Б. Н. Неклепаев

Электрическая часть электростанций



Энергия

Б. Н. НЕКЛЕПАЕВ

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Допущено Министерством высшего и среднего специального образования СССР в качестве учебника для студентов вузов, обучающихся по специальности «Электрические машины»

Лич.биб
Наз.Ш

«ЭНЕРГИЯ» · МОСКВА 1976

6П2.11
Н47
УДК [621.312 : 621.313/.316](075.8)

Неклепаев Б. Н.

Н47 Электрическая часть электростанций. Учебник для студентов вузов, обучающихся по специальности «Электрические машины». М., «Энергия», 1976.
552 с. с ил.

В книге изложены сведения об устройстве и работе электростанций, методика выбора электрооборудования и электрических схем, а также методика технико-экономических расчетов.
Книга предназначена для студентов энергетических специальностей энергетических и политехнических вузов.

Н $\frac{30311\text{-}361}{051(01)\text{-}76}$ 19-76 6П2.11

© Издательство «Энергия», 1976.

БОРИС НИКОЛАЕВИЧ НЕКЛЕПАЕВ

Электрическая часть электростанций

Редактор И. П. Крючков
Редактор издательства И. П. Березина
Переплет художника А. М. Кувшинникова
Технический редактор О. Д. Кузнецова
Корректор В. С. Антипова

Сдано в набор 11/XI 1975 г. Подписано к печати 25/VI 1976 г. Т-11050. Формат 84×108¹/₃₂ Бумага типографская № 1. Усл. печ. л. 29,98 Уч.-изд. л. 28,56. Тираж 40 000 экз. Зак. 372. Цена 1 р. 11 к.

Издательство «Энергия», Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10

Владимирская типография Союзполиграфпрома при Государственном комитете Совета Министров СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли. 600610, гор. Владимир, ул. Победы, д. 18-б.

ПРЕДИСЛОВИЕ

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

Содержание учебника соответствует программе курса «Электрическая часть электростанций», утвержденной для специальности 0601 «Электрические машины и аппараты». Эта программа наиболее полно учитывает требования к названному курсу также со стороны других энергетических специальностей.

Студенты-электромеханики получают достаточную подготовку по таким курсам, как «Электрические машины», «Электрические аппараты», «Аппараты управления», «Технология производства аппаратов управления и распределительных устройств», «Электромеханические аппараты автоматики» и меньшую подготовку по комплексным общеэнергетическим вопросам. В связи с этим курс «Электрическая часть электростанций» для студентов-электромехаников вынужденно строится с несколько иных позиций, чем для студентов электроэнергетических факультетов. В данном курсе электростанции, их электрическая часть и электрооборудование рассматриваются как элементы энергосистем. Основной акцент делается на условия работы электрооборудования в электроустановках энергосистем и на требования, которые предъявляют современные энергосистемы к электрооборудованию и электрической части электростанций и подстанций.

В учебнике приводятся необходимые сведения об устройстве, параметрах и работе электростанций различного типа, общие сведения об электрических сетях и системах, релейной защите, автоматике, системах управления и контроля, защите от перенапряжений и заземляю-

щих устройствах; раскрывается физика явлений при переходных процессах в энергосистемах; дается практическая методика выбора электрооборудования, электрических схем электроустановок, а также методика технико-экономических расчетов при проектировании электрической части электрических станций и подстанций.

Учебник может быть полезен студентам электроэнергетических факультетов вузов, студентам энергетических техникумов, а также инженерно-техническим работникам энергосистем и энергетических организаций.

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

Автор выражает глубокую благодарность проф. В. А. Андрееву и коллективу кафедры электрических станций Ивановского энергетического института за внимательный просмотр и рецензирование рукописи и сделанные ими полезные замечания, которые учтены при окончательной подготовке рукописи к печати.

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

Все пожелания и замечания автор просит направлять по адресу: 113114, Москва, М-114, Шлюзовая набережная, 10, издательство «Энергия».

Автор

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие 3

Глава первая. **Общие вопросы энергетики и электрификации СССР** 9

1-1. Этапы развития энергетики СССР 9
1-2. Перспективы развития энергетики СССР 11
1-3. Энергетические системы — основа электрификации страны 13
1-4. Население, энергопотребление и энергетические ресурсы 17
1-5. Типы электростанций. Участие различных электростанций в выработке электроэнергии 22
1-6. Графики нагрузки электроустановок. Регулирование графиков нагрузки 33
1-7. Электрические сети и их значение для электрификации страны 39
1-8. Номинальные параметры электрических машин и электрооборудования 40
1-9. Методика технико-экономических расчетов в энергетике 41

Глава вторая. **Основные характеристики потребителей электрической энергии** 43

2-1. Типы и основные характеристики потребителей электрической энергии 43
2-2. Состав узлов комплексной нагрузки 45
2-3. Статические и динамические характеристики нагрузки 48

Глава третья. **Электрические сети** 50

3-1. Общие сведения об электрических сетях 50
3-2. Номинальные напряжения электрических сетей . . 51
3-3. Режим нейтралей электрических сетей 53
3-4. Сведения о конструкции линий электропередачи . . 60
3-5. Потери мощности и энергии в электрических сетях . 62
3-6. Выбор сечений проводников 66
3-7. Понятие о качестве электроэнергии 74
3-8. Влияние качества электроэнергии на работу электроприемников 75
3-9. Нормы на качество электроэнергии 81
3-10. Падения и потери напряжения в сетях 82
3-11. Способы регулирования напряжения 84

Глава четвертая. **Синхронные генераторы и компенсаторы** 93

4-1. Общие сведения 93
4-2. Системы охлаждения 96
4-3 Системы возбуждения 100
4-4. Режимы работы синхронных машин 104
4-5. Устойчивость параллельной работы синхронных машин 108

Глава пятая. **Силовые трансформаторы и автотрансформаторы**
5-1. Общие сведения . . . 117
5-2. Системы охлаждения трансформаторов . . . 117
5-3. Тепловая диаграмма трансформатора . . . 121
5-4. Нагрев трансформаторов при переменном графике нагрузки . . . 122
5-5. Тепловое старение (износ) изоляции трансформаторов . . . 125
5-6. Нагрузочная способность трансформаторов . . . 128
5-7. Особенности режимов работы автотрансформаторов . . . 132
Глава шестая. **Короткие замыкания и неполнофазные режимы в электрических системах** . . . 135
6-1. Виды, причины и последствия коротких замыканий . . . 140
6-2. Допущения при расчетах токов к. з. . . . 140
6-3. Расчетные схемы замещения и их преобразование . . . 143
6-4. Системы именованных и относительных единиц . . . 144
6-5. Приведение магнитно-связанных цепей . . . 147
6-6. Трехфазные короткие замыкания . . . 150
6-7. Несимметричные короткие замыкания . . . 153
6-8. Несимметричные режимы и сложные виды повреждений . . . 182
6-9. Однофазные замыкания на землю в системах с глухозаземленными нейтралями . . . 198
Глава седьмая. **Электрические аппараты и проводники** . . . 202
7-1. Классификация . . . 203
7-2. Нагрев проводников длительным током . . . 203
7-3. Нагрев проводников при переменной нагрузке . . . 204
7-4. Контакты шин и аппаратов . . . 211
7-5. Токопроводы . . . 214
7-6. Отключение цепей переменного тока . . . 219
7-7. Отключение цепей постоянного тока . . . 219
7-8. Выключатели высокого напряжения и их приводы . . . 232
7-9. Плавкие предохранители . . . 235
7-10. Ограничители ударного тока . . . 238
7-11. Разъединители, отделители, короткозамыкатели и их приводы . . . 240
7-12. Выключатели нагрузки . . . 241
7-13. Реакторы . . . 246
7-14. Токоограничивающие устройства . . . 247
7-15. Аппараты напряжением до 1000 В . . . 250
7-16. Измерительные трансформаторы тока . . . 252
7-17. Измерительные трансформаторы напряжения . . . 253
7-18. Электродинамическая стойкость проводников и аппаратов . . . 255
7-19. Термическая стойкость проводников и аппаратов . . . 258
7-20. Расчетные условия для выбора проводников и аппаратов . . . 269
7-21. Выбор проводников и аппаратов . . . 275
Глава восьмая. **Схемы электрических соединений электрических станций и подстанций** . . . 280
8-1. Общие сведения . . . 287
8-2. Схемы электрических соединений теплофикационных электростанций . . . 287
8-3. Схемы электрических соединений конденсационных электростанций . . . 297
8-4. Схемы электрических соединений атомных электростанций . . . 317
8-5. Схемы электрических соединений гидроэлектростанций . . . 326
8-6. Схемы электрических соединений понижающих подстанций . . . 327
8-7. Собственные нужды электроустановок . . . 331
Глава девятая. **Конструкции распределительных устройств. Компоновки электрических станций и подстанций** . . . 337
9-1. Общие сведения . . . 361
9-2. Типовые конструкции закрытых распределительных устройств . . . 361
9-3. Типовые конструкции открытых распределительных устройств . . . 372
9-4. Компоновка электрических станций и подстанций. Размещение распределительных устройств . . . 388
Глава десятая. **Системы управления, контроля и сигнализации на электрических станциях и подстанциях. Источники их питания** . . . 397
10-1. Назначение систем управления, контроля и сигнализации . . . 399
10-2. Щиты управления . . . 399
10-3. Контрольно-измерительная аппаратура . . . 401
10-4. Дистанционное управление выключателями и разъединителями . . . 403
10-5. Блокировка выключателей и разъединителей . . . 405
10-6. Системы сигнализации . . . 409
10-7. Принципы монтажа и маркировки вторичных цепей . . . 411
10-8. Установки оперативного тока . . . 414
10-9. Источники и схемы постоянного оперативного тока . . . 415
10-10. Источники и схемы переменного оперативного тока . . . 417
10-11. Источники и схемы выпрямленного оперативного тока . . . 433
Глава одиннадцатая. **Релейная защита и автоматика** . . . 437
11-1. Назначение релейной защиты. Типы реле . . . 442
11-2. Требования к релейной защите . . . 442
А. Защита линий электропередачи
11-3. Максимальная токовая защита линий с независимой выдержкой времени . . . 443
11-4. Максимальная токовая защита линий с зависимой выдержкой времени . . . 445
11-5. Токовая отсечка на линиях с односторонним питанием . . . 448
11-6. Максимальная токовая направленная защита линий с двусторонним питанием . . . 450
11-7. Токовые отсечки на линиях с двусторонним питанием . . . 452
11-8. Защита от коротких замыканий на землю в сетях с заземленными нейтралями . . . 456
Б. Защита генераторов
11-9. Повреждения и ненормальные режимы генераторов . . . 457
11-10. Продольная дифференциальная защита . . . 459
11-11. Защита от замыканий между витками одной фазы . . . 462
11-12. Защита от сверхтоков внешних к. з. и от перегрузки . . . 465
11-13. Защита от замыканий на землю . . . 466

В. Защита трансформаторов

11-14. Повреждения и ненормальные режимы трансформаторов 472
11-15. Дифференциальная защита 472
11-16. Токовая отсечка 476
11-17. Защита от сверхтоков внешних к. з. 478
11-18. Защита от перегрузки 481
11-19. Защита от замыканий на землю 481
11-20. Защита от замыканий на кожух (баковая защита) 483
11-21. Газовая защита 484

Г. Защита электродвигателей

11-22. Повреждения и ненормальные режимы электродвигателей. Пуск и самозапуск двигателей 485
11-23. Защита асинхронных электродвигателей напряжением выше 1000 В 488
11-24. Защита асинхронных электродвигателей напряжением ниже 1000 В 492
11-25. Особенности защиты синхронных электродвигателей 494

Д. Вопросы автоматизации электрических станций и электрических систем

11-26. Объем автоматизации 496
11-27. Автоматическая синхронизация генераторов . . . 497
11-28. Автоматическая разгрузка по частоте (АЧР) . . 498
11-29. Автоматическое повторное включение (АПВ) . . 500
11-30. Автоматическое включение резерва (АВР) . . . 503

Глава двенадцатая. **Защита электрических установок от перенапряжений. Заземляющие устройства** 505
12-1. Общие сведения 505
12-2. Внутренние перенапряжения 513
12-3. Грозовые перенапряжения 514
12-4. Защита электроустановок от прямых ударов молнии 516
12-5. Защита электроустановок от перенапряжений . . 522
12-6. Заземляющие устройства 526

Глава тринадцатая. **Энергетические системы** 533
13-1. Общие сведения 533
13-2. Участие электростанций различного типа в покрытии суммарной нагрузки энергосистем 534
13-3. Распределение активной нагрузки между электростанциями и отдельными генераторами 536
13-4. Распределение набросов активной нагрузки между агрегатами электростанций 539
13-5. Принцип действия регулятора скорости турбин . . 542
13-6. Регулирование частоты в энергосистемах 543
13-7. Надежность и устойчивость работы энергосистем . 545

Список литературы 548
Алфавитный указатель 549

Глава первая

ОБЩИЕ ВОПРОСЫ ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ СССР

1-1. ЭТАПЫ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ СССР

Уровень развития энергетики и электрификации 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. В Программе КПСС — программе строительства коммунистического общества в СССР записано, что главная экономическая задача партии и советского народа состоит в создании в течение двух десятилетий материально-технической базы коммунизма, что 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].

[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.

В 1913 г. Россия по выработке электроэнергии занимала шестое место в Европе и восьмое место в мире (после 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 утвердил 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 — 48,3 млрд. кВт·ч в год. Великая Отечественная война нанесла тяжелый урон энергохозяйству страны. В 1945 г. установленная мощность составила 11 млн. кВт, а выработка — только 43 млрд. кВт·ч.

После 1945 г. имело место быстрое 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. Если до 1941 г. наибольшая единичная мощность агрегатов на тепловых электростанциях была 100 МВт, на гидроэлектростанциях — 55 МВт, то в послевоенный период она соответственно составила 200, 300, 500 и 800 МВт на ГРЭС и 500 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. С 1913 по 1973 г. установленная мощность электростанций возросла в 171 раз, а производство электроэнергии — в 448 раз. СССР вышел на 2-е место в мире по выработке электроэнергии.

Значительное развитие получили электрические сети. На конец 1973 г. протяженность воздушных линий электропередачи энергоуправлений напряжением 35 кВ и выше составила в одноцепном исчислении 537,4 тыс. км.

Огромная работа проведена по электрификации сельского хозяйства. Если в 1950 г. только 15% колхозов и 76% совхозов использовали электроэнергию, то 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, а в 1973 г. оно достигло 57,6 млрд. кВт·ч. В несколько раз возросла протяженность линий электропередачи в сельских районах. Механизация и электрификация сельского хозяйства обеспечивают повышение производительности труда работников колхозов и совхозов.

Энергетика СССР развивается в соответствии с определенными принципами, заложенными еще в плане ГОЭЛРО:

а) плановость;
б) использование местного топлива;
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 94. Создается единая энергетическая система СССР (ЕЭС СССР). В 1973 г. централизованное производство электроэнергии на электростанциях, объединенных в энергосистемы, составило 96,9% 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 значительно более быстрыми темпами, чем в США, что видно из данных, приведенных в табл. 1-1.

Таблица 1-1

Показатель	1913 г.		1965 г.		1972 г.		Индекс роста параметра за период 1913—1972 гг.	
	Россия	США	СССР	США	СССР	США	СССР	США
P_{Σ}, млн. кВт	1,1	11	114	253	186,2	390	169	35,4
W_{Σ}, млрд. кВт·ч	2	24	507	1200	857	1950	428,5	81,3
N, млн. чел.	140	90	232	195	248,6	209	1,77	2,32
$W_{уд}$, $\frac{кВт \cdot ч}{чел \cdot год}$	14	270	2190	6150	3465	9337	248	34,6

В последние годы прирост генерирующих мощностей в СССР составил:

Годы	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1975
Прирост мощностей, млн. кВт	8,0	8,73	10,77	11,3	12,35	9,21	9,64	13,0

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 значительной степени определяется уровнем энерговооруженности и электровооруженности труда, что наглядно иллюстрируют данные табл. 1-2 (показатели даны в долях от уровня в 1940 г.).

Таблица 1-2

Показатель	1913 г.	1940 г.	1950 г.	1960 г.	1970 г.	1973 г.
Энерговооруженность труда	0,2	1	1,4	2,8	5,2	6
Электровооруженность труда	0,125	1	1,5	3	5,25	6,12
Производительность труда в промышленности	—	1	1,45	2,96	4,92	5,84

В СССР строится ряд мощных электростанций с крупными высокоэкономичными агрегатами. На тепловых конденсационных электростанциях (КЭС) устанавливаются агрегаты мощностью 200, 300, 500, 800 МВт; на Костромской ГРЭС намечено установить головной агрегат мощностью 1200 МВт. На теплоэлектроцентралях (ТЭЦ) устанавливаются агрегаты мощностью по 100, 135 и 250 МВт.

На атомных электростанциях (АЭС) намечается ввод агрегатов с водо-водяными и водно-графитными реакторами на тепловых нейтронах с единичной мощностью 440 и 1000 МВт, а также реактора-размножителя на быстрых нейтронах мощностью 600 МВт. Ведется строительство Ленинградской, Кольской, Смоленской, Курской, Армянской, Чернобыльской и других атомных электростанций.

Намечается дальнейшее развитие системообразующих, магистральных и распределительных 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 линий электропередачи переменного тока 1150 кВ и постоянного тока ±750 кВ,

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

комплектных распределительных устройств и токопроводов с газовой изоляцией, сверхпроводящих и криорезисторных кабелей, новых способов получения электроэнергии (МГД-установки, топливные элементы, термоядерный синтез и т. п.).

Принятыми на XXV съезде КПСС Основными направлениями развития народного хозяйства СССР на 1976—1980 годы предусмотрено обеспечить в 1980 г. производство 1340—1380 млрд. кВт·ч электроэнергии и ввести 67—70 млн. кВт новой мощности, в том числе 13—15 млн. кВт на АЭС.

1-3. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ — ОСНОВА ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ СТРАНЫ

Процесс производства, распределения и потребления тепла и электрической энергии может быть представлен блок-схемой, показанной на рис. 1-1. Первичный источник энергии (уголь, газ, нефть, урановый концентрат, гидроэнергия, солнечная энергия и т. п.) поступает в тот или иной преобразователь энергии, на выходе которого получается или только электрическая энергия, или электрическая энергия и тепло.

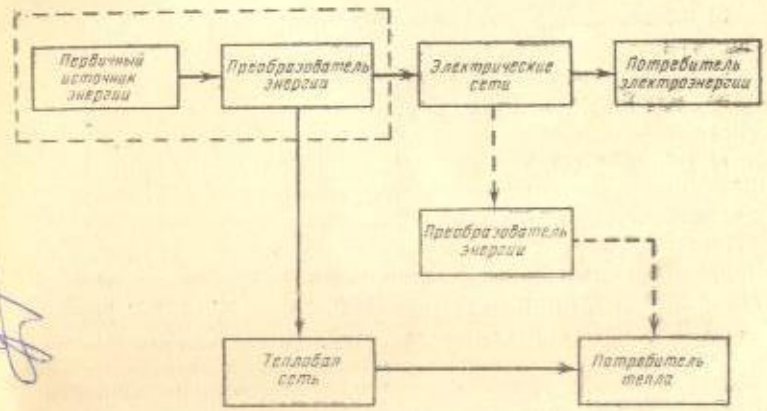


Рис. 1-1. Блок-схема процесса производства, распределения и потребления тепла и электрической энергии.

С целью повышения надежности электроснабжения потребителей и получения определенного народно-хозяй-

ственного экономического эффекта электростанции объединяются на параллельную работу в энергосистемы, которые в свою очередь при развитии объединяются в энергообъединения и 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 системе;

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

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

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

6) улучшается культура эксплуатации энергохозяйства;

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

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 цифровых вычислительных машин и вычислительных комплексов.

Структурная схема простейшей электрической системы дана на рис. 1-2. На схеме условно, в виде одного агрегата каждая, представлены ТЭЦ, ГРЭС, АЭС, ГЭС, а также подстанции; на подстанции № 2 показан синхронный компенсатор. Параллельная работа частей энергосистемы обеспечивается сетью 220 кВ.

Дадим необходимые для дальнейшего изложения определения энергосистемы и отдельных ее элементов.

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

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

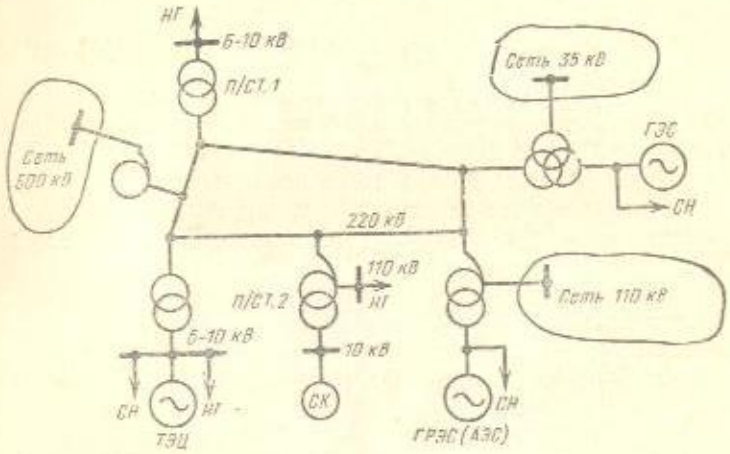


Рис. 1-2. Структурная схема простейшей электрической системы.

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

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

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

Линия электропередачи — система проводов или кабелей, предназначенная для передачи (канализации) электроэнергии от источника к потребителю.

Электрическая сеть — совокупность линий электропередачи и подстанций.

Энергосистема — совокупность электрических станций, электрических и тепловых сетей и потребителей электрической энергии и тепла, связанных общностью

режима и непрерывностью процесса производства, распределения и потребления электрической и тепловой энергии.

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

Электрические станции представляют собой сложные технологические комплексы с большим числом основного

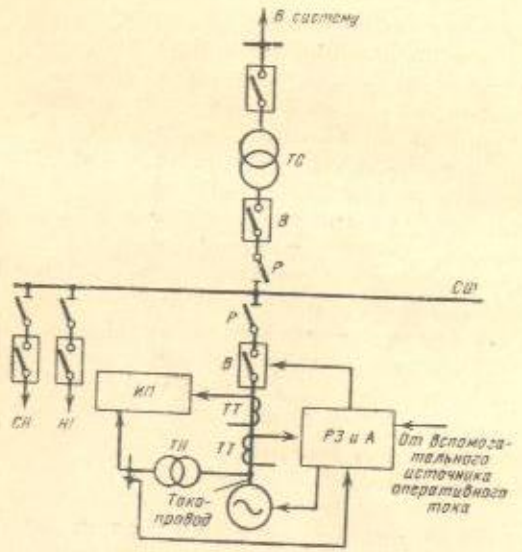


Рис. 1-3. Принципиальная электрическая схема электростанции со сборными шинами генераторного напряжения.

и вспомогательного оборудования. Первое служит для производства, преобразования, передачи и распределения электроэнергии, второе — для выполнения вспомогательных функций (измерение, сигнализация, защита и автоматика и т. д.). Взаимное соединение различного электрооборудования показано на упрощенной принципиальной электрической схеме электростанции 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 *В* — для включения и отключения цепей в нормальных и аварийных условиях;

разъединители *Р* — для снятия напряжения с обесточенных частей электроустановки и для создания видимого разрыва цепи; разъединители, как правило, являются ремонтными, а не оперативными элементами (аппаратами) схемы;

сборные шины — для приема электроэнергии от источников и распределения ее к потребителям;

устройства релейной защиты *РЗ* — для обнаружения факта и места аварии 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 увеличивалось весьма быстро:

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

Интересны примерные данные о росте численности населения России и СССР:

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

По прогнозам к 2000 г. население земного шара может возрасти до 6,5—7,0 млрд. чел. Общий уровень мирового энергопотребления составил в 1913 г.— 1959, а в 1973 г.— 8479 т условного топлива.

Лич.библ. Поз. Ш

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
Каменный уголь	77,4	58,7	48,9	23,1
Бурый уголь	2,6	4,4	5,3	3,7
Нефть	4,9	17,5	23,8	43,3
Природный и попутный газ	1,4	4,8	9,0	20,3
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
Все ресурсы	100	100	100	100

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.

Таблица 1-4

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

Приходная часть топливного баланса 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.

Как видно, в последние годы происходит существенное изменение структуры приходной части 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 рас-

Таблица 1-5

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

Таблица 1-6

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

Таблица 1-7

Вид потребителя	Составляющие расходной части, %, по годам		
	1960	1970	1975
Промышленность	56,2	55,6	54,1
Транспорт	13,4	11,6	12,0
Сельскохозяйственное производство	5,1	5,6	6,5
Жилищно-коммунальное хозяйство	20,1	20,0	20,3
Прочие нужды	5,2	7,2	7,2
Итого	100	100	100

ход условного топлива на 1 кВт·ч отпущенной электроэнергии. Изменение структуры потребления энергии в железнодорожном транспорте (табл. 1-8), связанное с его переводом на электровозную и тепловозную тягу, позволило снизить расход условного топлива на 10 тыс. т-км брутто работы транспорта (200 кг условного топлива в 1950 г. и 70 кг условного топлива в 1967 г.).

Таблица 1-8

Вид тяги	Удельный вес в грузообороте, %, в разные годы			
	1950	1960	1965	1970
Паровозная	94,6	56,8	15,5	4,0
Электровозная	3,2	21,8	39,5	48,4
Тепловозная	2,2	21,4	45,0	47,6

Серьезной проблемой становится дефицит топлива в европейской части СССР ввиду несоответствия между потреблением и располагаемыми энергетическими ресурсами на территории страны. В 1966 г. дефицит составлял 50 млн. т, в 1972 г.— свыше 100 млн. т условного топлива. Возрастающий дефицит топлива может быть принципиально покрыт путем использования огромных энергетических ресурсов Сибири, передачи электроэнергии по 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.

Постоянно растет отпуск тепла от ТЭЦ общего пользования.

Балансы производства и потребления электрической энергии и тепла приведены в табл. 1-9 и 1-10.

Распределение разведанных энергоресурсов на территории СССР приближенно характеризуется данными табл. 1-11.

Таблица 1-9

Составляющие баланса электроэнергии	Структура баланса, %, в разные годы			
	1960	1965	1970	1975 (по плану)
Выработано (получено) — всего	100	100	100	100
Потреблено по составляющим:				
промышленность	64,7	62	59	56,8
строительство	3,1	2,3	2,15	1,76
транспорт	6,1	7,31	7,33	7,05
сельское хозяйство	3,44	4,16	5,2	7,03
коммунально-бытовые нужды городов	10,5	10	10,95	11,7
собственные нужды электростанций и потери в сетях	12,06	13,9	14,67	14,6
экспорт	0,1	0,3	0,7	1,06
Потреблено — всего	100	100	100	100

Таблица 1-10

Составляющие баланса тепла	Структура баланса, %, в разные годы		
	1965	1970	1975 (по плану)
Выработано (получено) — всего	100	100	100
В том числе:			
ТЭЦ общего пользования	36,1	39,1	41,8
промышленными ТЭЦ	18,4	14,8	11,5
котельными	42,2	42,2	39,6
утилизационными установками	3,3	3,9	7,1
Потреблено — всего	100	100	100

Продолжение табл. 1-10

Составляющие баланса тепла	Структура баланса, %, в разные годы		
	1965	1970	1975 (по плану)
В том числе:			
промышленностью	85,7	82,5	79,1
жилищно-коммунальным хозяйством и бытом	13,4	16,4	19,5

Таблица 1-11

Район	Полные энергоресурсы, %	Распределение разных энергоресурсов по районам СССР, %			
		Уголь	Нефть	Газ	Гидроэнергия
Европейская часть СССР и Урал	12	8	60	32	17
Азиатская часть СССР	88	92	40	68	83

Как видно, энергоресурсы европейской части СССР и Урала составляют всего лишь 12% энергоресурсов страны, в то время как потребление топлива здесь в данное время составляет около 75%, а электроэнергии — до 70% общего их 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 паротурбинные (теплофикационные — ТЭЦ и конденсационные — КЭС; крупные КЭС исторически получили название государственных районных электростанций — ГРЭС) и газотурбинные (ГТЭ);

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

3) атомные электростанции (АЭС);

4) дизельные электростанции;

5) гелиоэлектростанции (солнечные электростанции);

6) геотермальные электростанции;

7) приливные электростанции (ПЭС);

8) ветроэлектростанции.

Во многих странах, в том числе и в СССР, усиленно ведутся работы по созданию электростанций с магнитогидродинамическими генераторами (МГД), а также работы по осуществлению управляемой термоядерной реакции синтеза гелия из дейтерия. Дейтерий является практически неограниченным источником энергии.

Основную долю выработанной электроэнергии как в СССР, так и в мировой энергетике дают тепловые и гидравлические электростанции. Усредненные показатели установленной мощности и выработки электроэнергии различными электростанциями СССР характеризуются данными табл. 1-12.

Таблица 1-12

Тип электростанции	Установленная мощность, %/млн. кВт, в разные годы			Выработка электроэнергии, %/млрд. кВт·ч, в разные годы		
	1960	1970	1975	1960	1970	1975
КЭС	52,15	51,9	77,7	48,8	45,33	82,15
ТЭЦ	25,5	28,3		33,8	37,4	
ГЭС	22,2	19,3	18,8	17,4	16,8	15,5
АЭС	0,15	0,9	3,5	—	0,47	2,35
Итого	100/66,7	100/166,1	100/228	100/292,3	100/740,9	100/1038

В ближайшее время намечается увеличение участия ГЭС, гидроаккумулирующих электростанций и газотурбинных электростанций в покрытии пиковой части графика нагрузки энергосистем и форсированное развитие атомной энергетики.

Электрическая часть электростанции тесно связана с другими частями, и поэтому режим ее работы должен, как правило, рассматриваться во взаимосвязи с режимом работы технологического оборудования. Для понимания дальнейшего изложения рассмотрим кратко особенности технологического режима основных типов электростанций.

Конденсационные тепловые электростанции (КЭС)

Принципиальная схема КЭС приведена на рис. 1-4. В котел *Кт* подается топливо (уголь, газ, 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

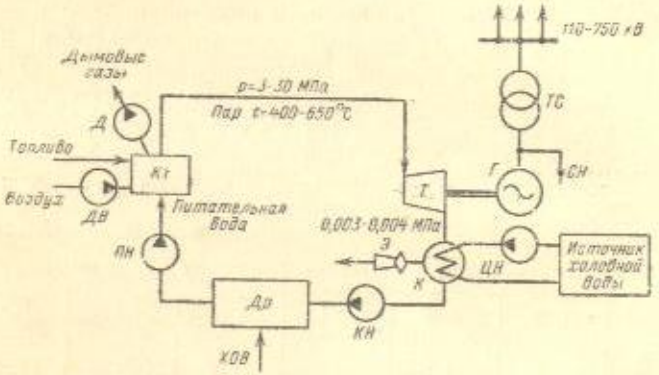


Рис. 1-4. Принципиальная схема КЭС.

отсасываются из котла дымососом *Д* и выбрасываются через дымовую трубу (высотой 100—250 м) в атмосферу. Острый пар из котла подается в паровую турбину *Т*, где, проходя через ряд ступеней, он 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, удаля-

ется 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 сети повышенных напряжений (110—750 кВ);

3) работают по свободному (т. е. не ограниченному технологическим режимом) графику выработки электроэнергии;

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

5) имеют относительно низкий к. п. д. ($\eta = 30 \div 40\%$).

Теплофикационные электростанции (ТЭЦ)

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 получают тепло от сетевых подогревателей (бойлеров) *СП*. При снижении электрической нагрузки ТЭЦ ниже мощности на тепловом потреблении необходимое для потребителей тепло может быть получено с помощью редукционно-охладительной установки *РОУ*, питающейся острым паром котла. Чем больше отбор пара из турбины на теплофикационные цели, тем меньше тепла уходит с циркуляционной водой и, следовательно, тем выше к. п. д. станции. Следует, однако, отметить, что во избежание перегрева хвостовой

части турбины через нее должен быть обеспечен во всех режимах пропуск определенного количества пара.

Из-за несоответствия мощностей потребителей тепла 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, причем в 1970 г. 53,9% тепла выработали ТЭЦ. ТЭЦ, а также про-

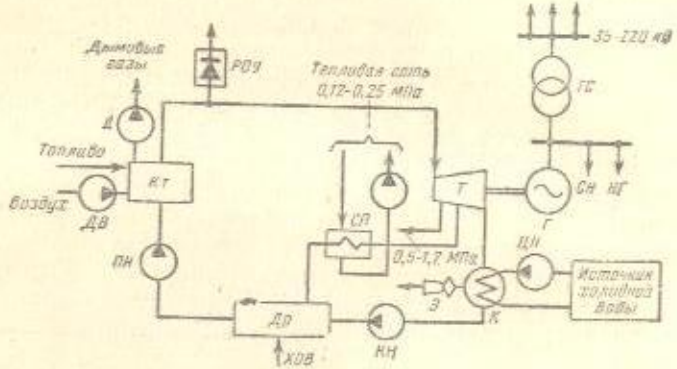


Рис. 1-5. Принципиальная схема ТЭЦ.

мышленные и крупные отопительные котельные обеспечивают потребность в паре и горячей воде промышленности практически на 100%, а коммунально-бытовых потребителей и населения городов более чем на 40%.

Особенности ТЭЦ следующие:

1) строятся вблизи потребителей тепла;

2) обычно работают на привозном топливе;

3) большую часть выработанной 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);

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

6) имеют относительно высокий суммарный к. п. д. (при значительных отборах пара на производство и коммунально-бытовые нужды $\eta = 60 \div 70\%$).

Гидроэлектростанции (ГЭС)

Мощность ГЭС зависит от расхода воды через турбину и напора H (рис. 1-6). Эта мощность определяется выражением, кВт:

$$P = QH\eta_{\Sigma}\frac{1000}{102} = 9{,}81QH\eta_{\Sigma}, \qquad (2\text{-}1)$$

где Q — расход воды, м³/с; H — напор, м; η_{Σ} — суммарный к. п. д.,

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

$\eta_{\text{с}}$ — к. п. д. водоподводящих сооружений; $\eta_{\text{т}}$ — к. п. д. гидротурбины; $\eta_{\text{г}}$ — к. п. д. гидрогенератора.

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

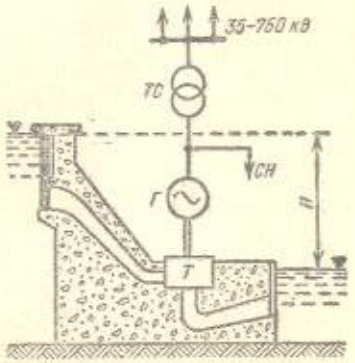


Рис. 1-6. Принципиальная схема ГЭС.

Особенности ГЭС следующие:

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

2) большую часть выработанной электроэнергии отдают в 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 к. п. д. ($\eta_{\Sigma} \approx 0{,}85$).

Как видно, гидроэлектростанции имеют ряд преимуществ перед тепловыми электростанциями. Чем же вызвано тогда преобладающее в настоящее время строительство тепловых электростанций? Определяющими факторами являются размеры капиталовложений и время строительства электростанций. Капиталовложения на ТЭС и сроки их строительства, как видно из табл 1-13, где даны усредненные значения величин, значительно меньше, чем для ГЭС.

Таблица 1-13

Тип электростанции	Удельные капиталовложения, руб/кВт	Себестоимость электроэнергии, коп/(кВт·ч)	Срок строительства, лет
КЭС	80—120	0,4—1,0	3—6
ТЭЦ	180—230	0,3—0,8	4—6
ГЭС	200—400	0,04—0,4	5—8
АЭС	130—180	0,45—0,8	5—8

Аналогичные соотношения имеют место и в зарубежной практике (табл. 1-14).

Таблица 1-14

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
Геотермальные	140—220	0,268—0,466

Атомные электростанции (АЭС)

Атомные электростанции проектируются и сооружаются с реакторами различного типа на тепловых нейтронах (водо-водяные, графито-газовые, канальные) и на быстрых нейтронах по одноконтурной или двухконтурной схеме. АЭС могут строиться или для производства только электрической энергии аналогично КЭС, или для производства тепла и электрической энергии аналогично ТЭЦ.

Принципиальная схема двухконтурной АЭС приведена рис. 1-7. Как видно, оборудование второго контура,

включающего турбину T и конденсатор K, аналогично оборудованию тепловых электростанций.

В качестве расщепляющегося материала на АЭС обычно используется уран U-235 (92 протона и 143 нейтрона) в виде концентрата закиси-окиси урана U_3O_8. Поглощая один нейтрон, уран U-235 делится на две части (осколки) с выделением энергии. При расщеплении 1 кг

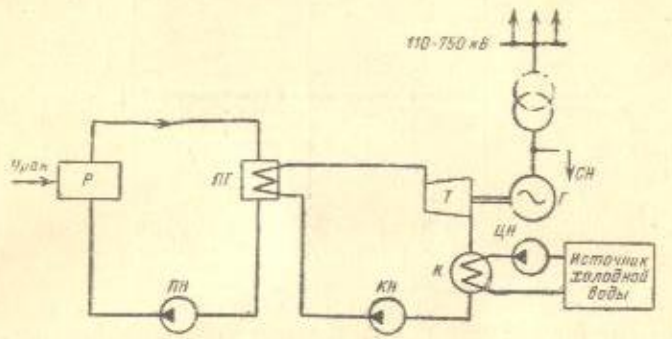


Рис. 1-7. Принципиальная схема двухконтурной АЭС.

урана U-235 выделяется энергии 21,6 млн. кВт·ч, что эквивалентно энергии, выделяющейся при сгорании примерно 2900 т угля.

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

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

На АЭС также возможно использовать торий, из которого получается расщепляющийся материал U-233.

Первая в мире промышленная АЭС мощностью 5 МВт была пущена в эксплуатацию в СССР 27 июня 1954 г. В сентябре 1958 г. был пущен реактор мощностью 100 МВт на Сибирской АЭС (общей мощностью 600 МВт). В 1956-1957 гг. были пущены 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 и в других странах. Состояние и прог-

нозные оценки развития атомной энергетики в ряде зарубежных стран представлены в табл. 1-15.

Таблица 1-15

Страна	Мощность, млн. кВт, АЭС на 1 января 1972 г.	Мощность АЭС, млн. кВт, на конец 1972 г.	Прогнозируемая мощность АЭС, млн. кВт, в разные годы	
			1980	1985
США	10,041	24,91	150	300
Великобритания	6,091	6,34	24,8	52
Франция	1,7	3,25	6,3	15
Япония	1,255	1,255	27	40
Канада	1,035	2,115	7,8	15
ФРГ	0,898	2,35	18	34,5

Предполагается, что к 2000 г. выработка электроэнергии на АЭС в мире может достигнуть 50% общей выработки электроэнергии.

Длительное время технико-экономические показатели АЭС были хуже показателей тепловых электростанций, особенно по капиталовложениям. В настоящее время АЭС с крупными агрегатами стали конкурентоспособными (табл. 1-13, 1-14). В СССР построены Сибирская, Нововоронежская, Белоярская АЭС. Строится ряд атомных электростанций с различными типами реакторов.

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 с реакторами на быстрых нейтронах;

6) не загрязняют атмосферу; выбросы радиоактивных газов и аэрозолей незначительны и не превышают величин, допустимых санитарными нормами.

Газотурбинные электростанции (ГТЭ)

Принципиальная схема ГТЭ 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

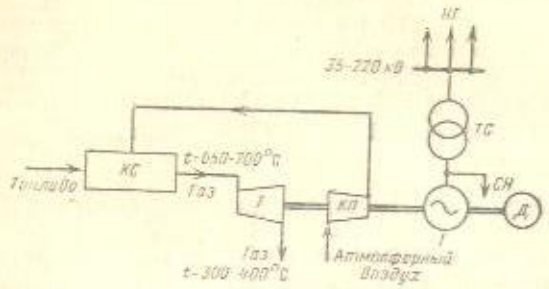


Рис. 1-8. Принципиальная схема газотурбинной электростанции.

КС—камера сгорания; *Т* — турбина; *КП* — компрессор; *Д*—пусковой двигатель;

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

Дизельные электростанции

Принципиальная схема дизельной электростанции дана на рис. 1-9. Дизельные электростанции мобильны, автономны, поэтому широко используются в труднодо-

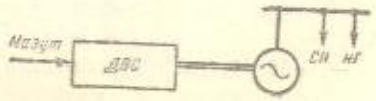


Рис. 1-9. Принципиальная схема дизельной электростанции. *ДВС* — двигатель внутреннего сгорания.

ступных районах, а также для электроснабжения сельскохозяйственных потребностей. Дизельные агрегаты могут быть также использованы в качестве резервных аварийных источников питания системы собственных нужд крупных ГРЭС и АЭС.

Ветроэлектростанции

Ветроэлектростанции небольшой мощности используются в качестве источников электроэнергии в сельских местностях, в труднодоступных районах, на метеороло-

гических станциях и в других местах, где стабильно удерживается ветреная погода. В СССР имеются установки мощностью в 100—400 кВт.

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 энергии в год. При этом со всей территории СССР теоретически можно получить около 18 000 млрд. кВт·ч электроэнергии в год.

Солнечные электростанции (гелиоэлектростанции)

Принципиальные схемы солнечных электростанций даны на рис. 1-10. Солнечные электростанции нашли применение в ряде стран, имеющих значительное число солнечных дней в году.

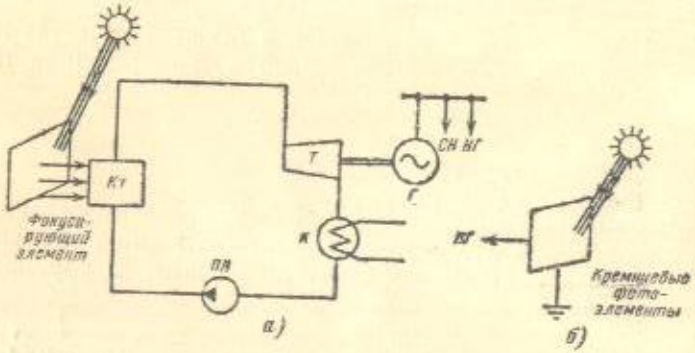


Рис. 1-10. Принципиальная схема гелиоэлектростанции.
а — с паровым котлом; *б* — с кремниевыми фотоэлементами.

По некоторым данным к. п. д. солнечных электростанций может быть доведен до 20%.

Геотермальные электростанции

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

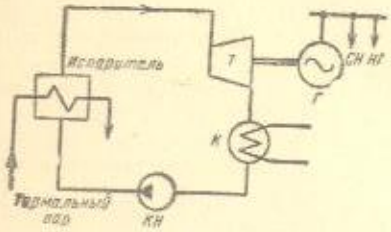


Рис. 1-11. Принципиальная схема геотермальной электростанции.

Приливные электростанции (ПЭС)

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 НАГРУЗКИ

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

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 минимальную, максимальную и среднюю величину графически представленного параметра. У графиков различают также базовую, полубазовую и пиковую части. Применительно к рис. 1-12, *б* базовой является та часть, где $P<P_{мин}$, пиковой — где $P>P_{ср}$, а полубазовой — где $P_{мин}<P<P_{ср}$.

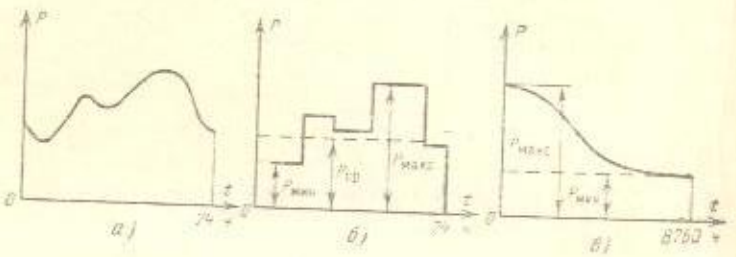


Рис. 1-12. Графики нагрузки электроустановок.

а — суточный непрерывный; *б* — суточный ступенчатый; *в* — годовой по продолжительности.

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 наибольшей нагрузки

$$T_{макс}=\frac{W_{сут}}{P_{макс.сут}}$$

и

$$T_{макс.год}=\frac{W_{год}}{P_{макс.год}};$$

коэффициент заполнения графика

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

где T — полное время по оси абсцисс графика.

Очевидно, что $T_{макс}=k_{зп}T$.

Для графиков работы электростанций характерными являются время использования установленной мощности, равное отношению выработанной за год электроэнергии к установленной мощности:

$$T_{и}=\frac{W_{выр}}{P_{уст}};$$

коэффициент использования установленной мощности

$$k_{и}=\frac{W_{выр}}{P_{уст}T}$$

и коэффициент резерва

$$k_{рез}=\frac{P_{уст}}{P_{нг.макс}}.$$

Очевидно, что имеют место следующие соотношения:

$$T_{и}=k_{и}T;$$

$$k_{и}\leqslant k_{зп};$$

$$k_{рез}\geqslant 1.$$

Каждая электроустановка имеет характерный для нее график нагрузки (рис. 1-13).

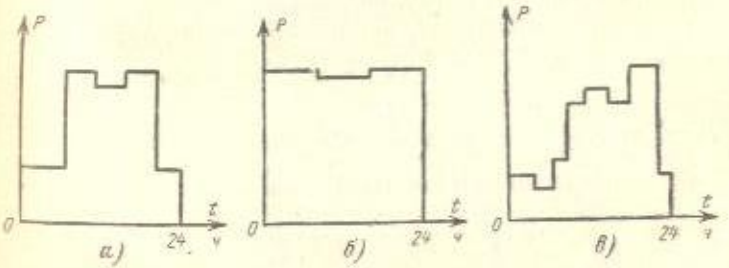


Рис. 1-13. Суточные графики активной нагрузки электроустановок различного типа.

а — односменное предприятие; *б* — трехсменное предприятие; *в* — коммунальные нужды города.

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 (берут показания через час).

Построение графиков нагрузки при проектировании производится иначе. Обычно известны параметры механизмов и установленная мощность $P_{уст}$ 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 $P_{пр}$. Для ламп освещения $P_{пр}=P_{уст}$, для электродвигателей $P_{пр}=P_{уст}/\eta_{двиг}$. Затем определяется суммарная присоединенная мощность

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

где n — число электроприемников.

Установленная мощность подсчитывается по номинальным данным оборудования.

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

$$P_{нг.макс}=k_о k_э P_{пр\Sigma}=k_с P_{уст},$$

где $k_с$ — коэффициент спроса; $k_о=P_{пр.макс}/P_{пр\Sigma}$ — коэффициент одновременности; $k_э=P_{нг.макс}/P_{пр.макс}$ — коэффициент загрузки; $P_{пр.макс}$ — присоединенная мощность во время максимума нагрузки.

Ниже приводятся усредненные значения коэффициентов спроса $k_с$ для ряда потребителей.

Тип предприятия	$k_с$
Металлургические и металлообрабатывающие заводы	0,3
Машиностроительные заводы (тяжелого машиностроения)	0,25
Химические заводы	0,25—0,3
Текстильные фабрики	0,25
Собственные нужды электростанций	0,7—0,95

Беря для конкретного предприятия типовой график нагрузки и зная $k_с$ и $P_{уст}$, определяют $P_{нг.макс}$.

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

$$P_{с.н} \approx \left(0{,}4+0{,}6\frac{P}{P_{уст}}\right)P_{с.н.макс}.$$

Для различных типов электростанций максимальную мощность собственных нужд можно принять в соответствии со следующими данными:

Тип электроустановки	$\frac{P_{с.н.макс}}{P_{уст}}\cdot 100,\%$
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 нагрузки предназначены для следующих целей:

а) определения времени пуска и остановки 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 следует иметь в виду, что целесообразно по возможности более полно использовать установленную мощность электростанций.

Одним из важнейших технико-экономических показателей работы электростанций является себестоимость выработанной электроэнергии. Она определяется выражением:

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

где a — расходы, ложащиеся постоянной составляющей на каждый киловатт-час выработанной электроэнергии (топливо, вода, смазка, 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, ввиду 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. 1-16, где $T_{и}$ рассчитано по среднегодовой мощности электростанций.

Таблица 1-16

Год	Время использования установленной мощности $T_{и}$, ч	Коэффициент использования 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

Для регулирования графиков нагрузки используют различные способы, в том числе:

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

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

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

г) смещение начала работы смен и начала работы предприятий;

д) разнос выходных дней;

е) введение платы как за активную, так и за реактивную энергию (мощность);

ж) уменьшение перетоков реактивной мощности по сети;

з) объединение районных энергосистем в объединенные энергосистемы.

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 расчетную величину эксплуатационного резерва на 3% (1,5 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 различного напряжения и типа. От правильно выбранных структуры и параметров электрических сетей в существенной степени 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 по-

требителем 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 себестоимость передачи и распределения электрической энергии, установленная мощность трансформаторов $S_{т.уст}$, суммарная длина линий электропередачи различного напряжения и типа 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 $S_{т.уст}/P_{уст} \approx 10$.

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, потери и т. п. Ряды (шкалы) номинальных параметров устанавливаются государственными стандартами. Номинальные параметры электрических машин и электрооборудования указываются заводами-изготовителями в паспортных данных. Все или важнейшие из них указываются на щитках электрических машин и электрооборудования. Ряды номинальных параметров (ток, напряжение, мощность, частота и т. д.) устанавливаются на основании технико-экономических соображений; при этом учитываются ряды предпочтительных чисел. Электрические машины, аппараты и другое электрооборудование проектируются так, чтобы их максимальный к. п. д. лежал в зоне номинальных параметров.

При работе всех элементов энергосистемы с номинальными параметрами режим системы в целом близок к оптимальному. В отдельных случаях с учетом, например, зависимости к. п. д. элементов от нагрузки можно получить определенный эффект при работе с параметрами, отличными от номинальных.

1-9. МЕТОДИКА ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ В ЭНЕРГЕТИКЕ

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

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

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

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

Годовые издержки определяются по формуле, руб/год:

$$И = И_а + И_о + И_{пот},$$

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

Математическое ожидание народнохозяйственного ущерба из-за возможного нарушения электроснабжения 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

$$У_п = \omega (aP_{откл} + bP_{ср} t_в),$$

где ω — параметр потока отказов электроснабжения потребителя, раз/год; $t_в$ — вероятное время перерыва электроснабжения, ч; a — удельный ущерб от перерыва электроснабжения длительностью $t_в$, превышающей граничное время перерыва энергоснабжения, 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 имеют место следующие значения b и $a/b : b = 0{,}2 \div 1{,}2$ 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, величина и территориальное размещение резервной мощности; технико-экономические показатели работающего и резервного оборудования и т. п.) и должен определяться с учетом конкретных местных условий энергосистем.

В тех случаях, когда необходимо учесть длительность сооружения электроустановок, т. е. фактор разновременности капиталовложений, а также изменение по годам

величины издержек, сравнение вариантов производится по формуле приведенных затрат, руб/год:

$$\overline{З} = \sum_{t=1}^{T} (p_н K_t + \Delta И_t)(1 + p_{пп})^{T_{пр}-t},$$

где K_t — капиталовложения в год, руб/год; $\Delta И_t$ — приращение издержек в текущем году t по сравнению с предыдущим $t-1$ годом, руб/год; $p_{пп}$ — норма ежегодных накоплений в народном хозяйстве, устанавливаемая директивными органами (в настоящее время $p_{пп} = 0{,}08$); $T_{пр}$ — год приведения; T — расчетный период, в течение которого производятся капиталовложения в электроустановку.

Обычно расчетные затраты приводятся к первому году расчетного периода. Тогда

$$\overline{З} = \sum_{t=1}^{T} \frac{p_н K_t + \Delta И_t}{(1 + p_{пп})^{t-1}}.$$

Если варианты оказываются равноэкономичными (разница в расчетных затратах не превышает 5%), то для окончательного выбора варианта приходится учитывать ряд дополнительных факторов (удобство эксплуатации, показатели надежности, перспективы использования и развития, серийность 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, ответственности (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 (мало меняющейся 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 электрической энергии 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 электрической энергии. К ним относятся электрические печи и электротермические установки (сталеплавильные дуговые электропечи мощностью до 45 МВ·А), 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, радио- и телеустановки, 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 электрической энергии в зависимости от особенностей технологического режима и условий работы питаются от 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 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 (несимметричными) и трехфазными (симметричными), что приходится учитывать при проектировании и выполнении схем электроснабжения.

Приемники электрической энергии 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 в обычном, а также в закрытом или защищенном исполнении, с открытой или закрытой замкнутой системой охлаждения, с обычной или повышенной устойчивостью к изменению условий внешней среды.

По требованиям к надежности электроснабжения все потребители электрической энергии делятся на потребители первой, второй и третьей категорий (см. гл. 8).

2-2. СОСТАВ УЗЛОВ КОМПЛЕКСНОЙ НАГРУЗКИ

Разнотипные потребители электрической энергии по условиям построения схем электроснабжения объединяются в группы, образуя первичные узлы комплексной нагрузки. В таких узлах разнотипные потребители включены параллельно, и поэтому их режимы работы оказываются взаимно зависимыми. Результирующая эквивалентная

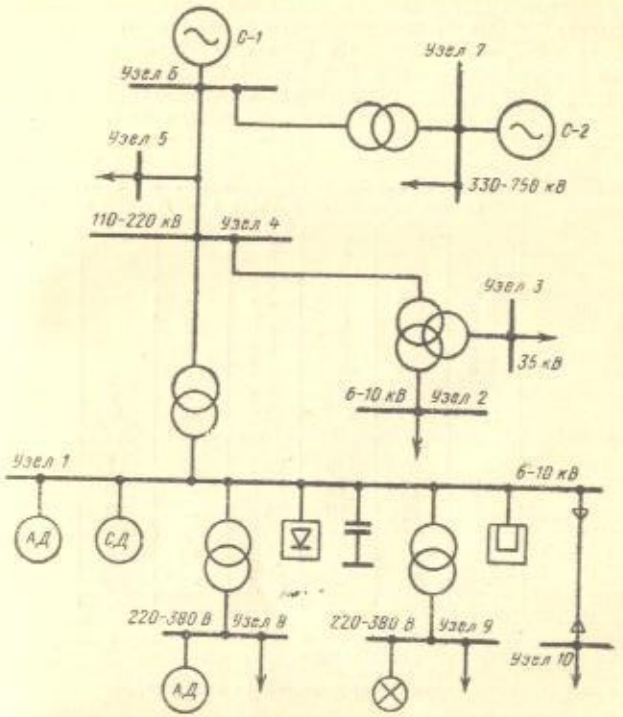


Рис. 2-1. Пример схемы электроснабжения потребителей с несколькими узлами комплексной нагрузки.

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 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 представлен состав узлов комплексной нагрузки, полученный различными авторами (в разное

Таблица 2-1

Вариант	Состав потребителей узлов комплексной нагрузки, %							
	Мелкие асинхронные двигатели	Крупные асинхронные двигатели	Синхронные двигатели	Освещение и бытовая нагрузка	Выпрямители	Печи	Потери 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

* Рассматривается нагрузка города.
** Рассматривается нагрузка крупного города.
*** Рассматривается крупная промышленная нагрузка.

время). В табл. 2-2 приведены данные о представительном 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.

Таблица 2-2

Отрасль народного хозяйства	Состав потребителей узла комплексной нагрузки, %									
	Синхронные электродвигатели	Асинхронные электродвигатели		Освещение	Дуговые печи	Печи сопротивления	Сварка	Выпрямители	Прочая нагрузка	Итого
		свыше 1000 В	до 1000 В							
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

2-3. СТАТИЧЕСКИЕ И ДИНАМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ НАГРУЗКИ

При расчетах режимов энергосистем требуется знать статические и динамические характеристики нагрузки. Под характеристиками нагрузки понимаются зависимости ее режимных параметров — активной и реактивной мощности, электромагнитного момента и тока нагрузки — от напряжения и частоты питающей 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 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, используют более простые зависимости, что вполне допустимо для большинства задач:

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

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

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 режима сети):

$$P=f(U)$$

и

$$Q=f(U^{2,5}).$$

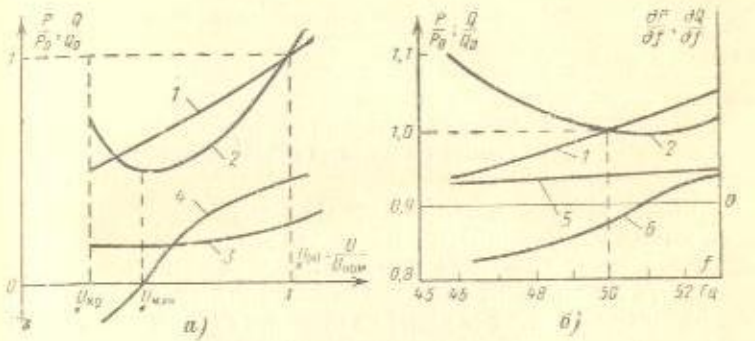


Рис. 2-2. Примерные статические характеристики комплексной нагрузки.

а — по напряжению; *б* — по частоте; *1* — активная мощность; *2* — реактивная мощность; *3* — регулирующий эффект по напряжению dP/dU; *4* — регулирующий эффект по напряжению dQ/dU; *5* — регулирующий эффект по частоте dP/df; *6* — регулирующий эффект по частоте dQ/df; $U_{кр}$ — напряжение при предельно допустимом для нагрузки критическом режиме; P_0 и Q_0 — потребляемые нагрузкой активная и реактивная мощности при номинальных напряжении и частоте.

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.).

Обычно динамические характеристики нагрузки определяются на расчетных моделях переменного тока путем аналитических расчетов с использованием ЭЦВМ или путем обработки данных эксплуатации электроустановок и энергосистем.

Глава третья

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

3-1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Электрические сети условно подразделяются на распределительные, питающие и системообразующие (магистральные).

К распределительным сетям непосредственно подключаются электроприемники или укрупненные потребители электрической энергии (завод, предприятие, комбинат и т. п.). Напряжение этих сетей обычно не превышает 6—20 кВ, однако в последнее время в связи с внедрением схем глубокого ввода и укрупнением мощностей электростанций функции распределительных сетей стали переходить к сетям более высоких напряжений — 35, 110 и даже 220 кВ. Питающие сети предназначены для транспорта электроэнергии от источников до крупных распределительных узлов. Эти сети в зависимости от местных особенностей энергосистемы имеют номинальное напряжение 35—750 кВ.

Системообразующие сети работают на наивысшем напряжении системы (330—1150 кВ), обеспечивая 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, сельские, 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 затратах.

Каждая электрическая сеть характеризуется номинальным и наибольшим рабочим напряжением, а также режимом нейтралей.

3-2. НОМИНАЛЬНЫЕ НАПРЯЖЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

В СССР установлена по ГОСТ 721-62 следующая шкала номинальных напряжений электрических сетей переменного тока с частотой 50 Гц (табл. 3-1): 36, 220, 380, 660 В; 3, 6, 10, 20, 35, 110, 150, 220, 330, 500, 750 кВ*.

Таблица 3-1

Номинальные напряжения электрических сетей и присоединяемых к ним источников и приемников электрической энергии

Напряжение сети, В	Постоянный ток, В	Трехфазный ток (междуфазное напряжение), В	Однофазный ток, В
До 100	6	—	—
	12	—	12
	24	—	24
	36	36	36
	48	—	—
	60	—	—

Постоянный ток

100—1000	Напряжение сетей и приемников электроэнергии, В	Напряжение источников питания, В
	110	115
	220	230
	440	460

*В зарубежных странах нормируют наибольшее рабочее напряжение; 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. В ряде стран частота переменного тока в сети равна 60 Гц.

Продолжение табл. 3-1

Переменный ток

	Сети и приемники электроэнергии, В			Генераторы трехфазного тока (междуфазное напряжение), В	Обмотки трансформаторов, В			
	трехфазного тока		однофазного тока		трехфазного тока (междуфазное напряжение)		однофазного тока	
	междуфазное напряжение	фазное напряжение			первичные	вторичные	первичные	вторичные
100—1000	220	127	127	230	220	230	127	133
	380	220	220	400	380	400	220; 380	230
	660	380	380	690	690	690	660	

Переменный ток

	Сети и приемники электроэнергии, кВ	Генераторы, кВ	Трансформаторы, кВ		Наибольшее рабочее напряжение $U_{раб.наиб}$, кВ	$\frac{U_{раб.наиб}}{U_{ном.сети}}$
			первичные обмотки	вторичные обмотки		
Свыше 1000	3	3,15	3 и 3,15	3,15 и 3,3	3,5	1,15
	6	6,3	6 и 6,3	6,3 и 6,6	6,9	1,15
	10	10,5	10 и 10,5	10,5 и 11	11,5	1,15
	20	21	20 и 21	21 и 22	23	1,15
	35	—	35	38,5	40,5	1,15
	110	—	110	121	126	1,15
	150	—	150	165	172	1,15
	220	—	220	242	252	1,15
	330	—	330	347	363	1,1
	500	—	500	525	525	1,05
	750	—	750	787	787	1,05

Примечания: 1. Для турбогенераторов мощностью 100 МВт и выше, гидрогенераторов мощностью 50 МВт и выше, присоединяемых непосредственно к ним первичных обмоток трансформаторов, а также соответствующих электрических аппаратов допускаются номинальные напряжения 13,8; 15,75; 18 и 20 кВ. Напряжения свыше 21 кВ допускаются по соглашению между заинтересованными организациями.

2. Номинальные напряжения обмоток трансформаторов относятся к основному ответвлению.

3. Сети с напряжением от 650 В до 35 кВ включительно в СССР работают с малым током замыкания на землю.

В отечественных сетях высокого напряжения исторически распространение получили две системы напряжений: 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. 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 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 сети, называется *рабочим заземлением* в отличие от *защитного заземления*, выполняемого для обеспечения безопасных условий работы персонала.

В зависимости от режима нейтралей сети условно можно разделить на четыре группы: а) сети с незаземленными нейтралями; б) сети с резонансно-заземленными нейтралями (частный случай сетей с неэффективно-заземленными нейтралями); в) сети с эффективно-заземленными нейтралями; г) сети с глухозаземленными нейтралями (сети 220 и 380 В).

К сетям с эффективно-заземленными нейтралями в соответствии с рекомендацией МЭК относятся сети, у которых

$$\frac{z_0}{z_1} \leqslant 3 \div 4$$

или

$$\frac{x_0}{x_1} \leqslant 5$$

при условии, что

$$x_1 = x_2$$

и

$$\frac{r_1}{x_1} = \frac{r_2}{x_2};$$

$$K_з = \frac{|U_{ф.з}|}{U_{ном}} \leqslant 0{,}8,$$

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; $K_з$ — коэффициент заземления сети; $U_{ф.з}$ — напряжение на неповрежденной фазе при наличии замыкания на землю одной из прочих фаз; $U_{ном}$ — номинальное напряжение сети.

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), сети принято подразделять на сети с большим током замыкания на землю, у которых ток замыкания равен или больше 500 А, и сети с малым током замыкания на землю, у которых ток замыкания не превышает 500 А. Очевидно, что первые являются сетями с эффективным заземлением нейтралей.

В случае, 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 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, то согласно ПУЭ следует принимать меры по компенсации емкостного тока. Компенсация осуществляется с помощью регулируемых или нерегулируемых дугогасящих реакторов (катушек), включаемых обычно в нейтрали трансформаторов и настраиваемых почти в резонанс с емкостным сопротивлением сети. При этом так называемый коэффициент компенсации

$$q = \frac{1}{\omega^2 3 C_0 L_к},$$

где $L_к$ — индуктивность дугогасящей катушки, выбирают несколько большим единицы.

Эффективное заземление нейтралей уменьшает коммутационные перенапряжения в 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 увеличивает уровень токов короткого замыкания на землю. Резонансное заземление нейтралей уменьшает уровни токов замыкания на землю, но увеличивает напряжение 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

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

где

$$a = e^{j120^\circ};$$

$$\alpha = \frac{x_0}{x_1}.$$

Аналогично

$$\dot{U}_{C_3} = \dot{E}_C + \dot{E}_A \frac{1-\alpha}{2+\alpha}.$$

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

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

и

$$I_к^{(3)} = \frac{\dot{E}}{jx_1},$$

то

$$\frac{I_к^{(1)}}{I_к^{(3)}} = \frac{3}{2+\alpha}.$$

При этом коэффициент заземления в случае равенства x_2 и x_1 составляет:

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

Графики изменения напряжения неповрежденных фаз и отношения токов однофазного и трехфазного к. з. в зависимости от величины α представлены на рис. 3-1.

В системах с неэффективно-заземленными (или с резонансно-заземленными) нейтралями (рис. 3-2) при замыкании на землю, например, фазы A имеют место следующие соотношения:

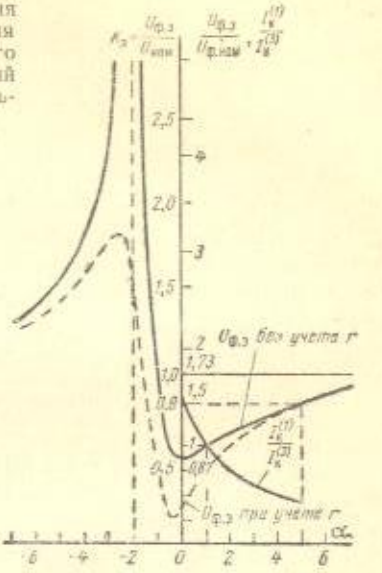
$$y_A = j\omega C_A + g_A + \frac{1}{R_п};$$

$$y_B = j\omega C_B + g_B;$$

$$y_C = j\omega C_C + g_C;$$

$$y_{нт} = \frac{1}{j\omega L_{нт}} + \frac{1}{R_{нт}},$$

Рис. 3-1. Зависимость напряжения неповрежденных фаз и отношения токов однофазного и трехфазного к. з. от отношения сопротивлений нулевой и прямой последовательностей.



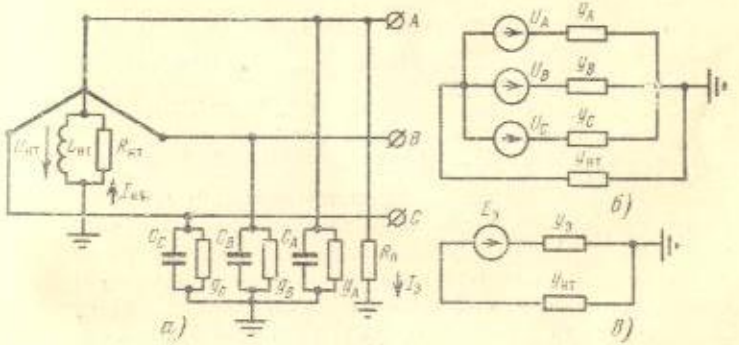


Рис. 3-2. Сеть с неэффективно-заземленной нейтралью.

а — исходная схема; б — схема замещения; в — эквивалентная схема замещения.

где y_A, y_B, y_C и $y_{нт}$ — 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

$$\dot{E}_э = \frac{\dot{U}_A y_A + \dot{U}_B y_B + \dot{U}_C y_C}{y_A + y_B + y_C} = \frac{\dot{U}_{фA}(y_A + a^2 y_B + a y_C)}{y_э},$$

где

$$y_э = y_A + y_B + y_C.$$

При этом ток в нейтрали

$$I_{нт} = \frac{\dot{E}_э}{\frac{1}{y_э} + \frac{1}{y_{нт}}} = \frac{\dot{U}_{фA} y_{нт}(y_A + a^2 y_B + a y_C)}{y_A + y_B + y_C + y_{нт}};$$

напряжение на элементе, включенном в нейтраль,

$$\dot{U}_{нт} = -\frac{\dot{I}_{нт}}{y_{нт}} = -\frac{\dot{U}_{фA}(y_A + a^2 y_B + a y_C)}{y_A + y_B + y_C + y_{нт}}$$

и напряжение фаз по отношению к земле

$$\dot{U}_{Aз} = \dot{U}_{фA} + \dot{U}_{нт} = \frac{\dot{U}_{фA}[y_B(1 - a^2) + y_C(1 - a) + y_{нт}]}{y_A + y_B + y_C + y_{нт}};$$

$$\dot{U}_{Bз} = \dot{U}_{фB} + \dot{U}_{нт} = \frac{\dot{U}_{фA}[y_A(a^2 - 1) + y_C(a^2 - a) + a^2 y_{нт}]}{y_A + y_B + y_C + y_{нт}};$$

$$\dot{U}_{Cз} = \dot{U}_{фC} + \dot{U}_{нт} = \frac{\dot{U}_{фA}[y_A(a - 1) + y_B(a - a^2) + a y_{нт}]}{y_A + y_B + y_C + y_{нт}}.$$

Ток в месте замыкания

$$\dot{I}_з = \frac{\dot{U}_{Aз}}{R_п} = \frac{\dot{U}_{фA}[y_H(1 - a^2) + y_C(1 - a) + y_{нт}]}{R_п(y_A + y_B + y_C + y_{нт})}.$$

Для систем с изолированными нейтралями отношение x_0/x_1 — обычно величина отрицательная (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 0,66; 3; 6; 10; 20 и 35 кВ в зависимости от величины емкостного тока при замыкании на землю работают либо с незаземленными, либо с резонансно-заземленными нейтралями; сети 220

и 380 В — с глухозаземленными нейтралями, сети напряжением 110 кВ и выше — с эффективно-заземленными нейтралями.

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 (ПТЭ) при замыкании на землю одной фазы в сети генераторного напряжения допускается работа генераторов и синхронных компенсаторов продолжительностью до 2 ч, в течение которых персонал должен найти и отключить поврежденное присоединение; 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 порядка 1,15 $U_{ном}$).

В системах с эффективно-заземленными нейтралями для выполнения желательного по условиям работы электрических аппаратов соотношения $I_к^{(1)} \leqslant I_к^{(3)}$ либо 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 способы ограничения токов замыкания на землю, показанные на рис. 3-3, *е*—*ж*, пока не получили распространения.

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

При необходимости по режиму работы 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 330 кВ и выше не допуска-

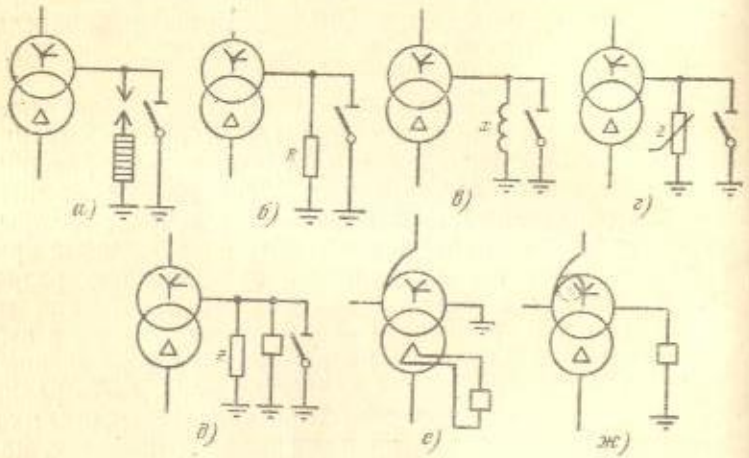


Рис. 3-3. Режим нейтралей силовых трансформаторов и автотрансформаторов.

а — заземление через разрядник; *б* — заземление через активное сопротивление; *в* — заземление через индуктивность; *г* — заземление через комплексное сопротивление; *д* — шунтирование комплексного сопротивления пороговым элементом; *е* — соединение обмотки в треугольник через пороговый элемент; *ж* — заземление нейтрали через пороговый элемент.

ется. 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 сооружа-

ются 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 либо наглухо, либо через искровые промежутки. Расстояния между проводами, а также между проводами и заземленными частями зависят от уровня напряжения сети, расстояния между опорами и от климатических условий (гололед, ветер) на трассе линий.

Кабельные 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 в 5—8 раз.

Кабели 6—10 кВ обычно имеют поясную изоляцию, охватывающую все три фазы, кабели же 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, изготавливается 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 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 линиях и в трансформаторах:

$$\Delta P = \Delta P_л + \Delta P_т;$$

$$\Delta Q = \Delta Q_л + \Delta Q_т;$$

$$\Delta W = \Delta W_л + \Delta W_т.$$

Рассмотрим отдельно потери мощности и энергии в линиях и трансформаторах.

Потери мощности в линиях

Пусть имеется линия электропередачи длиной l с сосредоточенной нагрузкой на конце. Активное и реактивное сопротивления линии, Ом, равны:

$$R = rl;$$

$$X = xl,$$

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:

$$\Delta P_л = 3I^2R = \frac{S^2}{U^2}R = 3\left(I_а^2 + I_р^2\right)R = \frac{P^2+Q^2}{U^2}R \quad (3\text{-}1)$$

и

$$\Delta Q_л = 3I^2X = \frac{S^2}{U^2}X = 3\left(I_а^2 + I_р^2\right)X = \frac{P^2+Q^2}{U^2}X. \quad (3\text{-}2)$$

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

$$\Delta P_л = \Delta P_2 + \Delta P_1 = \frac{S_2^2}{U_2^2}R_2 + \frac{(S_2+S_1+\Delta S_2)^2}{U_1^2}R_1 \approx$$

$$\approx \left(\frac{S_2}{U_{ном}}\right)^2 R_2 + \left(\frac{S_2+S_1+\Delta S_2}{U_{ном}}\right)^2 R_1. \quad (3\text{-}3)$$

Для линий с равномерно распределенной нагрузкой

$$\Delta P_л = \int_0^{l_\Sigma} 3I^2(l)\,r\,dl = 3\int_0^{l_\Sigma}\left(\frac{I_\Sigma\, l}{l_\Sigma}\right)^2 r\,dl =$$

$$= \frac{3I_\Sigma^2 r}{l_\Sigma^2}\int_0^{l_\Sigma} l^2\,dl = \frac{3I_\Sigma^2\, r l_\Sigma^3}{l_\Sigma^2\, 3} = I_\Sigma^2\, r l_\Sigma = I_\Sigma^2\, R, \quad (3\text{-}4)$$

т. е. в таких линиях потери мощности в 3 раза меньше, чем в линиях с сосредоточенной нагрузкой на конце.

Потери мощности в трансформаторах и автотрансформаторах

Пусть известны паспортные данные трансформаторов:

$$\Delta P_к,\ \Delta P_{х.х},\ I_{х.х},\ u_к.$$

Для мощных силовых трансформаторов справедливы следующие соотношения:

$$\Delta P_{м.ном} = \Delta P_к;$$

$$\Delta P_с = \Delta P_{х.х};$$

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

$$\Delta Q_с \approx \frac{I_{х.х}\,(\%)\,S_{ном}}{100},$$

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 меди (в обмотках) прямо пропорциональны квадрату нагрузки:

$$\Delta P_м = \Delta P_{м.ном}\left(\frac{S}{S_{ном}}\right)^2 = \frac{S^2}{U^2}R_т; \quad (3\text{-}5)$$

$$\Delta Q_м = \Delta Q_{м.ном}\left(\frac{S}{S_{ном}}\right)^2 = \frac{S^2}{U^2}X_т. \quad (3\text{-}6)$$

Для n одинаковых, параллельно включенных трансформаторов

$$\Delta P_{т} = \Delta P_{с} n + \frac{1}{n} \Delta P_{м\cdot ном} \left(\frac{S}{S_{ном}}\right)^2, \qquad (3\text{-}7)$$

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

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

$$S_{НН\,ном} = k_{выг} S_{ном},$$

где $k_{выг}$ — коэффициент выгодности (см. § 5-7), определяются по выражению

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

где потери в отдельных обмотках ВН, СН, НН отнесены к номинальной (проходной) мощности автотрансформатора:

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

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

и

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

В общем случае, когда

$$S_{НН\,ном} \neq k_{выг} S_{ном},$$

в первом приближении можно принять:

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

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

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

Потери энергии в линиях

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

$$\Delta W_{л} = \int_0^t \Delta P_{л}(t)\, dt = \int_0^t 3I^2(t)\, R\, dt = 3I^2_{ср.кв} Rt = 3I^2_{макс} R\tau. \qquad (3\text{-}8)$$

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:

$$I_{ср.кв} = \sqrt{\frac{I_1^2 t_1 + I_2^2 t_2 + \cdots + I_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + \cdots + t_n}}. \qquad (3\text{-}9)$$

При многоступенчатых графиках и при перспективном проектировании 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 $\tau = f(T_{макс})$ при разных $\cos\varphi$, который представлен на рис. 3-4. Следует отметить, что $\tau \leqslant T_{макс}$.

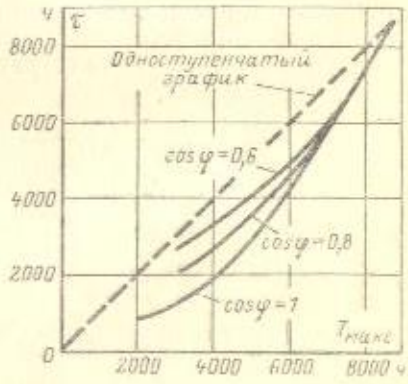


Рис. 3-4. График времени наибольших потерь.

При компенсации перетоков реактивной мощности в сети синхронными компенса-

торами или статическими конденсаторами, а также при реверсивном режиме передач активной и (или) реактивной мощности по линии подсчет потерь энергии следует производить с учетом изменения во времени перетоков активных и реактивных мощностей.

Потери энергии в трансформаторах

Потери энергии в трансформаторах определяются по выражению:

$$\Delta W_т = \Delta P_с t + \Delta P_{м.ном}\left[\left(\frac{S_1}{S_{ном}}\right)^2 t_1 + \left(\frac{S_2}{S_{ном}}\right)^2 t_2 + \ldots\right.$$

$$\left.\ldots + \left(\frac{S_n}{S_{ном}}\right)^2 t_n\right] = \Delta P_с t + \Delta P_{м.ном}\left(\frac{S_{макс}}{S_{ном}}\right)^2 \tau, \qquad (3\text{-}10)$$

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

При n одинаковых параллельно включенных трансформаторах

$$\Delta W_т = n_1 \Delta P_с t_1 + n_2 \Delta P_с t_2 + \ldots + \frac{1}{n_1} \times$$

$$\times \Delta P_{м.ном}\left(\frac{S_{1макс}}{S_{ном}}\right)^2 \tau_1 + \frac{1}{n_2} \Delta P_{м.ном}\left(\frac{S_{2макс}}{S_{ном}}\right)^2 \tau_2 + \ldots, \qquad (3\text{-}11)$$

где n_1 и τ_1, n_2 и τ_2 — соответственно число включенных трансформаторов и время наибольших потерь для отрезков времени t_1 и t_2.

Потери энергии в автотрансформаторах определяются по выражению

$$\Delta W_{ат} = \Delta P_с t + \Delta P_{м\,ВН}\left(\frac{S_{ВН\,макс}}{S_{ном}}\right)^2 \tau_{ВН} +$$

$$+ \Delta P_{мСН}\left(\frac{S_{СНмакс}}{S_{ном}}\right)^2 \tau_{СН} + \Delta P_{м\,НН}\left(\frac{S_{НН\,макс}}{S_{ном}}\right)^2 \tau_{НН}.$$

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 вначале методику определения экономического сечения проводников (проводов). Пусть имеем одноцепную линию электропередачи, причем известны максимальный ток $I_{макс}$, 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 приведенные (расчетные) затраты $З$ минимальны.

Приведенные затраты равны:

$$З = И + p_н K_л = И_{пот} + И_а + И_о + p_н K_л, \qquad (3\text{-}12)$$

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

$$K_л = (k_0 + k_S S) l, \qquad (3\text{-}13)$$

k_0 — удельная (на 1 км длины линии) стоимость опор и изоляторов, стоимость изысканий на трассе линии и т. п.; k_S — удельная стоимость линии, зависящая от сечения проводников;

$$И_а = \frac{p_а}{100} K_л = \frac{p_а}{100}(k_0 + k_S S) l; \qquad (3\text{-}14)$$

$p_а$ — норма амортизационных отчислений;

$$И_{пот} = \frac{3 I^2_{макс} \rho l}{1000 S} \tau Ц_э. \qquad (3\text{-}15)$$

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

Суммарная себестоимость передачи электроэнергии

$$C = \frac{p_а}{100}(k_0 + k_S S) l + \frac{3 I^2_{макс} \rho l}{1000 S} \tau Ц_э + И_о, \qquad (3\text{-}16)$$

а приведенные затраты

$$З = \frac{p_а + p_н}{100}(k_0 + k_S S)\,l + \frac{3I^2_{макс}\,\rho l}{1000\,S}\,\tau Ц_э + И_0. \qquad (3\text{-}17)$$

Изменение составляющих приведенных затрат от сечения показано на рис. 3-5.

Найдем условие минимума затрат:

$$\frac{dЗ}{dS} = 0 = \frac{(p_а + p_н)\,k_S\,l}{100} - \frac{3I^2_{макс}\,\rho l}{1000\,S^2}\,\tau Ц_э,$$

откуда получим, что оптимальное сечение равно:

$$S_{опт} = \sqrt{\frac{3I^2_{макс}\,\rho\tau\,Ц_э}{10(p_а + p_н)\,k_S}}. \qquad (3\text{-}18)$$

Искомая экономическая плотность тока составляет:

$$j_{эк} = \frac{I_{макс}}{S_{опт}} = \sqrt{\frac{10(p_а + p_н)\,k_S}{3\rho\tau Ц_э}}. \qquad (3\text{-}19)$$

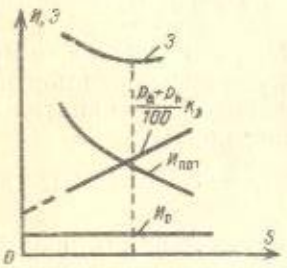


Рис. 3-5. Определение оптимального сечения проводников.

Последнее выражение получило название формулы Кельвина.

Значения экономических плотностей тока установлены ПУЭ и указаны в табл. 3-2. Следует отметить, что эти плотности тока значительно ниже плотностей тока, принимаемых при расчетах электрических машин.

Если экономическая плотность тока $j_{эк}$ известна, то сечение проводников линии электропередачи находится по выражению

$$S_{эк} = \frac{I_{раб.макс}}{j_{эк}} = S_{опт}, \qquad (3\text{-}20)$$

где $I_{раб.макс}$ — наибольший рабочий ток линии в нормальном длительном режиме работы.

Для исполнения принимают ближайшее стандартное сечение проводников $S \approx S_{эк}$. С учетом характера изменения приведенных затрат вблизи точки $S_{опт}$ сечение

Таблица 3-2

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

[1] Европейская часть СССР, Закавказье, Забайкалье, Дальний Восток.
[2] Центральная Сибирь, Казахстан, Средняя Азия.

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

конкретной линии электропередачи может быть принято, в зависимости от местных условий и шкалы стандартных сечений проводников, как меньшим, так и несколько большим, чем $S_{эк}$.

Выбранное сечение должно быть проверено по допустимому току в продолжительном (нормальном или форсированном) 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 Q рассеивается в окружающую среду в основном путем лучеиспускания $Q_л$ и конвекции $Q_к$, т. е.

$$Q = Q_л + Q_к = I^2 r_а, \qquad (3\text{-}21)$$

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,

$$Q_л = F_л q_л = F_л c\varepsilon\left(T^4 - T_0^4\right), \qquad (3\text{-}22)$$

где $F_л$ — поверхность лучеиспускания, см²; $c = 5{,}7 \cdot 10^{-12}$ — 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,

$$Q_к = F_к q_к = F_к \cdot 1{,}81 \cdot 10^{-4} \beta \theta^{1{,}25}, \qquad (3\text{-}23)$$

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 пространственного расположения.

Предельной длительно допустимой температуре соответствует мощность $Q_{доп}$. Из (3-21) допустимый ток

$$I_{доп} = \sqrt{\frac{Q_{доп}}{r_а}} = \sqrt{\frac{F_л c\varepsilon\left(T^4 - T_0^4\right) + F_к \cdot 1{,}81 \cdot 10^{-4} \beta \theta^{1{,}25}}{r_а}}. \qquad (3\text{-}24)$$

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

При этом

$$I_{доп} = \sqrt{\frac{F\left[c\varepsilon\left(T^4 - T_0^4\right) + 1{,}81 \cdot 10^{-4} \beta \theta^{1{,}25}\right]}{\frac{l}{\gamma S}}} =$$

$$= \sqrt{\frac{Fq\gamma S}{l}} = \sqrt{\pi d \gamma S q}, \qquad (3\text{-}25)$$

где $q = c\varepsilon\left(T^4 - T_0^4\right) + 1{,}81 \cdot 10^{-4} \beta \theta^{1{,}25}$; d — диаметр провода.

Допустимая плотность тока по условиям нагрева

$$j = \frac{I_{доп}}{S} = \sqrt{\frac{\pi d q \gamma}{S}} = \sqrt{\frac{4q\gamma}{d}}. \qquad (3\text{-}26)$$

Допустимая по условиям нагрева плотность тока для кабелей находится несколько иным путем с учетом того или иного вида изоляции.

С увеличением сечения проводников допустимая по условиям нагрева плотность тока 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 суток, если в нормальном режиме нагрузка ка-

беля не превышала 80%. Это учитывают при определении сечения кабелей по условиям допустимого нагрева.

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

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

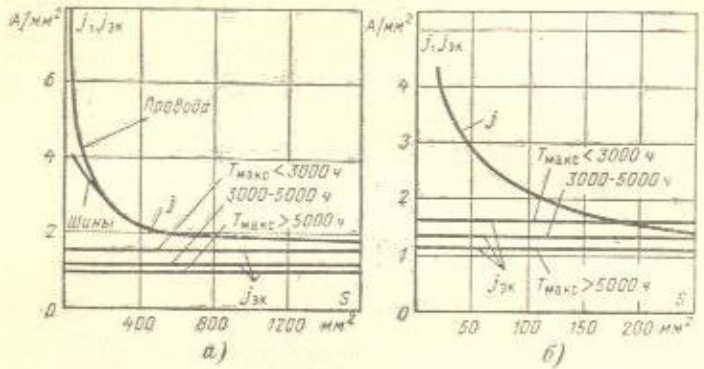


Рис. 3-6. Зависимости плотностей тока проводников от их сечения.

а — алюминиевые шины и провода марки АС; *б* — кабели 10 кВ с алюминиевыми жилами.

следует, что

$$I_{доп}=I_{доп.ном}\sqrt{\frac{\theta}{\theta_{ном}}}, \qquad (3\text{-}27)$$

где

$$\theta_{ном}=\vartheta_{доп}-\vartheta_{0ном}=70-25=45°\text{ С}$$

и

$$\theta=70-\vartheta_0.$$

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 приведенных затрат. При этом возможно более точно учесть технико-экономические параметры конкретной линии.

Пример. При заданной схеме электроснабжения (рис. 3-7) и нагрузке распределительного пункта *РП* $P_{пг.макс}=3000$ кВт, номинальном напряжении $U_{ном}=6$ кВ, $\cos\varphi_{пг}=0{,}9$ и $\tau=4500$ ч найти сечение кабелей, питающих распределительный пункт. Кабели с бумажной изоляцией и с алюминиевыми жилами, прокладываемые в земле.

Максимальный рабочий ток каждой из линий составляет:

$$I_{раб.макс}=\frac{P_{пг.макс}}{2\sqrt{3}U_{ном}\cos\varphi_{пг}}=$$

$$=\frac{3000}{2\cdot1{,}73\cdot6\cdot0{,}9}=160{,}5\text{ А},$$

По табл. 3-2

$$j_{эк}=1{,}4\text{ А/мм}^2,$$

поэтому

$$S_{эк}=\frac{I_{раб.макс}}{j_{эк}}=\frac{160{,}5}{1{,}4}=114{,}5\text{ мм}^2.$$

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

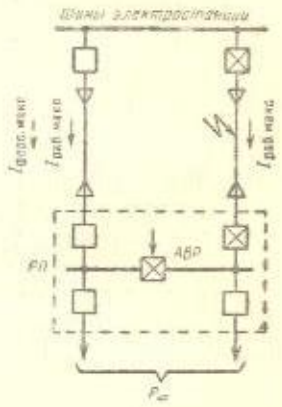


Рис. 3-7. Схема электроснабжения распределительного пункта.

Чтобы выполнить условие по допустимому нагреву:

$$I_{доп}\geqslant I_{форс.макс},$$

где $I_{форс.макс}$ — максимальный (по графику нагрузки линий) длительный ток для форсированного (ремонтного или послеаварийного) режима, необходимо выбрать кабель сечением $S=185$ мм², для которого

$$I_{доп}=340A>I_{форс.макс}=321\text{ А},$$

С учетом допустимой перегрузки можно выбрать кабель $S=120$ мм², так как для него $I_{доп.ав}=260\cdot1{,}3=338$ А.

Рассмотрим далее, какое сечение кабеля в той же схеме надо было бы принять при $P_{пг.макс}=1500$ кВт и прочих равных условиях:

$$I_{раб.макс}=\frac{1500}{2\cdot1{,}73\cdot6\cdot0{,}9}=80{,}25\text{ А}$$

и

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

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$>I_{форс.макс}=160{,}5$ А. Однако с учетом допустимой перегрузки можно выбрать кабель меньшего сечения: $S=50$ мм², для которого $I_{доп.ав}=1{,}3\cdot155=202$ А$>I_{форс.макс}=160{,}5$ 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 допустима 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), %:

$$V=\frac{U-U_{ном}}{U_{ном}}100. \qquad (3\text{-}28)$$

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

$$pU=\frac{U_{макс}-U_{мин}}{U_{ном}}100. \qquad (3\text{-}29)$$

в) Несинусоидальность формы кривой напряжения, %:

$$k_{\gamma}=\frac{U_{\gamma\Sigma}}{U_1}100, \qquad (3\text{-}30)$$

где

$$U_{\gamma\Sigma}=\sqrt{\sum_{\gamma=2}^{\infty}U_{\gamma}^2}; \qquad (3\text{-}31)$$

U_{γ} — напряжение γ-й гармоники; U_1 — напряжение основной частоты.

Если $k_{\gamma}\leqslant5\%$, то форма кривой напряжения считается практически синусоидальной. При определении степени несинусоидальности напряжения достаточно учесть низшие гармоники — по 13-ю включительно.

г) Несимметрия напряжения, %:

$$k_2=\frac{U_2}{U_{ф.ном}}100=\frac{|\dot U_A+a^2\dot U_B+a\dot U_C|}{\sqrt{3}\,U_{ном}}100, \qquad (3\text{-}32)$$

где U_2 — напряжение обратной последовательности основной частоты.

Если $k_2\leqslant1\%$, то система считается практически симметричной.

д) Смещение нейтрали, %:

$$k_0=\frac{U_0}{U_{ф.ном}}100=\frac{|(\dot U_A+\dot U_B+\dot U_C)|}{\sqrt{3}\,U_{ном}}100. \qquad (3\text{-}33)$$

Для частоты

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

$$qf=\frac{f-f_{ном}}{f_{ном}}100. \qquad (3\text{-}34)$$

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

$$pf=\frac{f_{макс}-f_{мин}}{f_{ном}}100. \qquad (3\text{-}35)$$

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:

$$\Delta P=I^2R=\frac{U^2}{R}; \qquad (3\text{-}36)$$

потребляемая мощность трехфазного приемника

$$\Delta P=3I^2R=3\left(\frac{U}{\sqrt{3}R}\right)^2R=\frac{U^2}{R}. \qquad (3\text{-}37)$$

Как видно, потребляемая мощность пропорциональна квадрату приложенного напряжения. При снижении

напряжения эффективность нагревательных элементов резко падает.

Лампы накаливания

Световой поток $\Phi_{св}$ и срок службы ламп T существенно зависят от величины приложенного напряжения, что видно из следующих 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:

$$Q_к = \frac{U^2}{x_c} = U^2\omega C = U^2 2\pi f C. \qquad (3\text{-}38)$$

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

Асинхронные электродвигатели

Для асинхронных двигателей можно принять:

$$U \approx E = 4{,}44\,w_1 f_1 k_w \Phi \cdot 10^{-8} = A f_1 \Phi \qquad (3\text{-}39)$$

и

$$U_{ном} \approx E_{ном} = 4{,}44\,w_1 f_{1ном} k_w \Phi_{ном} \cdot 10^{-8} = A f_{1ном} \Phi_{ном}, \qquad (3\text{-}40)$$

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

Тогда

$$\frac{U}{U_{ном}} = \frac{f_1 \Phi}{f_{1ном} \Phi_{ном}} \qquad (3\text{-}41)$$

и

$$k_\Phi = \frac{\Phi}{\Phi_{ном}} = \frac{U/U_{ном}}{f_1/f_{1ном}} = \frac{k_U}{k_f}. \qquad (3\text{-}42)$$

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

Скольжение асинхронного двигателя

$$s = \frac{n_1 - n_2}{n_1}, \qquad (3\text{-}43)$$

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

$$n_2 = n_1(1 - s). \qquad (3\text{-}44)$$

Соответственно частота тока ротора:

$$f_2 = s f_1. \qquad (3\text{-}45)$$

Электромагнитная мощность, передаваемая через воздушный зазор, равна (в относительных единицах):

$$P_{эм} = M n_1, \qquad (3\text{-}46)$$

где M — электромагнитный момент.

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

$$P_2 = M_c n_2 = M(1 - s) n_1 = P_{эм}(1 - s). \qquad (3\text{-}47)$$

Потери в роторе

$$\Delta P_2 = P_{эм} - P_2 = s P_{эм}. \qquad (3\text{-}48)$$

Согласно известной схеме замещения асинхронной машины

$$P_{эм} = 3\overset{\circ}{I}_2^2 \frac{\overset{\circ}{r}_2(s)}{s}, \qquad (3\text{-}49)$$

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 $P_{эм.макс}$ и соответствующий ей максимальный момент $M_{макс}$. 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:

$$P_{эм.макс} \approx \frac{U^2}{2x_к}; \qquad (3\text{-}50)$$

$$s_{кр} \approx \frac{\overset{\circ}{r}_2}{x_к}; \qquad (3\text{-}51)$$

$$m = \frac{M}{M_{ном}} \approx \frac{2b}{\frac{s}{s_{кр}} + \frac{s_{кр}}{s}}, \qquad (3\text{-}52)$$

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

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

$$m_п = \frac{M_п}{M_{ном}} \approx \frac{2b}{\frac{1}{s_{кр}} + \frac{s_{кр}}{1}} = \frac{2bs_{кр}}{1 + s_{кр}^2} \approx 2bs_{кр}. \qquad (3\text{-}53)$$

Как изменяются эти величины при изменении напряжения и частоты?

Из приведенных ниже формул следует:

$$P_{эм.макс} = P_{эм.макс.ном} \frac{k_U^2}{k_f} = \frac{k_U^2}{k_f}; \qquad (3\text{-}54)$$

$$b = \frac{k_U^2}{k_f}, \qquad (3\text{-}55)$$

так как из формулы (3-46)

$$M = \frac{P_{эм}}{\omega_1}.$$

Далее

$$\frac{s_{кр}}{s_{кр.ном}} = \frac{1}{k_f}, \qquad (3\text{-}56)$$

поэтому

$$m_п = \frac{k_U^2}{k_f^3}. \qquad (3\text{-}57)$$

Очевидно, что при $k_U = k_f$

$$m_п = \frac{1}{k_f}. \qquad (3\text{-}58)$$

Изменение механических характеристик асинхронного двигателя при изменении напряжения и частоты показано соответственно на рис. 3-8 и 3-9, а изменение ме-

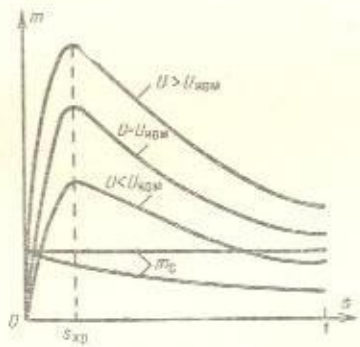


Рис. 3-8. Изменение механической характеристики асинхронного двигателя при изменении напряжения и постоянной частоте.

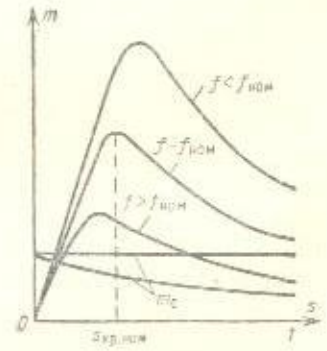


Рис. 3-9. Изменение механической характеристики асинхронного двигателя при изменении частоты и постоянном напряжении.

ханических характеристик при 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.

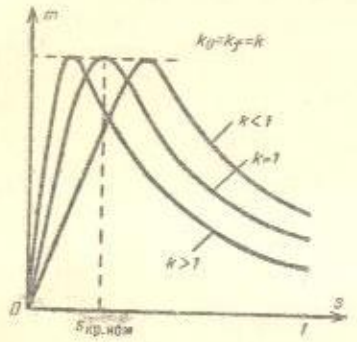


Рис. 3-10. Изменение механической характеристики асинхронного двигателя при пропорциональном изменении напряжения и частоты.

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

$$m_c = m_{c1} + (m_{c0} - m_{c1})(1 - s)^2, \qquad (3\text{-}59)$$

где m_{c1} — момент сопротивления при $s=1$; m_{c0} — момент сопротивления при $s=0$, причем $m_{c0} \approx m_{c.ном}$.

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

$$m_c = m_{c0}[0{,}15 + 0{,}85(1 - s)^2]. \qquad (3\text{-}60)$$

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.

Из вышеизложенного ясно, почему предъявляются достаточно жесткие требования к качеству электроэнергии сети. 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 допустимые отклонения напряжения на зажимах электроприемников (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 ÷ +10	−2,5 ÷ +5	∓5
Послеаварийный режим	−10 ÷ +10	−7,5 ÷ +5	−10 ÷ +5

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

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

$$pU = 1 + \frac{6}{n} = 1 + \frac{\Delta t}{10}, \qquad (3\text{-}61)$$

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 электрической энергии колебания напряжения не нормируются.

Согласно ГОСТ 13109-67 в нормальном режиме допускается отклонение частоты в пределах ±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 нор-

мативы 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 бо́льшая несинусоидальность, если с учетом других влияющих факторов не возникает перегрева двигателей.

В трехфазных 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 линиях и трансформаторах возникают падения и потери напряжения.

Рассмотрим линию с нагрузкой на конце. Согласно упрощенной (без учета проводимостей на землю) векторной диаграмме этой линии, представленной на рис. 3-11, можно записать:

$$|\dot{U}_1 - \dot{U}_2| = |\dot{I}Z| = \sqrt{(IR)^2 + (Ix)^2} = \sqrt{(\Delta U)^2 + (\delta U)^2}. \quad (3\text{-}62)$$

Геометрическая разность напряжений в начале и 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:

$$|\dot{U}_1| - |\dot{U}_2| \approx \Delta U. \quad (3\text{-}63)$$

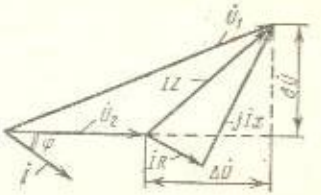


Рис. 3-11. Векторная диаграмма линии.

Потребителя интересует обычно не падение или потеря напряжения, а отклонение напряжения, %:

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

Из векторной диаграммы рис. 3-11 следует:

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + \Delta U)^2 + (\delta U)^2}. \quad (3\text{-}64)$$

Поскольку

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

то

$$\Delta U = \sqrt{3}\,\Delta U_\phi = \frac{PR + Qx}{U}. \quad (3\text{-}65)$$

Аналогично

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

и

$$\delta U = \sqrt{3}\,\delta U_\phi = \frac{Px - QR}{U}. \quad (3\text{-}66)$$

Для снижения потерь напряжения принципиально возможны следующие пути: увеличение напряжения U или уменьшение P, Q, R, x. Реально можно воздейство-

вать только на изменение U и Q и частично, например путем расщепления проводов, на изменение x, так как для воздушных линий

$$x = 0{,}145 \lg \frac{D_{ср}}{r_э}, \qquad (3\text{-}67)$$

где $D_{ср}$ — среднее геометрическое расстояние между проводами фаз; $r_э$ — 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 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 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 сети: для удаленной нагрузки потеря напряжения в часы максимума может достигать 30—40%. Если, например, принять соотношение минимальной и

максимальной нагрузок $S_{мин}/S_{макс}=0{,}3$, то $\Delta U_{мин}=30 \cdot 0{,}3=9\%$.

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.

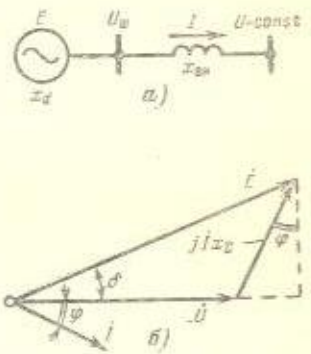


Рис. 3-12. Работа неявнополюсного генератора на шины неизменного напряжения.

а — поясняющая схема; *б* — векторная диаграмма.

Рассмотрим, как меняется режим работы генератора при изменении только тока возбуждения, или только впуска пара (воды) в турбину.

Из векторной диаграммы неявнополюсной машины, работающей на шины неизменного напряжения (рис. 3-12), следует:

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

откуда

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

Но

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

поэтому

$$P = \frac{UE}{x_\Sigma}\sin\delta = E'\sin\delta. \qquad (3\text{-}68)$$

1-й случай. Если при постоянной активной нагрузке 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 измене-

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

2-й случай. Если изменяется активная мощность, а ток возбуждения остается неизменным, то в этом случае

$$P \equiv \sin\delta.$$

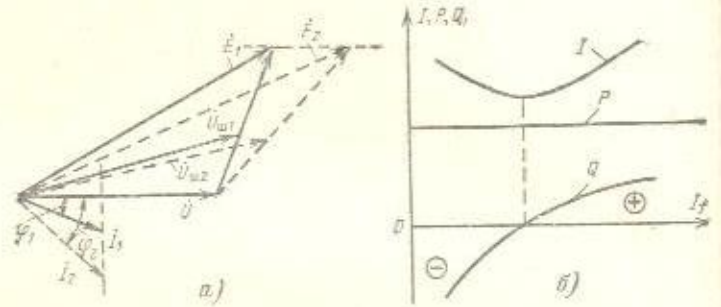


Рис. 3-13. Режим генератора при изменении тока возбуждения.

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

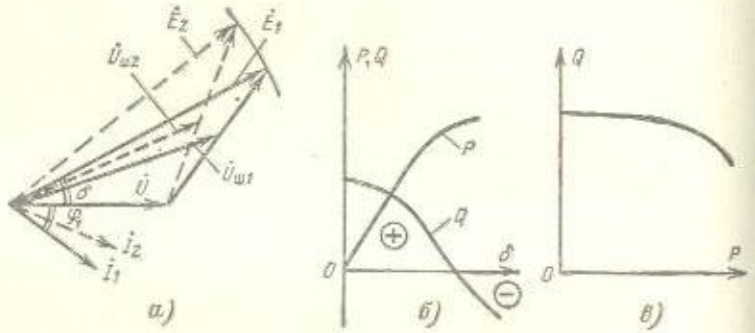


Рис. 3-14. Режим генератора при изменении момента на валу.

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

При увеличении активной мощности увеличивается $\sin\delta$ и уменьшаются φ, Q, $U_ш$, как показано на рис. 3-14. При уменьшении активной мощности φ, Q и $U_ш$ наоборот возрастают.

Регулирование напряжения изменением коэффициента трансформации силовых трансформаторов

Различают повышающие и понижающие трансформаторы. В зависимости от типа трансформатора подбирается его номинальный коэффициент трансформации,

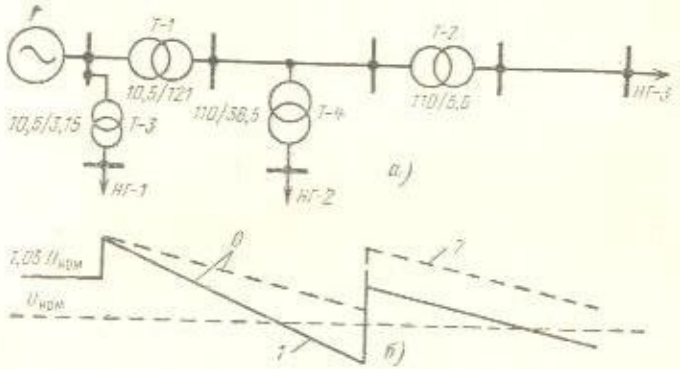


Рис. 3-15. Изменение напряжения в сети при изменении нагрузки.

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

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 $0{,}95\,U_{ном}$.

У повышающих трансформаторов *Т-1* основной вывод обмотки НН рассчитывается на $U_{г.ном} = 1{,}05\,U_{ном.сети}$ или на $U_{ном.сети}$, а основной вывод обмотки ВН — на $1{,}1\,U_{ном.сети}$ (в сетях 330—500 кВ основной вывод рассчитывается на $1{,}05\,U_{ном.сети}$). У понижающих трансформаторов *Т-2*, *Т-3*, *Т-4* обмотка ВН имеет основной вывод, рассчитанный на $U_{г.ном}$ или $U_{ном.сети}$, а обмотка *НН* — $1{,}1\,U_{ном.сети}$ или $1{,}05\,U_{ном.сети}$ (в случае короткой сети, например, сети собственных нужд электростанций).

Регулирование коэффициента трансформации трансформаторов изменением числа витков обмоток может

производиться либо при отключенном положении трансформатора с помощью анцапф, либо под нагрузкой с помощью специального регулировочного устройства. У трансформаторов 35 кВ регулирование при отключенном положении ($\pm 2 \times 2{,}5\%$) производится в середине обмотки высшего напряжения, а у трансформаторов 110 кВ — в нуле обмотки. У трехобмоточных трансформаторов регулирование в тех же пределах выполняется на сторонах ВН и СН.

В последнее время все большее распространение получают трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой (с РПН). Диапазон регулирования может быть разным: $\pm 4 \times 2{,}5\%$, $\pm 6 \times 2{,}5\%$, $\pm 8 \times 1{,}5\%$. Новый типаж на трансформаторы предусматривает регулирование напряжений в пределах $\pm 10 \div 16\%$. Подавляющее большинство сетевых трансформаторов выпускается с РПН.

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 динамической стойкости трансформаторов к сквозным токам короткого замыкания.

Регулирование напряжения с помощью вольтодобавочных трансформаторов

Существует несколько схем включения вольтодобавочных трансформаторов. Схемы, показанные на рис. 3-16, *а* и *б*, чаще используются в сетях, а схема, представленная на рис. 3-16, *в*, — на электростанциях. В зависимости от группы соединений силового и вольтодобавочного трансформаторов можно получить продольное или поперечное регулирование напряжения. Продольное регулирование напряжения в основном ведет к изменению перетоков реактивных мощностей, а поперечное — активных мощностей, поэтому последнее используют для принудительного перераспределения активных мощностей. Такое перераспределение необходимо, например, в неоднородных сетях, т. е. в сетях с различным отношением индуктивных и активных сопротивлений, если параллельно включены линии различного 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 мощностей.

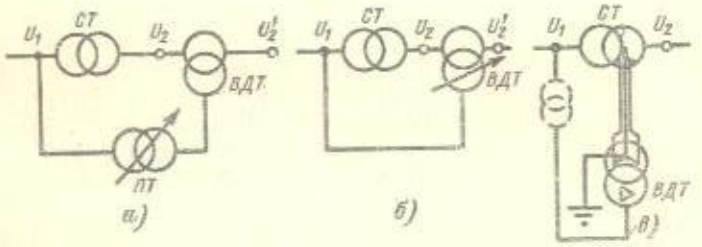


Рис. 3-16. Схемы включения вольтодобавочных трансформаторов.
СТ — силовой трансформатор; *ВДТ* — вольтодобавочный трансформатор; *ПТ* — питающий трансформатор.

Регулирование напряжения изменением перетоков реактивных мощностей

Если в схеме с сосредоточенной нагрузкой на конце поддерживаются неизменными напряжение U_2 и активная нагрузка P, а реактивная нагрузка Q изменяется, то, как видно из формулы (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 $|\dot{U}_1| > |\dot{U}_2|$. Так, например, в случае работы длинной линии электропередачи, обладающей большой распределенной емкостью, вхолостую $|\dot{U}_1| < |\dot{U}_2|$, как это видно из рис. 3-18, *б*. Если же линию нагрузить (рис. 3-18, *в*), то окажется, как обычно, $|\dot{U}_1| > |\dot{U}_2|$.

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

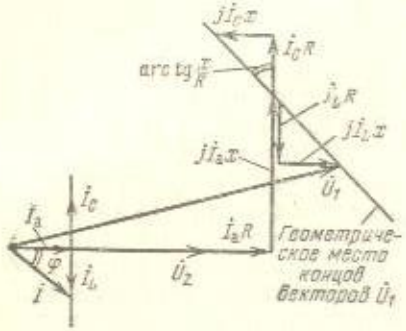


Рис. 3-17. Векторная диаграмма напряжений и токов линии при изменении ее реактивной нагрузки.

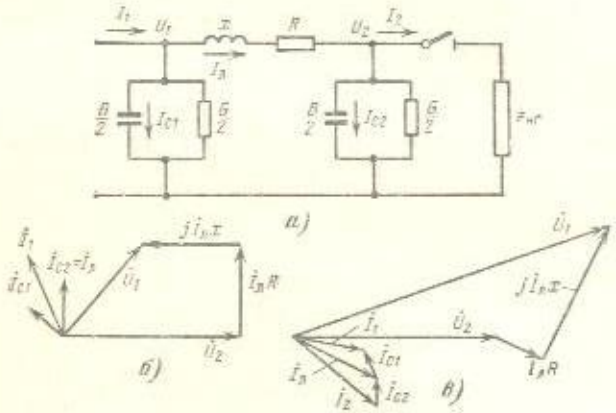


Рис. 3-18. Режимы работы длинной линии.

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

компенсирующего устройства напряжения U_2 и U_1 связаны соотношениями:

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

и

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

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

Если напряжение U_1 остается неизменным, то

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

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

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

При этом

$$Q_{ск} \approx \frac{U_{2ж} - U_2}{x} U_{2ж}. \qquad (3\text{-}69)$$

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

$$Q_{ск} = P_{нг}(\operatorname{tg}\varphi - \operatorname{tg}\varphi_ж). \qquad (3\text{-}70)$$

Ниже дано сравнение синхронных компенсаторов со статическими конденсаторами.

Синхронные компенсаторы	*Статические конденсаторы*
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 $Q_{уст}$.

Заводская стоимость батарей статических конденсаторов и синхронных компенсаторов примерно одинакова и равна от 3 до 6 руб/квар. Так, например, для синхронных компенсаторов типа КС-15000 стоимость равна 4,1 руб/квар, для компенсатора типа КС-50000 — 3,6 руб/квар, а для батарей статических конденсаторов типа КМ2-6,3—4 руб/квар.

В последнее время для изменения перетоков реактивных мощностей стали использовать статические компенсаторы, состоящие из параллельно включенных батарей конденсаторов и регулируемого реактора.

Регулирование напряжения изменением схемы сети

В часы минимума нагрузки, когда регулирующая способность компенсирующих устройств может оказаться недостаточной, возможно отключить одну из питающих параллельных линий, увеличив тем самым падение и потерю напряжения. Данный способ уменьшает надежность электроснабжения и поэтому может применяться только в исключительных случаях.

Регулирование напряжения изменением сопротивления сети

В ряде случаев регулирование напряжения можно осуществить путем компенсации индуктивного сопротивления питающей сети (рис. 3-19), используя установки

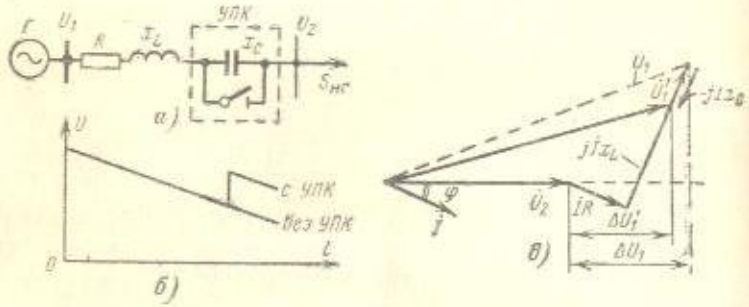


Рис. 3-19. Регулирование напряжения путем изменения сопротивления сети.

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

продольной компенсации *УПК*. Этот способ эффективен в случаях, когда $\cos\varphi_{нг} \leqslant 0{,}6 \div 0{,}8$, а провода линий имеют большие сечения, так как здесь на потерю напряжения существенное влияние оказывает индуктивное сопротивление сети. Способ целесообразно использовать при ударной нагрузке, когда другие способы не дают нужного эффекта, а также при протяженных линиях, питающих узлы нагрузки (нефтепромыслы, торфоразработки, сельскохозяйственные потребители). Недостаток данного способа регулирования напряжения состоит в том, что его эффективность снижается при увеличении $\cos\varphi_{нг}$.

Регулирование напряжения с помощью нелинейных устройств

В зарубежных и отечественных энергосистемах в последние годы внедряются различного рода и назначения нелинейные устройства. Такие устройства могут использоваться для автоматического регулирования напряже-

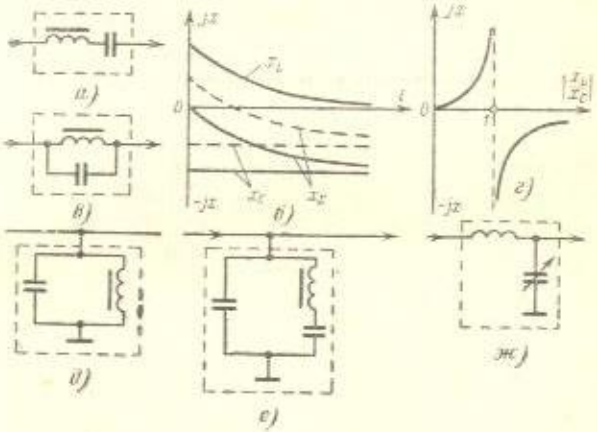


Рис. 3-20. Схемы нелинейных регулирующих устройств.

ния 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.

Глава четвертая

СИНХРОННЫЕ ГЕНЕРАТОРЫ И КОМПЕНСАТОРЫ

4-1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Выработка электроэнергии на электростанциях энергосистем осуществляется турбо- и гидрогенераторами. Первые устанавливаются на КЭС, ТЭЦ и АЭС, вторые — на ГЭС и ГАЭС. Роторы турбо- и гидрогенераторов при-

водятся 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 крупные 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 турбогенераторы также могут быть переведены в режим синхронного компенсатора. При этом в зависимости от местных условий генератор может или оставаться сочлененным с турбиной, или быть отсоединенным от нее. 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 (удельный расход проводниковых и ферромагнитных материалов, удельная стоимость и т. п.). Поэтому современные электроустановки проектируются с крупными агрегатами.

Предельно достигнутая в СССР мощность турбогенераторов составляет 1200 МВт, гидрогенераторов — 500 МВт, синхронных компенсаторов — 160 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, номинальный ток от 0,35 до 32 кА, коэффициент мощности от 0,8 до 0,9, к. п. д. 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 большие окружные скорости и соответственно большие центробежные силы на поверхности роторов); транспортными габаритами статора; трудностью создания надежных систем возбуждения на номинальный ток ротора порядка 8—12 кА. Выход из положения может быть найден путем создания четырехполюсных турбогенераторов, разрабатываемых для ЛЭС. 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 оценивается величиной 1500 МВт, четырехполюсных — 2000—2500 МВт. В табл. 4-1 приведены основные данные двухполюсных и четырехполюсных турбогенераторов по данным фирмы Броун — Бовери.

Таблица 4-1

Наименование параметра	Значения параметров 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

Гидрогенераторы выпускаются мощностью от 8 до 500 МВт с номинальным напряжением от 3,15 до 15,75 кВ, номинальным током от 0,6 до 21,65 кА, массой ротора от 30 до 890 т, общей массой генератора от 75 до 1650 т, диаметром ротора от 5 до 16 м. Гидрогенераторы являются многополюсными, а потому относительно тихоходными синхронными машинами. Частота их вращения обычно лежит 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.

Самыми крупными агрегатами, находящимися в эксплуатации, являются агрегаты мощностью 175 МВт с поворотнолопастными турбинами и агрегаты мощностью 500 МВт с радиально-осевыми турбинами. Для проектируемых сибирских ГЭС разрабатываются агрегаты с поворотнолопастными турбинами мощностью от 300 до 600 МВт и агрегаты с радиально-осевыми турбинами мощностью 750 и 1000 МВт.

Синхронные компенсаторы в соответствии с ГОСТ 609-66 выпускаются мощностью 10; 16; 25; 32; 50; 100; 160 МВ·А. Их номинальные параметры находятся в следующих пределах: напряжение от 6,6 до 15,75 кВ, ток от 0,45 до 5,9 кА, частота вращения 1000 и 750 об/мин. Масса ротора лежит в пределах от 8 до 110 т, а общая масса — от 20 до 303 т.

4-2. СИСТЕМЫ ОХЛАЖДЕНИЯ

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

$$S_{\text{ном}} = kAB_{\delta} D_i l_1 n_{\text{ном}}, \qquad (4\text{-}1)$$

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

Линейная нагрузка определяется по выражению

$$A = I_{\text{ном}} \frac{N_{\text{п}}}{t_1}, \qquad (4\text{-}2)$$

где $I_{\text{ном}}$ — номинальный ток статора, А; $N_{\text{п}}$ — число эффективных проводников в пазу статора; t_1 — пазовое деление по окружности статора, см.

Диаметр ротора лишь незначительно меньше диаметра расточки статора и 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 лежит в достаточно узких пределах — от 6,5 до 3. У турбогенераторов предельных мощностей верхний предел этого отношения может быть равен 7—7,1. У четырехполюсных турбогенераторов указанное отношение не превышает 4,5—5,0.

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 генератора, 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 практически неизменна и составляет 0,8—1,0 Т.

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 ротора и статора, что допустимо только при повышении эффективности систем охлаждения генераторов. С этой целью был сделан переход от косвенных (поверхностных) систем охлаждения к непосредственным (внутрипроводниковым) смешанным системам охлаждения. Вместо воздуха в качестве охлаждающей среды стали применяться более эффективные среды — водород, дистиллированная вода, трансформаторное масло. Соотношения параметров этих 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	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Водород	0,1	0,07	3,0	7,1	1,44	1,0
	0,2	0,14	3,0	7,1	2,75	1,0
	0,3	0,21	3,0	7,1	3,0	1,0
	0,4	0,28	3,0	7,1	4,0	1,0
Масло	0,1	848	1400	5,3	21	0,01
Вода	0,1	1000	3500	23	50	0,01

В эксплуатации находятся турбогенераторы разных типов, отличающиеся системами охлаждения:

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

типа 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);

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

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

типа ТВВ — с непосредственным охлаждением статора водой и ротора водородом давлением 0,4 МПа (генераторы мощностью 150, 200, 300, 500 и 800 МВт);

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

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

Выпускаемые в настоящее время турбогенераторы, как правило, имеют ту или иную (в зависимости от мощности) непосредственную систему охлаждения. Способы охлаждения, практикуемые заводом «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

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.

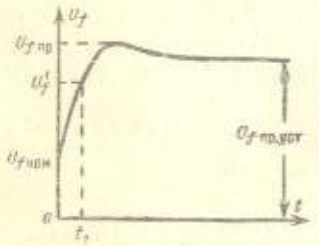


Рис. 4-1. Определение скорости нарастания напряжения возбуждения.

К системам возбуждения предъявляются требования обеспечить нормированную кратность форсировки возбуждения и нормированную скорость нарастания напряжения возбуждения. Под кратностью форсировки возбуждения понимают отношение предельного напряжения возбуждения синхронной машины в установившемся режиме $U_{f\,пр.уст}$ (рис. 4-1) к номинальному напряжению возбуждения $U_{f\,ном}$. Скорость нарастания напряжения возбуждения определяется:

$$v_f = 0{,}632\,\frac{U_{f\,пр} - U_{f\,ном}}{U_{f\,ном}\,t_1}, \qquad (4\text{-}3)$$

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

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

$U_{f\,пр}$ — максимальное значение напряжения возбуждения (рис. 4-1).

Требуется, чтобы кратность форсировки возбуждения была у турбогенераторов и синхронных компенсаторов не менее 2, у гидрогенераторов в зависимости от установленной системы возбуждения не менее 1,8—2. Скорость нарастания напряжения возбуждения у машин всех типов принимают равной не менее 2 отн. ед. возб/с, причем все синхронные машины рассчитывают на работу с предельным током возбуждения длительностью не менее 50 с при косвенной системе охлаждения, не менее 30 с при непосредственном охлаждении ротора и косвенном охлаждении статора и не менее 20 с при непосредственном охлаждении ротора и статора.

В эксплуатации находятся: электромашинные системы возбуждения различного исполнения с приводом возбудителя или от вала возбуждаемой машины, или от вспомогательных электродвигателей; системы возбуждения со статическими полупроводниковыми или ионными выпрямителями; бесщеточные системы возбуждения с вращающимися полупроводниковыми выпрямителями.

Первоначально были разработаны и внедрены электромашинные системы возбуждения. Ими оснащались генераторы мощностью до 100 МВт. Опыт эксплуатации показал, что эти системы с возбудителями постоянного тока, работающими по системе самовозбуждения или независимого возбуждения, 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 контактные переходы от коллектора возбудителя к щеткам и от 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:

$$Pn \leqslant 8{,}2 \cdot 10^6. \qquad (4\text{-}4)$$

С учетом допустимого напряжения между соседними ламелями коллектора предельная мощность возбу-

дителя существенно 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 можно достигнуть путем уменьшения их номинальной частоты вращения и 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. Ввиду практической невозможности создания мощных электромашинных возбудителей для крупных синхронных машин были разработаны более современные 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 содержат тот или иной источник переменного тока и статический полупроводниковый или, реже, ионный преобразователь переменного тока в постоянный. Постоянный ток, как и в электромашинных системах возбуждения, подается на кольца ротора. Наличие последних 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 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 разработаны и внедряются бесщеточные системы возбуждения, являющиеся наиболее перспективными системами возбуждения для крупных синхронных машин. Эти системы 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 или многофазной обмоткой переменного тока, расположенной на вращающемся роторе.

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 порядка 5—10 кВ, способность надежно работать при огромных центробежных ускорениях и т. п.) и мощные обращенные источники переменного тока. В настоящее время предложены и разрабатываются бесщеточные системы с возбудителем, имеющим сверхпроводящую обмотку возбуждения на статоре и криогенно охлаждаемую обмотку переменного тока на роторе. Такое техническое решение упрощает в целом систему возбуждения, позволяет повысить предельную мощность обращенных возбудителей переменного тока, а также уменьшить их габариты и массу. Ведутся также работы по совершенствованию вращающихся преобразователей и их систем управления; в частности,

исследуются возможности замены тиристоров на мощные криотроны.

Неотъемлемым элементом систем возбуждения являются устройства автоматического регулирования возбуждения (АРВ). Различают АРВ пропорционального и сильного действия. Первые реагируют на величину 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 ±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 и в данных 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%.

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 значительных величинах несинусоидальности и несимметрии напряжения в сети.

Допустимые аварийные перегрузки синхронных генераторов и компенсаторов с косвенной системой охлаждения и турбогенераторов с непосредственными системами охлаждения приведены в табл. 4-5.

Таблица 4-5

Продолжительность перегрузки, мин	Допустимые аварийные перегрузки по отношению к номинальному току							
	по току статора				по току ротора			
	Турбогенераторы с непосредственными системами охлаждения			Синхронные генераторы и компенсаторы с косвенной системой охлаждения	Турбогенераторы с непосредственными системами охлаждения			Синхронные генераторы и компенсаторы с косвенной системой охлаждения
	ТВФ	ТВВ	ТГВ		ТВФ	ТВВ	ТГВ	
0,33	—	—	—	—	—	2	2	—
0,50	—	—	—	—	2	—	—	—
1	2,0	1,5	1,5	2,0	1,7	1,5	1,5	2,0
2	1,5	1,4	1,31	1,5	—	—	—	1,5
3	1,4	1,35	1,25	1,4	—	—	—	1,4
4	1,3	1,3	1,2	1,3	1,2	1,2	1,2	1,3
5	1,25	1,25	—	1,25	—	—	—	1,25
6	1,2	1,2	1,15	1,2	—	—	—	1,2
10	—	—	1,1	—	—	—	—	—
15	1,15	1,15	—	1,15	—	—	—	1,15
60	1,1	1,1	—	1,1	1,06	1,06	1,06	1,1

Относительно малая допустимая продолжительность аварийных перегрузок объясняется тем, что постоянные времени нагрева обмоток ротора и статора синхронных машин, особенно с непосредственными системами охлаждения, весьма малы. В табл. 4-6 приведены значения постоянных времени нагрева обмоток турбогенераторов различной мощности по данным завода «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

Таблица 4-6

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

Асинхронный режим синхронных машин возникает при потере возбуждения (обрыв цепи возбуждения; шунтирование обмотки возбуждения непосредственно, через активное сопротивление системы АГП или через обмотку 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.).

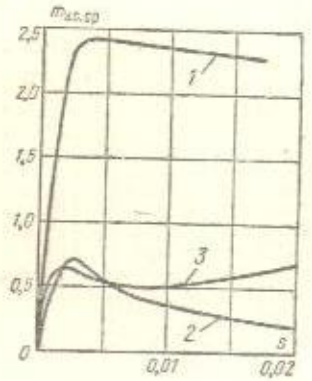


Рис. 4-2. Кривые средних асинхронных моментов синхронных генераторов.

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

Гидрогенераторы имеют пологую, так называемую «мягкую» асинхронную характеристику, причем с небольшим по величине максимальным моментом (рис. 4-2). 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 по величине максимальным моментом и $x_d > 1$. 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 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 (типов ТВФ, ТВВ, ТГВ мощностью от 60 до 300 МВт) до 40% номинальной мощности. При этом для первой группы машин допускается длительность асинхронного хода 30 мин, а для второй — 15 мин. Следует отметить, что в асинхронном режиме синхронные машины потребляют значительную реактивную мощность из сети.

Синхронные генераторы являются источниками практически симметричного, синусоидального напряжения (см. гл. 3). Однако они работают параллельно с сетью, в которой отдельные потребители, а также возникающие в эксплуатации несимметричные режимы работы являются 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 нагревом элементов ротора токами двойной частоты, а у явнополюсных машин допустимой вибрацией. Допускается длительная работа при разности токов фаз не более 10% для турбогенераторов и не более 20% для гидрогенераторов и синхронных компенсаторов. Соответственно допускается длительная работа при несимметрии $I_2/I_{г.ном} = I_{2(н)}$ не более 5 и 10%.

Допустимая длительность работы при большей несимметрии оценивается по выражению, с:

$$t_{доп} = \frac{A}{I^2_{2(н)}}. \qquad (4\text{-}5)$$

Коэффициент A принимается равным 40 для гидрогенераторов, 30 — для турбогенераторов с косвенной

системой охлаждения, 15 — для турбогенераторов типа ТВФ, 8 — для турбогенераторов типов 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_γ не должны превышать потерь при прохождении по статору допустимых токов обратной последовательности. При этом условии

$$\Sigma I_\gamma^2 \leqslant I_2^2. \qquad (4\text{-}6)$$

Весьма 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 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 ряда 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:

$$P = \frac{E_q U_\text{г}}{x_d} \sin\delta \qquad (4\text{-}7)$$

и

$$Q = \frac{E_q U_\text{г}}{x_d} \cos\delta - \frac{U_\text{г}^2}{x_d}, \qquad (4\text{-}8)$$

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

Те же мощности для явнополюсных машин равны:

$$P = \frac{E_q U_\text{г}}{x_d} \sin\delta + \frac{U_\text{г}^2}{2} \frac{x_d - x_q}{x_d x_q} \sin 2\delta \qquad (4\text{-}9)$$

и

$$Q = \frac{E_q U_\text{г}}{x_d} \cos\delta - \frac{U_\text{г}^2}{2} \frac{x_d + x_q}{x_d x_q} + \frac{U_\text{г}^2}{2} \frac{x_d - x_q}{x_d x_q} \cos 2\delta, \qquad (4\text{-}10)$$

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. 4-3 и 4-4. Предельная реактивная мощность, ко-

торую генераторы могут отдать в сеть на холостом ходу ($\delta=0$), при номинальном токе возбуждения равна:

$$Q_{\text{выд.макс}}=\frac{E_{q\,\text{ном}}U_\text{г}}{x_d}-\frac{U_\text{г}^2}{x_d}=\frac{U_\text{г}}{x_d}(E_{q\,\text{ном}}-U_\text{г}). \quad (4\text{-}11)$$

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

$$Q_{\text{потр.макс}}=\frac{U_\text{г}}{x_d}(E_{q\,\text{ном}}+U_\text{г}). \quad (4\text{-}12)$$

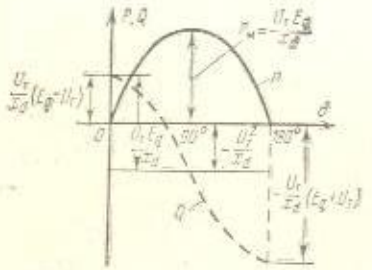


Рис. 4-3. Угловые характеристики мощности неявнополюсного синхронного генератора.

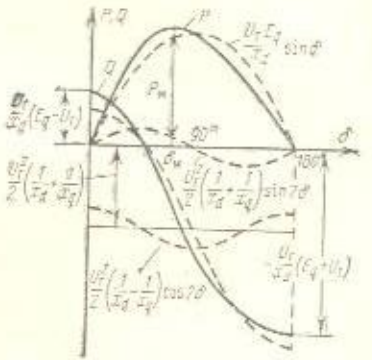


Рис. 4-4. Угловые характеристики мощности явнополюсного синхронного генератора.

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. Ее предельная величина равна:

$$Q_{\text{потр.макс}}=\frac{U_{\text{с.к}}^2}{x_d}, \quad (4\text{-}13)$$

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

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 возмущению режим.

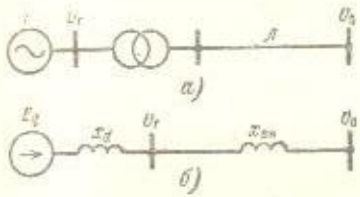


Рис. 4-5. Работа неявнополюсного синхронного генератора на систему неизменного напряжения.

а — исходная схема; *б* — схема замещения.

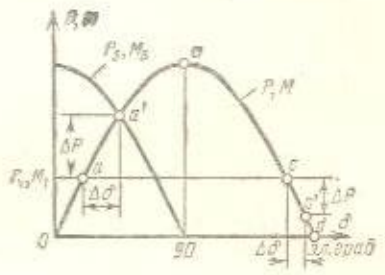


Рис. 4-6. Угловые характеристики синхронного генератора без АРВ.

Рассмотрим простейшую схему на рис. 4-5, в которой неявнополюсный синхронный генератор без АРВ связан через трансформатор и линию электропередачи с системой неизменного напряжения (в ряде случаев для простоты такую систему условно называют системой бесконечной мощности).

Угловая характеристика $P(\delta)$ такого генератора изображена на рис. 4-6. 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 соблюдаются очевидные условия:

$$P_\text{т}=P$$

и

$$M_\text{т}=M,$$

где $P_\text{т}$ и $M_\text{т}$ — 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:

$$P_s = \frac{dP}{d\delta} = P_{макс} \cos\delta > 0 \quad \text{и} \quad M_s = \frac{dM}{d\delta} = M_{макс} \cos\delta > 0. \qquad (4\text{-}14)$$

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

При наличии на генераторах АРВ пропорционального действия, обеспечивающих $E'_q = \text{const}$, и особенно АРВ сильного действия (регулирование по отклонениям параметра и его производным), обеспечивающих в пределе $U_т = \text{const}$, угловая характеристика деформируется (рис. 4-7). При этом максимум угловой характеристики возрастает и смещается в область углов, больших 90° — в так называемую зону искусственной устойчивости, повышая статическую устойчивость генераторов.

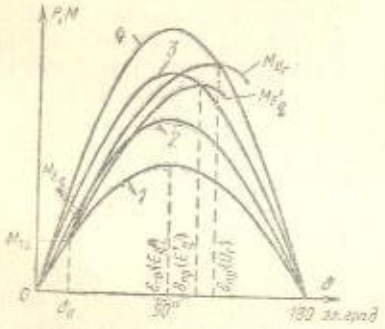


Рис. 4-7. Угловые характеристики неявнополюсного синхронного генератора без АРВ (кривые M_{E_q}), с АРВ пропорционального действия (кривая $M_{E'_q}$) и с АРВ сильного действия (кривая $M_{U_т}$).

1—4 — при разных токах возбуждения.

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 сетью после снятия возмущения, сильнее воздействия факторов, действовавших во время возмущения.

Движение ротора машины описывается уравнением:

$$J\frac{d\omega}{dt} = T_J\frac{d^2\delta}{dt^2} = -T_J\frac{ds}{dt} = T_J s\frac{ds}{d\delta} = M_т - M_{эл} = \Delta M, \qquad (4\text{-}15)$$

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

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

n_c — синхронная частота вращения; n — частота вращения ротора.

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. 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 системе, 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 величину

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

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. 4-8, *а*). Генератор неявнополюсный и не имеет АРВ. Предположим, что по какой-то причине внезапно отключается исправная линия *Л-2* (произвольное отключение одного из выключателей *В-1* или *В-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 изменится и будет характеризоваться точкой *2* на рис. 4-8, *б*. Под действием избыточного момента $M_т — M^{II}_{эл}$ при неизменном в момент возмущения угле δ^I_0 ротор начнет ускоряться, пройдет точку устойчивого состояния *3*, а далее под действием возникающего тормозного момента $M^{II}_{эл} — M_т$ начнет тормозиться и при угле $\delta_{макс}$ 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 в цикле, площадка ускорения *1—2—3—1* должна быть равна площадке торможения *3—4—5—3*. Под действием избыточного момента при угле $\delta_{макс}$ ротор, продолжая тормозиться, начнет уменьшать свой угол δ, пройдет точку *3* устойчивого состояния и достигнет угла δ^I_0. В дальнейшем ротор, как маятник, будет совершать затухающие (ввиду наличия потерь 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 $W_{торм.пред} \geqslant W_{уск}$. В предельном устойчивом цикле ротор может достигнуть угла $\delta_{пред}$, которому соответствует точка *6*.

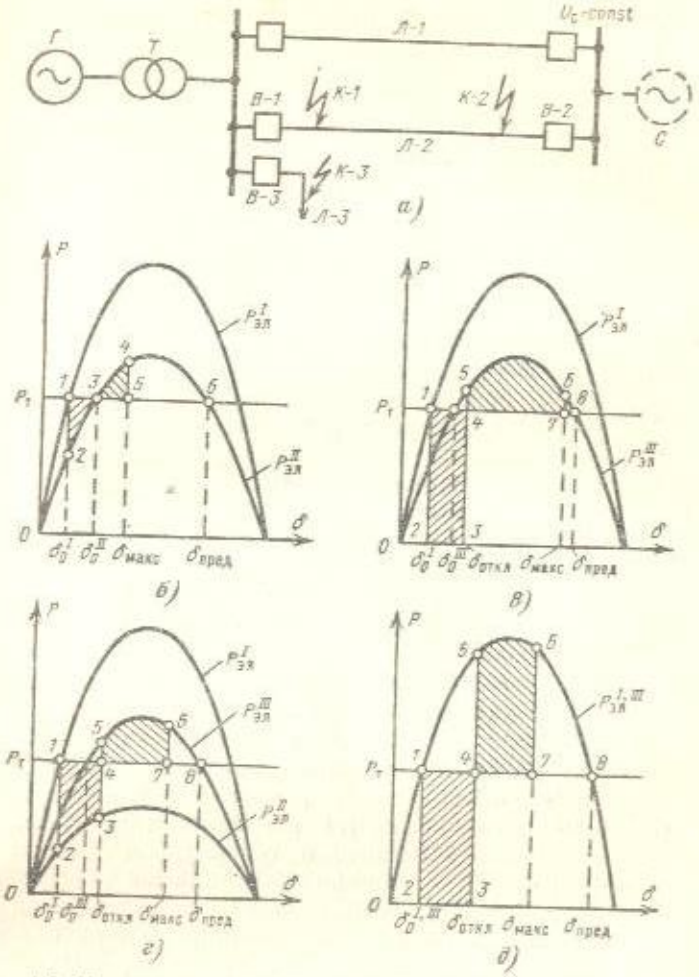


Рис. 4-8. Применение правила площадей при анализе динамической устойчивости синхронных генераторов.

Предположим теперь, что возникло трехфазное короткое замыкание (к. з.) в точке *К-1* в начале линии *Л-2*, вызвавшее отключение этой линии (этому случаю соответствует рис. 4-8, *в*). В период к. з. $P^{II}_{эл} = 0$, так как напряжение на сборных шинах падает до нуля. После отключения к. з. ввиду изменения величины внешнего сопротивления генератор будет иметь угловую

характеристику $P^{III}_{эл}$. Если предельная площадка торможения *4—5—8—4* будет больше или равна площадке ускорения *1—2—3—4—1* (на рис. 4-8, *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. 4-8, *в* полный цикл качаний не показан).

Случаю трехфазного к. з. в средней части линии *Л-2* и ее последующему отключению соответствуют характеристики, показанные на рис. 4-8, *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 блока на систему требуется дополнительно подключить линию *Л-3*. Опробование исправного состояния линии производится подачей на нее напряжения выключателем *В-3*. При подаче напряжения возникло трехфазное к. з. в начале линии и выключатель *В-3* линию отключил. Этому случаю соответствует характеристика, показанная на рис. 4-8, *д*. Здесь угловые характеристики исходного и послеаварийного режимов идентичны, а условия сохранения устойчивости более благоприятные, чем в случае, показанном на рис. 4-8, *в*. В данном случае при том же угле (и времени) отключения предельная площадка торможения *4—5—8—4* значительно больше площадки ускорения *1—2—3—4—1*, чем в случае трехфазного к. з. в начале линии *Л-2* и ее последующего отключения (рис. 4-8, *в*).

Результирующая устойчивость генераторов обеспечивается, если в процессе асинхронного хода после выхода по какой-либо причине генератора из синхронизма создаются условия для ресинхронизации генератора с сетью. Эти условия могут появиться за счет уменьшения момента турбины под действием регулятора скорости, изменения величины асинхронного момента с изменением скольжения, а также за счет изменения величины 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. В ряде случаев, когда это диктуется технической необходимостью или условиями поставки оборудования, приходится устанавливать трехфазные группы из однофазных трансформаторов и автотрансформаторов. В большинстве случаев применяются двухобмоточные трансформаторы. Трехобмоточные трансформаторы применяются при наличии технико-экономических обоснований.

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

Развитие энергетики в настоящее время идет по пути увеличения мощностей агрегатов и отдельных электростанций. При этом выдача мощности электростанций осуществляется в сети все более высокого напряжения, следствием чего являются все возрастающие потери мощности в сетях и возрастающее во времени отношение установленной мощности трансформаторов к установленной мощности генераторов. Снижение этого отношения, оптимизация структуры и параметров сетей с целью уменьшения капиталовложений, потерь мощности и энергии при соблюдении норм на качество электроэнергии и обеспечении надежности электроснабжения являются важной народнохозяйственной задачей.

Силовые трансформаторы различаются по числу фаз (трехфазные, однофазные), мощности, исполнению (повышающие, понижающие, регулирование 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.

Трехфазные трансформаторы по сравнению с однофазными более экономичны (меньше стоимость и потери мощности), но имеют большую массу и большие габариты в единице. Исходя из этого однофазные трансформаторы применяются при наличии ограничений по массе или габаритам. Они применяются также в тех случаях, когда электропромышленность не выпускает трехфазных трансформаторов на необходимую мощность. В данное время предельная мощность трехфазного трансформатора, освоенного электропромышленностью, составляет 1000 МВ·А. Трансформатор предназначен для блока 800 МВт и имеет высшее напряжение 330 кВ.

Силовые трансформаторы и автотрансформаторы выпускаются в соответствии с рядом номинальных мощностей, установленным ГОСТ 9680-61 (табл. 5-1).

Таблица 5-1

$S_{т.ном}$, кВ·А									
10	—	16	—	25	—	40	—	63	—
100	—	160	—	250	—	400	—	630	—
1000	—	1600	—	2500	—	4000	—	6300	—
10 000	—	16 000	—	25 000	32 000	40 000	—	63 000	80 000
100 000	125 000	160 000	200 000	250 000	320 000	400 000	500 000	630 000	800 000
1 000 000									

Номинальная мощность трехфазного трансформатора равна:

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

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

Расчетный срок службы трансформатора 25 лет обеспечивается при соблюдении условий:

$$а)\ S_{нг} = S_{т.ном};$$

$$б)\ U_{сети} = U_{т.ном};$$

$$в)\ \vartheta_0 = \vartheta_{0\,ном},$$

где $S_{нг}$ — нагрузка трансформатора; $U_{сети}$ — напряжение сети, к которой подключен трансформатор; ϑ_0 — температура охлаждающей среды.

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

Силовые трансформаторы и автотрансформаторы энергосистем имеют обычно следующие схемы соединения обмоток: звезда (Y), звезда с выведенной нейтралью (Y), треугольник (Δ). Группы соединения обмоток, как правило, 11 и 0 (ранее группа обозначалась 12). В отдельных случаях применяются трансформаторы с другими схемами (зигзаг) и группами соединения обмоток. Группа соединений определяется величиной угла 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/Δ-0-11;

у трехфазных групп однофазных двухобмоточных автотрансформаторов

Y/Δ-11; Y/Δ-11;

у трехфазных групп однофазных трехобмоточных автотрансформаторов

Y/Y/Δ-0-11.

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

У повышающих трансформаторов

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

и

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

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 величину полей рассеяния трансформатора и, следовательно, его индуктивное сопротивление

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

С увеличением высшего напряжения трансформаторов напряжение короткого замыкания несколько возрастает. Средние значения этого параметра даны в табл. 5-2.

Таблица 5-2

Назначение трансформатора	Номинальное напряжение, кВ	Напряжение короткого замыкания, %
Для собственных нужд электростанций	3—20	5,5—14
Сетевой	3—10	4,5—8
	35	6,5—8(14)
	110	10—13
	150	11—14
	220	12—14
	330	11—13
	500	13,5—14

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, М — естественная масляная, Д — масляная с дутьем и естественной циркуляцией масла, ДЦ — масляная с дутьем и принудительной циркуляцией масла, Ц — масляно-водяная 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. В проектной и эксплуатационной практике за буквенными обозначениями обычно указываются номинальная мощность трансформатора (МВ·А), номинальные напряжения обмоток и пределы регулирования напряжения, схема и группа соединения обмоток и напряжение короткого замыкания.

5-2. СИСТЕМЫ ОХЛАЖДЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Потери мощности в трансформаторе и величина его поверхности охлаждения связаны с номинальной мощностью трансформатора следующими соотношениями:

$$\Delta P = S_{\text{т.ном}}^{3/4};$$

$$F = S_{\text{т.ном}}^{1/2}.$$

С увеличением мощности трансформатора возникает необходимость все более интенсивного его 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. Трансформаторы этого типа мощностью до 32 кВ·А имеют гладкие бак и крышку, трансформаторы мощностью от 50 до 250 кВ·А — бак с ребрами, мощностью 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 $\alpha_{м-б}$ и коэффициентом теплоотдачи от стенки бака к воздуху $\alpha_{б-в}$.

Трансформаторы с системой охлаждения Д выпускаются мощностью от 10 до 100 МВ·А. Для усиления циркуляции воздуха они имеют специальные вентиляторы, которые устанавливаются на радиаторах. Работа венти-

ляторов обеспечивает снижение отношения $\alpha_{м-б}/\alpha_{б-в}$ с 5 до 2,5. Коэффициент теплоотдачи радиатора равен:

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

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

Система охлаждения ДЦ применяется в трансформаторах мощностью 63 МВ·А и выше. Помимо вентиляторов на радиаторах трансформаторы этой системы имеют масляные насосы для принудительной циркуляции масла в баке.

Система охлаждения Ц применяется в трансформаторах мощностью от 100 МВ·А и выше. Такие трансформаторы содержат 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. Последняя показывает изменение температуры масла и обмотки по высоте трансформатора. ГОСТ 14209-69 устанавливает для трансформаторов с различными системами охлаждения нормированные температуры охлаждающей среды θ_0, 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 $\theta_{обм.в.т}$ и соответствующего превышения температуры $\theta_{обм.в.т}$; 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.

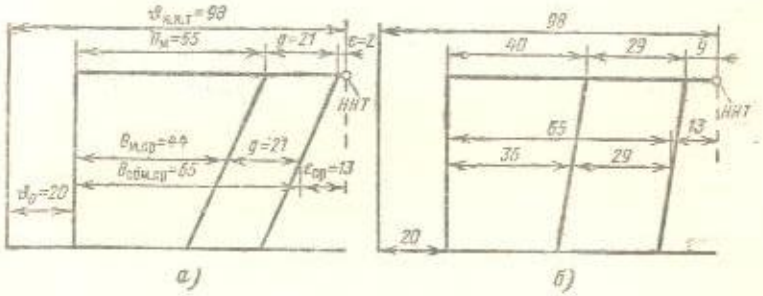


Рис. 5-1. Тепловые диаграммы трансформаторов с различными системами охлаждения.

а — системы М и Д; *б* — системы ДЦ и Ц.

Тепловые диаграммы для трансформаторов с системами охлаждения М, Д и ДЦ, 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

$$\theta_м = \Delta P^m, \qquad (5\text{-}1)$$

где ΔP — потери мощности в трансформаторе; m — показатель степени.

Далее,

$$\Delta P_{ном} = P_{х.х} + P_к = P_{х.х}\left(1 + \frac{P_к}{P_{х.х}}\right) = P_{х.х}(1 + d)$$

и

$$\Delta P = P_{х.х} + P_к S^2_{(н)} = P_{х.х}\left(1 + d S^2_{(н)}\right),$$

откуда

$$\theta_м = \theta_{м.ном}\left[\frac{1 + d S^2_{*(и)}}{1 + d}\right], \qquad (5\text{-}2)$$

где $d = P_к/P_{х.х}$.

ГОСТ 14209-69 и Международная электротехническая комиссия (МЭК) рекомендуют принимать при расчетах $d = 5$. Согласно рекомендациям МЭК в формуле (5-1) можно принимать $m = 0{,}9$ для трансформаторов с системами охлаждения М, Д и $m = 1{,}0$ для трансформаторов с системами охлаждения ДЦ, Ц.

Для превышения температуры обмотки в наиболее нагретой точке справедливо соотношение:

$$\Delta\theta_{обм.н.н.т} = \Delta P^n, \qquad (5\text{-}3)$$

где n — показатель степени.

С другой стороны,

$$\Delta\theta_{обм.н.н.т} = \Delta\theta_{обм.н.н.т.ном} S^2_{*(и)} =$$

$$= (\theta_{обм.н.н.т.ном} - \theta_{м.ном}) S^2_{*(и)} = (g_{ном} + \varepsilon_{ном}) S^2_{*(и)}, \qquad (5\text{-}4)$$

так как

$$g + \varepsilon = (g_{ном} + \varepsilon_{ном})\left(\frac{P_{обм}}{P_к}\right)^n = (g_{ном} + \varepsilon_{ном}) S^2_{*(и)}.$$

Далее,

$$\theta_{обм.н.н.т} = \theta_м + (g + \varepsilon) S^2_{*(и)} \qquad (5\text{-}5)$$

или

$$\vartheta_{обм.н.н.т} = \vartheta_м + (g + \varepsilon) S^2_{*(и)}. \qquad (5\text{-}6)$$

Согласно рекомендациям МЭК $n = 0{,}8$ для трансформаторов с системами охлаждения М, Д и $n = 0{,}9$ для трансформаторов с системами охлаждения ДЦ, Ц.

ГОСТ 14209-69 дает несколько иное соотношение:

$$\vartheta_{обм.н.н.т} = \vartheta_м + bg\left(\frac{I}{I_{ном}}\right)^{2m} = \vartheta_м + (g + \varepsilon)\left(\frac{I}{I_{ном}}\right)^{2m}; \qquad (5\text{-}7)$$

входящие сюда коэффициенты для разных систем охлаждения равны:

Система охлаждения	М	Д	ДЦ и Ц
b	1,1	1,1	1,31
m	0,8	0,9	1,0

5-4. НАГРЕВ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПРИ ПЕРЕМЕННОМ ГРАФИКЕ НАГРУЗКИ

При переменном графике нагрузки трансформатора его тепловой режим непрерывно изменяется, причем законы изменения температуры масла и температуры обмотки отличаются друг от друга.

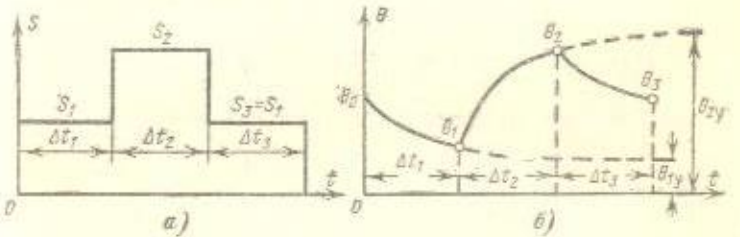


Рис. 5-2. Нагрев масла трансформатора при двухступенчатом графике нагрузки.

а — график нагрузки; *б* — изменение температуры масла.

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):

$$\left.\begin{aligned}
\theta_1 &= \theta_0 + (\theta_{1у} - \theta_0)\left(1 - e^{-\frac{\Delta t_1}{T}}\right);\\
\theta_2 &= \theta_1 + (\theta_{2у} - \theta_1)\left(1 - e^{-\frac{\Delta t_2}{T}}\right);\\
\theta_3 &= \theta_0 = \theta_2 + (\theta_{2у} - \theta_2)\left(1 - e^{-\frac{\Delta t_3}{T}}\right),
\end{aligned}\right\} \qquad (5\text{-}8)$$

где $\theta_{1у}$, $\theta_{2у}$, $\theta_{3у}$ — 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. Последняя, в свою очередь, равна отношению суммарных потерь в трансформаторе к установившемуся превышению масла в верхних слоях, поэтому

$$T = \frac{C_{\Sigma}}{Q_{\text{отд}}} = \frac{\sum_{i=1}^{n} c_i G_i}{\frac{P_{\text{х.х}} + P_{\text{к}}}{\theta_{\text{м.уст.ном}}}} = \frac{C_{\Sigma}\,\theta_{\text{м.уст.ном}}}{P_{\text{х.х}} + P_{\text{к}}}. \qquad (5\text{-}9)$$

Для трансформаторов с медной обмоткой

$$C_{\text{Cu}} = 132G_{\text{о}} + 108G_{\text{б.р}} + 545G_{\text{м}} + 133G_{\text{магн}};$$

для трансформаторов с алюминиевой обмоткой

$$C_{\text{Al}} = 288G_{\text{о}} + 108G_{\text{б.р}} + 545G_{\text{м}} + 133G_{\text{магн}},$$

где $G_{\text{о}}$ — масса обмоток, т; $G_{\text{б.р}}$ — масса бака с радиаторами или охладителями, т; $G_{\text{м}}$ — масса масла, т; $G_{\text{магн}}$ — масса магнитопровода, т.

Ориентировочные постоянные времени нагрева трансформаторов могут быть приняты согласно данным табл. 5-3 (составлена по ГОСТ 14209-69).

Таблица 5-3

Система охлаждения	Номинальная мощность трансформатора, МВ·А	Постоянная времени нагрева, ч
М	От 0,001 до 1,0 Более 1,0 до 6,3	2,5 3,5
Д	Более 6,3 до 32 Более 32 до 63	2,5 3,5
ДЦ, Ц	От 100 до 125 Более 125	2,5 3,5

Для определения температуры масла в случае многоступенчатого графика нагрузки трансформатора (рис. 5-3) необходимо в общем случае составить систему из n уравнений (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:

$$\theta_0 = \frac{1}{K_n - 1}\sum_{i=1}^{n}\theta_{iy}(K_i - K_{i-1}); \qquad (5\text{-}10)$$

$$\theta_x = \frac{1}{K_x}\left[\theta_0 + \sum_{i=1}^{x}\theta_{iy}(K_i - K_{i-1})\right], \qquad (5\text{-}11)$$

где $K_i = e^{\frac{t_i}{T}}$; t_i — интервал времени от начала графика нагрузки до конца i-й ступени; θ_{iy} — установившееся

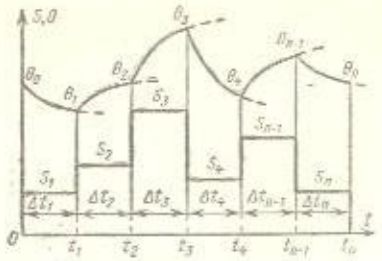


Рис. 5-3. Нагрев масла трансформатора при многоступенчатом графике нагрузки.

превышение температуры масла в верхних слоях при неизменной нагрузке, равной нагрузке i-го интервала; n — число ступеней графика нагрузки.

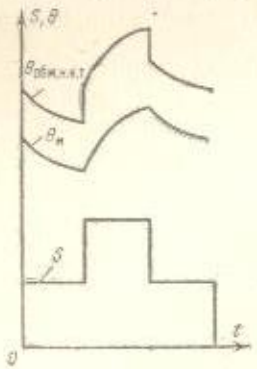


Рис. 5-4. Нагрев масла и обмотки трансформатора в наиболее нагретой точке при двухступенчатом графике нагрузки.

Постоянная времени нагрева обмотки значительно меньше постоянной времени нагрева трансформатора и составляет величину порядка нескольких минут. Ввиду этого практически 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).

Величина $\theta_{\text{обм.н.т}}$ определяется по выражению (5-5).

5-5. ТЕПЛОВОЕ СТАРЕНИЕ (ИЗНОС) ИЗОЛЯЦИИ ТРАНСФОРМАТОРОВ

В процессе эксплуатации ввиду происходящих химических реакций механическая прочность изоляции снижается и изоляция изнашивается или, как говорят, стареет. Согласно закону Аррениуса срок службы изоляционных материалов составляет:

$$V = e^{M+\frac{N}{\vartheta}}, \qquad (5\text{-}12)$$

где M и N — постоянные; ϑ — температура изоляционного материала, К.

Ряд исследователей (Монтзингер и др.) показал, что для изоляции класса А в диапазоне изменения температур от 80 до 140° С справедливо соотношение

$$V = Ae^{-\alpha\vartheta}, \qquad (5\text{-}13)$$

где A — постоянная; α — коэффициент; ϑ — температура изоляции в наиболее нагретой точке (для трансформаторов 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 принимать 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:

$$V_{\text{н}} = Ae^{-\alpha\vartheta_{\text{н}}}, \qquad (5\text{-}14)$$

На практике удобно пользоваться выражением для относительного срока службы изоляции:

$$V_* = \frac{V}{V_{\text{н}}} = e^{-\alpha(\vartheta-\vartheta_{\text{н}})} \qquad (5\text{-}15)$$

или выражением для относительного износа изоляции:

$$L = \frac{1}{V_*} = \frac{V_{\text{н}}}{V} = e^{\alpha(\vartheta-\vartheta_{\text{н}})}. \qquad (5\text{-}16)$$

Выражение (5-16) после некоторых преобразований можно представить в более удобном для использования виде. С этой целью наложим условие, чтобы выполнялось 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

$$L = e^{\alpha(\vartheta-\vartheta_{\text{н}})} = 2^{\frac{\alpha(\vartheta-\vartheta_{\text{н}})}{0{,}69}} = 2^{\frac{\vartheta-\vartheta_{\text{н}}}{6}}. \qquad (5\text{-}17)$$

Величина относительного износа L показывает, во сколько раз износ изоляции при данной температуре больше или меньше износа при номинальной температуре. В табл. 5-4 и на рис. 5-5 показаны зависимости относительного срока службы и относительного износа изоляции от ее температуры.

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

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 можно определить так:

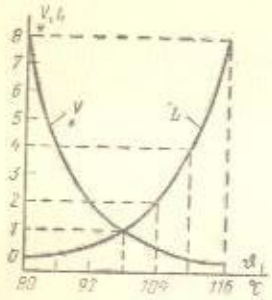


Рис. 5-5. Зависимость относительного износа и относительного срока службы изоляции трансформатора от ее температуры.

$$H = \int_0^{t_\Sigma} L(t)\,dt, \tag{5-19}$$

где t_Σ — суммарный интервал времени, для которого определяется износ.

Износ изоляции можно охарактеризовать средним износом за рассматриваемый интервал времени (но не средней температурой за тот же интервал времени):

$$L_{ср} = \frac{1}{t_\Sigma}\int_0^{t_\Sigma} L(t)\,dt = \frac{1}{t_\Sigma}\int_0^{t_\Sigma} 2^{\frac{\vartheta-98}{6}}\,dt; \tag{5-20}$$

Таблица 5-5

№ режима	Температура изоляции, °С	Интервал времени, ч	Износ изоляции, ч	Суммарный износ изоляции, ч
1	104 86	10 14	20 3,5	23,5
2	104 92	10 14	20 7	27
3	104 92	12 12	24 6	30

в частности, среднесуточный износ равен:

$$L_{ср.сут} = \frac{H_{сут}}{24}. \tag{5-21}$$

Влияние температуры изоляции на ее износ видно из данных табл. 5-5.

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	116	119,5	122	125	128	131,5
Время работы с данной температурой, ч	24	16	12	8	6	4	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 $\vartheta_{0э}$, 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 в тот же период. Значение этой температуры при неизменной температуре в наиболее нагретой точке можно найти из уравнения:

$$H = \int_0^{t_{расч}} 2^{\frac{\vartheta_0 + \vartheta_{обм.н.н.т} - 98}{b}}\,dt = \int_0^{t_{расч}} 2^{\frac{\vartheta_{0э} + \vartheta_{обм.н.н.т} - 98}{6}}\,dt.$$

Из этого уравнения следует:

$$\frac{1}{t_{расч}}\int_0^{t_{расч}} 2^{\frac{\vartheta_0}{6}}\,dt = 2^{\frac{\vartheta_{0э}}{6}}. \tag{5-22}$$

ГОСТ 14209-69 дает рекомендации по определению эквивалентных температур охлаждающей среды:

эквивалентная температура за сутки

$$\vartheta_{0\,э.сут} \approx \vartheta_{0\,ср.сут};$$

эквивалентная температура за несколько месяцев или за год

$$\vartheta_{0\,э} = 20\lg\frac{2^{\frac{\vartheta_{01}}{6}} + 2^{\frac{\vartheta_{02}}{6}} + \ldots + 2^{\frac{\vartheta_{0n}}{6}}}{n}, \tag{5-23}$$

где ϑ_{01}, ϑ_{02} и т. д. — месячные эквивалентные температуры, которые допускается принимать равными среднемесячным температурам; n — число месяцев.

Допускается приближенно 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 в отдельные промежутки времени могут существенно отличаться от нормированных. При этом возникает вопрос о допустимых перегрузках трансформаторов. Перегрузки возникают при наличии одного или одновременно нескольких условий:

$$S_{нг} > S_{т.ном};$$

$$\vartheta_0 > \vartheta_{0\,ном} = +20^\circ\,C;$$

$$U > U_{т.ном}.$$

Перегрузки по напряжению нормально должны исключаться схемой и режимом работы сети, а также защитными устройствами. Поэтому обычно рассматривается допустимость перегрузок по мощности (току) в условиях изменяющейся температуры охлаждающей среды.

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

Допустимость систематических перегрузок лимитируется величиной износа изоляции. Требуется, чтобы $L_{ср} \leqslant 1$.

При этом вводятся дополнительные ограничения: $\vartheta_{обм.н.т} \leqslant 140^\circ\,C$; $\vartheta_м \leqslant 95^\circ\,C$; $S_{шг} \leqslant 1{,}5\,S_{т.ном}$. 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: $\vartheta_{обм.н.т} \leqslant 140^\circ\,C$, $\vartheta_м \leqslant 115^\circ\,C$.

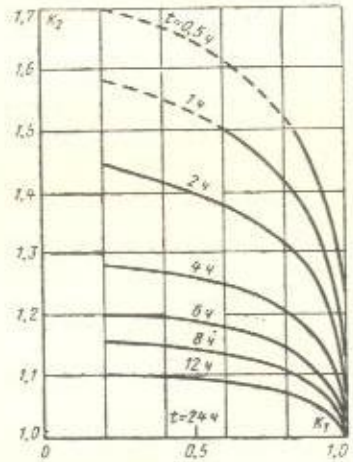


Рис. 5-6. График нагрузочной способности трансформатора.

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 на-

чальной и повышенной нагрузок K_1 и K_2 находятся по выражениям:

$$K_1 = \frac{I_{э1}}{I_{т.ном}} \approx \frac{S_{э1}}{S_{т.ном}} \qquad (5\text{-}24)$$

и

$$K_2 = \frac{I_{э2}}{I_{т.ном}} \approx \frac{S_{э2}}{S_{т.ном}}, \qquad (5\text{-}25)$$

где $I_{э1}$ и $I_{э2}$ — соответственно эквивалентные токи начальной и повышенной нагрузок; $S_{э1}$ и $S_{э2}$ — соответственно эквивалентные мощности начальной и повышенной нагрузок.

Эквивалентный ток и эквивалентная мощность определяются так:

$$I_э = I_{ср.кв} = \sqrt{\frac{I_1^2 t_1 + I_2^2 t_2 + \ldots + I_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + \ldots + t_n}} \qquad (5\text{-}26)$$

и

$$S_э = S_{ср.кв} = \sqrt{\frac{S_1^2 t_1 + S_2^2 t_2 + \ldots + S_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + \ldots + t_n}}, \qquad (5\text{-}27)$$

где I_n, S_n и t_n — соответственно ток, полная мощность и продолжительность n 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, где $S_{нг} > S_{т.ном}$;

2) суточный график содержит два максимума нагрузки в той же зоне, причем больший по величине максимум нагрузки является вторым по времени;

3) суточный график содержит два максимума нагрузки, причем больший по величине является первым по времени.

В первом случае $S_{э2}$ определяется для зоны, где $S_{нг} > S_{т.ном}$, а $S_{э1}$ — для зоны продолжительностью в 10 ч, предшествующей режиму перегрузки. Во втором

случае $S_{э2}$ определяется для зоны, где $S_{нг} > S_{т.ном}$ во время второго максимума нагрузки, а $S_{э1}$ — для предшествующей зоны в 10 ч, включая первый максимум нагрузки в той мере, в какой он в эту зону входит. В третьем случае $S_{э2}$ определяется для зоны, где $S_{нг} > S_{т.ном}$ во время первого максимума нагрузки, а $S_{э1}$ — 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 величине или по длительности. Соответствующие рекомендации содержатся в ГОСТ 14209-69.

Аварийные перегрузки делятся на два типа:

а) кратковременные аварийные перегрузки вне зависимости от величины предшествующей нагрузки, температуры охлаждающей среды и места установки трансформатора;

б) длительные аварийные перегрузки в зависимости от величины предшествующей нагрузки.

Величины и длительности кратковременных аварийных перегрузок для трансформаторов с системами охлаждения М, Д, ДЦ и Ц приведены ниже:

Величина 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 суток 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 сетях энергосистем напряжением 110 кВ и выше нашли применение трехобмоточные автотрансформаторы. Они используются для связи

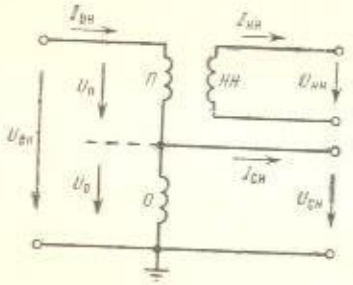


Рис. 5-7. Схема соединения обмоток трехобмоточного автотрансформатора.

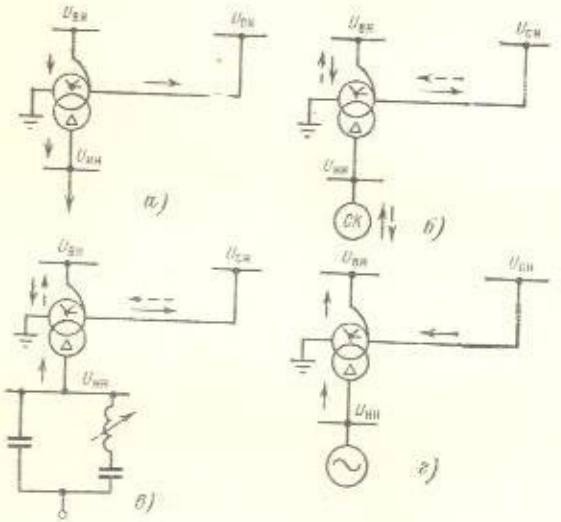


Рис. 5-8. Схемы включения автотрансформаторов.

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.

сетей различного напряжения, а также в качестве блочных автотрансформаторов.

Трехобмоточные автотрансформаторы (рис. 5-7) имеют три обмотки: последовательную, общую и низшего напряжения. 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 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. Возможные схемы включения автотрансформаторов показаны на рис. 5-8. У автотрансформаторов различают коэффициент трансформации и коэффициент типовой мощности (в литературе он иногда называется коэффициентом выгодности):

$$k_{т} = U_{ВН}/U_{СН}$$

и

$$k_{тип} = k_{выг} = \frac{U_{ВН} - U_{СН}}{U_{ВН}} = 1 - \frac{1}{k_{т}} = \frac{S_{тип}}{S_{ном}},$$

где $S_{тип}$ и $S_{ном}$ — соответственно типовая и номинальная мощности автотрансформатора.

Типовая мощность характеризует способность автотрансформаторов передавать мощность магнитным путем. Она определяет габариты и стоимость автотрансформатора, а также расход материалов и мощность отдельных обмоток. Связь типовой мощности с мощностью общей и последовательной обмоток такова:

$$S_{тип} = 3U_{о} I_{о} \approx 3U_{п} I_{п} = \sqrt{3}\,(U_{ВН} - U_{СН})\, I_{ВН}.$$

Мощность, которую автотрансформатор может принять из сети высшего напряжения или передать в эту сеть, называется проходной мощностью $S_{прох}$. Она 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 понимается проходная мощность при

номинальных условиях работы автотрансформатора:

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

Часть мощности передается из сети высшего напряжения в сеть среднего напряжения (или наоборот) не магнитным, а электрическим путем. Эта часть равна:

$$S_э = S_{прох} - S_{тип} = \sqrt{3} U_{СН} I_{ВН},$$

причем

$$\frac{S_э}{S_{ном}} \approx \frac{S_э}{S_{прох}} = \frac{U_{СН}}{U_{ВН}}.$$

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
Коэффициент типовой мощности	0,27	0,5	0,32	0,67	0,55
$S_э/S_{ном}$	0,73	0,5	0,68	0,33	0,45

Продолжение

Коэффициент трансформации . . .	330/220	500/110	500/150	500/220	500/330
Коэффициент типовой мощности	0,33	0,88	0,7	0,56	0,34
$S_э/S_{ном}$	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 $S_{НН ном} \approx S_{тип}$.

Применение автотрансформаторов приводит также к некоторым отрицательным последствиям для энергосистем. Так, внедрение мощных автотрансформаторов

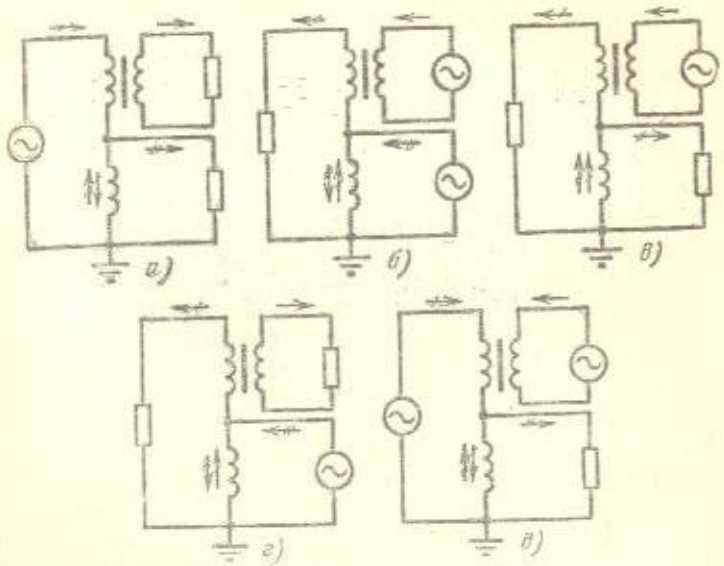


Рис. 5-9. Режимы работы автотрансформаторов.

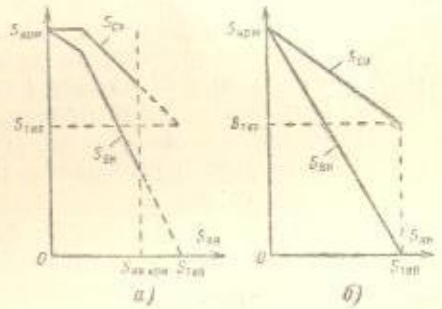


Рис. 5-10. Загрузка обмоток автотрансформатора в комбинированных режимах.

существенно повысило уровень токов трехфазного и особенно однофазного к. з. в сетях 110—500 кВ. При этом обязательное глухое заземление нейтралей автотрансформаторов уменьшает возможности энергосистем

по ограничению токов однофазных к. з. Особенности автотрансформаторов накладывают определенные ограничения на возможные режимы их работы, 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 передаче типовой мощности из сети среднего напряжения в сеть низшего напряжения нельзя дополнительно передать какую-либо мощность в сеть высшего напряжения ввиду перегрузки общей обмотки (рис. 5-9, *г* и 5-10, *а*). Аналогично 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 в сеть среднего напряжения (рис. 5-9, *д* и 5-10, *б*).

Глава шестая

КОРОТКИЕ ЗАМЫКАНИЯ И НЕПОЛНОФАЗНЫЕ РЕЖИМЫ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

6-1. ВИДЫ, ПРИЧИНЫ И ПОСЛЕДСТВИЯ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ

Короткие замыкания (к. з.) являются одной из основных причин нарушения нормального режима работы электроустановок и даже энергосистем в целом. Короткие замыкания — это соединения между фазами (фазными проводниками электроустановки), между фазами и землей (или нулевым проводом), а также между различными витками одной фазы обмоток генератора, трансформатора или двигателя. На практике соединения могут быть через дугу или глухие, так называемые

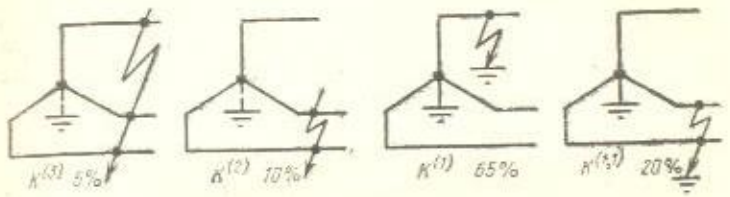


Рис. 6-1. Виды коротких замыканий и их относительная частота.

«металлические». Ниже рассматриваются только последние.

Токи к. з обычно существуют незначительное время ($0{,}05 < t < 5$ с), но их приходится тщательно рассчитывать и учитывать ввиду того, что из-за их термического и динамического воздействия возможны серьезные повреждения электрооборудования и проводников.

При малых мощностях генераторов проблема токов к. з. не возникала; в настоящее время при установке в системах мощных генераторов, трансформаторов и двигателей эта проблема становится весьма актуальной. Возникает вопрос о координации уровней токов к. з на электрических станциях и в сетях, вопрос о стратегии построения сетей энергосистем на перспективу и о согласовании параметров электрооборудования и уровней токов к. з. в сетях различного напряжения.

В электрических системах могут иметь место трехфазные, двухфазные, однофазные к. з. и двухфазные к. з. на землю. Иногда один вид к. з. переходит в другой (например, в кабельных линиях 6—10 кВ замыкания одной фазы на землю часто переходят в междуфазные к. з.). Условные обозначения и относительная частота возникновения различных к. з. даны на рис. 6-1.

В СССР сети напряжением 110 кВ и выше выполняются с эффективным заземлением нейтралей, а сети напряжением 35 кВ и ниже с неэффективным или с резонансным заземлением нейтралей (см. гл. 3). Особо

стоят четырехпроводные сети 380/220 и 220/127 В с глухим заземлением нейтралей (см. гл. 3).

Средняя повреждаемость отдельных элементов электрической системы характеризуется следующими данными:

Элемент системы	Повреждаемость, %
Электрические сети (включая подстанции)	65
Электрическая часть станций .	15
Силовая часть тепло- и гидроэлектростанций	20

Из этих данных видно, что основная часть повреждений возникает в электрических сетях. Их причиной в большинстве случаев являются различные виды коротких замыканий.

Причиной к. з. в свою очередь 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.

Относительно часто причиной повреждений в электрической части электроустановок являются неправильные действия обслуживающего персонала, например ошибочное отключение разъединителем цепи с током.

Последствия к. з. весьма разнообразны:

а) механические и термические повреждения оборудования;

б) снижение уровня напряжения в сети, ведущее к уменьшению вращающего момента электродвигателей, их торможению, снижению производительности и возможно к полной остановке;

в) выпадение из синхронизма отдельных генераторов, электростанций и частей электрической системы;

г) возгорания электроустановок;

д) электромагнитное влияние на линии связи и на системы железнодорожных блокировок и т. п.

Расчеты токов к. з. 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 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 К. З.

Расчет токов к. з. в крупной электрической системе представляет достаточно трудную задачу. В целях ее упрощения обычно принимают ряд допущений, не вносящих существенных погрешностей в расчеты; к ним относятся:

а) отсутствие качаний генераторов (принимается, что в процессе к. з. генераторы вращаются синхронно);

б) линейность всех элементов схемы (неучет насыщения магнитных систем);

в) приближенный учет нагрузок (все нагрузки представляются в виде постоянных по величине индуктивных сопротивлений);

г) пренебрежение активными сопротивлениями элементов схемы при расчете токов к. з. (если $R/x < 1/3$) и учет активных сопротивлений только при определении степени затухания апериодических составляющих токов к. з.;

д) пренебрежение распределенной емкостью линий, за исключением случаев длинных линий и линий в сетях с малым током замыкания на землю;

е) симметричность всех элементов системы, за исключением места к. з.;

ж) пренебрежение током намагничивания трансформаторов.

Указанные допущения, естественно, приводят к погрешностям в расчетах, однако погрешности обычно не превышают 2—5% (редко 10%).

6-3. РАСЧЕТНЫЕ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ И ИХ ПРЕОБРАЗОВАНИЕ

Расчеты токов к. з. 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 к. з. исходные схемы замещения, в которых представлены конкретные элементы исходных реальных схем, путем последовательных эквивалентных преобразований приводятся к простейшим эквивалентным схемам замещения источник — сопротивление — точка к. з. При этом широко используются известные из курса теоретических основ электротехники способы эквивалентного преобразования схем.

При последовательном соединении n элементов эквивалентное сопротивление равно:

$$x_э = \sum_{j=1}^{n} x_j. \qquad (6\text{-}1)$$

При параллельном соединении n элементов

$$x_э = \frac{1}{\sum_{j=1}^{n} y_j}. \qquad (6\text{-}2)$$

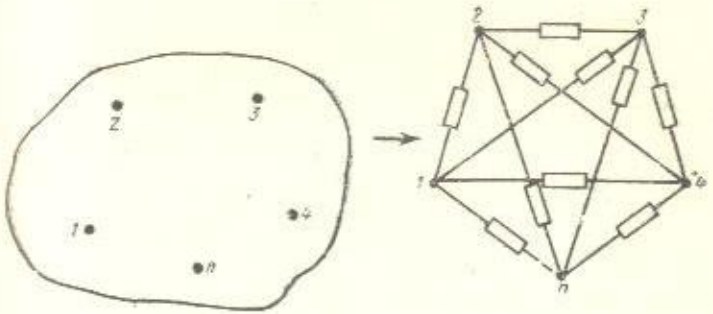
Звезда сопротивлений может быть преобразована в эквивалентный треугольник сопротивлений со сторонами:

$$\left.\begin{aligned} x_{AB} &= x_A + x_B + \frac{x_A x_B}{x_C};\\ x_{BC} &= x_B + x_C + \frac{x_B x_C}{x_A};\\ x_{AC} &= x_A + x_C + \frac{x_A x_C}{x_B}. \end{aligned}\right\} \qquad (6\text{-}3)$$

[1] Рекомендуется сопротивления, изображенные на схеме замещения, нумеровать числами натурального ряда и обозначать в виде дроби, числитель которой показывает номер сопротивления, а знаменатель — его величину в относительных или именованных единицах.

При преобразовании треугольника сопротивлений в эквивалентную звезду сопротивлений используют выражения:

$$\left.\begin{aligned} x_A &= \frac{x_{AB} x_{AC}}{x_{AB} + x_{AC} + x_{BC}};\\ x_B &= \frac{x_{AB} x_{BC}}{x_{AB} + x_{BC} + x_{AC}};\\ x_C &= \frac{x_{AC} x_{BC}}{x_{AB} + x_{AC} + x_{BC}}. \end{aligned}\right\} \qquad (6\text{-}4)$$



а) *б)*

Рис. 6-2. Общий случай преобразования схем.

а — исходная пассивная схема; *б* — эквивалентная схема в виде полного n-угольника.

Следует отметить, что любая n-лучевая звезда всегда может быть приведена к эквивалентному полному n-угольнику, причем проводимости ветвей многоугольника и звезды связаны соотношением

$$y_{ik} = \frac{y_i y_k}{\sum_{j=1}^{n} y_j}. \qquad (6\text{-}5)$$

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 из полуветвей 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. 6-2). Число ветвей такого n-угольника равно $n(n-1)/2$; для определения сопротивления 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 $\bar{z}_{\beta\alpha}$, которые являются сопротивлениями ветвей, непосредственно связывающих узлы β и α:

$$\bar{z}_{\beta\alpha} = \frac{\dot{U}_\beta}{\dot{I}_\alpha}, \qquad (6\text{-}6)$$

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 величину тока к. з., то составляется схема замещения в виде полного $(m+1)$-угольника. Ток к. з. в узле α будет равен:

$$I_\alpha = \sum_{\beta=1}^{m} \dot{E}_\beta y_{\beta\alpha} = \sum_{\beta=1}^{m} E_\beta \bar{y}_{\beta\alpha}, \qquad (6\text{-}7)$$

где $y_{\beta\alpha}$ — взаимная проводимость между узлами β и α; $\bar{y}_{\beta\alpha}$ — 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 линий электропередачи, идущих по общей трассе, для многопроводных систем, для многообмоточных трансформаторов и т. д.

Параметры ветвей схемы в виде полного многоугольника находятся следующим образом. Для исходной схемы (рис. 6-3) записывается уравнение в матричной форме:

$$\mathbf{U} = \mathbf{ZI}, \qquad (6\text{-}8)$$

где $\mathbf{U}$ — матрица падений напряжений на элементах; $\mathbf{Z}$ — матрица собственных и взаимных сопротивлений элементов; $\mathbf{I}$ — матрица токов элементов.

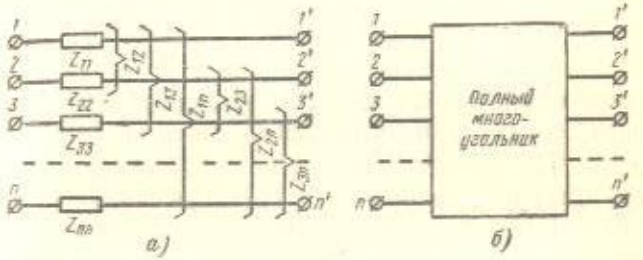


Рис. 6-3. Преобразование схем с взаимоиндукцией между элементами.

а — исходная схема; *б* — эквивалентная схема в виде полного многоугольника без взаимоиндукции между ветвями.

Далее определяется матрица проводимостей $\mathbf{Y}$:

$$\mathbf{Y} = \mathbf{Z}^{-1}.$$

По элементам матрицы $\mathbf{Y}$ находятся сопротивления ветвей схемы полного многоугольника:

$$\left.\begin{aligned} \bar{Z}_{jj'} &= \frac{1}{Y_{jj}}; \\ \bar{Z}_{jk} = \bar{Z}_{j'k'} &= \frac{1}{-Y_{jk}}; \\ \bar{Z}_{jk'} = \bar{Z}_{j'k} &= -Z_{jk}. \end{aligned}\right\} \qquad (6\text{-}9)$$

6-4. СИСТЕМЫ ИМЕНОВАННЫХ И ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ЕДИНИЦ

Расчет токов к. з. 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 величинами.

При расчетах токов к. з. представляют интерес следующие четыре величины: U, I, Z, S. Однако только две из указанных величин могут быть взяты в качестве базисных величин 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 звездочкой).

При базисных условиях (базисные величины произвольные)	При номинальных условиях (базисные величины равны номинальным)
$\underset{*}{U}_{(б)} = \frac{U}{U_б}$;	$\underset{*}{U}_{(н)} = \frac{U}{U_{ном}}$;
$\underset{*}{I}_{(б)} = \frac{I}{I_б}$;	$\underset{*}{I}_{(н)} = \frac{I}{I_{ном}}$;
$\underset{*}{S}_{(б)} = \frac{S}{S_б}$;	$\underset{*}{S}_{(н)} = \frac{S}{S_{ном}}$;
$\underset{*}{Z}_{(б)} = \frac{Z}{Z_б} = \frac{Z\sqrt{3}I_б U_б}{U_б U_б} = Z\frac{S_б}{U_б^2}$;	$\underset{*}{Z}_{(н)} = \frac{Z}{Z_{ном}} = Z\frac{S_{ном}}{U_{ном}^2}$.

(6-12)

Зная значения величин в относительных единицах, можно найти их значения в именованных единицах:

$U = \underset{*}{U}_{(б)} U_б$;	$U = \underset{*}{U}_{(н)} U_{ном}$;
$I = \underset{*}{I}_{(б)} I_б$;	$I = \underset{*}{I}_{(н)} I_{ном}$;
$S = \underset{*}{S}_{(б)} S_б$;	$S = \underset{*}{S}_{(н)} S_{ном}$;
$Z = \underset{*}{Z}_{(б)} Z_б = \underset{*}{Z}_{(б)} \frac{U_б^2}{S_б}$;	$Z = \underset{*}{Z}_{(н)} Z_{ном} = \underset{*}{Z}_{(н)} \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}}$.

(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:

$$\left.\begin{aligned}
\underset{*}{U}_{(б)} &= \underset{*}{U}_{(н)} \frac{U_{ном}}{U_б};\\
\underset{*}{I}_{(б)} &= \underset{*}{I}_{(н)} \frac{I_{ном}}{I_б};\\
\underset{*}{S}_{(б)} &= \underset{*}{S}_{(н)} \frac{S_{ном}}{S_б};\\
\underset{*}{Z}_{(б)} &= \underset{*}{Z}_{(н)} \frac{Z_{ном}}{Z_б} = \underset{*}{Z}_{(н)} \frac{U_{ном}^2 S_б}{S_{ном} U_б^2}.
\end{aligned}\right\} \tag{6-14}$$

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 ω_c, то

$$\underset{*}{\omega}_{(б)} = \frac{\omega}{\omega_б} = \frac{\omega}{\omega_c}$$

и

$$\underset{*}{\omega}_{c} = 1.$$

При этом

$$L_б = \frac{x_б}{\omega_б} = \frac{x_б}{\omega_c};$$

$$\Psi_б = \frac{U_б}{\omega_б} = \frac{U_б}{\omega_c};$$

$$\underset{*}{x}_{(б)} = \underset{*}{\omega}_{c} \underset{*}{L}_{(б)} = \underset{*}{L}_{(б)};$$

$$\underset{*}{\Psi}_{(б)} = \underset{*}{I}_{(б)} \underset{*}{L}_{(б)} = \underset{*}{I}_{(б)} \underset{*}{x}_{(б)};$$

$$\underset{*}{E}_{(б)} = \underset{*}{\omega}_{c} \underset{*}{\Psi}_{(б)} = \underset{*}{\Psi}_{(б)};$$

$$t_б = \frac{1}{\omega_б} = \frac{1}{\omega_c};$$

$$t_{(б)} = \frac{t}{t_б} = \omega_c t;$$

$$T = \frac{L}{r} = \frac{x}{\omega_c r} = \frac{x_{(б)}}{\omega_c r_{(б)}};$$

$$T = \frac{T}{t_б} = \omega_c T = \omega_c \frac{L}{r} = \frac{x}{r} = \frac{x_{(б)}}{r_{(б)}}.$$

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 к. з. возникают, если в схеме имеется несколько магнитно-связанных цепей. Для расчета токов к. з. все величины

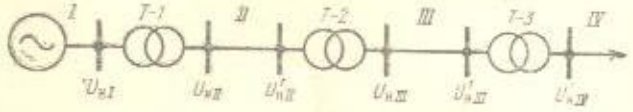


Рис. 6-4. Пример схемы с несколькими магнитно-связанными контурами.

предварительно должны быть приведены к одной ступени напряжения.

Пусть имеем схему с четырьмя ступенями напряжения, показанную на рис. 6-4. Если пренебречь токами намагничивания, то для трансформаторов можно принять, что отношение числа витков равно отношению соответствующих напряжений при холостом ходе трансформатора, т. е.

$$\frac{w_1}{w_2} = \frac{U_{1x.x}}{U_{2x.x}}. \qquad (6\text{-}15)$$

При этом точное приведение в именованных единицах величин, измеренных, например, на первой ступени, к четвертой ступени напряжения, можно произвести, используя соотношения:

$$\left.\begin{aligned} \overset{\circ}{x}_г &= x_г \left(\frac{U_{нII}}{U_{нI}}\right)^2 \left(\frac{U_{нIII}}{U'_{нII}}\right)^2 \left(\frac{U_{нIV}}{U'_{нIII}}\right)^2 = x_г k_1^2 k_2^2 k_3^2; \\ \overset{\circ}{E}_г &= E_г k_1 k_2 k_3; \\ \overset{\circ}{I}_г &= I_г \frac{1}{k_1 k_2 k_3}; \\ \overset{\circ}{S}_г &= S_г, \end{aligned}\right\} \qquad (6\text{-}16)$$

где k_1, k_2, k_3 — коэффициенты трансформации 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 среднеминальные напряжения 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.

Используя коэффициенты трансформации, определенные как отношения среднеминальных напряжений ступеней, получаем выражения для приближенного приведения в именованных единицах:

$$\overset{\circ}{x}_г = x_г \left(\frac{U_{срIV}}{U_{срI}}\right)^2;$$

$$\overset{\circ}{E}_г = E_г \left(\frac{U_{срIV}}{U_{срI}}\right);$$

$$\overset{\circ}{I}_г = I_г \left(\frac{U_{срI}}{U_{срIV}}\right),$$

где U_{cpIv} — средненоминальное напряжение ступени, к которой ведется приведение; U_{cpI} — средненоминальное напряжение данной ступени.

Приближенное приведение магнитно-связанных цепей может быть также произведено с использованием системы относительных единиц.

Обычно удобно в качестве независимых базисных величин принять $S_б$ и $U_б = U_{ср.ном}$. Базисная мощность $S_б$ принимается одной и той же на всех ступенях напряжения. 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:

$$I_{бj} = \frac{S_б}{\sqrt{3}\, U_{бj}};$$

$$Z_{бj} = \frac{U_{бj}^2}{S_б}.$$

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:

$$I_{2(б)} = I_2 \frac{U_{бII}\sqrt{3}}{U_{бI} I_{бI}\sqrt{3}} = I_2 \frac{U_{бII}\sqrt{3}}{S_б} = \frac{I_2}{I_{бII}}.$$

Полученный результат подтверждает правильность указанного выше способа приведения магнитно-связанных цепей.

Ниже даны формулы для нахождения сопротивлений различных элементов при базисных условиях:

генератора

$$x_{*d(б)} = x_{*d(н)} \frac{S_б}{S_{ном}},$$

где $x_{d(н)}$ — сверхпереходное индуктивное сопротивление машины при номинальных условиях;

трансформатора

$$x_{*т(б)} = \frac{u_к(\%)\, S_б}{100 S_{ном}};$$

линии

$$x_{*л(б)} = x_л \frac{S_б}{U_б^2};$$

реактора

$$x_{*р(б)} = x_{*р(н)} \frac{I_б U_{ном}}{I_{ном} U_б}.$$

6-6. ТРЕХФАЗНЫЕ КОРОТКИЕ ЗАМЫКАНИЯ

Общая характеристика переходного процесса при коротком замыкании

При к. з. возникает переходный электромеханический процесс. При малых длительностях к. з. его условно можно считать чисто электромагнитным. Переход системы от одного состояния к другому сопровождается появлением свободных токов, накладывающихся на принужденные токи. Основные трудности при расчетах токов к. з. в энергосистемах вызываются спецификой поведения вращающихся машин (генераторов, двигателей, синхронных компенсаторов) при переходных процессах.

Рассмотрим трехфазное к. з. в цепи, питаемой от источника неизменного напряжения или, как иногда говорят, от источника «неограниченной мощности».

Для начального момента времени, очевидно, справедливы соотношения:

$$\left.\begin{aligned} i_{(0)} &= \frac{U_м}{z_{нг}} \sin(\alpha - \varphi_{нг}); \\ i_{п0} &= \frac{U_м}{z_к} \sin(\alpha - \varphi_к), \end{aligned}\right\} \qquad (6\text{-}17)$$

где $z_{нг}$ и $z_к$ — сопротивления цепи соответственно в нормальном нагрузочном режиме и при к. з.; $\varphi_{нг}$ 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 к. з. обозначаются соответственно индексами «п» и «а». Обычно угол $\varphi_к > \varphi_{нг}$, причем угол $\varphi_к$ близок к 90°.

Поскольку в момент короткого замыкания

$$i_0 = i_{(0)} = i_{п0} + i_{а0},$$

то

$$i_{а0} = i_{(0)} - i_{п0}.$$

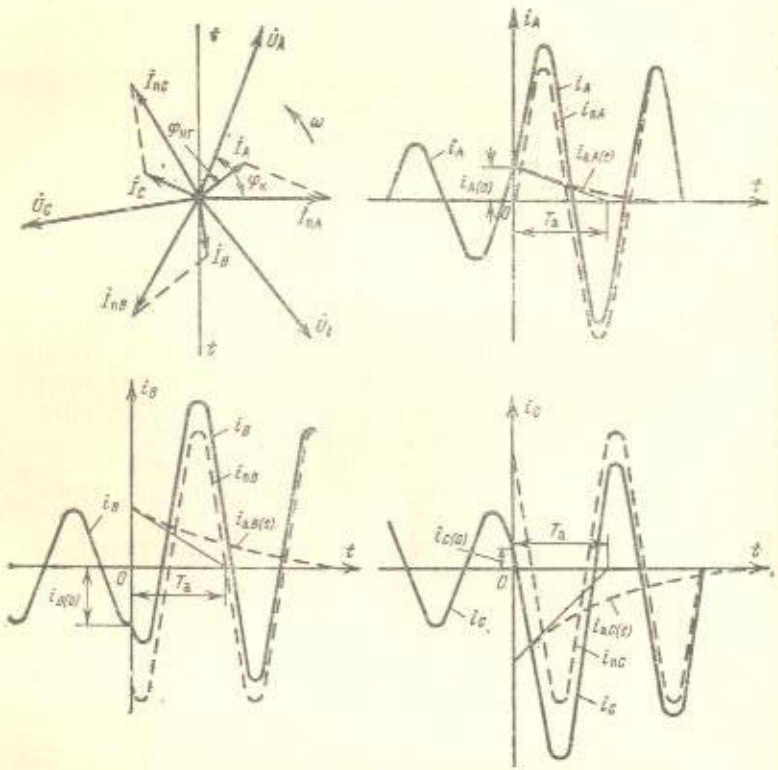


Рис. 6-5. Векторная диаграмма и осциллограммы токов в фазах при внезапном трехфазном коротком замыкании в простейшей электрической цепи.

Ток короткого замыкания в любой момент времени равен:

$$i_t = i_{пр\,t} + i_{св\,t} = i_{п\,t} + i_{а\,t} = i_{п\,t} + i_{а0} e^{-\frac{t}{T_а}} =$$

$$= \frac{U_м}{z_к} \sin(\omega t + \alpha - \varphi_к) +$$

$$+ \left[\frac{U_м}{z_{нг}} \sin(\alpha - \varphi_{нг}) - \frac{U_м}{z_к} \sin(\alpha - \varphi_к)\right] e^{-\frac{t}{T_а}}, \quad (6\text{-}18)$$

где $T_а$ — постоянная времени затухания апериодической составляющей тока к. з.

На рис. 6-5 показано возможное изменение периодических и апериодических составляющих токов фаз при трехфазном к. з. Как видно, апериодические составляющие токов к. з. в фазах A, B, C различны по величине. Начальные значения апериодических составляющих зависят от фазы включения цепи на к. з. (определяется по фазе напряжения сети в момент к. з.). Максимальное значение апериодической составляющей тока к. з. в начальный момент $i_{а0}$ зависит как от фазы включения, так и от предшествующей нагрузки повреждённой цепи. Наибольшее значение $i_{а0}$ возможно при к. з. в цепи, предварительно работавшей с опережающим током. Если $\varphi_к \approx \approx 90°$, то максимум апериодической составляющей тока к. з. имеет место при нулевой фазе включения на к. з. предварительно ненагруженной цепи. При этом

$$i_{а0} = I_{п\cdot м} = \sqrt{2}\, I_{п0} \quad (6\text{-}19)$$

и ударный ток

$$i_{уд} = i_{0,01} = \sqrt{2}\, I_{п0} + \sqrt{2}\, I_{п0} e^{-\frac{0,01}{T_а}} =$$

$$= \sqrt{2}\, I_{п0} (1 + e^{-0,01/T_а}) = \sqrt{2}\, k_{уд} I_{п0}, \quad (6\text{-}20)$$

где

$$T_а = \frac{x_к}{\omega r_к}, \quad (6\text{-}21)$$

$k_{уд}$ — ударный коэффициент,

$$k_{уд} = \frac{i_{уд}}{\sqrt{2}\, I_{п0}}. \quad (6\text{-}22)$$

Из (6-20) следует, что

$$1 < k_{уд} < 2. \quad (6\text{-}23)$$

Если $x_к/r_к \to 0$, то $k_{уд} \to 1$; если $x_к/r_к \to \infty$, то $k_{уд} \to 2$.

Зависимость ударного коэффициента от отношения $x_н/r_н$ и от постоянной времени $T_а$ показана на рис. 6-6. За время $3T_а$ апериодическая составляющая тока к. з. практически затухает (составляет 5% первоначального значения).

При наличии в сети нескольких контуров апериодическая составляющая тока к. з. в поврежденной цепи есть

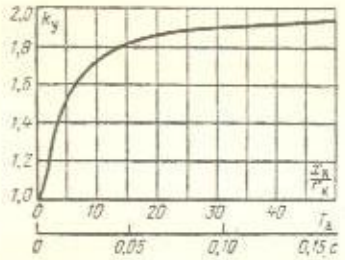


Рис. 6-6. Зависимость ударного коэффициента от отношения $x_н/r_н$ и от постоянной времени $T_а$.

сумма апериодических токов. Действительно, если в операторной форме изображение тока к. з. имеет вид:

$$I(p) = \frac{F_1(p)}{pF_2(p)}, \qquad (6\text{-}24)$$

то в соответствии с формулой разложения

$$i_t = \frac{F_1(0)}{F_2(0)} + \sum_{k=1}^{n} \frac{F_1(p_к)}{p_к F_2'(p_к)} e^{p_к t} =$$

$$= i_{п\,t} + i_{а\,t} = i_{п\,t} + \sum_{k=1}^{n} i_{а0к} e^{-\frac{t}{T_{ак}}}, \qquad (6\text{-}25)$$

где $T_{а1} = -1/p_1$, $T_{а2} = -1/p_2$, ..., $T_{ак} = -1/p_к$; p_1, p_2, ..., $p_к$ — корни характеристического уравнения.

При практических расчетах максимальное начальное значение апериодической составляющей тока к. з. в поврежденной цепи определяют по выражению (6-19), считая в первом приближении, что она затухает во времени по экспоненциальному закону с эквивалентной постоянной времени

$$T_{а.э} \approx \frac{x_{кΣ}(r=0)}{\omega r_{кΣ}(x=0)}, \qquad (6\text{-}26)$$

где $x_{кΣ}$ ($r=0$) и $r_{кΣ}$ ($x=0$) — суммарные индуктивное и активное сопротивления сети относительно точки к. з. соответственно в чисто реактивной (все $r=0$) и в чисто активной (все $x=0$) схемах замещения сети.

Соотношения индуктивных и активных сопротивлений характерных элементов сети даны ниже. Они используются при нахождении эквивалентных постоянных времени затухания апериодической составляющей тока к. з. при расчетах токов к. з. в конкретных схемах.

Наименование элемента	x/r
Турбогенераторы	15—150
Гидрогенераторы	40—90
Трансформаторы	7—50
Реакторы 6—10 кВ	15—80
Воздушные линии	2—8
Кабельные линии 6—10 кВ	0,2—0,8
Обобщенная нагрузка	2,5

При практических расчетах токов к. з. в случаях недостатка исходной информации могут быть ориентировочно приняты следующие значения ударных коэффициентов $k_{уд}$: 1,8 при к. з. в сложной разветвленной сети напряжением 35 кВ и выше с несколькими источниками, 1,2—1,4 при к. з. за относительно протяженной (2—3 км) кабельной линией 6—10 кВ, 1,9—1,95 для тока генератора при к. з. на его выводах или при электрически близком для генераторов к. з.

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 к. з. Изменение последней обусловлено размагничивающим действием реакции статора генератора, а также действием регулятора возбуждения. Задача автоматического регулятора возбуждения (АРВ) 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 величину предельного (потолочного) возбуждения $U_{fпр}$ (отн. ед.) и скорость нарастания напряжения возбуждения v_f (отн. ед/с).

Установившийся режим короткого замыкания

Установившийся режим к. з. — разновидность нагрузочного режима. При установившемся режиме переходный процесс во всех цепях, включая цепи возбуждения электрических машин, закончен и свободные токи отсутствуют.

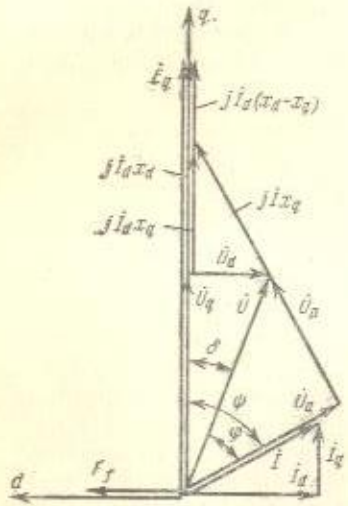


Рис. 6-7. Векторная диаграмма явнополюсного синхронного генератора.

Для расчетов установившегося режима к. з. 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 синхронных сопротивлений по продольной и поперечной осям x_d и x_q; при этом

$$\underset{*}{x_d} = \frac{c}{ОКЗ}, \qquad (6\text{-}27)$$

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 к. з. характеристику холостого хода $E_q = f(I_f)$ для простоты спрямляют через точку с координатами $\underset{*}{E_q}=1$, $\underset{*}{I_f}=1$. При этом в относительных единицах:

$$\underset{*}{x_d} = \frac{1}{ОКЗ} \qquad (6\text{-}28)$$

и

$$\underset{*}{E_q} = \underset{*}{I_f}. \qquad (6\text{-}29)$$

Иногда требуется знать ток ротора $\overset{\circ}{I}_f$, приведенный к цепи статора. Этот ток находится по выражению

$$\overset{\circ}{I}_f = \frac{I_f}{x_{ad}}, \qquad (6\text{-}30)$$

где x_{ad} — реактивность взаимоиндукции машины.

В соответствии с векторной диаграммой явнополюсной синхронной машины (рис. 6-7) и с учетом (6-29) имеем в относительных единицах:

$$E_q - I_f \approx \sqrt{(U\cos\varphi)^2 + (U\sin\varphi + Ix_d)^2}. \qquad (6\text{-}31)$$

Из векторной диаграммы имеем также:

$$E_q = U_q + I_d x_d = I_d(x_d + x_{\text{вн}}) + I_q r_{\text{вн}}$$

и

$$I_q = I_d \operatorname{ctg}\psi = I_d \frac{r_{\text{вн}}}{x_{\text{вн}} + x_q}.$$

Отсюда после преобразований получим:

$$I_d = \frac{E_q(x_q + x_{\text{вн}})}{(x_d + x_{\text{вн}})(x_q + x_{\text{вн}}) + r_{\text{вн}}^2}; \qquad (6\text{-}32)$$

$$I_q = \frac{E_q r_{\text{вн}}}{(x_d + x_{\text{вн}})(x_q + x_{\text{вн}}) + r_{\text{вн}}^2}; \qquad (6\text{-}33)$$

$$I = \sqrt{I_d^2 + I_q^2} = \frac{E_q\sqrt{(x_q + x_{\text{вн}})^2 + r_{\text{вн}}^2}}{(x_d + x_{\text{вн}})(x_q + x_{\text{вн}}) + r_{\text{вн}}^2}. \qquad (6\text{-}34)$$

Для неявнополюсных машин последнее выражение можно представить в более простом виде:

$$I = \frac{E_q}{\sqrt{(x_d + x_{\text{вн}})^2 + r_{\text{вн}}^2}}. \qquad (6\text{-}35)$$

Анализ соотношений параметров в реальных энергосистемах показывает, что при расчетах токов к. з. явнополюсностью машин в первом приближении можно пренебречь.

При установившемся к. з. в зависимости от того, где находится точка к. з., возможны два режима работы генераторов: режим предельного возбуждения и режим нормального напряжения. Режим нормального напряжения характеризуется следующими соотношениями:

$$E_q < E_{q\,\text{пр}};\quad U_\text{г} = U_{\text{г.ном}};\quad I_\text{г} < I_{\text{кр}};$$
$$x_{\text{вн}} > x_{\text{кр}}, \qquad (6\text{-}36)$$

где $I_{кр}$ и $x_{кр}$ — критический ток и критическое сопротивление.

При к. з. точно за $x_{кр}$ генератор работает с предельным возбуждением и напряжение на выводах генератора равно номинальному. Этому случаю соответствует критический ток $I_{кр} = U_{ном}/x_{кр}$.

Режим предельного возбуждения имеет место, если

$$E_q = E_{q\,пр};\quad U_г \leqslant U_{г\text{-}ном};\quad I_г \geqslant I_{кр};\quad x_{вн} \leqslant x_{кр}. \tag{6-37}$$

При коротком замыкании за критическим сопротивлением справедливо соотношение:

$$\frac{E_{q\,пр} - U_{г\text{-}ном}}{x_d} = \frac{U_{г\text{-}ном}}{x_{кр}},$$

отсюда

$$x_{кр} = x_d \frac{U_{г\text{-}ном}}{E_{q\,пр} - U_{г\text{-}ном}}. \tag{6-38}$$

Обобщенная нагрузка при расчетах установившегося к. з. учитывается следующими параметрами:

$$\left.\begin{aligned} x_{*нг(н)} &= 1{,}2; \\ E_{*нг(н)} &= 0. \end{aligned}\right\} \tag{6-39}$$

Сопротивление нагрузки выражается в относительных единицах при полной рабочей мощности нагрузки (МВ·А) и при среднем номинальном напряжении сети, к которой нагрузка реально подсоединена.

При расчете установившегося к. з. в схеме с несколькими генераторами необходимо:

а) составить схему замещения;

б) задаться режимами работы генераторов и ввести последние в схему замещения соответствующими параметрами:

$$E_{*q\,пр} \text{ и } x_d \text{ или } U_{г\text{-}ном} \text{ и } x = 0;$$

в) ввести в схему нагрузки, если необходимо учесть их влияние на токи к. з. (обычно учитываются только нагрузки, электрически близкие к точке к. з.);

г) найти ток в месте короткого замыкания;

д) найти токораспределение в схеме и проверить режимы работы генераторов.

Если полученные величины не удовлетворяют соотношениям заданного режима, то необходимо задаться новыми режимами и повторить расчет.

Начальный момент короткого замыкания

Для расчета начального значения периодической составляющей тока к. з. можно воспользоваться тем, что при внезапном изменении режима результирующее потокосцепление ротора и его угловая скорость вращения остаются неизменными:

$$\left.\begin{aligned} \Psi_{f0} &= \Psi_{f(0)}; \\ \omega_{r0} &= \omega_{r(0)}. \end{aligned}\right\} \tag{6-40}$$

Результирующему потокосцеплению соответствует определенная расчетная э. д. с. $E_f \equiv \Psi_f$, также неизменная в первый момент переходного процесса. Результирующая, так называемая переходная э. д. с. и переходная реактивность машины без демпферных обмоток могут быть получены из известной схемы замещения этой машины:

$$E'_q = E_{q0} \frac{x_{ad}}{x_{\sigma f} + x_{ad}} = E_{q0} \frac{x_{ad}}{x_f} \tag{6-41}$$

и

$$x'_d = x_\sigma + x_{\sigma f} \| x_{ad} = x_\sigma + \frac{x_{\sigma f} x_{ad}}{x_f}, \tag{6-42}$$

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 э. д. с. и сверхпереходная реактивность соответственно равны:

$$E''_q = \frac{E_{qf} \frac{1}{x_{\sigma f}} + E_{q1d} \frac{1}{x_{\sigma 1d}}}{\frac{1}{x_{\sigma f}} + \frac{1}{x_{\sigma 1d}} + \frac{1}{x_{ad}}} \tag{6-44}$$

и

$$x''_d = x_\sigma + x_{ad} \| x_{\sigma f} \| x_{\sigma 1d}, \tag{6-45}$$

причем

$$E''_{q0} = E''_{q(0)} = U_{q(0)} + I_{d(0)} x''_d. \qquad (6\text{-}46)$$

Как сверхпереходная, так и переходная э. д. с. 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. Рассмотрим векторные диаграммы неявнополюсных и явнополюсных машин в предшествующем режиме (рис. 6-8). Для машин с демпферными контурами имеем:

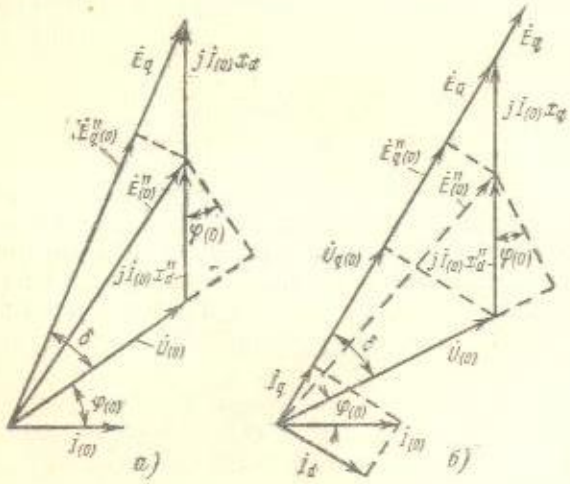


Рис. 6-8. Векторные диаграммы синхронных машин.
а — неявнополюсная машина; *б* — явнополюсная машина.

$$E''_{q(0)} \approx E''_{(0)} \approx U_{(0)} + I_{(0)} x''_d \sin \varphi_{(0)}; \qquad (6\text{-}47)$$

аналогично для машин без демпферных контуров:

$$E'_{q(0)} \approx E'_{(0)} \approx U_{(0)} + I_{(0)} x'_d \sin \varphi_{(0)}. \qquad (6\text{-}48)$$

Средние значения сопротивлений x'_d и x''_d, а также э. д. с. $E'_{q(0)}$ 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. 6-1.

Таблица 6-1

Тип генераторов	Реактивности, отн. ед.		Э.д.с., отн. ед.	
	x'_d	x''_d	$E'_{q(0)}$	$E''_{q(0)}$
Турбогенераторы	0,2	0,13	1,12	1,078
Гидрогенераторы	0,25	0,35	1,15	1,21

Как видно из табл. 6-1, переходная и сверхпереходная э. д. с. мало отличаются от единицы. Поэтому в приближенных практических расчетах вне зависимости от нагрузки генераторов, предшествующей к. з., часто принимают $E'_{*q(0)} = 1$ и $E''_{*q(0)} = 1$. Если требуется учесть предварительный нагрузочный режим машин, то их э. д. с. рассчитывают по выражениям (6-47) и (6-48).

Обобщенная нагрузка при расчете начального тока к. з. обычно учитывается следующими параметрами в относительных единицах при полной рабочей мощности нагрузки (МВ·А) и средненоминальном 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

$$x''_{*нг(н)} \approx \frac{1}{I_{*п(н)}} = x''_{*д(н)} = x_{*к(н)}. \qquad (6\text{-}49)$$

Согласно известной векторной диаграмме асинхронного двигателя

$$E''_{нг} \approx U_{(0)} - I_{(0)} x''_д \sin \varphi_{(0)}. \qquad (6\text{-}50)$$

Если, например $I_{п(0)}=5$, $x''_{д(в)}=0{,}2$ и $\cos\varphi_{(0)}=0{,}8$, то $E''_{п}=1-1\cdot0{,}2\cdot0{,}6=0{,}88$.

Порядок расчета тока в начальный момент к. з. состоит в следующем:

а) составляется схема замещения, в которую генераторы вводятся э. д. с. E''_q или E'_q, в зависимости от того, имеются или отсутствуют у машин демпферные контуры; э. д. с. генераторов рассчитываются по выражениям (6-47) или (6-48); при необходимости в схему замещения вводится и нагрузка (обычно учитывают только нагрузки, электрически близкие к точке к. з.);

б) схема замещения свертывается относительно точки к. з. и находится ток в месте к. з.;

в) производится распределение тока к. з. по ветвям схемы.

Расчет начального значения периодической составляющей тока к. з. можно также произвести, используя теорему об активном двухполюснике. Ток в месте к. з. (аварийный ток) равен:

$$I_{п}=\frac{U_{(0)}}{x_{вх}}\approx\frac{U_{ном}}{x_{вх}}. \qquad (6\text{-}51)$$

Ток в произвольной j-й ветви схемы находится суммированием тока предшествующего режима этой ветви и соответствующей доли аварийного тока:

$$I_j=I_{j(0)}+I_{jк}.$$

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 электрических машинах любого типа (синхронных, асинхронных 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. 6-9).

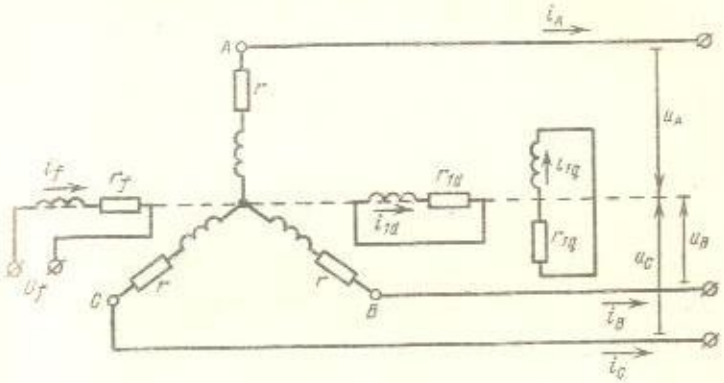


Рис. 6-9. Схема замещения синхронной машины, имеющей по одному демпферному контуру в продольной и поперечной осях.

Для нее можно записать систему уравнений в фазных координатах:

$$\left.\begin{aligned}
u_A &= -\frac{d\Psi_A}{dt}-ri_A;\\
u_B &= -\frac{d\Psi_B}{dt}-ri_B;\\
u_C &= -\frac{d\Psi_C}{dt}-ri_C;\\
u_f &= \frac{d\Psi_f}{dt}+r_f i_f;\\
0 &= \frac{d\Psi_{1d}}{dt}+r_{1d}i_{1d};\\
0 &= \frac{d\Psi_{1q}}{dt}+r_{1q}i_{1q}.
\end{aligned}\right\} \qquad (6\text{-}52)$$

Входящие в эту систему потокосцепления обмоток выражаются уравнениями:

$$\left.\begin{aligned}\Psi_A &= L_A i_A + M_{AB} i_B + M_{AC} i_C + \\ &+ M_{Af} i_f + M_{A1d} i_{1d} + M_{A1q} i_{1q}; \\ \Psi_B &= M_{BA} i_A + L_B i_B + M_{BC} i_C + \\ &+ M_{Bf} i_f + M_{B1d} i_{1d} + M_{B1q} i_{1q} \text{ и т. д.}\end{aligned}\right\} \quad (6\text{-}53)$$

Уравнения для потокосцеплений удобно выразить в матричной форме, учтя при этом принцип взаимности для коэффициентов взаимоиндукции [см. (6-54)].

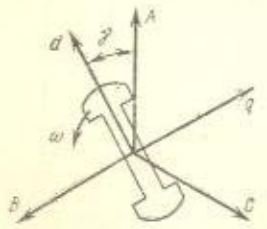


Рис. 6-10. К определению пространственного положения ротора.

Между обмотками, у которых магнитные оси сдвинуты на 90°, магнитная связь отсутствует и 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 ЭЦВМ весьма затруднено.

Как же изменяются коэффициенты само- и взаимоиндукции? Применительно к рис. 6-10, где A, B, C — направления 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:

коэффициент взаимоиндукции между обмоткой возбуждения и обмоткой фазы A

$$M_{fA} = M_{Af} = M_d \cos\gamma;$$

$$M_{1dA} = M_{A1d} = M_d \cos\gamma;$$

$$M_{1qA} = M_{A1q} = M_q \cos\left(\gamma - \frac{\pi}{2}\right) = M_q \sin\gamma,$$

(6-54)

$$\begin{array}{|c|ccccccc|}
\hline
\Psi_A & L_A & M_{AB} & M_{AC} & M_{Af} & M_{A1d} & M_{A1q} \\
\Psi_B & M_{BA} & L_B & M_{BC} & M_{Bf} & M_{B1d} & M_{B1q} \\
\Psi_C & M_{CA} & M_{CB} & L_C & M_{Cf} & M_{C1d} & M_{C1q} \\
\Psi_f & M_{fA} & M_{fB} & M_{fC} & L_f & M_{f1d} & M_{f1q} \\
\Psi_{1d} & M_{1dA} & M_{1dB} & M_{1dC} & M_{1df} & L_{1d} & M_{1d1q} \\
\Psi_{1q} & M_{1qA} & M_{1qB} & M_{1qC} & M_{1qf} & M_{1q1d} & L_{1q} \\
\hline
\end{array}
=
\begin{array}{|c|ccccccc|}
\hline
i_A & L_A & M_{AB} & M_{AC} & M_{Af} & M_{A1d} & M_{A1q} \\
i_B & M_{AB} & L_B & M_{BC} & M_{Bf} & M_{B1d} & M_{B1q} \\
i_C & M_{AC} & M_{BC} & L_C & M_{Cf} & M_{C1d} & M_{C1q} \\
i_f & M_{Af} & M_{Bf} & M_{Cf} & \boxed{L_f} & \boxed{M_{f1d}} & 0 \\
i_{1d} & M_{A1d} & M_{B1d} & M_{C1d} & \boxed{M_{f1d}} & \boxed{L_{1d}} & 0 \\
i_{1q} & M_{A1q} & M_{B1q} & M_{C1q} & 0 & 0 & L_{1q} \\
\hline
\end{array}
\begin{array}{|c|}
\hline
i_A \\
i_B \\
i_C \\
i_f \\
i_{1d} \\
i_{1q} \\
\hline
\end{array}$$

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:

$$M_{fB} = M_d \cos\left(\gamma - \frac{2\pi}{3}\right);$$

$$M_{fC} = M_d \cos\left(\gamma - \frac{4\pi}{3}\right) = M_d \cos\left(\gamma + \frac{2\pi}{3}\right);$$

индуктивность 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:

$$\left.\begin{aligned} l_0 &= \frac{1}{3}(L_d + L_q + L_0); \\ l_2 &= m_2 = \frac{1}{3}(L_d - L_q); \\ m_0 &= \frac{1}{3}\left(L_0 - \frac{L_d + L_q}{2}\right). \end{aligned}\right\} \qquad (6\text{-}55)$$

Известно, что мгновенные значения фазных величин (u, i, Ψ, e) можно получить различными путями, например как проекции векторов токов фаз на неподвижную ось времени или как проекции обобщенного вектора на

неподвижные 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:

$$f_A + f_B + f_C = 0. \qquad (6\text{-}56)$$

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:

$$\begin{vmatrix} i_x \\ i_y \\ i_z \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} K_{xA} & K_{xB} & K_{xC} \\ K_{yA} & K_{yB} & K_{yC} \\ K_{zA} & K_{zB} & K_{zC} \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} i_A \\ i_B \\ i_C \end{vmatrix}. \qquad (6\text{-}57)$$

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 коэффициенты

$$K_{zA} = K_{zB} = K_{zC} = \frac{1}{3}.$$

В случае, когда $i_0 \neq 0$, этот ток 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_0 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:

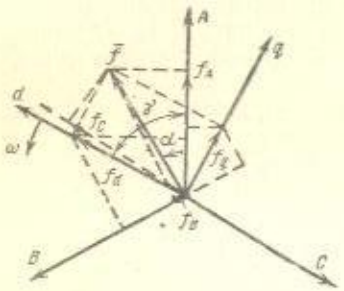


Рис. 6-11. Преобразование координат.

а) систему α, β, 0, где оси α, 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 величине 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. 6-11

$$\gamma = \omega t + \gamma_0.$$

Далее

$$\begin{vmatrix} f_A \\ f_B \\ f_C \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} \cos\gamma & \sin\gamma & 1 \\ \cos\left(\gamma - \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\gamma - \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \\ \cos\left(\gamma + \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\gamma + \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} f_d \\ f_q \\ f_0 \end{vmatrix} \quad (6\text{-}58)$$

и обратно:

$$\begin{vmatrix} f_d \\ f_q \\ f_0 \end{vmatrix} = \frac{2}{3} \begin{vmatrix} \cos\gamma & \cos\left(\gamma - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\gamma + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \sin\gamma & \sin\left(\gamma - \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\gamma + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} f_A \\ f_B \\ f_C \end{vmatrix}. \quad (6\text{-}59)$$

Пусть обобщенный вектор потокосцепления Ψ образует с магнитной осью фазы A угол α (рис. 6-12):

$$\overline{\Psi} = \Psi e^{j\alpha},$$

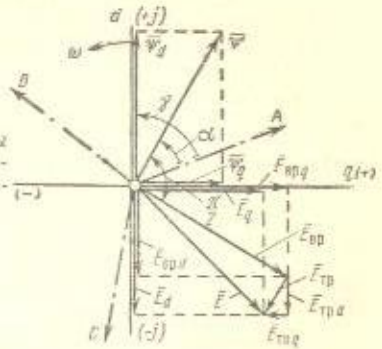


Рис. 6-12. Обобщенные векторы потокосцепления и э. д. с. и их разложение на составляющие в координатах d и q.

причем модуль вектора и угол α непостоянны, т. е. $\Psi = f(t)$ и $\alpha = f(t)$. Тогда

$$\overline{E} = -\frac{d\overline{\Psi}}{dt} = -\frac{d(\Psi e^{j\alpha})}{dt} =$$

$$= -\frac{d\Psi}{dt} e^{j\alpha} - j\Psi e^{j\alpha} \frac{d\alpha}{dt} = \overline{E}_{тр} + \overline{E}_{вр}. \quad (6\text{-}60)$$

Как видно, результирующая э. д. с. машины содержит две составляющие, а именно трансформаторную э. д. с. и э. д. с. вращения.

Перейдем к осям d, q, совместив эти оси с осями комплексной плоскости. Тогда будем иметь:

$$\overline{\Psi} = \overline{\Psi}_q + \overline{\Psi}_d = \Psi_q e^{j\left(\gamma - \frac{\pi}{2}\right)} + \Psi_d e^{j\left(\gamma - \frac{\pi}{2} + \frac{\pi}{2}\right)} =$$

$$= (\Psi_q + j\Psi_d) e^{j\left(\gamma - \frac{\pi}{2}\right)}, \quad (6\text{-}61)$$

откуда

$$\overline{E} = -\frac{d\overline{\Psi}}{dt} = -\left(\frac{d\Psi_q}{dt} + j\frac{d\Psi_d}{dt}\right)e^{j\left(\gamma-\frac{\pi}{2}\right)} -$$

$$- j(\Psi_q + j\Psi_d)e^{j\left(\gamma-\frac{\pi}{2}\right)}\frac{d\gamma}{dt} - \left(\Psi_d\frac{d\gamma}{dt} - \frac{d\Psi_q}{dt}\right)e^{j\left(\gamma-\frac{\pi}{2}\right)} -$$

$$- j\left(\Psi_q\frac{d\gamma}{dt} + \frac{d\Psi_d}{dt}\right)e^{j\left(\gamma-\frac{\pi}{2}\right)} = \overline{E}_q + \overline{E}_d =$$

$$= \overline{E}_{\text{вр }q} + \overline{E}_{\text{тр }q} + \overline{E}_{\text{вр }d} + \overline{E}_{\text{тр }d}. \qquad (6\text{-}62)$$

Таким образом, результирующая э. д. с., как и следовало ожидать, содержит э. д. с. вращения и трансформаторные э. д. с. 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:

$$\left.\begin{aligned}
u_d &= -\frac{d\Psi_d}{dt} - \Psi_q\frac{d\gamma}{dt} - ri_d;\\
u_q &= -\frac{d\Psi_q}{dt} + \Psi_d\frac{d\gamma}{dt} - ri_q;\\
u_0 &= -\frac{d\Psi_0}{dt} - ri_0; \quad u_f = \frac{d\Psi_f}{dt} + r_f i_f;\\
0 &= \frac{d\Psi_{1d}}{dt} + r_{1d}i_{1d}; \quad 0 = \frac{d\Psi_{1q}}{dt} + r_{1q}i_{1q};\\
\Psi_d &= x_d i_d + x_{ad}i_f + x_{ad}i_{1d}; \quad \Psi_q = x_q i_q + x_{aq}i_{1q};\\
\Psi_f &= x_{ad}i_d + x_f i_f + x_{ad}i_{1d};\\
\Psi_{1d} &= x_{ad}i_d + x_{ad}i_f + x_{1d}i_{1d}; \quad \Psi_{1q} = x_{aq}i_q + x_{1q}i_{1q};\\
m_1 - m_2 &= T_j\frac{d\omega}{dt},
\end{aligned}\right\} \qquad (6\text{-}63)$$

где

$$m_2 = \frac{3}{2}(\Psi_q i_d - \Psi_d i_q). \qquad (6\text{-}64)$$

Ток короткого замыкания в произвольный момент времени

Ток к. з. 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 основной частоты равно:

$$I_{nt} = \sqrt{I_{dnt}^2 + I_{qnt}^2}. \qquad (6\text{-}65)$$

При коротком замыкании на выводах генератора и работе машины в режиме подъема возбуждения составляющие I_{dnt} и I_{qnt} равны:

$$I_{dnt} = \frac{E_{q(0)}}{x_d} + \left(\frac{E_{q(0)}}{x'_{d(1d)}} - \frac{E_{q(0)}}{x_d}\right)e^{-\frac{t}{T'_d}} +$$

$$+ \left(\frac{E'_{q(0)}}{x'_d} - \frac{E'_{q(0)}}{x'_{d(1d)}}\right)e^{-\frac{t}{T''_d}} + \Delta I_{\text{пр}}F_d(t) =$$

$$= I_\infty + (I' - I_\infty)e^{-\frac{t}{T'_d}} + (I'' - I')e^{-\frac{t}{T''_d}} +$$

$$+ \frac{E_{q\,\text{пр}} - E_{q(0)}}{x_d}F_d(t); \qquad (6\text{-}66)$$

$$I_{qnt} = \left(\frac{U_{d(0)}}{x'_q} - \frac{U_{d(0)}}{x_q}\right)e^{-\frac{t}{T'_q}}, \qquad (6\text{-}67)$$

где I_∞, I', I'' — соответственно установившееся, переходное и сверхпереходное значения периодической составляющей тока к. з.;

$$x'_{d(1d)} = x_d\frac{T'_d}{T'_{d0}} \approx x_d\frac{T'_f + T'_{1d}}{T_{f0} + T_{1d0}} \approx (0{,}9 - 1)\,x''_d;$$

$$x'_q = x_\sigma - \frac{x^2_{\sigma q}}{x_{1q}};$$

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:

$$i_A = i_{nA} + i_{aA} + i_{2A} = i_{nA} - [u_{q0}\cos\gamma_0 + u_{d0}\sin\gamma_0] \times$$

$$\times \frac{x''_d + x''_q}{2x''_d x''_q} e^{-\frac{t}{T_a}} - [u_{q(0)}\cos(2\omega t + \gamma_0) -$$

$$- u_{d0}\sin(2\omega t + \gamma_0)] \frac{x''_q - x''_d}{2x''_d x''_q} e^{-\frac{t}{T_a}}, \qquad (6\text{-}68)$$

где

$$T_a = \frac{x_2}{r}. \qquad (6\text{-}69)$$

Сопротивление обратной последовательности

$$x_2 = \frac{2x''_d x''_q}{x''_d + x''_q}. \qquad (6\text{-}70)$$

Практические методы расчета токов к. з. для произвольного момента времени

Расчет токов к. з. по точным выражениям в реальных схемах с несколькими источниками весьма затруднен. В то же время на практике часто не требуется высокая точность расчетов. Ввиду этого для вычисления токов к. з. в произвольный момент времени оказывается возможным и целесообразным использовать практические

приближенные методы расчета. При этом вводятся дополнительные упрощения:

а) Закон изменения периодической составляющей тока к. з. в схеме с одним генератором распространяется на схему с многими генераторами.

б) Изменение апериодической составляющей тока к. з. в сложной схеме учитывается приближенно.

в) 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. В практике расчетов токов к. з. нашли применение два метода: метод расчетных кривых и метод спрямленных характеристик.

Метод расчетных кривых основан на применении специальных расчетных кривых изменения токов к. з., построенных в 1940 г. А. Б. Чернины и В. Я. Швагером для типовых союзных генераторов средней мощности (до 100 МВт). Параметры таких генераторов приведены в табл. 6-2. Для всех генераторов принята стандартная характеристика холостого хода (по данным завода «Электросила»).

Таблица 6-2

Параметр	Параметр 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	1,0	1,0
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_{j0}, с	7,0	5,0	5,0
T_{e1}, с	0,57	0,57	0,57
$I_{f\,ном}$, отн. ед.	2,26	1,8	1,8
$I_{f\,хх}$, отн. ед.	3,96	3,15	3,15

Для схемы, приведенной на рис. 6-13, по точным выражениям была определена периодическая составляющая тока в месте к. з.

$$I_{*\,п\,t} = f(x_{*\,т}, x_{*\,d}^{''}, z_{*\,нг}, t, I_{*\,гг}, x_{*\,d}, x_{*\,d}^{'}, F_d(t), T_d^{'}, T_d^{''})$$

и полученный ток построен в координатах

$$I_{*\,п\,t(\infty)} = \varphi\left[x_{*\,расч(\infty)}\right],$$

где

$$x_{*\,расч(\infty)} = x_{*\,d(\infty)}^{''} + x_{*\,к(\infty)}. \quad (6\text{-}71)$$

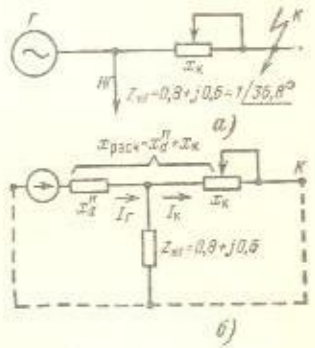


Рис. 6-13. Схема, принятая при построении расчетных кривых.

а — исходная схема; *б* — схема замещения.

Расчетные кривые построены для турбо- и гидрогенераторов с АРВ и без АРВ. На рис. 6-14, *а* приведены такие кривые для турбогенераторов с АРВ. При определении тока к. з. по расчетным кривым необходимо:

а) составить схему замещения системы, введя в нее генераторы сопротивлениями $x_{*\,d}^{''}$; нагрузочными ветвями пренебречь;

б) свернуть схему относительно точки к. з. и определить результирующее сопротивление системы $x_{*\,расч(б)}$;

в) привести результирующее сопротивление системы к номинальным условиям источников:

$$x_{*\,расч(н)} = x_{*\,расч(б)} \frac{S_{ном\,\Sigma}}{S_б}; \quad (6\text{-}72)$$

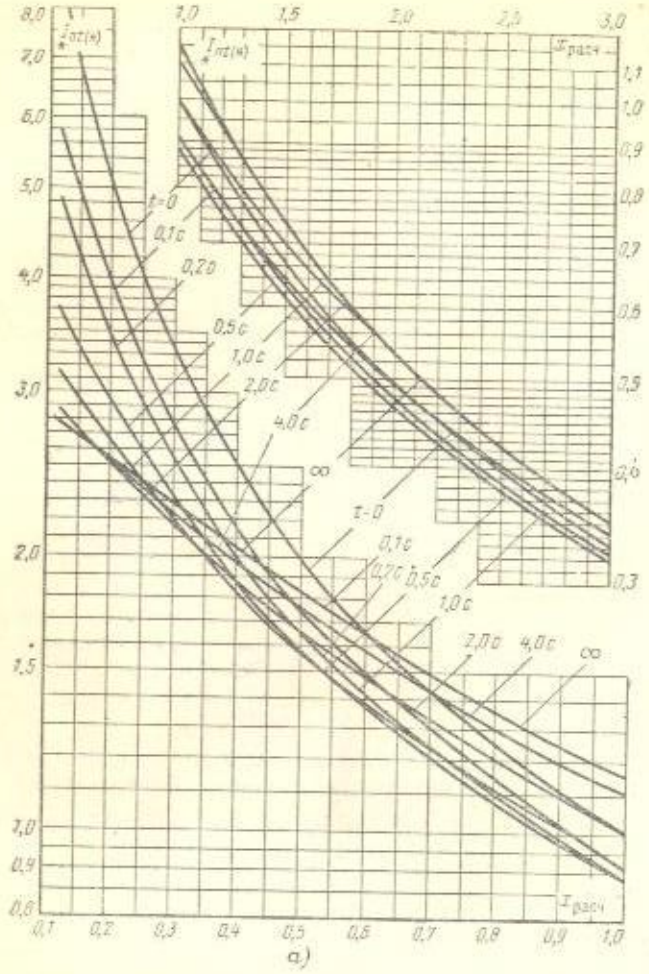
г) найти по расчетным кривым для интересующего момента времени периодическую составляющую тока к. з.

$$I_{*\,п\,t(н)};$$

д) найти ток к. з. в именованных единицах

$$I_{п\,t} = I_{*\,п\,t(н)} \overset{\circ}{I}_{ном\,\Sigma} = I_{*\,п\,t(н)} \frac{S_{ном\,\Sigma}}{\sqrt{3}\,U_{ср\,ном}}, \quad (6\text{-}73)$$

где $\overset{\circ}{I}_{ном\,\Sigma}$ — номинальный ток генераторов, приведенный к ступени напряжения, на которой произошло к. з.



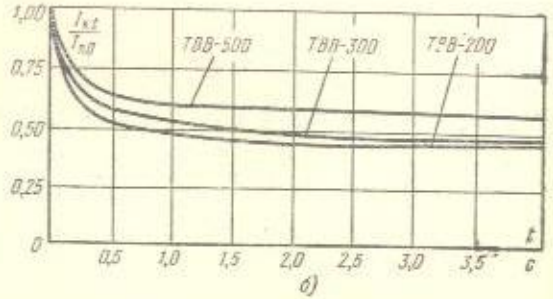


Рис. 6-14. Расчетные кривые для турбогенераторов мощностью до 100 МВт с АРВ (*а*) и кривые изменения тока к. з. на выводах для генераторов типов ТВВ-200, ТВВ-300 и ТВВ-500 (*б*).

При большой удаленности точки к. з., когда $x_{*расч(н)} > 3$,

$$I_{*nt(н)} = \frac{1}{x_{*расч(н)}} = I_{*n0(н)} \qquad (6\text{-}74)$$

и

$$I_{nt} = \frac{I_{ном\,\Sigma}}{x_{*расч(н)}}. \qquad (6\text{-}75)$$

В ряде случаев расчет тока к. з. по расчетным кривым по общему изменению, т. е. путем замены всех генераторов одним эквивалентным, затруднен или невозможен. Это имеет место при наличии в схеме различного типа генераторов и источников неизменного напряжения (так называемых источников бесконечной мощности). В подобных случаях расчет тока к. з. производят по индивидуальному затуханию. При этом схема замещения приводится к схеме полного многоугольника с источниками в его вершинах и определяются токи в ветвях, непосредственно соединяющих источник с точкой к. з. После этого находится суммарный ток в месте к. з. При определении токов к. з. по расчетным кривым автоматически приближенно учитывается наличие нагрузочных ветвей в исходной схеме. Следует отметить, что метод расчетных кривых позволяет найти только ток в месте к. з., но не его распределение по ветвям.

Современные крупные машины мощностью 150—1200 МВт имеют параметры и системы возбуждения, существенно отличающиеся от параметров и систем возбуждения серийных машин мощностью до 100 МВт. Кроме того, крупные генераторы обычно работают по блочным схемам с незначительной нагрузкой собственных нужд на генераторном напряжении. Ввиду этого использование рассмотренных выше расчетных кривых для определения тока к. з. в сетях с крупными генераторами неправомерно.

Для мощных генераторов построены индивидуальные кривые изменения тока во времени, приведенные на рис. 6-14, *б*, а также специальные расчетные кривые.

Метод спрямленных характеристик основан на том, что для генераторов в общем случае справедливо соотношение:

$$I_{nt} = \frac{E_{rt}}{x_{rt} + x_{вн}}, \qquad (6\text{-}76)$$

где I_{nt}, E_{rt} и x_{rt} — соответственно периодическая составляющая тока, э. д. с. и реактивное сопротивление генератора в момент времени t.

Действительно, для $t=0$

$$I_{n0} = \frac{\dot{E}''_{q0}}{\dot{x}''_d + \dot{x}_{вн}};$$

для $t=\infty$ при отсутствии АРВ

$$I_{n\infty} = \frac{E_{q(0)}}{x_d + x_{вн}};$$

для $t=\infty$ при наличии АРВ и режиме предельного возбуждения

$$I_{n\infty} = \frac{E_{qпр}}{x_d + x_{вн}}.$$

Учесть при расчете токов к. з. изменение параметров генераторов во времени принципиально возможно различными путями, например:

1) $E_r - E''_{q0} = \text{const}$, $x_r = x_r = \text{var}$;

2) $E_r = E_t = \text{var}$, $x_r = \text{const}$;

3) $E_r = E_t = \text{var}$, $x_r = x_t = \text{var}$.

При построении спрямленных характеристик принят последний путь как наиболее простой. Для любого момента времени справедливо:

$$E_t - I_{nt} x_t = I_{nt} x_{вн}. \qquad (6\text{-}77)$$

Следовательно, режим генератора определяется точкой пересечения его внешней характеристики и прямой, описываемой уравнением $I_{nt}x_{вн}$ (рис. 6-15). Если масштабы по обеим осям равны, т. е. $m_U = m_I$, то $\operatorname{tg}\alpha = x_{вн}$ и $\operatorname{tg}\psi = x_t$.

При разных значениях $x_{вн}$ по известным выражениям можно определить I_{nt} 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:

$$x_{кpt} = x_t \frac{U_{ном}}{E_t - U_{ном}}, \qquad (6\text{-}78)$$

а также критический ток

$$I_{кpt} = \frac{E_t - U_{ном}}{x_t} = \frac{U_{ном}}{x_{кpt}}. \qquad (6\text{-}79)$$

Генератор в промежуточный момент к. з. может работать в одном из двух режимов:

1) если $x_{вн} < x_{кpt}$, то имеет место режим подъема возбуждения. Этот режим практически всегда существу-

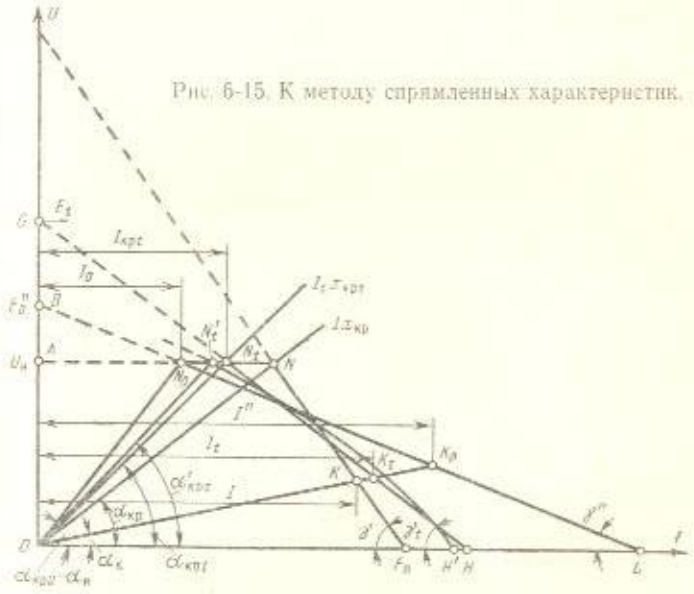


Рис. 6-15. К методу спрямленных характеристик.

ет при $t<0{,}5$ с. Генераторы в этом режиме учитываются расчетными значениями E_t и x_t;

2) если $x_{вн} > x_{кpt}$, то имеет место режим нормального напряжения, при котором генератор учитывается следующими параметрами: $E_t = U_{ном}$ и $x_t = 0$.

Для машин средней мощности построены кривые для определения расчетных величин:

$$E_t = f(t, I_{f0}) \text{ и } x_t = \varphi(t, I_{f0}).$$

При определении токов к. з. по методу спрямленных характеристик необходимо:

а) составить схему замещения системы;

б) задаться режимами работы генераторов и ввести их в схему соответствующими расчетными значениями E_t и $x_{t\Sigma}$;

в) ввести в схему замещения нагрузку с параметрами $E_{ш}=0$ и $x_{шt}=1{,}2$;

г) свернуть схему и найти ток в месте к. з.: $I_{kt}=E_{t\Sigma}/x_{t\Sigma}$;

д) найти распределение тока к. з. в схеме и путем сравнения найденных токов генераторов с критическими проверить правильность принятых ранее режимов генераторов. При режиме подъема возбуждения должно быть

$$I_t \geqslant I_{kpt} \text{ и } U_t < U_{ном},$$

а при режиме нормального напряжения

$$I_t \leqslant I_{kpt};$$

е) при несоблюдении указанных соотношений вновь задаться режимами генераторов и повторить расчет.

6-7. НЕСИММЕТРИЧНЫЕ КОРОТКИЕ ЗАМЫКАНИЯ

Метод симметричных составляющих

Расчеты несимметричных к. з., 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:

$$\overline{F} = F_x + jF_y$$

или

$$\overline{F} = Fe^{j\varphi}.$$

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
ких системах, он предложил использо
симметричные системы: систему пр
ности, систему обратной последовате
левой последовательности.

Системы токов прямой и обратн
стей являются симметричными и ур
тема токов нулевой последовательно
но неуравновешенная.

Путем простых преобразован
можно выразить через симметричны
извольной фазы:

$$\dot{F}_A = \dot{F}_{A1} + \dot{F}_{A2} + \dot{F}$$
$$\dot{F}_B = \dot{F}_{B1} + \dot{F}_{B2} + \dot{F}_{B0} = a^2\dot{F}_{A1}$$
$$\dot{F}_C = \dot{F}_{C1} + \dot{F}_{C2} + \dot{F}_{C0} = a\dot{F}_{A1}$$

и наоборот — симметричные соста
рез фазные величины:

$$\dot{F}_{A1} = \frac{1}{3}(\dot{F}_A + a\dot{F}_B +$$
$$\dot{F}_{A2} = \frac{1}{3}(\dot{F}_A + a^2\dot{F}_B$$
$$\dot{F}_{A0} = \frac{1}{3}(\dot{F}_A + \dot{F}_B + \dot{F}$$

Те же уравнения в матрично
так:

$$\begin{vmatrix}\dot{F}_A\\ \dot{F}_B\\ \dot{F}_C\end{vmatrix} = \begin{vmatrix}1 & 1 & 1\\ a^2 & a & 1\\ a & a^2 & 1\end{vmatrix}$$

$$\begin{vmatrix}\dot{F}_{A1}\\ \dot{F}_{A2}\\ \dot{F}_{A0}\end{vmatrix} = \frac{1}{3}\begin{vmatrix}1 & a\\ 1 & a^2\\ 1 & \end{vmatrix}$$

или

$$\left.\begin{aligned} \mathbf{F} &= \mathbf{A}\mathbf{F}_f; \\ \mathbf{F}_f &= \mathbf{A}^{-1}\,\mathbf{F}; \\ \mathbf{A}^{-1} &= \frac{\tilde{\mathbf{A}}}{D}, \end{aligned}\right\} \qquad (6\text{-}84)$$

где $\tilde{\mathbf{A}}$ — союзная матрица к матрице $\mathbf{A}$; D — детерминант матрицы $\mathbf{A}$.

Нормальный режим работы и трехфазное к. з. характеризуются тем, что напряжение и ток имеют только составляющие прямой последовательности. Их изменение вызывает работу систем автоматического регулирования возбуждения генераторов, которые в различных режимах обеспечивают необходимый ток возбуждения синхронных машин. Из физики явления следует, что единственной э. д. с. в генераторе при несимметричных режимах является э. д. с. 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 специфическое 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 к. з.

Несимметричное к. з. рассчитывают для особой фазы. Под особой фазой понимают фазу, находящуюся в особых (отличных) условиях по отношению к другим фазам. При всех несимметричных к. з. такая фаза существует.

Для уменьшения числа неизвестных и внесения определенности в граничные условия при несимметричном к. з. последнее предполагается происходящим на ответвлении в месте реального короткого замыкания, причем сопротивление проводников ответвления равно нулю.

При расчетах несимметричных к. з. 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 к. з. три уравнения получаются в соответствии со вторым законом Кирхгофа для

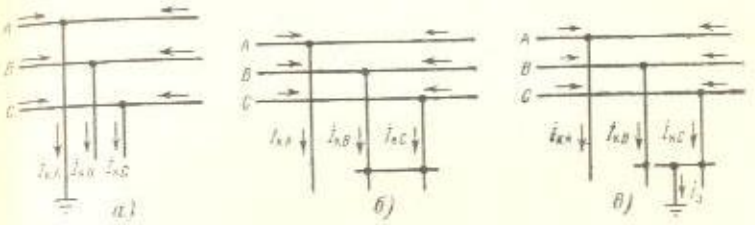


Рис. 6-16. Расчетные схемы при несимметричных к. з.

а — однофазное к. з.; *б* — двухфазное к. з.; *в* — двухфазное к. з. на землю.

схем отдельных последовательностей; недостающие три уравнения находят, исходя из граничных условий при данном виде к. з. По найденным значениям симметричных составляющих особой фазы находят фазные значения токов и напряжений всех фаз.

Рассмотрим сначала основные соотношения при однофазном к. з. (рис. 6-16, *а*), принимая фазу A за особую.

Для особой фазы в соответствии со вторым законом Кирхгофа имеем:

$$\left.\begin{aligned} \dot{U}_{kA1} &= \dot{E}_{A\Sigma} - j\dot{I}_{kA1}\,x_{1\Sigma}; \\ \dot{U}_{kA2} &= 0 - j\dot{I}_{kA2}\,x_{2\Sigma}; \\ \dot{U}_{kA0} &= 0 - j\dot{I}_{kA0}\,x_{0\Sigma}. \end{aligned}\right\} \qquad (6\text{-}85)$$

Граничные условия для однофазного к. з.:

$$\left.\begin{aligned} \dot{I}_{kB} &= 0; \\ \dot{I}_{kC} &= 0; \\ \dot{U}_{kA} &= 0. \end{aligned}\right\} \qquad (6\text{-}86)$$

Системы уравнений (6-85) и (6-86) непосредственно не могут быть решены совместно, так как первая содер-

жит симметричные составляющие, а вторая — полные величины. 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:

$$\dot{I}_{кA1} = \dot{I}_{кA2} = \dot{I}_{кA0} = \frac{1}{3}\,\dot{I}_{кA}. \qquad (6\text{-}87)$$

Далее из (6-85) и (6-86) с учетом (6-80) и (6-81) имеем:

$$\dot{U}_{кA1} + \dot{U}_{кA2} + \dot{U}_{кA0} = \dot{U}_{кA} = 0 - \dot{E}_{A\Sigma} - \\ - j\dot{I}_{кA1}\left(x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}\right),$$

откуда

$$\dot{I}_{кA1} = \frac{\dot{E}_{A\Sigma}}{j\left(x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}\right)}. \qquad (6\text{-}88)$$

Напряжения $\dot{U}_{кA2}$ и $\dot{U}_{кA0}$ находятся по (6-85). Наконец, из (6-80) и (6-86) получим:

$$\dot{U}_{кA1} = -\left(\dot{U}_{кA2} + \dot{U}_{кA0}\right). \qquad (6\text{-}89)$$

При двухфазном к. з. (рис. 6-16, *б*) граничные условия другие:

$$\left.\begin{aligned} \dot{I}_{кA} &= 0; \\ \dot{I}_{кB} &= -\dot{I}_{кC}; \\ \dot{U}_{кB} &= \dot{U}_{кC}. \end{aligned}\right\} \qquad (6\text{-}90)$$

Система токов здесь уравновешенная, поэтому

$$\dot{I}_{к0} = 0.$$

Тогда

$$\dot{I}_{кA} = \dot{I}_{кA1} + \dot{I}_{кA2} = 0, \qquad (6\text{-}91)$$

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,

$$\dot{U}_{кA1} = \dot{U}_{кA2}. \qquad (6\text{-}92)$$

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

$$\dot{I}_{кA1} = \frac{\dot{E}_{A\Sigma}}{j\left(x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma}\right)}. \qquad (6\text{-}93)$$

При двухфазном к. з. на землю (рис. 6-16, *в*) граничные условия следующие:

$$\left.\begin{aligned} \dot{I}_{кA} &= 0; \\ \dot{U}_{кB} &= 0; \\ \dot{U}_{кC} &= 0. \end{aligned}\right\} \qquad (6\text{-}94)$$

Из (6-94) с учетом (6-80) получим:

$$\dot{U}_{кA1} = \dot{U}_{кA2}. \qquad (6\text{-}95)$$

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

$$\dot{U}_{кA0} = \dot{U}_{кA1} = \dot{U}_{кA2}. \qquad (6\text{-}96)$$

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

$$\dot{U}_{kA1} = \frac{\dot{E}_{A\Sigma}\,(jx_{2\Sigma} \parallel jx_{0\Sigma})}{jx_{1\Sigma} + jx_{2\Sigma} \parallel jx_{0\Sigma}} \qquad (6\text{-}97)$$

и, наконец,

$$\dot{I}_{kA1} = \frac{\dot{E}_{A\Sigma}}{j\,(x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} \parallel x_{0\Sigma})}\,. \qquad (6\text{-}98)$$

Комплексные схемы замещения

Как видно, при любом виде короткого замыкания справедливо соотношение:

$$\dot{I}^{(n)}_{kA1} = \frac{\dot{E}_{A\Sigma}}{j\left[x_{1\Sigma} + x^{(n)}_{\Delta}\right]}\,, \qquad (6\text{-}99)$$

причем дополнительное сопротивление $x^{(n)}_{\Delta}$ при различных видах к. з. 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 к. з. можно определить как ток при трехфазном к. з. в точке, удаленной от действительной точки к. з. на некоторое дополнительное сопротивление $x^{(n)}_{\Delta}$, зависящее от результирующих сопротивлений обратной и нулевой последовательностей относительно рассматриваемого места к. з.

Для различных видов несимметричных к. з. можно составить наглядные комплексные схемы замещения, из которых легко получить соотношения между симметричными составляющими токов и напряжений. Такие схемы показаны на рис. 6-17. 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.

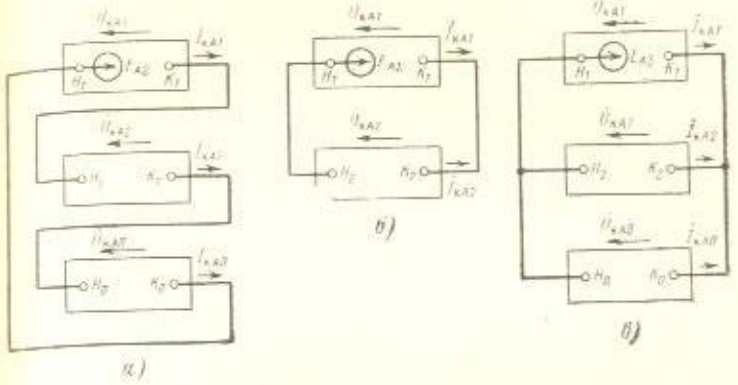


Рис. 6-17. Комплексные схемы замещения для различных видов короткого замыкания.

а — при однофазном к. з.; *б* — при двухфазном к. з.; *в* — при двухфазном к. з. на землю.

Векторные диаграммы

При любом несимметричном к. з. нетрудно построить векторные диаграммы токов и напряжений в произвольной точке рассматриваемой схемы, используя векторные диаграммы для места к. з. На рис. 6-18 в качестве примера показана векторная диаграмма напряжений и токов в месте однофазного к. з. При построении векторных

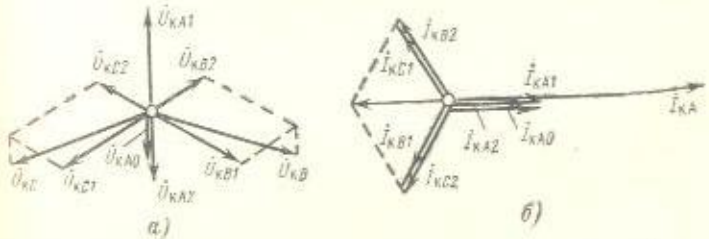


Рис. 6-18. Векторная диаграмма напряжений (*а*) и токов (*б*) при однофазном к. з.

диаграмм токов и напряжений для других участков сети следует иметь в виду три обстоятельства:

1) Напряжение прямой последовательности имеет наименьшее значение в месте к. з. и повышается при приближении к источнику, а напряжения обратной и нулевой последовательности, наоборот, имеют наибольшие по модулю значения в месте к. з. и уменьшаются при приближении к источнику.

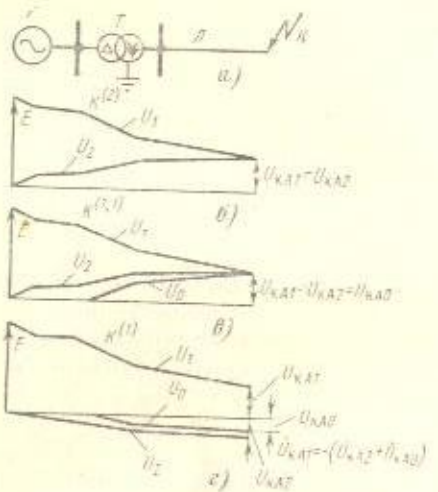


Рис. 6-19. Изменение напряжений отдельных последовательностей при различных видах к. з.

а — поясняющая схема; *б* — двухфазное к. з.; *в* — двухфазное к. з. на землю; *г* — однофазное к. з.

2) При переходе через трансформатор системы векторов прямой и обратной последовательностей поворачиваются соответственно по часовой и против часовой стрелки относительно их положения в месте к. з., причем угол поворота зависит от группы соединения.

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. 6-19 даны эпюры напряжений отдельных последовательностей при различных к. з. в конце линии.

Параметры элементов энергосистем для токов отдельных последовательностей

При симметричных режимах и при трехфазных к. з. все элементы энергосистем представляются в схемах замещения своими сопротивлениями прямой последовательности. При несимметричных к. з. 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 последовательности равны друг другу, однако они не равны сопротивлению нулевой последовательности и могут отличаться от него в несколько раз.

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 $x_2 \approx 1{,}45x'_d$; для машин с демпферными обмотками в обеих осях ротора и для турбогенераторов $x_2 \approx 1{,}22x''_d$. 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 величиной потоков рассеяния статорной обмотки от токов нулевой последовательности и поэтому существенно зависит от типа обмотки, колеблясь в широких пределах для разных генераторов:

$$x_0 \approx (0{,}15 - 0{,}6)\, x''_d.$$

Асинхронные двигатели. Сопротивление обратной последовательности асинхронного двигателя есть его сопротивление при скольжении (2—s). Поэтому

$$x_2 = x_{2-s} \approx x_{s=1} = x_к = x_{пуск}.$$

Сопротивление нулевой последовательности определяется величиной потоков 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 нулевой точкой, звезда с незаземленной нулевой точкой). Сопротивление нулевой последовательности трансформаторов со стороны обмотки, соединенной в треугольник или в звезду с незаземленной нулевой точкой, равно бесконечности:

$$x_0 = \infty.$$

Сопротивление нулевой последовательности трансформаторов со стороны обмотки, соединенной в звезду

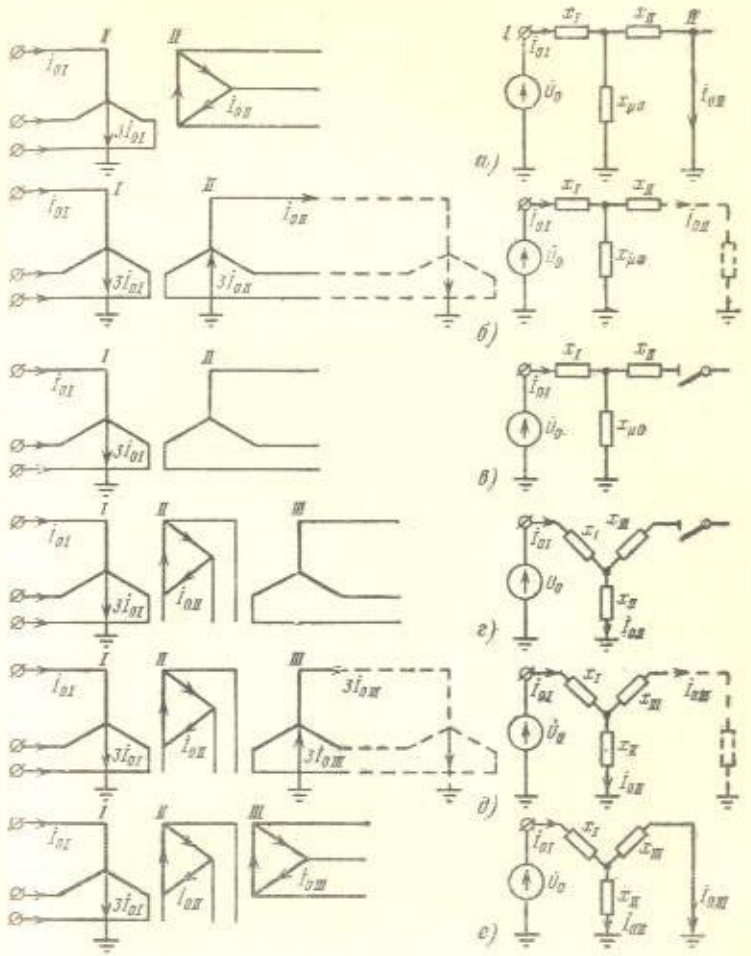


Рис. 6-20. Схемы соединения обмоток и схемы замещения трансформаторов для токов нулевой последовательности.

с заземленной нулевой точкой, зависит от схемы соединения других обмоток и от наличия в цепях этих обмоток контуров для прохождения токов нулевой последовательности (рис. 6-20). Показанное на схемах рис. 6-20, *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

$$x_{\mu 0} = (0{,}3 - 1{,}0)\, x_{\mu 1},$$

однако в практических расчетах токов к. з. обычно полагают, что

$$x_{\mu 0} \to \infty.$$

Схема замещения нулевой последовательности автотрансформаторов с заземленной наглухо нулевой точкой (обычное решение для энергосистем) подобна схеме замещения нулевой последовательности аналогичных по числу и схеме соединения обмоток трансформаторов.

Реакторы. У бетонных реакторов 6—10 кВ

$$x_2 = x_1 \text{ и } x_0 = x_1.$$

Для масляных реакторов 35—220 кВ ввиду относительно слабой магнитной связи между обмотками фаз при расчетах токов к. з. упрощенно принимаются те же соотношения между сопротивлениями x_1, x_2 и x_0, что и для бетонных реакторов. При необходимости более точных расчетов токов к. з. сопротивления нулевой последовательности масляных реакторов берутся по данным заводов-изготовителей или определяются опытным путем.

Воздушные линии электропередачи. Для линий $x_2 = x_1$. Погонное сопротивление прямой последовательности линий равно, Ом/км:

$$x_1 = 0{,}145 \lg \frac{D_{ср}}{r_э}, \qquad (6\text{-}100)$$

где $D_{ср}$ — среднее геометрическое расстояние между проводниками фаз, м; $r_э$ — эквивалентный радиус проводников фаз, м.

Погонное сопротивление нулевой последовательности линий равно, Ом/км:

$$x_0 = 0{,}435 \lg \frac{D_э}{R_{ср}}, \qquad (6\text{-}101)$$

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,

$$R_{ср} = \sqrt[3]{r_э D_{ср}^2}. \qquad (6\text{-}102)$$

Величина сопротивления 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:

$$x_{I-II} = 0{,}435 \lg \frac{D_э}{D_{I-II}}, \qquad (6\text{-}103)$$

где $D_{I\,II}$ — среднее геометрическое расстояние между проводниками линий (цепей) *I* и *II*.

Средние значения отношения x_0/x_1 для различных типов линий приведены ниже:

Тип линии	x_0/x_1
Одноцепная без тросов	3,5
Одноцепная со стальными тросами	3,0
Одноцепная со сталеалюминиевыми тросами	2,0
Двухцепная без тросов	5,5
Двухцепная со стальными тросами	4,7
Двухцепная со сталеалюминиевыми тросами	3,0

Кабельные линии электропередачи. Для кабелей

$$x_2 = x_1.$$

Сопротивление x_1 рассчитывается по тем же выражениям, что и x_1 линий электропередачи, 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 сетей с незаземленными или резонансно-заземленными нейтралями требуется также знать емкостные сопротивления прямой и нулевой последовательностей кабельных линий. Эти сопротивления указываются заводом-изготовителем либо 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 к. з. и т. п.). При отсутствии каких-либо данных о характере и относительном составе нагрузки принимают:

$$x_{2(н)} = 0{,}35,$$

что с большим приближением справедливо для общепромышленной нагрузки с преобладанием среди электроприемников асинхронных двигателей. Указанное сопротивление нагрузки отнесено к ее полной мощности (МВ·А) и к той ступени напряжения, где нагрузка реально присоединена к сети.

Сопротивление нулевой последовательности обобщенной нагрузки, как правило, определяется параметрами питающей сети и особенно параметрами и схемой соединения обмоток питающих трансформаторов.

Составление схем замещения отдельных последовательностей

При расчетах токов несимметричных к. з. используются рассмотренные выше комплексные схемы замещения. Входящие в них схемы замещения отдельных последовательностей включают в себя все элементы сети, по которым при данном несимметричном к. з. проходят токи соответствующих последовательностей. Схемы замещения прямой и обратной последовательностей почти идентичны по параметрам элементов (исключение составляют только параметры генераторов и нагрузки), поэтому в практических расчетах токов к. з. 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. Схемы замещения нулевой последовательности поэтому значительно отличаются по конфигурации от схем замещения прямой и обратной последовательностей. Началом схем прямой и обратной последовательности, обозначаемым H_1 и H_2, является нулевая точка ге-

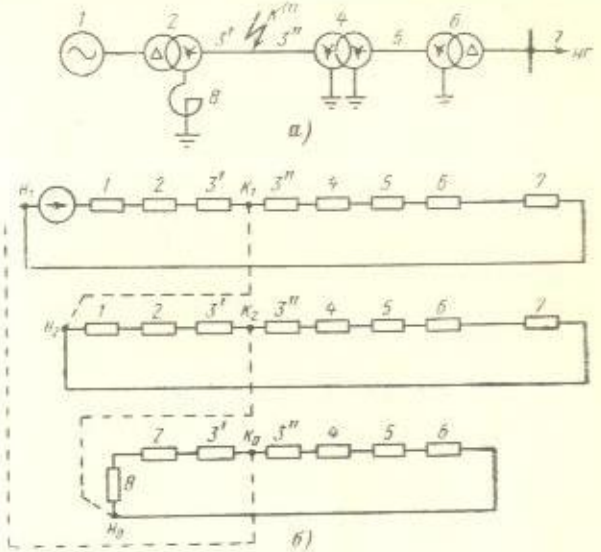


Рис. 6-21. Развернутая комплексная схема замещения при однофазном к. з.

нерирующих источников и нагрузки, концом схем, обозначаемым K_1 и K_2, является точка к. з. Началом схемы нулевой последовательности H_0 является точка с нулевым потенциалом, а концом K_0 — точка к. з.

Ввиду того, что токи нулевой последовательности к. з. проходят через землю и ток в нейтралях элементов равен утроенному току нулевой последовательности фаз, сопротивления, включенные в нейтрали этих элементов, вводится в схему замещения нулевой последовательности утроенной величины.

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 к. з., включая в схему только те элемены, по которым могут проходить токи к. з., вызванные напряжением $U_{к0}$, приложенным на ответвлении в месте к. з. Пример составления комплексной схемы замещения при однофазном к. з. дан на рис. 6-21.

Методика расчета несимметричных к. з.

При расчетах несимметричных к. з.:

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 к. з. и результирующую э. д. с. прямой последовательности относительно той же точки;

г) в соответствии с комплексной схемой замещения для конкретного вида к. з. определяют ток прямой последовательности, а затем ток обратной и нулевой последовательностей, а также напряжения всех последовательностей в месте к. з.;

д) распределяют токи и напряжения отдельных последовательностей по сети, идя от точки к. з.;

е) определяют значения полных токов и напряжений фаз в месте к. з. и в интересующих точках сети, учитывая при этом схемы и группы соединения обмоток силовых трансформаторов сети.

6-8. НЕСИММЕТРИЧНЫЕ РЕЖИМЫ И СЛОЖНЫЕ ВИДЫ ПОВРЕЖДЕНИЙ

Здесь рассмотрены несимметричные режимы, связанные с продольной несимметрией (обрывом одной или двух фаз). Методика расчета продольной несимметрии аналогична методике расчета поперечной несимметрии (несимметричные к. з.). На основании второго закона Кирхгофа для особой фазы записываются три уравнения падений напряжений отдельных последовательностей в месте разрыва:

$$\Delta\dot{U}_{LA1} = \dot{E}_{A\Sigma} - Z_{L1\Sigma}\dot{I}_{LA1}; \qquad (6\text{-}104)$$

$$\Delta\dot{U}_{LA2} = 0 - Z_{L2\Sigma}\dot{I}_{LA2}; \qquad (6\text{-}105)$$

$$\Delta\dot{U}_{LA0} = 0 - Z_{L0\Sigma}\dot{I}_{LA0}, \qquad (6\text{-}106)$$

где $Z_{L1\Sigma}$, $Z_{L2\Sigma}$, $Z_{L0\Sigma}$ — суммарные сопротивления отдельных последовательностей относительно места разрыва.

Три недостающих уравнения записываются на основании граничных условий.

Обрыв одной фазы

Приняв фазу A за особую, включим в нее в месте разрыва сопротивление $Z \to \infty$ и запишем граничные условия (см. рис. 6-22):

$$\Delta\dot{U}_{LA} = Z\,\dot{I}_{LA}; \qquad (6\text{-}107)$$

$$\Delta\dot{U}_{LB} = 0; \qquad (6\text{-}108)$$

$$\Delta\dot{U}_{LC} = 0. \qquad (6\text{-}109)$$

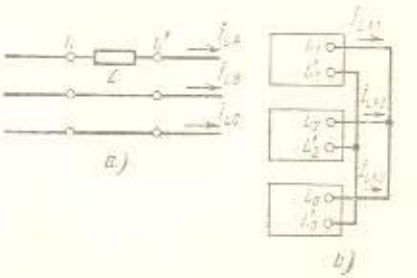


Рис. 6-22. Обрыв одной фазы.

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:

$$\dot{I}_{LA1} = \frac{\dot{E}_{A\Sigma}}{Z_{L1\Sigma} + Z_{L2\Sigma} \| Z_{L0\Sigma}}; \qquad (6\text{-}110)$$

$$\dot{I}_{LA1} + \dot{I}_{LA2} + \dot{I}_{LA0} = 0; \qquad (6\text{-}111)$$

$$\Delta\dot{U}_{LA1} = \Delta\dot{U}_{LA2} = \Delta\dot{U}_{LA0} = \frac{1}{3}\Delta\dot{U}_{LA}. \qquad (6\text{-}112)$$

Указанным соотношениям соответствует комплексная схема замещения, приведенная на рис. 6-22, *б*.

Обрыв двух фаз

Приняв фазу A за особую и включив в фазы B и C сопротивления $Z_B = Z_C = Z \to \infty$, получим систему уравнений, выражающих граничные условия (рис. 6-23, *а*):

$$\Delta \dot{U}_{LA} = 0; \tag{6-113}$$

$$\Delta \dot{U}_{LB} = Z \dot{I}_{LB}; \tag{6-114}$$

$$\Delta \dot{U}_{LC} = Z \dot{I}_{LC}. \tag{6-115}$$

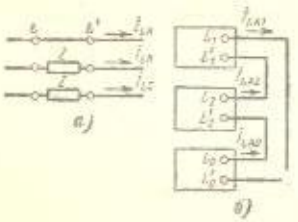


Рис. 6-23. Обрыв двух фаз.

а — исходная схема; *б* — комплексная схема замещения.

Решение системы из шести уравнений [(6-104) — (6-106)], а также уравнений, полученных из [(6-113) — (6-115)], дает следующие соотношения:

$$\dot{I}_{LA1} = \dot{I}_{LA2} = \dot{I}_{LA0} = \frac{1}{3} \dot{I}_{LA}; \tag{6-116}$$

$$\dot{I}_{LA1} = \frac{\dot{E}_{A\Sigma}}{Z_{L1\Sigma} + Z_{L2\Sigma} + Z_{L0\Sigma}}; \tag{6-117}$$

$$\Delta \dot{U}_{LA1} + \Delta \dot{U}_{LA2} + \Delta \dot{U}_{LA0} = 0. \tag{6-118}$$

Этим соотношениям соответствует комплексная схема замещения, представленная на рис. 6-23, *б*.

Сложные виды повреждений

К сложным видам повреждений относятся одновременные к. з. 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.

Учитывая отработанную методику расчета поперечной и продольной несимметрии с помощью комплексных схем замещения, расчет сложных видов повреждений целесообразно проводить с использованием комплексных схем замещения. При этом начала и концы схем отдельных последовательностей по одному из мест несимметрии соединяют в соответствии с граничными условиями непосредственно, а по другим местам несимметрии — через промежуточные идеальные трансформаторы с действительными целыми (1:1) или с комплексными (1:a; 1:a^2) коэффициентами трансформации.

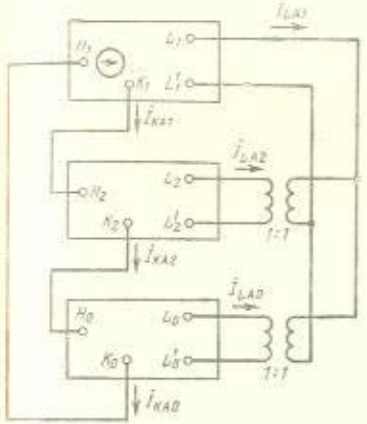


Рис. 6-24. Комплексная схема замещения для случая однофазного к. з. фазы A и обрыва той же фазы.

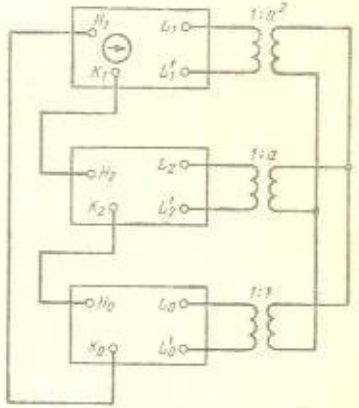


Рис. 6-25. Комплексная схема замещения для случая однофазного к. з. фазы A и обрыва фазы B.

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 из мест несимметрии за основную и привести к ней граничные условия других мест несимметрии с помощью идеальных трансформаторов с комплексными коэффициентами трансформации 1:a или 1:a^2. Пример комплексной схемы замещения для случая однофазного к. з. фазы A и обрыва той же фазы дан на рис. 6-24, а однофазного к. з. фазы A и обрыва фазы B — на рис. 6-25.

Следует отметить, что при переходе от системы 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 относительно легко воспроизвести такие схемы на расчетных моделях. При применении ЭЦВМ трудности расчета схем с комплексными трансформаторами, естественно, 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. 6-26.

При замыкании на землю одной фазы происходит смещение нейтрали источника, на нейтрали появляется

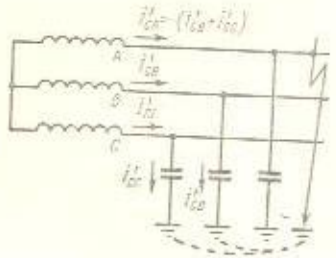


Рис. 6-26. Распределение токов при замыкании на землю одной фазы.

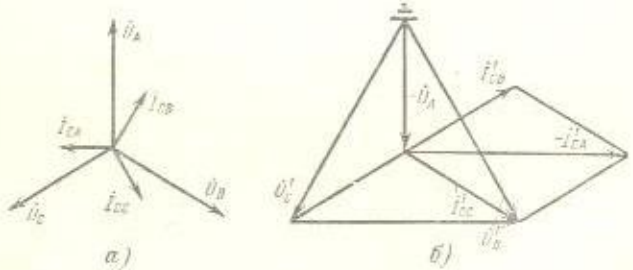


Рис. 6-27. Векторные диаграммы напряжений и токов системы с незаземленной нейтралью.

а — нормальный режим; *б* — режим замыкания одной фазы на землю.

фазное напряжение, а напряжение неповрежденных фаз увеличивается 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. 6-27, *а* и *б*. В предшествующем режиме

$$I_{CA} = I_{CB} = I_{CC} = U_{\phi}\omega C.$$

При замыкании на землю одной фазы согласно рис. 6-27, *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 значительной величине тока замыкания на землю создаются условия для возникновения в месте повреждения перемежающейся дуги. Последняя может привести к существенным перенапряжениям в сети, опасным для изоляции. Величина тока замыкания на землю может быть уменьшена (скомпенсирована) с помощью дугогасящих катушек, включаемых в нейтрали генераторов или трансформаторов.

Глава седьмая

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ АППАРАТЫ И ПРОВОДНИКИ

7-1. КЛАССИФИКАЦИЯ

На электрических станциях и подстанциях применяются различного типа электрические аппараты и проводники. Различают аппараты и проводники первичных и вторичных цепей.

Электрические аппараты первичных цепей различного напряжения можно разделить на четыре группы:

а) коммутационные аппараты (выключатели, выключатели нагрузки, разъединители, отделители, ко-

роткозамыкатели, контакторы, магнитные пускатели, рубильники);

б) защитные аппараты (предохранители, ограничители ударного тока, шунтирующие реакторы, разрядники);

в) токоограничивающие аппараты (токоограничивающие реакторы и активные сопротивления, дугогасящие катушки);

г) измерительные аппараты (трансформаторы тока и напряжения, емкостные делители напряжения и т. п.).

В качестве проводников в первичных цепях используются гибкие проводники и гибкие токопроводы (пучок гибких проводников, укрепленных на круглых распорках); шинные линии, закрытые шинные токопроводы с воздушной или газовой изоляцией; силовые кабели (с бумажной пропитанной изоляцией, газонаполненные или маслонаполненные).

Аппараты вторичных цепей — это различного рода реле, переключатели, ключи, рубильники, предохранители 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 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 ДЛИТЕЛЬНЫМ ТОКОМ

Нагрев проводника (или другого элемента электрической цепи) при прохождении по нему переменного тока описывается уравнением:

$$I^2 R_a dt = cGd\vartheta + (Q_л + Q_к + Q_т)\,dt, \qquad (7\text{-}1)$$

где I — ток, А; R_a — активное сопротивление, Ом; c —

удельная теплоемкость, Вт·с/(г·°С); G — масса проводника, г; $Q_л$ — теплоотдача лучеиспусканием, Вт; $Q_к$ — теплоотдача конвекцией, Вт; $Q_т$ — 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:

$$I^2 R_a = Q_л + Q_к. \qquad (7\text{-}2)$$

Активное сопротивление проводника равно:

$$R_a = K_п K_б R = K_д R, \qquad (7\text{-}3)$$

где $K_п$ — коэффициент поверхностного эффекта; $K_б$ — коэффициент эффекта близости; $K_д$ — коэффициент добавочных потерь; R — омическое сопротивление, т. е. сопротивление проводника на постоянном токе; это сопротивление равно:

$$R = \frac{\rho_0 [1 + \alpha(\vartheta - \vartheta_0)]\, l}{S} = \frac{\rho_\vartheta l}{S}, \qquad (7\text{-}4)$$

ρ_0 — удельное сопротивление проводника при температуре ϑ_0, Ом·см; α — температурный коэффициент, 1/°С; ϑ — температура проводника, °С; ρ_ϑ — удельное сопротивление проводника при температуре ϑ.

Удельное сопротивление проводниковых материалов обычно дается при температуре 15° С (или 20° С), поэтому

$$R = \frac{\rho_{15} [1 + \alpha(\vartheta - 15)]\, l}{S}. \qquad (7\text{-}5)$$

Для всех чистых металлов $\alpha \approx 0{,}004$ 1/°С.

Часто удельное сопротивление проводников при различных температурах определяют по другому выражению:

$$\rho_\vartheta = \rho_{15} \frac{\tau + \vartheta}{\tau + 15}, \qquad (7\text{-}6)$$

причем для меди $\tau = 235$°С.

Коэффициент поверхностного эффекта равен отношению активного сопротивления уединенного проводника к его омическому сопротивлению:

$$K_{\text{п}} = \frac{R_{\text{а.усд}}}{R}. \qquad (7\text{-}7)$$

Коэффициент эффекта близости равен отношению активного сопротивления проводника при наличии вблизи других проводников с током к активному сопротивлению уединенного проводника:

$$K_{\text{б}} = \frac{R_{\text{а}}}{R_{\text{а.усд}}} = \frac{R_{\text{а}}}{K_{\text{п}} R}. \qquad (7\text{-}8)$$

В реальных электроустановках расстояния между проводниками обычно значительно больше их геометрических размеров. При этом $K_{\text{б}} \approx 1$ и $K_{\text{а}} \approx K_{\text{п}}$.

Коэффициент поверхностного эффекта обратно пропорционален глубине Z_0 проникновения электромагнитного поля в проводник:

$$K_{\text{п}} = \frac{1}{Z_0}.$$

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

$$Z_0 = \sqrt{\frac{2}{\omega \mu \mu_0 \gamma}}, \qquad (7\text{-}9)$$

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

$$K_{\text{п}} = \sqrt{\frac{f}{R}}. \qquad (7\text{-}10)$$

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 характеристики которых приведены в табл. 7-1.

Таблица 7-1

Материал	Параметры проводниковых материалов при 20° С			
	ρ, Ом·мм²/м	γ, м/Ом·мм²	Δ, 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 принимают с учетом того, что увеличение толщины сплошного проводника или толщины стенки полого проводника сверх так называемой критической толщины $t_{\text{кр}} \approx 1{,}5\ Z_0$ технически и экономически нецелесообразно, так как это связано с увеличением расхода проводникового материала, но не приводит к снижению активного сопротивления проводника.

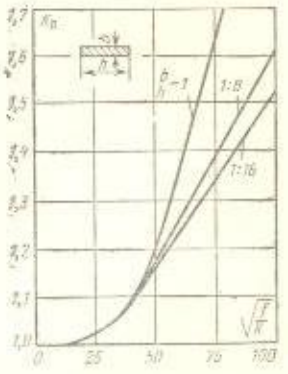


Рис. 7-1. Кривые для определения коэффициента поверхностного эффекта шин прямоугольного сечения.

В электроустановках используются 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 используются неизолированные медные, алюминиевые и сталеалюминиевые провода. В ограниченном количестве используются также неизолированные стальные провода (в основном в схемах 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 тепло-

отдачи используют более простую формулу Ньютона:

$$Q_л + Q_к = kF(\theta - \theta_0), \qquad (7\text{-}11)$$

где k — коэффициент теплоотдачи.

Необходимые для расчета нагрузочной способности длительно допустимые (наблюдаемые) температуры нагрева проводников и аппаратов, а также номинальные температуры окружающей среды нормируются

Таблица 7-2

Проводники и аппараты	$\theta_{длит.доп}$, °С
Неизолированные провода и шины	70
Кабели с бумажной изоляцией напряжением, кВ:	
до 3 включительно	80
6	65
10	60
20 и 35	50
Провода, шнуры, кабели с резиновой, поливинилхлоридной или пластмассовой изоляцией	55
Неразмыкаемые контакты аппаратов в воздухе, выполненные из:	
меди и медных сплавов	80
меди с гальваническим покрытием серебром	105
меди с уплотненным гальваническим покрытием серебром толщиной не менее 50 мк, а также с накладными пластинами из серебра	120
меди с покрытием оловом	90
Размыкаемые контакты в воздухе	75
Болтовые соединения	80
Масло трансформаторное:	
в выключателях	80
в трансформаторах, изоляторах	90

Таблица 7-3

Элемент электроустановки	Окружающая среда	$\theta_{ном}$, °С
Проводники: провода, шины, кабели	Воздух	25
	Земля	15
Аппараты	Воздух	35
	Вода	15

ГОСТ 8024-69 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 длительной работе (табл. 7-4).

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.)

Продолжение табл. 7-4

Обозначение класса нагревостойкости	Температура, характеризующая данный класс нагревостойкости, °С	Краткая характеристика основных групп электроизоляционных материалов, соответствующих данному классу нагревостойкости
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	Свыше 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

Длительно допустимый ток для проводников различной формы и сечения при номинальной температуре окружающей среды указывается в соответствующих таблицах нагрузочной способности. Номинальный длительный ток 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 допустимый длительный ток аппарата находится по выражению (3-27). При этом, однако, должно соблюдаться условие

$$I_{доп} \leqslant 1{,}3 I_{доп.ном}.$$

7-3. НАГРЕВ ПРОВОДНИКОВ ПРИ ПЕРЕМЕННОЙ НАГРУЗКЕ

Обычно проводники, аппараты, трансформаторы и электрические машины работают при переменной 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 переменной нагрузке учитываются при определении нагрузочной способности элементов энергосистем.

Рассмотрим нагрев проводников. Пусть по проводнику, имеющему начальную температуру $\vartheta_{нач}$, пропускается неизменный по величине ток I. Пренебрегая теплопроводностью вдоль проводника и полагая, что параметры проводника c, G, k, F неизменны, получаем следующее уравнение теплового баланса:

$$I^2 R_\vartheta \, dt = cG d\vartheta + kF(\vartheta - \vartheta_0)\, dt, \qquad (7\text{-}12)$$

где ϑ — изменяющаяся температура проводника; ϑ_0 — неизменная температура окружающей среды.

Разделив переменные и проинтегрировав левую и правую части уравнения в соответствующих пределах:

$$\int_0^t dt = \int_{\vartheta_{нач}}^{\vartheta} \frac{cG d\vartheta}{I^2 R_\vartheta - kF(\vartheta - \vartheta_0)},$$

получим:

$$t = \frac{cG}{-kF} \ln [I^2 R_a - kF(\vartheta - \vartheta_0)] \Big|_{\vartheta_{нач}}^{\vartheta} =$$

$$= \frac{cG}{kF} \ln \frac{I^2 R_a - kF(\vartheta_{нач} - \vartheta_0)}{I^2 R_a - kF(\vartheta - \vartheta_0)} = \frac{cG}{kF} \ln \frac{I^2 R_a - kF\theta_{нач}}{I^2 R_a - kF\theta}, \quad (7\text{-}13)$$

где $\theta_{нач}$ — начальное превышение температуры проводника; θ — текущее превышение температуры проводника.

Отношение теплопоглощающей способности проводника к его теплоотдающей способности называется постоянной времени нагрева проводника:

$$T = \frac{cG}{kF}. \quad (7\text{-}14)$$

Из (7-13) имеем:

$$\frac{t}{T} = \ln \frac{I^2 R_a - kF\theta_{нач}}{I^2 R_a - kF\theta}$$

и

$$e^{t/T} = \frac{I^2 R_a - kF\theta_{нач}}{I^2 R_a - kF\theta}.$$

После преобразований получим:

$$\theta = \frac{I^2 R_a}{kF}(1 - e^{-t/T}) + \theta_{нач} e^{-t/T}. \quad (7\text{-}15)$$

Добавим к правой части и вычтем из нее $\theta_{нач}$. Тогда

$$\theta = \frac{I^2 R_a}{kF}(1 - e^{-t/T}) + \theta_{нач} e^{-t/T} + \theta_{нач} - \theta_{нач} = \theta_{нач} +$$

$$+ (\theta_{уст} - \theta_{нач})(1 - e^{-t/T}), \quad (7\text{-}16)$$

где $\theta_{уст}$ — установившееся превышение температуры проводника при токе I. Оно равно отношению активных потерь в проводнике к его теплоотдающей способности

$$\theta_{уст} = \frac{I^2 R_a}{kF}. \quad (7\text{-}17)$$

Если предварительно проводник не нес нагрузки, то

$$\theta_{нач} = 0$$

и

$$\theta = \theta_{уст}(1 - e^{-t/T}). \quad (7\text{-}18)$$

В общем же случае

$$\theta = \theta_{уст}(1 - e^{-t/T}) + \theta_{нач} e^{-t/T}. \quad (7\text{-}19)$$

Отношение установившихся температур проводника при различных токах равно:

$$\frac{\theta_{уст1}}{\theta_{уст2}} = \frac{I_1^2}{I_2^2}. \quad (7\text{-}20)$$

При адиабатическом процессе нагрева уравнение теплового баланса имеет вид:

$$I^2 R_a dt = cGd\vartheta. \quad (7\text{-}21)$$

Интегрируя левую и правую части в соответствующих пределах, получаем:

$$I^2 R_a t = cG(\vartheta - \vartheta_{нач}) = cG\theta, \quad (7\text{-}22)$$

откуда

$$\theta = \frac{I^2 R_a}{cG} t, \quad (7\text{-}23)$$

т. е. превышение температуры линейно изменяется во времени.

Преобразуем выражение (7-23), умножив числитель и знаменатель на kF:

$$\theta = \frac{I^2 R_a kF}{cGkF} t = \frac{\theta_{уст}}{T} t. \quad (7\text{-}24)$$

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 выражению (7-16). В частном

случае при полном отключении тока охлаждение проводника описывается уравнением:

$$\theta = \theta_{\text{нач}} e^{-t/T}. \qquad (7\text{-}25)$$

Совместное решение (7-14) и (7-17) дает:

$$T = \frac{cG}{kF} = \frac{cG}{I^2 R_\theta / \theta_{\text{уст}}} = \frac{cG\theta_{\text{уст}}}{\Delta P}. \qquad (7\text{-}26)$$

Отсюда вытекает, что постоянная времени нагрева проводника может быть также определена как отношение его теплопоглощающей способности к активным потерям в нем при произвольном токе, деленным на установившееся превышение температуры при том же токе. Значения постоянной времени нагрева прямоугольных шин приведены в табл. 7-5.

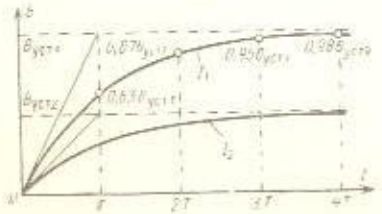


Рис. 7-2. Нагрев проводника различными токами.

Таблица 7-5

Сечение шин $h \times b$, мм²	Значения постоянной времени нагрева T, мин		Сечение шин $h \times b$, мм²	Значения 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 различного типа контакты и контактные соединения. Контакты являются одним из важнейших элементов любой электроустановки, существенно влияющих на ее нагрузочную способность, надежность работы и экономичность. Поэтому необходимы как качественное выполнение контактов при монтаже, так и тщательный контроль и уход за контактами в процессе эксплуатации.

Различают размыкаемые и неразмыкаемые контакты в зависимости от того, размыкаются они или нет при нормальных условиях функционирования электроустановки. По виду соприкасающихся поверхностей различают плоские, линейные и точечные контакты.

Размыкаемые контакты делятся на торцевые, розеточные, пальцевые, щеточные и рубящие. Неразмыкаемые контакты выполняют жесткими, скользящими или роликовыми (катящимися). Жесткие неразмыкаемые контакты выполняют с помощью болтовых соединений, стяжных накладок, конических зажимов, электро-, газо- или термитной сварки, а также опрессования или так называемой холодной сварки под давлением. Для подсоединения проводов или жил кабелей к аппаратам, приборам применяют специального типа 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 размыкаемых контактов аппаратов их облицовывают металлокерамикой; последняя представляет собой особый тип термически стойкого проводника, образованного путем соединения под большим давлением и при высокой температуре (порядка 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 контактов при прохождении больших токов, например токов к. з.

Тип шинопровода и его применение		$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, кА	$I_{дин}$, кА	Габариты шинопровода: $D_ш \times \delta_ш$, мм	Габариты шинопровода: $S_ш$, мм²
КЭТ-200	Главная цепь	15,75	9,1	—	280×15	11 730
	Отпайка	15,75	0,92	—	140×10	3600
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

Таблица 7-6

Сечение кожуха: $D_к \times \delta_к$, мм	Сечение кожуха: $S_к$, мм²	Расстояние между фазами, мм	Предельная длина секции, м	Потери мощности в трех фазах, Вт/м: $\Delta P_ш$	$\Delta P_к$	$\Delta P_{констр}$	ΔP_Σ
700×5	10 900	1000	3	899	532	615	2045
560×5	8700	1000	2	—	—	—	—
740×4	9 260	1200	8	899	400	600	1899
560×4	7000	800	8	—	—	—	—
770×5	12 000	1100	11	921	717	—	1641
560×5	8700	1000	11	—	—	—	—
770×5	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	—	—	—	—

Сопротивление контакта складывается из сопротивления стягивания R_c и сопротивления оксидной пленки $R_{пл}$ на контактных поверхностях, т. е.

$$R_к = R_c + R_{пл}. \qquad (7\text{-}27)$$

Величина R_c зависит от числа контактных точек (площадок) на контактных поверхностях или от отношения проводящей поверхности к кажущейся контактной поверхности. С увеличением давления на контактные поверхности число контактных точек растет и величина сопротивления стягивания падает. Найдено, что:

при малых давлениях и упругой деформации материала контакта

$$R_c = \frac{K_1}{P^{1/3}}, \qquad (7\text{-}28)$$

где K_1 — коэффициент, зависящий от материала контакта;

P — сила нажатия контактов, Н;

при больших давлениях и пластической деформации материала контакта

$$R_c = \frac{K_2}{P^{1/2}}, \qquad (7\text{-}29)$$

где K_2 — коэффициент, зависящий от материала и конструкции контакта.

Сопротивление $R_{пл}$ может в процессе эксплуатации меняться в широких пределах. Во времени оно может как расти, так и резко падать; последнее наступает при разрушении оксидной пленки вследствие внешних механических воздействий, например вибрации, а также вследствие воздействия токов к. з.

В эксплуатации качество контактов в основном определяют по их температуре при токах нормального режима, а также длительных максимальных токах.

При недостаточном нажатии контактов наблюдаются явления их сваривания (в случае больших рабочих токов). Значение минимального сваривающего тока $i_{св.мин}$ (амплитуда ударного тока) зависит от нажатия контактов, их материала и конструкции. Экспериментально найдено, что

$$i_{св.мин} = K\sqrt{P}, \qquad (7\text{-}30)$$

где K — коэффициент, зависящий от материала контакта и его конструкции.

7-5. ТОКОПРОВОДЫ

Соединения генераторов с силовыми трансформаторами и с трансформаторами собственных нужд выполняются токопроводами. У генераторов мощностью до 100—150 МВт эти соединения внутри здания электростанции выполняются в виде открытых или закрытых токопроводов (шинопроводов), а вне здания станции — в виде гибких токопроводов или открытых шинопроводов. Токопроводы генераторов мощностью 200 МВт и выше как внутри здания электростанции, так и вне его выполняются в виде закрытых экранированных шинопроводов с естественной или принудительной вентиляцией. Применение закрытых экранированных шинопроводов заводского исполнения позволяет:

а) исключить опасные для генераторов междуфазные к. з. 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 к. з.;

д) ускорить и упростить процесс монтажа токопроводов.

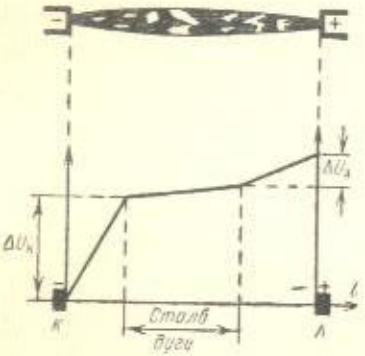
Выполнение закрытых экранированных шинопроводов требует, однако, дополнительного расхода цветного металла на изготовление кожухов. На практике нашли применение закрытые токопроводы типов КЭТ (комплектный экранированный токопровод), ТЭК (токопровод экранированный комплектный) и ТЭН (токопровод экранированный непрерывный). В последнее время предпочтение отдастся токопроводам типа ТЭН. Для уменьшения потерь энергии в кожухах такие токопроводы снабжаются специальными нелинейными токоограничивающими устройствами, включаемыми между кожухами различных фаз. Основные параметры закрытых экранированных токопроводов приведены в табл. 7-6.

7-6. ОТКЛЮЧЕНИЕ ЦЕПЕЙ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

Отключение цепей переменного тока нормально производится выключателями. Наиболее трудно отключить цепь при возникновении в ней того или иного короткого

замыкания, в том числе так называемого «неудаленного к. з.». Существенные затруднения возникают также при отключении выключателями малых индуктивных токов и токов холостого хода протяженных линий электропередачи.

При размыкании контактов выключателя возникает дуга. Когда ток проходит через нуль, дуга гаснет, однако в следующий момент она может вновь зажечься, если



← Рис. 7-3. Распределение напряжения по длине электрической дуги.

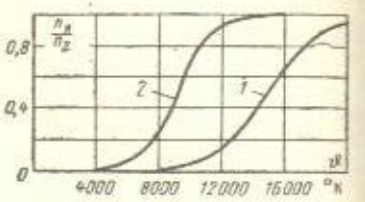


Рис. 7-4. Зависимость ударной ионизации воздуха (*1*) и паров меди (*2*) от температуры.

электрическая прочность промежутка оказывается меньше восстанавливающегося напряжения на контактах выключателя. Контакты выключателя в процессе отключения 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 1—3 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). Характерно, что падения напряжения вблизи катода $\Delta U_к$ и вблизи анода $\Delta U_а$ не зависят от величины проходящего тока и соответственно равны примерно 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 и деионизации. Первые поддерживают горение дуги, вторые, 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, двигающихся под воздействием электрического поля вдоль столба дуги, с нейтральными молекулами и атомами газа в дуговом промежутке.

Кинетическая энергия электрона в конце длины свободного пробега равна:

$$\frac{mv^2}{2} = ue, \qquad (7\text{-}31)$$

где $m = 9{,}107 \cdot 10^{-28}$ г — масса электрона; $e = 1{,}59 \times 10^{-19}$ К — заряд электрона; u — разность потенциалов на длине свободного пробега электрона, В; v — скорость электрона в конце пробега, см/с,

$$v = \sqrt{\frac{2ue}{m}}. \qquad (7\text{-}32)$$

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 порядка $(1—3)10^7$ 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 $n_Σ = n_и + n_н$ 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.

Термоэлектронная эмиссия — это выход электронов с горячего катода в межэлектродное пространство. Она имеет место при температуре катода примерно 3000—4000 К.

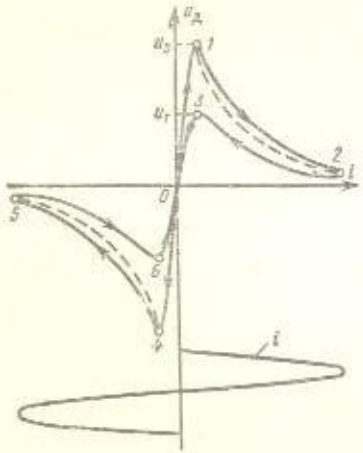


Рис. 7-5. Вольт-амперные характеристики дуги.

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 статические и динамические характеристики дуг. 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 величины 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* — несамостоятельный разряд, при котором ток пропорционален величине приложенного к промежутку напряжения. 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 приведены качественные картины отключения чисто активного тока (рис. 7-6, *а*) и чисто индуктивного тока (рис. 7-6, *б*); в обоих

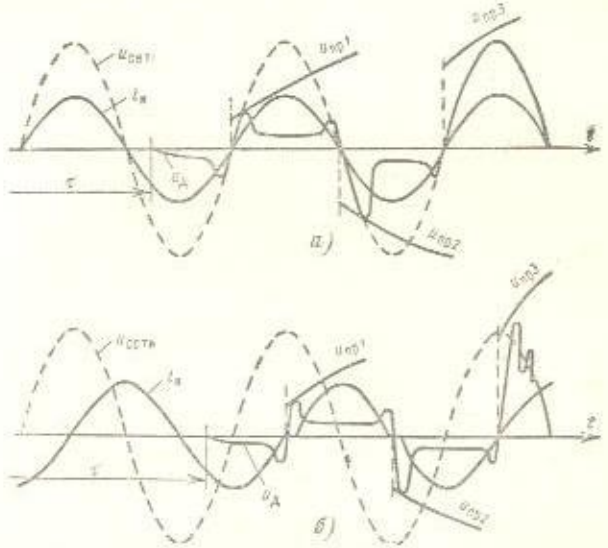


Рис. 7-6. Отключение чисто активной (*а*) и чисто индуктивной (*б*) цепи переменного тока.

случаях через τ обозначено время начала расхождения дугогасительных контактов, а через $u_{пр}$ — электрическая прочность промежутка между контактами. 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 большой амплитудой и скоростью восстанавливающегося напряжения.

В пределе при неучете активных сопротивлений и проводимостей, шунтирующих контакты выключателей, $u_{восст.макс} \approx 2\,u_{сети\ макс}$.

При одночастотном колебательном процессе восстановления напряжения на контактах выключателя средняя скорость восстановления напряжения равна, кВ/мкс:

$$v_{ср} = \left(\frac{du_{восст}}{dt}\right)_{ср} \approx \frac{u_{сети\ макс}}{T_0/4} \cdot 10^{-6} = u_{сети\ макс} \cdot 4f_0 \cdot 10^{-6} = \frac{2u_{сети\ макс} \cdot 10^{-6}}{\pi\sqrt{LC}}, \quad (7\text{-}33)$$

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 однофазной цепи при к. з. идеальным выключателем. Пусть известны C и g (рис. 7-7) — соответственно эквивалентные предвключенные емкость и проводимость самого выключателя,

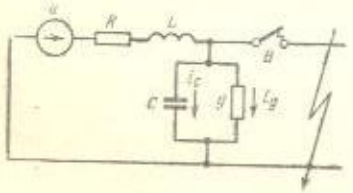


Рис 7-7. Отключение однофазной цепи переменного тока при к. з.

шунтирующих его контакты сопротивлений и делителей напряжения, а также сети и нагрузки. После окончания переходного процесса на контактах выключателя восстанавливается напряжение, практически равное напряжению источника питания.

Для свободных составляющих токов и напряжений при переходном процессе справедливы уравнения:

$$0 = iR + L\frac{di}{dt} = u_C; \quad (7\text{-}34)$$

$$i = i_g + i_C = u_C g + C\frac{du_C}{dt}. \quad (7\text{-}35)$$

Подставив (7-35) в (7-34), найдем:

$$0 = u_C gR + CR\frac{du_C}{dt} + Lg\frac{du_C}{dt} + LC\frac{d^2u_C}{dt^2} + u_C$$

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 $b = \frac{1}{2}\left(\frac{R}{L} + \frac{g}{C}\right)$ 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, 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, и, следовательно, 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 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 для любого отключающего полюса справедливо:

$$u_{\text{восст.макс}} < 2u_{\text{возвр.мгн}}.$$

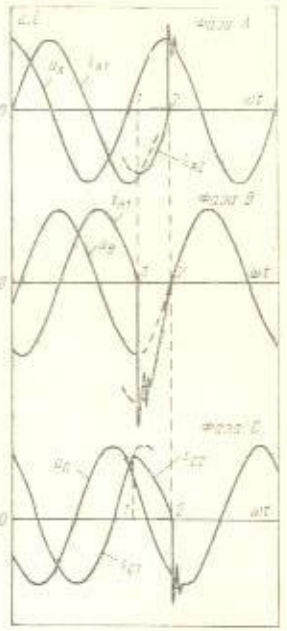


Рис. 7-8. Отключение трехфазной цепи переменного тока при к. з.

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 $K_{\text{п.а}}$ — это отношение наибольшего пика восстанавливающегося напряжения к мгновенному возвращающемуся напряжению на контактах первого отключающего полюса выключателя:

$$K_{\text{п.а}} = \frac{u_{\text{восст.макс}}}{u_{\text{возвр.мгн}}}.$$

При отключении трехфазной цепи (рис. 7-8) в наиболее тяжелых условиях находится первый отключающий полюс, так как у него $u_{возвр.мгн} = 1{,}5 u_{ф.макс}$, в то время как у двух других полюсов, отключающих одновременно спустя четверть периода двухфазную цепь,

$$u_{возвр.мгн} = \sqrt{3}/2\, u_{ф.макс}.$$

Тяжесть отключения трехфазной цепи выключателем зависит от двух факторов: величины отключаемого тока и действительной скорости восстанавливающегося напряжения. Чем больше величина отключаемого тока, тем, как правило, меньше скорость восстанавливающегося напряжения на контактах выключателя, что объясняется ростом предвключенной выключателю емкости. По этой причине выключатели, отключающие меньший ток к. з., могут оказаться в более тяжелых условиях, чем выключатели, отключающие больший ток. Так, для выключателя на высшем напряжении блока отключение к. з. на сборных шинах может оказаться более тяжелым, чем отключение к. з. 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:

$$u_{обр.макс} = i_{(0)} \sqrt{\frac{L}{C}},$$

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.

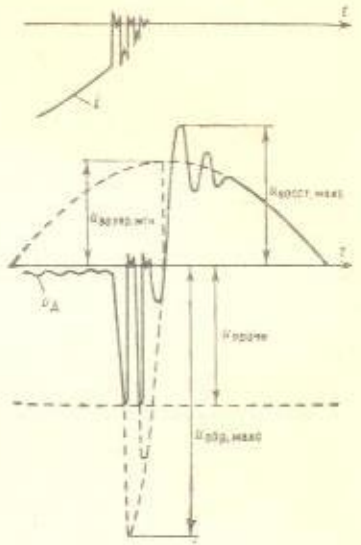


Рис. 7-9. Отключение цепи с малым индуктивным током.

Отключение цепей с емкостным током

Оключение цепей с емкостным током (рис. 7-10, *а*), таких как длинные линии электропередачи 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 источ-

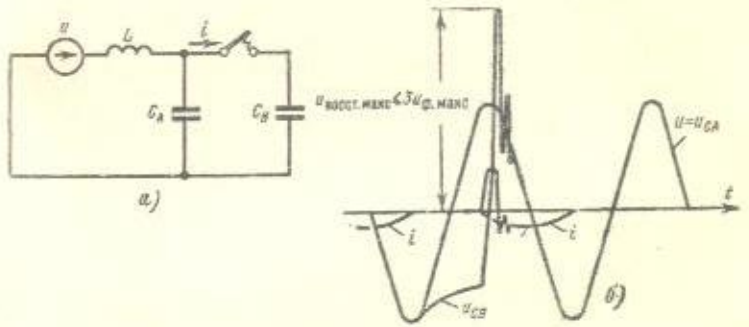


Рис. 7-10. Отключение цепи с емкостным током.
а — эквивалентная схема; *б* — процесс отключения цепи.

ника, а напряжение на емкости $C_в$ затухает по экспоненте, начальное значение которой практически равно напряжению сети. Через полпериода после прохождения тока через нуль напряжение на промежутке может возрасти до величины $u \leqslant 2u_{ф.макс}$ и промежуток при его недостаточной электрической прочности будет пробит. Вновь загорится дуга, причем восстанавливающееся напряжение может в пределе достигнуть величины $\leqslant 3u_{ф.макс}$, что опасно для изоляции выключателя и элементов сети. При следующем прохождении тока через нуль дуга, как правило, окончательно гаснет.

Теоретически возможен случай, когда дуга гаснет при прохождении через нуль тока во время переходного процесса восстановления напряжения. При этом напряжение на емкости $C_в$ может возрасти до величины $\leqslant 3u_{ф.макс}$, а максимум восстанавливающегося напряжения — до величины $\leqslant 5u_{ф.макс}$. 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 $2u_{ф.макс}$.

Отключение неудаленных коротких замыканий

Весьма трудные условия для отключения цепи создаются при так называемых неудаленных коротких замыканиях, под которыми понимаются короткие замыкания на расстоянии от 0,5 до 5 км от выключателя. При таких коротких замыканиях выключателю приходится отключать большой ток к. з. при большой скорости восстанавливающегося напряжения.

Как показал опыт эксплуатации, наибольшее число отказов при отключении неудаленных к. з. наблюдалось у воздушных выключателей 110—220 кВ. Масляные выключатели успешно отключают неудаленные к. з. Повышенная чувствительность воздушных выключателей к неудаленным к. з. объясняется тем, что у них относительно низка начальная скорость нарастания электрической прочности дугового промежутка, причем она тем меньше, чем больше величина отключаемого тока. При неудаленном к. з. (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 к. з. Максимум первого пика восстанавливающегося напряжения равен:

$$u_{восст.макс} \approx 2u_{20} - 2\sqrt{2} I_к \omega L_{2пог} l, \qquad (7\text{-}36)$$

где $L_{2пог}$ — погонная индуктивность линии, Г/км.

Этот максимум имеет место через время

$$t = \frac{T}{2},$$

где T — период колебания пилообразного напряжения,

$$T = \frac{4l}{v};$$

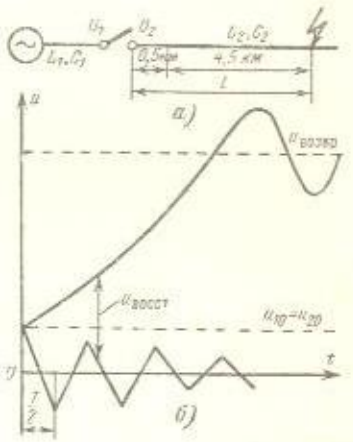


Рис. 7-11. Отключение неудаленного к. з.

а — исходная схема; *б* — процесс восстановления напряжения на контактах выключателя.

v — скорость распространения волн, км/с; при погонной емкости линии $C_{2пог}$ (Ф/км) она равна:

$$v = \frac{1}{\sqrt{L_{2пог} C_{2пог}}} \approx 300\,000 \text{ км/с}.$$

Начальная скорость восстанавливающегося напряжения на контактах выключателя в интервале времени $0 \leqslant t \leqslant T/2$ при этом равна, В/с:

$$v_{восст.нач} = \frac{du_{восст}}{dt} \approx \frac{2\sqrt{2} I_к \omega L_{2пог} l}{T/2} =$$

$$= \frac{2\sqrt{2} I_к \omega L_{2пог} l \cdot 2}{4l\sqrt{L_{2пог} C_{2пог}}} = \sqrt{2} I_к \omega Z_в, \qquad (7\text{-}37)$$

где $Z_в = \sqrt{\frac{L_{2пог}}{C_{2пог}}}$ — волновое сопротивление линии,

Ом. Если принять в качестве средних величин $Z_к = 400$ Ом, а $\omega L_{2пог} = x_{2пог} = 0{,}4$ Ом/км, то

$$u_{восст.макс} \approx 2\sqrt{2} I_к \; 0{,}4l = 1{,}13 I_к l$$

и

$$v_{восст.нач} \approx \sqrt{2} I_к \cdot 314 \cdot 400 = 0{,}178 I_к, \text{ В/мкс}.$$

На рис. 7-12 показана качественная картина нарастания электрической прочности дугового промежутка воздушных выключателей и кривые восстанавливающегося напряжения при различной удаленности точки к. з.

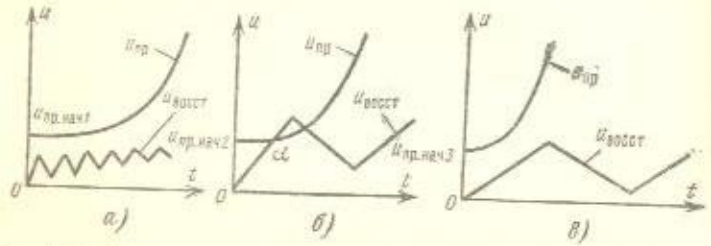


Рис. 7-12. Влияние удаленности к. з. на процесс отключения цепи.
а — близкое к. з.; *б* — неудаленное к. з.; *в* — удаленное к. з.

Как видно, при очень близких к. з. (рис. 7-12, *а*) пилообразный характер восстанавливающегося напряжения не приводит к пробою промежутка, так как пик напряжения $u_{восст.макс}$ мал; при неудаленных к. з. (рис. 7-12, *б*) промежуток может быть пробит в точке *а*; при удаленных к. з. (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 двигатель-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

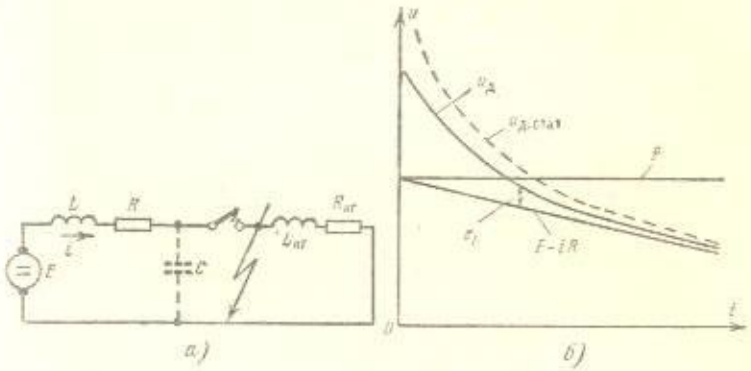


Рис. 7-13. Отключение цепи постоянного тока.
а — эквивалентная схема; *б* — вольт-амперные характеристики.

нулю за счет введения в цепь значительного нелинейного активного сопротивления, каким является сопротивление самой дуги.

Рассмотрим процесс отключения короткого замыкания в цепи постоянного тока (рис. 7-13, *а*). Переходный процесс при гашении дуги описывается уравнением

$$E = iR + L\frac{di}{dt} + u_д = iR - e_L + u_д,$$

откуда

$$u_д = (E - iR) + e_L,$$

где $u_д$ — напряжение дуги; E — э. д. с. источника; L, R — соответственно индуктивность и активное сопротивление короткозамкнутой цепи; $e_L = -L\frac{di}{dt}$ — э. д. с. самоиндукции.

При нарастании тока в цепи э. д. с. 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 $u_д > E$, причем перенапряжения в цепи зависит как от величины ее индуктивности, так и от скорости изменения тока, влияющей на деформацию динамической характеристики дуги.

Процесс отключения к. з. в цепи постоянного тока при открытой дуге характеризуется кривыми, представлен-

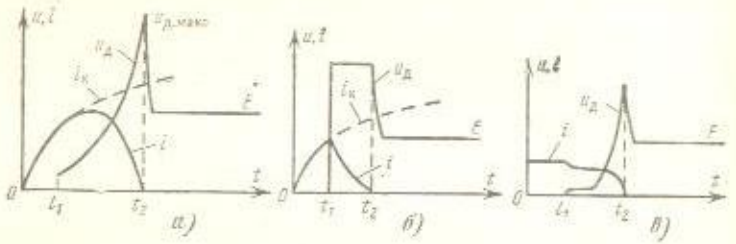


Рис. 7-14. Процесс отключения цепи постоянного тока.

а — отключение к. з. при открытой дуге; *б* — отключение к. з. быстродействующим выключателем; *в* — обрыв цепи постоянного тока с образованием открытой дуги.

ными 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 к. з. $i_к$ падает. Далее наступает момент, когда ток достигает максимума, а скорость его изменения и э. д. с. e_L равны нулю. Далее ток начинает интенсивно уменьшаться, а напряжение на дуге растет и становится выше э. д. с. 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 э. д. с. 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 последних, как известно, напряжение дуги (равное 20—30 В) не зависит от величины

проходящего тока. При этом процесс отключения цепи качественно характеризуется кривыми, приведенными на рис. 7-14, *б*.

В процессе эксплуатации может возникнуть обрыв цепи постоянного тока в произвольном месте 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 аппараты, предназначенные для отключения и включения цепей при любых режимах работы электроустановок. К выключателям высокого напряжения условно относят выключатели с номинальным напряжением более 1000 В.

В сетях переменного тока энергосистем используются следующие типы выключателей высокого напряжения: масляные многообъемные, масляные малообъемные, воздушные и электромагнитные.

Начинают внедряться также элегазовые, вакуумные и тиристорные выключатели. Автогазовые выключатели, имевшие ограниченную область применения в сетях 6—10 кВ, вытеснены более совершенными малообъемными масляными выключателями.

В многообъемных масляных выключателях масло служит в качестве газогенерирующего материала и в качестве изоляции; они используются в сетях 6—220 кВ. Для повышения коммутационной способности и уменьшения размеров большинство выключателей оснащается гасительными камерами различного исполнения. Выключатели без гасительных камер (например, типа ВМБ-10), у которых дуга свободно горит в масле, имеют малую отключающую способность и большие размеры, поэтому широкого распространения в энергосистемах не получили.

В малообъемных масляных выключателях масло служит только в качестве газогенерирующего материала; они используются в сетях 3—110 кВ. Все они оснащены гасительными камерами того или иного исполнения. Малообъемные масляные выключатели более компактны, чем многообъемные выключатели, менее пожаро- и взрывоопасны и поэтому получили преимущественное распространение во внутренних установках 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 напряжениях 10—20 кВ. В сетях 330—750 кВ в настоящее время используются только воздушные выключатели.

Электромагнитные выключатели применяются в сетях 6—10 кВ, например в сетях собственных нужд ГРЭС. 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 малообъемных масляных выключателей.

В элегазовых выключателях (осваиваются на напряжения 110—220 кВ) дугогасящей средой является элегаз (шестифтористая сера) SF_6. Элегаз по сравнению с воздухом имеет 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.

Вакуумные выключатели разработаны на напряжения до 220 кВ. Они имеют малые размеры, большое быстродействие; кроме того, они пожаро- и взрывобезопасны. Однако коммутационная способность их пока еще невелика.

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 не позволяют в настоящее время создать конкурентоспособные тиристорные выключатели на напряжения свыше 10 кВ.

В Японии разработаны так называемые «синхронные» или «синхронизированные» выключатели, осуществляющие отключение цепи 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. 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 контанты, 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 высокоомных и низкоомных активных сопротивлений, шунтирующих контакты выключателя.

Важным элементом выключателя является п р и в о д — устройство, предназначенное для включения и отключения выключателя при любых условиях работы цепи. Выключатели в зависимости от их типа, исполнения и номинальных параметров оснащаются электромагнитными, пневматическими, гидропневматическими или пружинными приводами. 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 отключить 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 к. з. в цепи.

7-9. ПЛАВКИЕ ПРЕДОХРАНИТЕЛИ

Плавкие предохранители — это аппараты, предназначенные для защиты цепей от сверхтоков. Плавкие предохранители являются аппаратами одноразового действия с пофазным отключением защищаемой цепи. Они срабатывают в зависимости от значения 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 сетях до 1000 В распространение получили предохранители типов ПР (предохранитель с разборным патроном без наполнителя), ПН (предохранитель с наполнителем и с разборным патроном), ППН (предохранитель с наполнителем и с неразборным патроном), а также быстродействующие предохранители типов ПНБ, ПБВ и ПБФ.

В сетях свыше 1000 В распространение получили предохранители типов ПК (предохранитель с кварцевым наполнителем), ПКУ (предохранитель кварцевый усиленный), ПКТ (предохранитель кварцевый токоограничивающий), ПКТУ (предохранитель кварцевый токоограничивающий усиленный), ПСН (предохранитель стреляющий наружной установки), ПСНУ (предохранитель стреляющий наружной установки управляемый).

Предохранитель характеризуется номинальным напряжением $U_{ном}$, номинальными длительными токами патрона $I_{дл.ном.пат}$ и плавкой вставки $I_{дл.ном.вст}$, номинальным отключаемым током $I_{откл.ном}$, а также токо-временными характеристиками плавления плавкой вставки $t_{пл}=f(I_п)$ и отключения цепи $t_{откл}=f(I_п)$. Кроме того,

может быть задана характеристика токоограничения $i_{скв}=f(I_п)$, здесь $I_п$—периодическая составляющая ожидаемого тока к. з.

В патроне предохранителя помещают различные плавкие вставки, однако при этом соблюдается условие:

$$I_{дл.ном.вст} \leqslant I_{дл.ном.пат}.$$

Под номинальным током предохранителя обычно подразумевают номинальный длительный ток плавкой

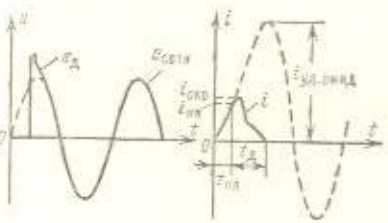


Рис. 7-15. Отключение цепи токоограничивающим предохранителем.

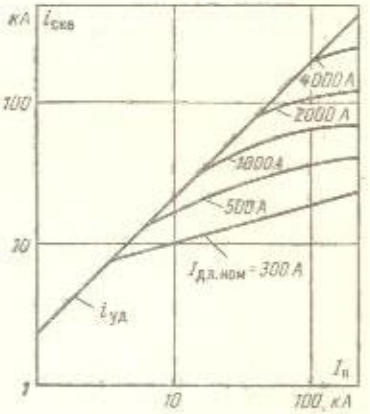


Рис. 7-16. Ограничение сквозного тока к. з. токоограничивающим предохранителем.

вставки. У предохранителей напряжением свыше 1000 В должно быть

$$t_{пл} \gg 1 \text{ ч при } I_п = 1{,}3I_{дл.ном}$$

$$\text{и } t_{пл} \leqslant 1 \text{ ч при } I_п = 2I_{дл.ном}.$$

Номинальный отключаемый ток предохранителя — это начальное значение периодической составляющей наибольшего ожидаемого тока к. з. в цепи, который предохранитель способен отключить. Под ожидаемым током к. з. понимают ток к. з., который был бы в цепи при отсутствии в ней предохранителя, т. е. ток, не ограниченный действием предохранителя. Предохранители, у которых $i_{скв} < i_{уд.ожид}$ (рис. 7-15), обладают токоограничивающим эффектом, и их принято называть токоограничивающими предохранителями. Токоограничивающая способность предохранителей зависит от номинального тока вставки, значения ожидаемого тока к. з. и

фазы включения (наличия и значения апериодической составляющей тока к. з.). На рис. 7-16 в качестве примера приведены характеристики $i_{ско}=f(I_в)$ предохранителей с номинальным напряжением 600 В фирмы GEC (США) для цепи с $k_{уд}=1{,}63$, в которой $i_{уд}=2{,}3\,I_{по}$. 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 величины перенапряжений достигается специальной конструкцией плавких вставок.

Выбор предохранителей производится с учетом того, чтобы плавкая вставка не плавилась при допустимых для данной цепи режимах и чтобы предохранитель эффективно и селективно защищал цепь при к. з. Коммутационная способность предохранителя должна удовлетворять условию:

$$I_{откл.ном} \geqslant I_{по}.$$

7-10. ОГРАНИЧИТЕЛИ УДАРНОГО ТОКА

Ограничители ударного тока — это сверхбыстродействующие коммутационные аппараты взрывного действия на большие номинальные токи. Ограничитель (рис. 7-17) состоит из основания, изоляторов, коммута-

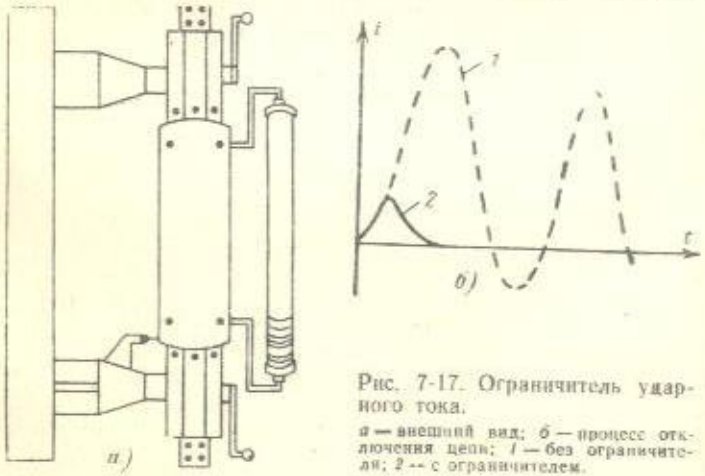


Рис. 7-17. Ограничитель ударного тока.

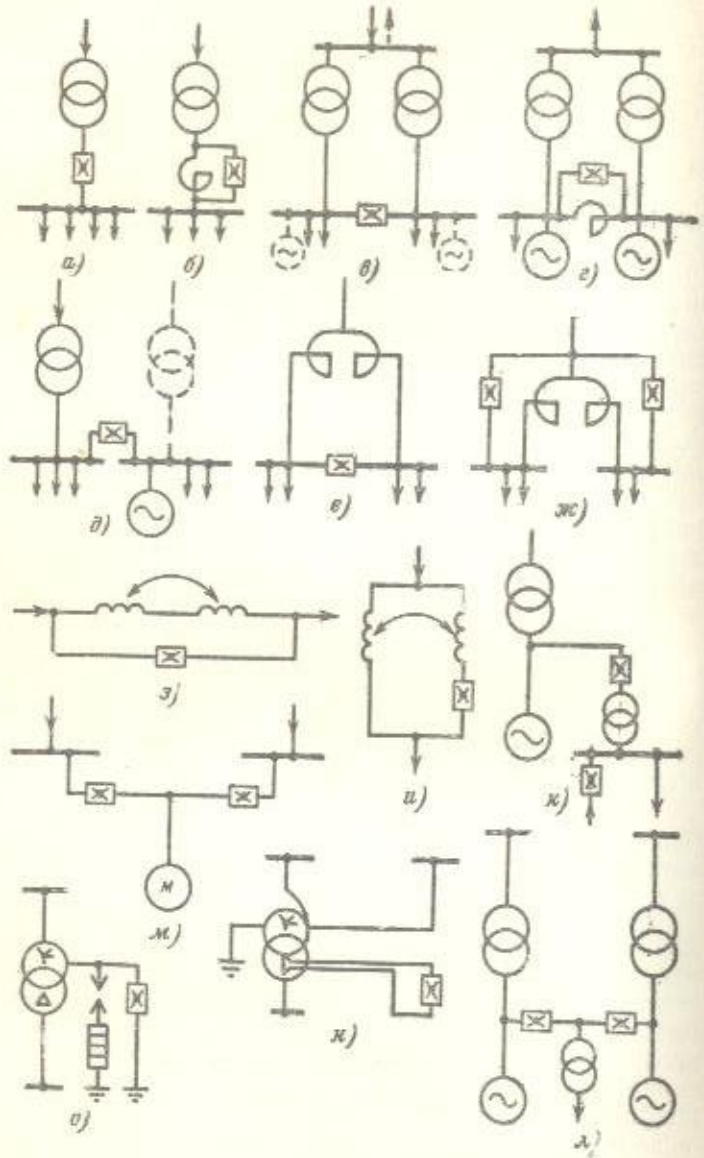
а — внешний вид; *б* — процесс отключения цепи; *1* — без ограничителя; *2* — с ограничителем.

ционного 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, находящегося вне коммутационного элемента и связанного 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 порядка 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 в процессе отключения напряжение на дуге остается практически неизменным.

Возможные схемы включения ограничителей ударного тока даны на рис. 7-18. Ограничители ударного тока могут иметь в схеме управления 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 — это 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 (а не выключателем) на его контактах возникает открытая дуга, которая под действием электродинами-



ческих сил и ветра растягивается и может привести к междуфазным к. з. или к. з. на землю. Для исключения подобных случаев выполняются специальные блокировки, запрещающие отключение и включение цепи разъединителем при включенном выключателе той же цепи. В схемах, где разъединители должны выполнять также функции оперативных аппаратов, включение и отключение цепей разъединителями допускается, если разъединитель надежно шунтирован низкоомной параллельной цепью, например цепью шиносоединительного выключателя своей секции или цепью обходного выключателя.

Разъединителями разрешается включать и отключать трансформаторы напряжения, заземлять и разземлять нейтрали силовых трансформаторов при нормальном режиме работы. В отдельных частных случаях, строго оговоренных в руководящих материалах Минэнерго СССР, разъединителями (и отделителями) разрешается отключать ненагруженные трансформаторы относительно небольшой мощности и зарядный ток линий небольшой длины. Так, вертикально-рубящими (ВР) и горизонтально-поворотными (ГП) разъединителями 20—35 кВ с расстоянием между осями полюсов 1 м разрешается отключение ненагруженных трансформаторов с намагничивающим током не более 3 А и линий высокого напряжения с зарядным током не более 1,5 А.

Разъединителями (и отделителями) наружной установки разрешается отключать токи, указанные в табл. 7-7. Отключение намагничивающего тока трансформаторов, в нейтралях которых имеются дугогасящие катушки, разрешается производить только после отключения дугогасящих катушек. При расчете величины намагничивающего тока трансформаторов исходят из того, что при допустимом в эксплуатации напряжении на трансформаторах $U=1{,}05\ U_{ном}$ намагничивающий ток возрастает примерно на 50% своего номинального значения.

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 предельном 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.

Таблица 7-7

$U_{ном}$, кВ	Исполнение разъединителя (отделителя)	Расстояние между осями полюсов, м	Максимальный ток намагничивания трансформатора, А	Максимальная мощность трансформатора, МВ·А	Максимальный зарядный ток, А	Максимальная длина линии, км
6—10	ВР, ГП	0,5	2,5	—	2,5	—
20	ВР	1,2 1,6	2 11	1 10	1 3,5	25 Не ограничено
	ГП	1,6 2,0	2 11	1 10	1 3,5	35 Не ограничено
35	ВР	1- 1,2 1,6	2,3 11	1,8 20	1 3,5	20 69
	ГП	1—1,2 2	2,3 11	1,8 20	1 3,5	20 69
110	ВР	2 2,5 3	2 10 14,5	5,6 31,5 40,5	1 4 5	8 23 28
	ГП	2 2,5 3 3,5	2 2 10 14,5	— 5,6 31,5 40,5	1,5 1 4 5	— 8 23 28
220	ВР, ГП	3,5	3	—	—	—
330	ГП	6	5	—	—	—
500	ВР	7,5	8	—	—	—
	ГП	8	5	—	—	—

Стандартными однополюсными и трехполюсными разъединителями внутренней установки разрешается отключать и включать токи замыкания на землю и зарядные токи линий, указанные в табл. 7-8. Стандартными трехполюсными разъединителями с механическим приводом до 10 кВ внутренней и наружной установки разрешается отключать и включать намагничивающий ток трансформаторов мощностью до 750 кВ·А включительно.

Таблица 7-8

$U_{ном}$, кВ	Расстояние между осями полюсов, м	Наименьшее расстояние от разъединителя до заземленных и токоведущих частей, м, в вариантах			Максимальный ток замыкания на землю, А	Максимальный зарядный ток линии, А
		А	Б	В		
6	0,2	0,2	0,2	0,5	7,5	2,5
10	0,25	0,3	0,3	0,7	6	2
35	0,45	0,5	0,5	1,5	3	1

Для заземления ремонтируемых цепей разъединители при необходимости 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 включается червячная передача.

Отделитель — это аппарат, предназначенный для автоматического включения и 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 закрытой конструкции с элегазом 110 и 220 кВ (отделители типа ОЭ-110 и ОЭ-220). Эти отделители способны отключать значительные токи нагрузки (до 630 А при напряжении 110 кВ) и по своим свойствам приближаются к выключателям нагрузки. Они вы-

пускаются в различном исполнении на одно, два и три направления в одном аппарате, что позволяет упростить конструкцию подстанций.

Короткозамыкатель — это аппарат, предназначенный для создания искусственного, преднамеренного к. з. в сети. Короткозамыкатели используются на подстанциях без выключателей (на стороне высшего напряжения) с целью увеличения тока к. з. линии при повреждении трансформатора, а также для заземления нулевых точек силовых трансформаторов. Короткозамыкатель 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 тока к. з.

7-12. ВЫКЛЮЧАТЕЛИ НАГРУЗКИ

Выключатели нагрузки — это аппараты, предназначенные для включения и отключения нагрузочных токов цепей, вплоть до номинальных токов аппаратов. Выключатели нагрузки не способны отключать токи к. з. 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 применяются выключатели нагрузки на напряжения 3–10 кВ типов ВН и ВНП (выключатель нагрузки с предохранителем). Зарубежные фирмы освоили выпуск выключателей нагрузки на большие номинальные токи для сетей от 10 до 750 кВ. Наличие таких аппаратов позволяет повысить надежность работы и техническую гибкость главных схем электрических соединений электростанций. В частности, выключатели нагрузки могут быть эффективно использованы в цепях генераторов укрупненных блоков (например, на ГЭС с резкопеременным графиком нагрузки, когда требуется частое отключение генераторов), в цепях повышенного напряжения блоков при наличии генераторных выключателей, а также в цепях повышенного напряжения спаренных блоков.

7-13. РЕАКТОРЫ

Реакторы представляют собой аппараты (или устройства), предназначенные для ограничения токов к. з. в сети. Применение реакторов позволяет снизить требования к динамической 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 реакторы 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, с каркасом стержневой или тороидальной формы из изоляционного материала и стальным баком.

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 динамическую стойкость реакторов. Сопротивление реактора в относительных единицах при номинальных условиях равно:

$$x_{*\text{р(н)}} = \frac{x_{\text{р}}\,\%}{100},$$

а сопротивление реактора в именованных единицах равно:

$$x_{\text{р}} = x_{*\text{р(н)}} \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3}\, I_{\text{ном}}}.$$

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:

$$\Delta U_{\text{р}} = \sqrt{3} I_{\text{р}} x_{\text{р}} \sin \varphi_{\text{нг}}$$

или

$$\Delta U_{*\text{р}} = I_{*\text{р}} x_{*\text{р}} \sin \varphi_{\text{нг}}.$$

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:

$$\Delta P = I^2 R_{\text{а}} = I^2_{\text{ном}} R_{\text{а}} \left(\frac{I}{I_{\text{ном}}} \right)^2 = \Delta P_{\text{ном}} \left(\frac{I}{I_{\text{ном}}} \right)^2.$$

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, сохранив при этом токоограничивающую способность реактора. Важным параметром сдвоенного реактора является коэффициент магнитной связи:

$$k_{\text{св}} = \frac{M}{\sqrt{L_1 L_2}} = \frac{M}{L}.$$

Под сопротивлением реактора обычно понимают сопротивление самоиндукции одной ветви реактора, т. е. $x_{\text{р}} = x_L$.

В зависимости от режима работы реактора, значения и направления токов в ветвях результирующее сопротивление реактора существенно изменяется. Различают следующие режимы работы 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 равны:

$$x_{\text{оц}} = x_L;$$

$$x_{\text{дд}} = x_{\text{скв}} = \frac{1}{2}(1 - k_{\text{св}}) x_L, \text{ если } I_1 = I_2;$$

$$x_{\text{прод}} = 2(1 + k_{\text{св}}) x_L.$$

В комбинированном режиме реактор представляется трехлучевой схемой замещения.

Величина коэффициента связи сдвоенных реакторов лимитируется допустимым уровнем напряжения на отключенном плече реактора при к. з. на другом плече

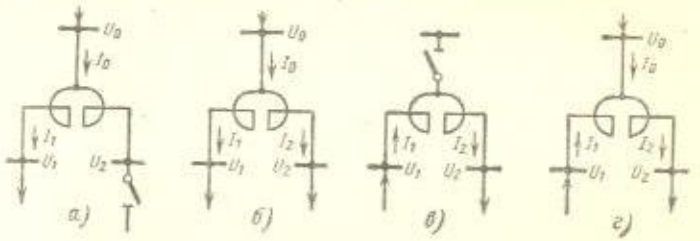


Рис. 7-19. Режимы работы сдвоенного реактора.

(рис. 7-20). При изготовлении сдвоенных реакторов принимают $k_{\text{св}} \approx 0{,}5$.

Линейные реакторы применяются как на электростанциях, так и на подстанциях. Секционные реакторы эффективны только на электростанциях.

Секционные реакторы ограничивают ток к. з. на сборных шинах электростанций и в распределительной сети генераторного напряжения; линейные реакторы ограничивают ток к. з. только в распределительной сети. Установка линейных реакторов позволяет сохранить достаточно высокий уровень напряжения на сборных шинах электроустановки при к. з. в распределительной сети (рис. 7-21). Сопротивление линейных реакторов выбирают исходя из необходимого ограничения токов к. з. по одному из условий (наиболее жесткому): термическая стойкость кабелей распределительной сети

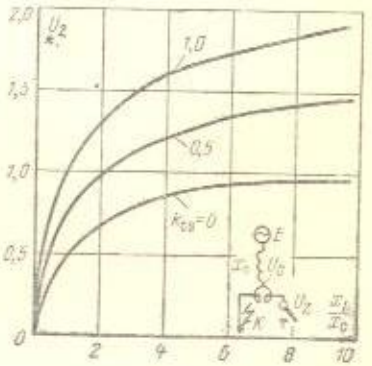


Рис. 7-20. Влияние величины коэффициента связи на напряжение отключенного плеча реактора.

(*Кб-2*), коммутационная способность выключателей распределительной сети (*В-2*), термическая стойкость кабелей питающей сети (*Кб-1*), коммутационная способность выключателей питающей сети (*В-1*). В большинстве случаев при развитой распределительной сети ли-

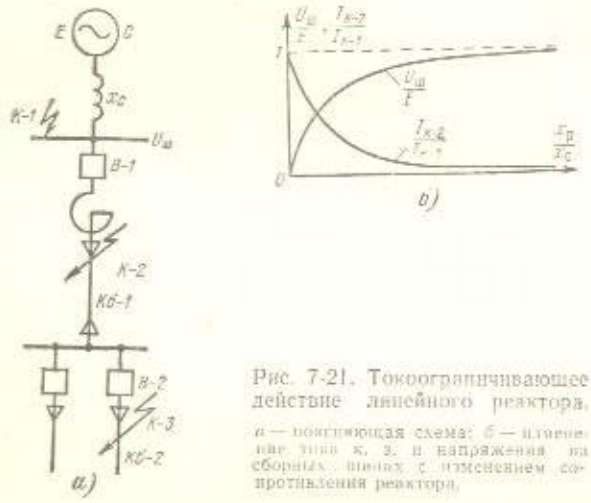


Рис. 7-21. Токоограничивающее действие линейного реактора.

а — поясняющая схема; *б* — изменение тока к. з. и напряжения на сборных шинах с изменением сопротивления реактора.

митирующим фактором является термическая стойкость кабелей этой сети. При этом требуемая реактивность линейного реактора определяется по выражению

$$x_{р.треб} = \sqrt{z^2_{треб} - R^2_{Кб\text{-}1}} - x_c - x_{Кб\text{-}1},$$

где

$$x_c = \frac{I_б}{I_{К\text{-}1}}; \qquad z_{треб} = \frac{I_б}{I_{К\text{-}1доп}}.$$

7-14. ТОКООГРАНИЧИВАЮЩИЕ УСТРОЙСТВА

Токоограничивающие устройства предназначены для ограничения токов к. з. в сетях различного напряжения. Они состоят из той или иной комбинации линейных, нелинейных и пороговых элементов. Предложено большое

число типов токоограничивающих устройств, отличающихся составом элементов, принципом действия, характеристиками, быстродействием, конструктивным исполнением. Токоограничивающие устройства, способные ограничить как установившийся, так и ударный ток к. з.,

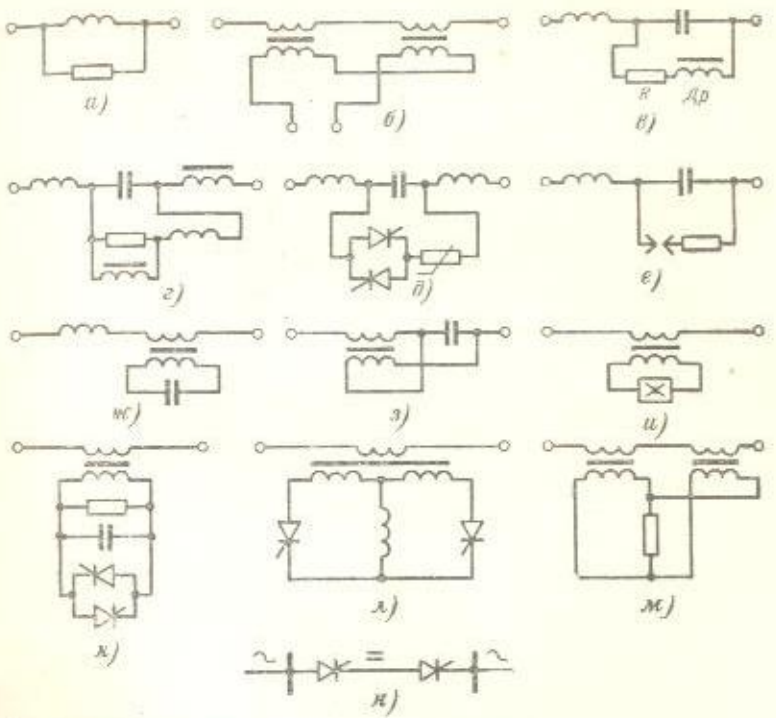


Рис. 7-22. Схемы токоограничивающих устройств.

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 к. з.; *ж—м* — токоограничивающие устройства трансформаторного типа с регулированием параметров со стороны вторичной обмотки; *н* — вставка постоянного тока

получили наименование безынерционных токоограничивающих устройств (БТУ).

В общем случае параметры БТУ как управляемого элемента энергосистем должны удовлетворять условиям:

$$1)\ z_{БТУ} \to 0, \quad \Delta U_{БТУ} \to 0 \text{ при } I < I_{гр};$$

2) $x_{БТУ} \approx -\Delta x_{нг}$, $R_{БТУ} \approx -\Delta R_{нг}$ при $I > I_{гр}$;

3) $I_{гр} > I_{нг.доп}$;

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 величин реактивного и активного сопротивлений нагрузки за БТУ при к. з.;

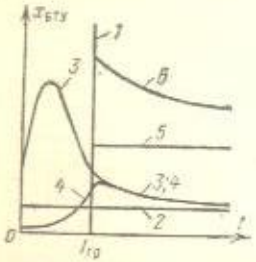


Рис. 7-23. Характеристики токоограничивающих устройств.

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.

$I_{нг.доп}$ — допустимый расчетный ток перегрузки цепи с БТУ.

Первое условие технически выполняется относительно просто; второе же условие выполнить весьма затруднительно, а в ряде случаев даже практически невозможно.

Характерные схемы токоограничивающих устройств приведены на рис. 7-22, а возможные характеристики токоограничивающих устройств — на рис. 7-23.

Принятие того или иного типа токоограничивающего устройства для конкретной электроустановки определяется на основании технико-экономических расчетов.

7-15. АППАРАТЫ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1000 В

На электростанциях и в сетях до 1000 В используются следующие типы аппаратов: автоматы, магнитные пускатели, контакторы, предохранители, рубильники, реакторы. Их функции аналогичны функциям соответствующих аппаратов напряжением свыше 1000 В: выключателям, выключателям нагрузки, предохранителям, разъединителям и реакторам. Ввиду недостаточной надежности работы предохранителей они не устанавливаются в цепях ответственных электроприемников; защита последних от токов к. з. и недопустимой перегрузки осуществляется автоматами.

7-16. ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА

Измерительные трансформаторы тока представляют собой аппараты для преобразования токов первичных цепей в стандартные токи (5 или 1 А) для измерительных приборов, устройств релейной защиты и автоматики. Нормально трансформаторы тока работают в режиме, близком к режиму короткого замыкания вторичной обмотки. Размыкание вторичной обмотки при наличии тока в первичной цепи недопустимо, так как при этом может быть повреждена изоляция трансформатора с вытекающими отсюда последствиями.

Различают номинальный коэффициент трансформации трансформатора тока

$$k_{ном} = \frac{I_{1ном}}{I_{2ном}}$$

и коэффициент отношения чисел витков

$$k_w = \frac{w_2}{w_1}.$$

Ток, измеряемый трансформатором тока, определяют по выражению

$$I_1 \approx k_{ном} I_2.$$

Схема замещения и векторная диаграмма трансформатора тока даны на рис. 7-24. Из векторной диаграммы следует, что трансформатор тока обладает погрешностями по току и по углу. Погрешность по току равна:

$$d_I = \frac{I_2 k_{ном} - I_1}{I_1} \approx \frac{I_2 k_w - I_1}{I_1} \approx \frac{CB}{OA}.$$

Для уменьшения погрешности по току осуществляют подгонку числа витков вторичной обмотки (несколько уменьшая их). При этом

$$k_w < k_{ном}$$

$$d_I \approx \frac{C'B}{OA},$$

Угловая погрешность трансформатора тока равна:

$$\delta_I \approx \frac{AB}{OA} = \frac{I_0}{I_1}\cos(\alpha + \psi);$$

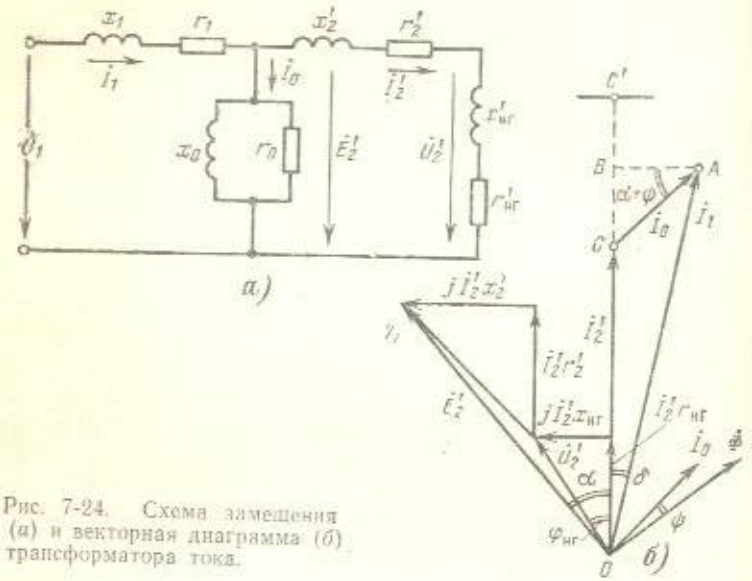


Рис. 7-24. Схема замещения (*а*) и векторная диаграмма (*б*) трансформатора тока.

таким образом, она зависит от отношения I_0/I_1, а также от коэффициента мощности нагрузки вторичной обмотки. Подгонка витков не влияет на величину угловой погрешности.

Величина погрешностей определяет класс точности работы трансформаторов тока (табл. 7-9).

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.

Таблица 7-9

Класс точности	$I_1/I_{1ном}$, %	$\varepsilon_{I\,макс}$, %	$\delta_{I\,макс}$, мин
0,2	10	±0,5	±20
	20	±0,35	±15
	100—120	±0,2	±10
0,5	10	±1,0	±60
	20	±0,75	±50
	100—120	±0,5	±40
1	10	±2,0	±120
	20	±1,5	±100
	100—120	±1,0	±80
3	50—120	±3	Не нормируется
10	50—120	±10	То же

В электроустановках используют одновитковые (стержневые, шинные, встроенные), многовитковые (катушечные, петленые, восьмерочные) и каскадные трансформаторы тока. Выбор того или иного типа трансформатора тока зависит от напряжения сети, значения длительного максимального тока цепи, значения и характера нагрузки вторичных цепей, а также от тока к. з. 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. 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 равна 10%.

7-17. ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ НАПРЯЖЕНИЯ

Измерительные трансформаторы напряжения — это 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 напря-

жения работают в режиме, близком к режиму холостого хода вторичной обмотки.

Различают номинальный коэффициент трансформации трансформатора напряжения

$$k_{ном} = \frac{U_{1ном}}{U_{2ном}}$$

и коэффициент отношения чисел витков

$$k_w = \frac{w_1}{w_2}.$$

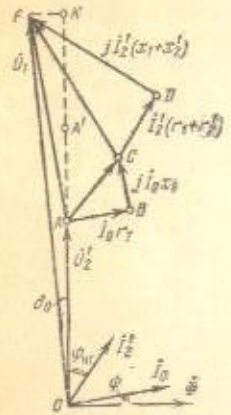


Рис. 7-25. Векторная диаграмма трансформатора напряжения.

Напряжение, измеряемое трансформатором напряжения, определяют по выражению

$$U_1 \approx k_{ном} U_2.$$

Схема замещения трансформатора напряжения аналогична схеме замещения трансформатора тока (см. рис. 7-24). Векторная диаграмма трансформатора напряжения приведена на рис. 7-25. Из векторной диаграммы следует, что трансформатор напряжения обладает погрешностями по напряжению и по углу. Погрешность по напряжению равна:

$$d_U = \frac{U_2 k_{ном} - U_1}{U_1} \approx \frac{U_2 k_w - U_1}{U_1} \approx \frac{AK}{OF}.$$

Для уменьшения погрешности по напряжению осуществляют подгонку числа витков (несколько уменьшая число витков первичной обмотки). При этом

$$k_w < k_{ном} \quad \text{и} \quad d_U \approx \frac{A'K}{OF}.$$

Угловая погрешность трансформатора напряжения равна:

$$\delta_U \approx \frac{FK}{OF}.$$

Подгонка числа витков не влияет на величину этой погрешности.

Обе погрешности трансформатора напряжения зависят от коэффициента мощности нагрузки, намагничивающего тока трансформатора и от отношения напряжения первичной обмотки к номинальному напряжению трансформатора.

Значение погрешностей определяет класс точности работы трансформаторов напряжения (табл. 7-10).

Таблица 7-10

Класс точности	$d_{U\,макс}$, %	$\delta_{U\,макс}$, мин
0,2	±0,2	±10
0,5	±0,5	±20
1,0	±1,0	±40
3,0	±3,0	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 используются однофазные, трехфазные (пятистержневые) и каскадные трансформаторы напряжения. Выбор того или иного типа трансформатора напряжения зависит от напряжения сети, значения и характера нагрузки вторичных цепей и назначения трансформатора напряжения (для целей 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, там, где это возможно по условиям работы систем измерения, защиты и автоматики электроустановок, заменяются емкостными делителями напряжения. Последние представляют собой устройства, состоящие из двух конденсаторов, включенных последовательно в цепь между фазным проводом и землей, а также транс-

форматора напряжения, подключенного через нелинейный реактор к конденсатору, связанному с землей. Реактор позволяет увеличить мощность, которую можно получить от делителя напряжения. Промышленность поставляет емкостные делители напряжения для сетей 110—750 кВ с номинальной мощностью вторичных цепей 150—250 В·А.

7-18. ЭЛЕКТРОДИНАМИЧЕСКАЯ СТОЙКОСТЬ ПРОВОДНИКОВ И АППАРАТОВ

А. ЭЛЕКТРОДИНАМИЧЕСКИЕ СИЛЫ

При коротких замыканиях проводники и аппараты подвергаются воздействию значительных электродинамических сил, по отношению к которым они должны быть динамически стойкими.

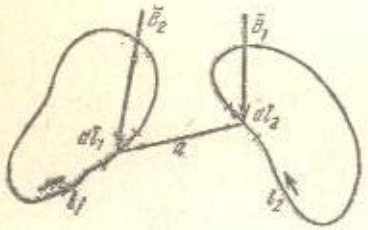


Рис. 7-26. Взаимодействие двух контуров с током.

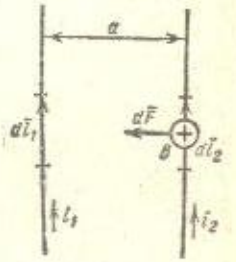


Рис. 7-27. Взаимодействие двух параллельных нитевидных проводников.

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:

$$d\bar{F} = [\bar{i}_2 \times \bar{B}_1] = [\bar{i}_1 \times \bar{B}_2] = i_2 [d\bar{l}_2 \times \bar{B}_1] = i_1 [d\bar{l}_1 \times \bar{B}_2], \quad (7\text{-}38)$$

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 воздействием 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 случае взаимодействия проводников с токами. *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:

$$d\bar{F} = i_2 [d\bar{l}_2 \times \bar{B}_1] = i_2 dl_2 B_1 \sin |\widehat{d\bar{l}_2 \bar{B}_1}| = i_2 dl_2 B_1,$$

так как согласно рис. 7-27

$$\sin |\widehat{d\bar{l}_2 \bar{B}_1}| = 1$$

При бесконечно длинном нитевидном проводнике индукция на расстоянии a от проводника равна:

$$B_1 = \frac{\mu_0 i_1}{2\pi a},$$

где $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$ Г/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 составляет, Н:

$$F = 2 \cdot 10^{-7} \frac{i_1 i_2}{a} l = A i_1 i_2, \quad (7\text{-}39)$$

где

$$A = \frac{2 \cdot 10^{-7} l}{a}. \quad (7\text{-}40)$$

Взаимодействие двух параллельных бесконечно длинных тонких полос. Рассмотрим взаимодействие между элементами dx и dy полос, имеющих высоту поперечно-

го сечения h (рис. 7-28). Токи этих элементов соответственно равны:

$$i_1 dx/h \text{ и } i_2 dy/h.$$

При этом

$$d^2F = 2\cdot 10^{-7}\, l\, \frac{i_1 i_2 dxdy}{rh^2}$$

и

$$d^2F_a = 2\cdot 10^{-7}\, l\, \frac{i_1 i_2 dxdy}{rh^2}\cos\alpha,$$

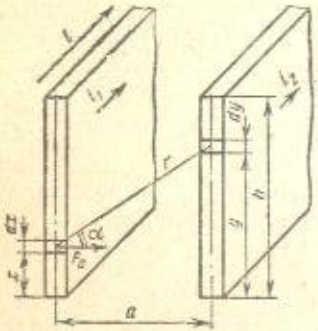


Рис. 7-28. Взаимодействие двух параллельных бесконечно длинных тонких полос.

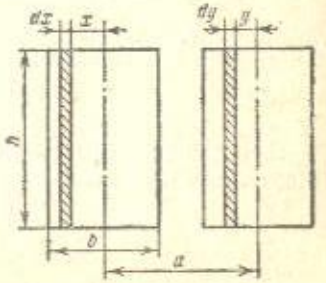


Рис. 7-29. Схема к определению электродинамических сил между шинами прямоугольного сечения.

где F_a — нормальная составляющая силы; r — расстояние между участками dx и dy.

Поскольку

$$\cos\alpha = \frac{a}{r}$$

и

$$r^2 = a^2 + (y-x)^2,$$

то

$$d^2F_a = 2\cdot 10^{-7}\, l a i_1 i_2\, \frac{dxdy}{h^2\left[a^2+(y-x)^2\right]},$$

откуда

$$F_a = \frac{2\cdot 10^{-7}\, l a i_1 i_2}{h^2}\int_0^h\int_0^h \frac{dxdy}{a^2+(y-x)^2} =$$

$$= \frac{2\cdot 10^{-7}\, l}{a} K_{\phi 1}\, i_1 i_2 = AK_{\phi 1}\, i_1 i_2, \qquad (7\text{-}41)$$

где $K_{\phi 1} = f\left(\frac{a}{h}\right)$ — 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:

$$d^2F_a = AK_{\phi 1}\, \frac{i_1 i_2 dxdy}{b^2(a+x-y)},$$

где b — толщина шины; поэтому

$$F_a = AK_{\phi 1}\, i_1 i_2 \int_{-b/2}^{b/2}\int_{-b/2}^{b/2} \frac{dxdy}{b^2(a+x-y)} = AK_{\phi 2}\, i_1 i_2, \qquad (7\text{-}42)$$

где $K_{\phi 2} = f\left(\frac{a-b}{h+b}\right)$ — коэффициент формы, который определяется по кривым, приведенным на рис. 7-30.

Силу взаимодействия между проводниками с током 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:

$$W(x, y, z).$$

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

$$F_z = \frac{\partial W(x, y, z)}{\partial z}.$$

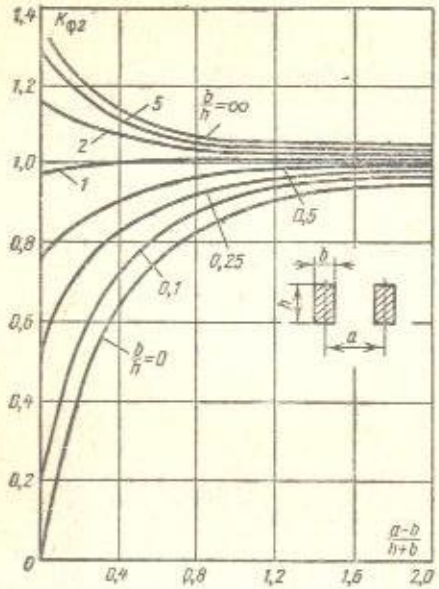


Рис. 7-30. Кривые для определения коэффициента формы шин прямоугольного сечения.

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 к. з. Рассмотрим простейший для расчета случай к. з. в системе неизменного напряжения. Ток к. з. равен:

$$i = I_м \sin(\omega t + \alpha - \varphi_к) - I_м e^{-t/T_а} \sin(\alpha - \varphi_к),$$

где $I_м$ — амплитуда периодической составляющей тока к. з.; α — фаза включения на к. з. (по напряжению); $\varphi_к$ — угол между напряжением и током в короткозамкнутой цепи; $T_а$ — постоянная времени затухания апериодической составляющей тока.

Наибольшее значение апериодической составляющей тока к. з. в момент $t=0$ имеет место при $\alpha=0$ и $\varphi_к = \pi/2$, т. е. когда начальная фаза периодической составляющей тока к. з. равна:

$$\psi = \alpha - \varphi_к = -\pi/2.$$

В этом случае

$$i = I_м (e^{-t/T_а} - \cos \omega t).$$

При двухфазном к. з. (рис. 7-31, *а*) $i_A = -i_B$ и сила взаимодействия проводников будет:

$$F_a = A i_A (-i_B) = -A i^2 = -A I_м^2 (e^{-2t/T_а} - 2e^{-t/T_а} \cos \omega t + \cos^2 \omega t) =$$

$$= -A I_м^2 \left(e^{-2t/T_а} - 2e^{-t/T_а} \cos \omega t + \frac{1}{2} + \frac{1}{2} \cos 2\omega t\right) =$$

$$= -A I_м^2 (N_1 + N_2 e^{-2t/T_а} + N_3 e^{-t/T_а} \cos \omega t + N_4 \cos 2\omega t). \quad (7\text{-}43)$$

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 к. з. 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 $T_а = 0{,}05$ с максимум силы равен:

$$F_{а\,м}^{(2)} = 3{,}3 I_м^2 .$$

После затухания апериодической составляющей тока к. з. сила равна:

$$F_а^{(2)} = -I_м^2 \left(\frac{1}{2} + \frac{1}{2} \cos 2\omega t \right)$$

и максимум силы составляет:

$$F_{а\,м}^{(2)} = I_м^2 .$$

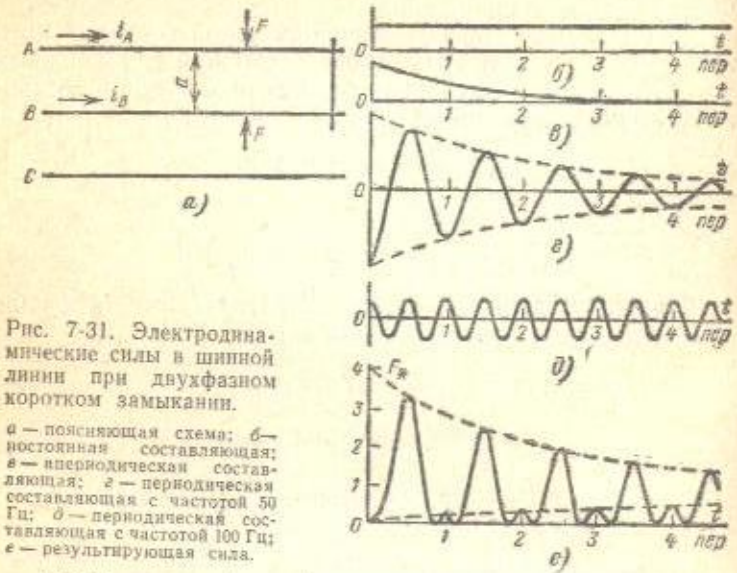


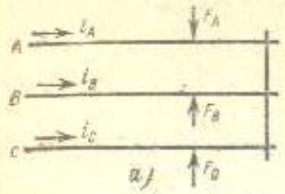
Рис. 7-31. Электродинамические силы в шинной линии при двухфазном коротком замыкании.

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.

Силы в трехфазной шинной линии при трехфазном к. з. Рассмотрим трехфазное к. з. в сети с источником неизменного напряжения. Токи фаз при этом равны:

$$\left.\begin{aligned}
i_A &= I_м \left[\sin(\omega t + \alpha - \varphi_к) - e^{-t/T_а} \sin(\alpha - \varphi_к) \right]; \\
i_B &= I_м \left[\sin\left(\omega t + \alpha - \varphi_к - \frac{2\pi}{3}\right) - \right. \\
&\quad \left. - e^{-t/T_а} \sin\left(\alpha - \varphi_к - \frac{2\pi}{3}\right) \right]; \\
i_C &= I_м \left[\sin\left(\omega t + \alpha - \varphi_к - \frac{4\pi}{3}\right) - \right. \\
&\quad \left. - e^{-t/T_а} \sin\left(\alpha - \varphi_к - \frac{4\pi}{3}\right) \right].
\end{aligned}\right\} \quad (7\text{-}44)$$

Силы взаимодействия между проводниками фаз с учетом положительных направлений сил, показанных на рис. 7-32, *а*, определяются уравнениями



$$\left.\begin{aligned}
F_A &= A\left(i_A i_B + \frac{1}{2} i_A i_C\right); \\
F_B &= A\left(i_A i_B - i_B i_C\right); \\
F_C &= A\left(\frac{1}{2} i_A i_C + i_B i_C\right).
\end{aligned}\right\} \quad (7\text{-}45)$$

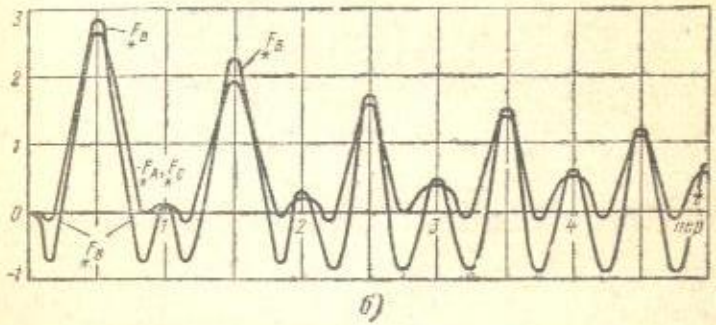


Рис. 7-32. Электродинамические силы в шинной линии при трехфазном к. з.

а — поясняющая схема; *б* — силы, действующие на проводники фаз.

Подставив (7-44) в (7-45) и приняв, что $\alpha - \varphi_к = \psi$, получим:

$$\begin{aligned}
F_A = F_C = -I_м^2 \left\{ \frac{3}{8} + \right. \\
+ \left[\frac{3}{8} - \frac{\sqrt{3}}{4} \cos\left(2\psi + \frac{\pi}{6}\right) \right] e^{-2t/T_а} - \\
- \left[\frac{3}{4} \cos\omega t - \frac{\sqrt{3}}{2} e^{-t/T_а} \cos\left(\omega t + 2\psi + \frac{\pi}{6}\right) \right] - \\
\left. - \frac{\sqrt{3}}{4} \cos\left(2\omega t + 2\psi + \frac{\pi}{6}\right) \right\}; \qquad (7\text{-}46)
\end{aligned}$$

$$F_B = AI_м^2\left[\frac{\sqrt{3}}{2}e^{-2t/T_а}\sin\left(2\psi-\frac{4}{3}\pi\right)-\right.$$

$$-\sqrt{3}\,e^{-t/T_а}\sin\left(\omega t+2\psi-\frac{4}{3}\pi\right)+$$

$$\left.+\frac{\sqrt{3}}{2}\sin\left(2\omega t+2\psi-\frac{4\pi}{3}\right)\right]. \qquad (7\text{-}47)$$

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:

$$F_{Aм}=F_{Cм}=-AI_м^2\left(\frac{3}{8}+\frac{3+2\sqrt{3}}{8}e^{-2t/T_а}-\right.$$

$$\left.-\frac{3+2\sqrt{3}}{4}e^{-t/T_а}\cos\omega t+\frac{\sqrt{3}}{4}\cos 2\omega t\right); \qquad (7\text{-}48)$$

$$F_{Bм}=AI_м^2\left(\frac{\sqrt{3}}{2}e^{-2t/T_а}-\sqrt{3}\,e^{-t/T_а}\cos\omega t+\right.$$

$$\left.+\frac{\sqrt{3}}{2}\cos 2\omega t\right). \qquad (7\text{-}49)$$

При $T_а=0{,}05$ с $F_{Aм}=F_{Cм}=2{,}67AI^2_м$ и $F_{Bм}=2{,}86AI^2_м$.

Как видно, сила, действующая на проводник средней фазы, больше силы, действующей на проводники крайних фаз.

Сила взаимодействия между проводниками при двухфазном к. з. меньше сил, действующих на проводники при трехфазном к. з. Действительно, так как

$$\frac{I_к^{(2)}}{I_к^{(3)}}=\frac{\sqrt{3}}{2},$$

то

$$F_м^{(2)}=3{,}3A\left(I_м^{(2)}\right)^2=3{,}3A\left(I_м^{(3)}\right)^2\,0{,}75=2{,}47A\left(I_м^{(3)}\right)^2$$

и, следовательно,

$$F_м^{(2)}<F_{Aм}^{(3)}<F_{Bм}^{(3)}.$$

Поэтому трехфазное к. з. является расчетным видом к. з. при проверке проводников и аппаратов на динамическую стойкость.

Б. ПРОВЕРКА ШИННЫХ ЛИНИЙ НА ДИНАМИЧЕСКУЮ СТОЙКОСТЬ

Шинные линии, состоящие из жестких шин, укрепленных на изоляторах, представляют собой динамическую колебательную систему, находящуюся под воздействием электродинамических сил. Система состоит из двух элементов (шины и изоляторы), поэтому имеет две собственные частоты колебаний f_1 и f_2. Последние находятся по выражениям, Гц:

$$f_1=\frac{1}{2\pi}\sqrt{\frac{h-\sqrt{h^2-4g}}{2g}};$$

$$f_2=\frac{1}{2\pi}\sqrt{\frac{h+\sqrt{h^2-4g}}{2g}},$$

где

$$h=\frac{m_ш}{\omega_ш}+\frac{m_и}{\omega_и}+\frac{m_ш}{\omega_и}$$

и

$$g=\frac{m_ш m_и}{\omega_ш\omega_и};$$

$m_ш$ и $m_и$ — эквивалентные массы соответственно шин и изоляторов; $\omega_ш$, $\omega_и$ — жесткости соответственно шин и изоляторов.

Электродинамические силы в трехфазных линиях имеют составляющие, изменяющиеся с частотой 50 и 100 Гц. Если собственные частоты системы шины—изоляторы равны 50 или 100 Гц, то возможно появление резонанса колебательной системы при этом механическая нагрузка на шины и изоляторы существенно возрастает. Это учитывается коэффициентом динамической нагрузки $p_д$, вводимым в выражение для определения максимальной электродинамической силы при к. з.:

$$F_м=p_д AI_м^2.$$

Величина коэффициента динамической нагрузки находится по специальным кривым.

В ряде случаев при жестком закреплении изоляторов упругостью последних можно пренебречь, считая их как абсолютно жесткие опоры. Тогда двухчастотная колебательная система превращается в одночастотную. Собственная частота ее колебаний равна, Гц:

$$f_0 = \frac{1}{2\pi}\sqrt{\frac{\omega_{ш}}{m_{ш}}} = \frac{35{,}4}{l^2}\sqrt{\frac{EJ}{m}} = 35{,}4/l^2\sqrt{\frac{EJ}{S\lambda}}, \quad (7\text{-}50)$$

где l — длина пролета между изоляторами, см; E — модуль упругости материала шины, Н/см²; J — момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы, см⁴; m — масса шины на единицу длины, кг/см; S — поперечное сечение шины, см²; λ — плотность материала шины, кг/см³.

Для одночастотных систем построены кривые $p_д = \varphi(f_0)$, которыми можно пользоваться при определении максимальной величины электродинамической силы, действующей на проводники.

Резонансные явления практически не проявляются, если частоты собственных колебаний одночастотных и двухчастотных систем шины—изоляторы лежат ниже 30 Гц 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 динамическую прочность с учетом механических колебаний. Лишь в частных случаях требуется 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. При этом удобно использовать выражения для собственных частот медных и алюминиевых шин в одночастотных системах:

$$f_{0Cu} = \frac{12{,}52\cdot 10^5}{l^2}\sqrt{\frac{J}{S}};$$

$$f_{0Al} = \frac{17{,}32\cdot 10^5}{l^2}\sqrt{\frac{J}{S}}.$$

Проверка шинных линий на динамическую стойкость состоит в определении напряжения в материале

шин при их изгибе под действием максимальной расчетной электродинамической силы во время коротких замыканий и в сравнении расчетного напряжения с допустимым.

Шинную линию можно рассматривать как балку с равномерно распределенной нагрузкой и свободно лежащую на опорах (так как шины жестко крепятся только к одному изолятору в середине шинной линии; на остальных изоляторах крепление шин обеспечивает им продольное перемещение с целью снятия возможных температурных напряжений). При этом максимальный изгибающий момент, Н·см, под действием максимальной силы F равен:

$$M = \frac{Fl}{10}.$$

Напряжение в материале шин, Н/см², составляет:

$$\sigma = \frac{M}{W},$$

где W — момент сопротивления шины, см³.

Шины динамически стойки, если выполняется условие:

$$\sigma < \sigma_{доп}.$$

7-19. ТЕРМИЧЕСКАЯ СТОЙКОСТЬ ПРОВОДНИКОВ И АППАРАТОВ

При коротких замыканиях температура проводников и аппаратов резко возрастает и может существенно

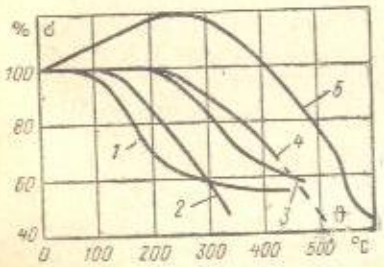


Рис. 7-33. Зависимость предела прочности металлов при растяжении от температуры.

1 — электролитическая медь (продолжительный режим); *2* — алюминий; *3* — электролитическая медь (кратковременный режим); *4* — бронза; *5* — сталь.

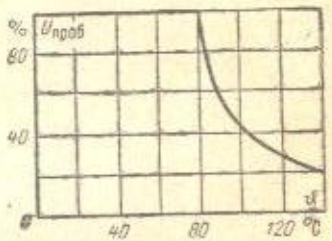


Рис. 7-34. Зависимость пробивного напряжения фарфора от температуры.

превысить значения наибольших допустимых температур. Предельные значения допустимых температур нагрева при к. з. 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. 7-33) и пробивного напряжения фарфора (рис. 7-34). При $\vartheta > 70 \div$

Таблица 7-11

Вид проводников	$\vartheta_{к.з.доп}$, °С
Шины медные	300
Шины алюминиевые	200
Шины стальные без непосредственного соединения с аппаратами	400
Шины стальные с непосредственным присоединением к аппаратам	300
Кабели с бумажно-пропитанной изоляцией до 10 кВ, с медными и алюминиевыми жилами	200
Кабели с бумажно-пропитанной изоляцией на напряжения 20—220 кВ, с медными и алюминиевыми жилами	125
Кабели и изолированные провода с поливинилхлоридной или резиновой изоляцией, с медными и алюминиевыми жилами	150
Кабели и изолированные провода с полиэтиленовой изоляцией, с медными и алюминиевыми жилами	120
Медные неизолированные провода при тяжениях менее 20 Н/мм²	250
Медные неизолированные провода при тяжениях более 20 Н/мм²	200
Алюминиевые неизолированные провода при тяжениях менее 10 Н/мм²	200
Алюминиевые неизолированные провода при тяжениях более 10 Н/мм²	160
Алюминиевая часть сталеалюминиевых проводов	200

75°С интенсивно окисляются контакты аппаратов и контактные (особенно болтовые) соединения проводников. Длительное повышение температуры резко сокращает срок службы изоляции.

Значения допустимых температур нагрева при к. з. $\vartheta_{к.з.доп}$, установленные ПУЭ, приведены в табл. 7-11.

С учетом того, что энергосистемы оснащены достаточно совершенными устройствами релейной защиты и относительно быстродействующими выключателями, длительность прохождения токов к. з., как правило, незначительна (обычно не более 0,1—4 с). Поэтому процесс нагрева проводников при прохождении по ним токов к. з. можно в первом приближении считать адиабатическим и уравнение теплового баланса записать так:

$$i_к^2 R_\vartheta dt = c_\vartheta G d\vartheta. \qquad (7\text{-}51)$$

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

$$\rho_\vartheta = \rho_0 (1 \pm \alpha\vartheta \pm \beta\vartheta^2 \pm \cdots),$$

где ρ_0 — удельное сопротивление материала при 0°С.

Найдено, что для медных, алюминиевых и стальных проводников удельное сопротивление можно определить по формулам:

$$\rho_{Cu} \approx \rho_{0Cu} (1 + 0{,}00424\,\vartheta + 0{,}453 \cdot 10^{-6}\vartheta^2);$$

$$\rho_{Al} \approx \rho_{0Al} (1 + 0{,}00387\,\vartheta + 1{,}1 \cdot 10^{-6}\vartheta^2);$$

$$\rho_{Fe} \approx \rho_{0Fe} (1 + 0{,}0055\,\vartheta + 9 \cdot 10^{-6}\vartheta^2).$$

При нагреве проводников до 300—400°С в правой части последних выражений допустимо учитывать только два члена.

Примем, что

$$\rho_\vartheta = \rho_0 (1 + \alpha\vartheta)$$

и

$$c_\vartheta = c_0(1 + \beta\vartheta).$$

Тогда уравнение (7-51) примет вид:

$$\frac{i_к^2 \rho_0 (1 + \alpha\vartheta)\, l}{S} dt = c_0 (1 + \beta\vartheta) \lambda S l\, d\vartheta.$$

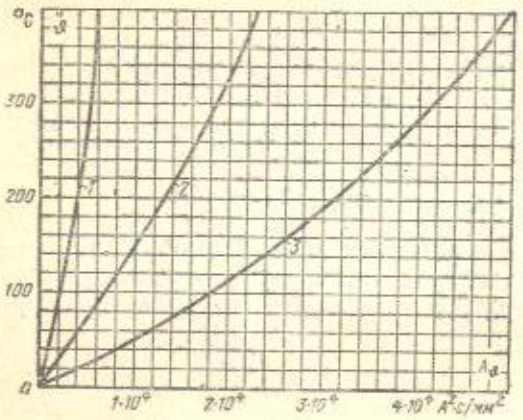


Рис. 7-35. Кривые для определения температуры нагрева проводников при коротких замыканиях.

1 — сталь; *2* — алюминий; *3* — медь.

Разделим переменные и проинтегрируем левую и правую части уравнения в соответствующих пределах:

$$\int_0^{t_{откл}} \frac{i_к^2}{S^2} dt = \int_{\vartheta_н}^{\vartheta_к} \frac{c_0 (1 + \beta\vartheta)\, \lambda}{\rho_0 (1 + \alpha\vartheta)} d\vartheta.$$

Получим:

$$\frac{B_к}{S^2} = A_к - A_н, \qquad (7\text{-}52)$$

где $B_к = \int_0^{t_{откл}} i_к^2\, dt$ — тепловой импульс тока к. з.; $A_к$ и $A_н$ — значения правой части при $\vartheta_к$ и $\vartheta_н$.

Зависимости $\vartheta = f(A_\vartheta)$ для различных материалов приведены на рис. 7-35. Проводник будет термически стоек при к. з., если его сечение S удовлетворяет условию:

$$S \geqslant S_т = \frac{B_к}{\sqrt{A_{к.доп} - A_н}}, \qquad (7\text{-}53)$$

где $S_т$ — минимальное сечение по условию термической стойкости.

Очевидно, что при этом конечная температура нагрева проводника меньше допустимой:

$$\vartheta_к \leqslant \vartheta_{к.з.доп}.$$

Если принять, что до к. з. проводник был нагружен номинальным током при номинальных условиях окружающей среды, то получим:

$$S_т = \frac{B_к}{\sqrt{A_{к.доп} - A_{н.ном}}} = \frac{B_к}{C_т}.$$

Значения коэффициента $C_т$ указаны в табл. 7-12.

Таблица 7-12

Вид проводников	Значения $C_т$
Шины медные	171
Шины алюминиевые	88
Шины стальные при $\vartheta_{к.з.доп} = 400°$ С	70
Шины стальные при $\vartheta_{к.з.доп} = 300°$ 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

На практике при определении термической стойкости проводников возможны два случая:

а) Известны тип проводника, а также S, $\vartheta_н$ и $B_к$. Требуется найти $\vartheta_к$ и решить вопрос о термической стойкости проводника.

б) Известны тип проводника, а также $\vartheta_н$ и $B_к$. Требуется найти сечение проводника $S \geqslant S_т$.

В первом случае по $\vartheta_н$ находят $A_н$ (рис. 7-36, *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 $\vartheta_{к.з.доп}$ определяют $A_н$ и $A_{к.доп}$ и далее определяют сечение

$$S_т = \frac{B_к}{\sqrt{A_{к.доп} - A_н}}.$$

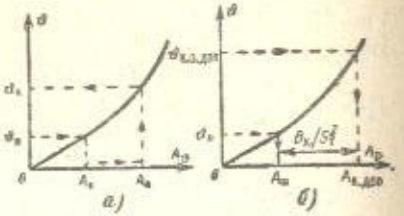


Рис. 7-36. Проверка термической стойкости проводников.

Тепловой импульс тока к. з. может быть найден как сумма тепловых импульсов от периодической и апериодической составляющих тока к. з. Действительно,

$$B_к = \int_0^{t_{откл}} i_к^2\,dt = \int_0^{t_{откл}} (i_{пt} + i_{at})^2\,dt \approx \int_0^{t_{откл}} I_t^2\,dt \approx$$

$$\approx \int_0^{t_{откл}} I_{пt}^2\,dt + \int_0^{t_{откл}} i_{at}^2\,dt = B_{к.п} + B_{к.а}. \qquad (7\text{-}54)$$

Для нахождения теплового импульса от периодической составляющей тока к. з. необходимо проинтегрировать функцию $I_{пt}^2$, что в общем случае удобно сделать графо-аналитическим способом. В частном случае, когда ток к. з. обусловлен системой неизменного напряжения, тепловой импульс равен:

$$B_{к.п} = I_{п0}^2\, t_{откл}. \qquad (7\text{-}55)$$

Максимальное расчетное значение теплового импульса от апериодической составляющей тока к. з. определяется аналитически:

$$B_{к.а} = \int_0^{t_{откл}} i_{at}^2\,dt = \int_0^{t_{откл}} \left(\sqrt{2}\, I_{п0} e^{-t/T_a}\right)^2 dt =$$

$$= 2I_{п0}^2 \int_0^{t_{откл}} e^{-2t/T_a}\,dt = I_{п0}^2 T_a \left(1 - e^{-2t_{откл}/T_a}\right). \qquad (7\text{-}56)$$

При наличии в сети нескольких источников эта формула имеет вид:

$$B_{к.а} = I_{п0}^2 T_{а.э} \left(1 - e^{-2t_{откл}/T_{а.э}}\right),$$

где $T_{а.э}$ — эквивалентная постоянная времени затухания апериодической составляющей тока к. з.

Если $t_{откл} \gg T_{а.э}$, то $B_{к.а} \approx I_{п0}^2 T_{а.э}$.

Полный тепловой импульс тока к. з. равен:

$$B_к = \int_0^{t_{откл}} I_{пt}^2\,dt + I_{п0}^2 T_{а.э} \left(1 - e^{-2t_{откл}/T_{а.э}}\right).$$

В случае системы неизменного напряжения

$$B_к = I_{п0}^2 t_{откл} + I_{п0}^2 T_{а.э} \left(1 - e^{-2t_{откл}/T_{а.э}}\right) =$$

$$= I_{п0}^2 \left[t_{откл} + T_{а.э} \left(1 - e^{-2t_{откл}/T_{а.э}}\right)\right].$$

Если при этом $t_{откл} \gg T_{а.э}$,

то

$$B_к \approx I_{п0}^2 \left(t_{откл} + T_{а.э}\right).$$

Термическая стойкость аппаратов характеризуется их номинальным или предельным током термической стойкости $I_{т.ном}$ или $I_{т.пр}$ и допустимым временем их прохождения $t_{т.ном}$ или $t_{т.пр}$.

Аппарат термически стоек, если

$$I_{т.пр}^2\, t_{т.пр} = I_{т.ном}^2\, t_{т.ном} \geqslant B_к.$$

Ток термической стойкости аппарата при расчетном времени $t_т \neq t_{т.ном}$ или $t_т \neq t_{т.пр}$ находится по выражению

$$I_{т.пр}^2\, t_{т.пр} = I_{т.ном}^2\, t_{т.ном} = I_т^2 t_т.$$

7-20. РАСЧЕТНЫЕ УСЛОВИЯ ДЛЯ ВЫБОРА ПРОВОДНИКОВ И 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 понимаются 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 тяжести для работы электрооборудования и возможных последствий 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 следует использовать весьма 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 длительные режимы, причем нормальный режим наиболее длительный. Третий режим — кратковременный.

Под нормальным режимом понимается такой режим, когда электроустановка и ее элементы функционируют в соответствии с запроектированными для них параметрами длительного режима по утвержденному диспетчерскому графику нагрузки, без перегрузки элементов и когда в схеме электроустановки нет вынужденно отключенных по той или иной причине элементов.

Ремонтный режим — это режим плановых текущих профилактических и капитальных ремонтов. Последние, 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 длительность 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 качания 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 длительная нагрузка оставшихся в работе элементов электроустановки, резервирующих отказавшие элементы.

При выборе проводников и аппаратов необходимо знать максимальные длительные токи нормального режима $I_{\text{норм.макс}}$, ремонтного режима $I_{\text{рем.макс}}$, послеаварийного режима $I_{\text{пав.макс}}$. Наибольший из двух последних токов, если он больше $I_{\text{норм.макс}}$, может быть назван максимальным длительным током $I_{\text{длит.макс}}$. Кроме того, при выборе проводников и аппаратов необходимо знать токи при расчетных условиях к. з. Последние включают в себя: расчетную схему электроустановки, расчетный вид к. з., расчетную точку к. з. и расчетную длительность к. з.

Расчетная схема — это, как правило, такая схема электроустановки, в которую входят все ее элементы (генераторы, трансформаторы, линии, реакторы и т. д.), а сопротивление связи с эквивалентным источником энергосистемы 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 к. з. при проверке проводников и аппаратов на динамическую стойкость является трехфазное к. з., а при проверке на термическую стойкость — трехфазное или двухфазное к. з. Последнее может быть

определяющим в случае к. з. большой длительности в точках, электрически близких к генераторам, когда с учетом действия АРВ генераторов может оказаться, что $I^{(2)}_{к1} > I^{(3)}_{к1}$.

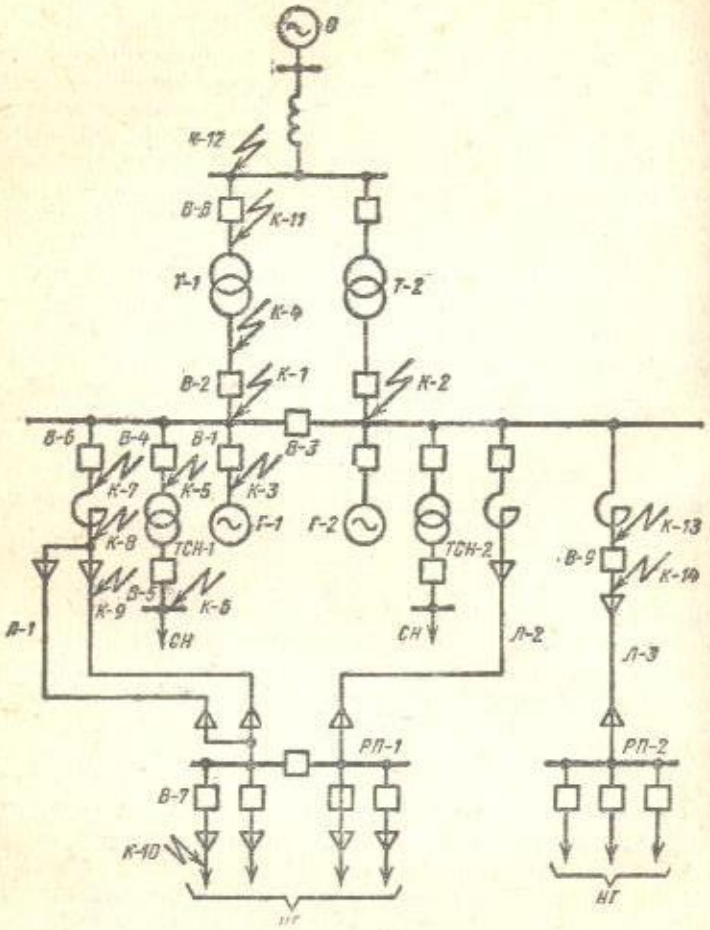


Рис. 7-37. Схема, поясняющая расчетные условия к. з.

Расчетная точка к. з. в общем случае может располагаться с одной или с другой стороны от выбираемого электрооборудования. Так, применительно к схеме на рис. 7-37, где приняты одинаковые параметры соответственно генераторов и трансформаторов связи, расчетные точки к. з. для выбора проводников и аппаратов указаны в табл. 7-13.

Таблица 7-13

Выбираемый элемент	Расчетная точка к. з.	Примечания
Выключатель *В-1*	*К-3*	—
Выключатель *В-2*	*К-4*	При отключенном *В-8*
Выключатель *В-3*	*К-1*	При отключенном *Т-1*
Выключатель *В-4*	*К-5*	—
Выключатель *В-5*	*К-6*	—
Выключатель *В-6*	*К-8*	Как показывает опыт эксплуатации, к.з. в точке *К-7* маловероятно
Выключатель *В-7*	*К-10*	—
Выключатель *В-8*	*К-11*	При отключенном *В-2*
Выключатель *В-9*	*К-14*	—
Кабель линии *Л-1*	*К-9*	Ток при к. з. в точке *К-9* практически равен току при к. з. в точке *К-8*
Кабель линии *Л-3*	*К-14*	Ток к. з. в точке *К-14* практически равен току к. з. в точке *К-13*
Кабели распределительной сети	*К-10*	—

Расчетная длительность к. з. принимается различной в зависимости от назначения расчета. При проверке проводников и аппаратов на термическую стойкость она согласно ПУЭ принимается равной сумме времени действия основной защиты и времени отключения выключателя соответствующей цепи (ближайшего к месту к. з.), т. е.

$$t_{к.з.расч} = t_{откл} = t_{р.з.осн} + t_{в.откл}.$$

В отдельных случаях основная защита может отказать (мертвая зона, повреждение цепей защиты, отказ реле и т. п.), поэтому целесообразно оценить термическую стойкость также при действии резервной защиты.

При проверке выключателей на коммутационную способность расчетное время к. з. равно сумме минимально возможного времени действия основной защиты и собственного времени отключения выключателя, т. е.

$$t_{\text{к.з.расч}} = \tau = t_{\text{р.з.мин}} + t_{\text{с.в.откл}}.$$

7-21. ВЫБОР ПРОВОДНИКОВ И АППАРАТОВ

Проводники и аппараты выбирают по расчетным условиям нормального режима и проверяют на работоспособность в условиях анормальных режимов (допустимый нагрев длительным максимальным током, термическая и динамическая стойкость при коротких замыканиях, опасное сближение гибких проводников под действием электродинамических сил при к. з.).

Таблица 7-14

Тип проводника	Номинальное напряжение	Технико-экономические показатели	Нагрев длительным током	Стойкость		Корона	Радиопомехи
				электродинамическая	термическая		
Воздушные 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 1000 В при $T_{\text{макс}} < 4000 \div 5000$ ч, сетей временных сооружений и устройств с малым сроком службы). Выбор сечений проводников линий напряжением 330 кВ и выше, линий межсистемных связей, жестких и гибких токопроводов с большим $T_{\text{макс}}$ производится на основании технико-экономических расчетов.

5. При больших токах к. з. воздушные линии проверяют на отсутствие схлестывания проводов.

6. Проводники воздушных линий 35 кВ и выше проверяют по условиям отсутствия общей короны и недопустимого уровня радиопомех.

Таблица 7-15

Тип аппарата или устройства	Номинальное напряжение	Номинальный ток	Динамическая стойкость	Термическая стойкость	Нагрузка вторичных цепей	Коммутационная способность	Характеристика токоограничения	Потеря напряжения в нормальном режиме
Выключатель	+	+	+	+	–	+	–	–
Разъединитель	+	+	+	+	–	(+)	–	–
Короткозамыкатель	+	–	+	+	–	–	–	–
Отделитель	+	+	+	+	–	(+)	–	–
Предохранитель	+	+	–	–	–	+	+	–
Выключатель нагрузки	+	+	+	+	–	+	–	–
Разрядник	+	–	–	–	–	+	–	–
Трансформатор тока	+	+	+	+	+	–	–	–
Трансформатор напряжения	+	–	–	–	+	–	–	–
Опорный изолятор	+	–	+	–	–	–	–	–
Проходной изолятор	+	+	+	–	–	–	–	–
Реактор	+	+	+	+	–	–	–	+
Автомат	+	+	(+)	–	–	+	+	–
Контактор	+	+	–	–	–	+	–	–
Магнитный пускатель	+	+	–	–	–	+	–	–
Рубильник	+	+	+	+	–	+	–	–

Примечания: 1. Учитываемые факторы обозначены знаком «+», неучитываемые — «–».

2. Факторы, отмеченные знаком (+), учитываются в частных случаях.

Факторы, учитываемые при выборе проводников, указаны в табл. 7-14, а при выборе электрических аппаратов — в табл. 7-15.

С учетом вышеизложенного (см. гл. 3, 6, 7) условия выбора и проверки аппаратов и проводников состоят в следующем:

1. Выключатели

$$U_{ном} \geqslant U_{сети\ ном};$$

$$I_{ном} \geqslant I_{норм.макс};$$

$$I_{ном} \geqslant I_{длит.макс};$$

$$I_{вкл} \geqslant I_{по};$$

$$i_{вкл} \geqslant i_{уд};$$

$$I_{пр.с} \geqslant I_{по};$$

$$i_{пр.с} \geqslant i_{уд};$$

$$I^2_{пр.т}\, t_т \geqslant B_к = \int_0^{t_{откл}} i_к^2\, dt;$$

$$I_{откл.ном} \geqslant I_{пт};$$

$$i_{а.ном} = \sqrt{2}\beta_{ном}\, I_{откл.ном} \geqslant i_{ат};$$

для установок, где $I_{откл.ном} \geqslant I_{пт}$, а $i_{а.ном} < i_{ат}$, допускается выполнение условия:

$$i_{откл.ном} = \sqrt{2}\, I_{откл.ном}(1 + \beta_{ном}) \geqslant$$

$$\geqslant i_{кт} = i_{пт} + i_{ат} = \sqrt{2}\, I_{пт} + i_{ат};$$

$$v = \frac{du_{восст}}{dt} < v_{гарант} \approx v_{испыт}.$$

2. Разъединители

$$U_{ном} \geqslant U_{сети\ ном};$$

$$I_{ном} \geqslant I_{норм.макс};$$

$$I_{ном} \geqslant I_{длит.макс};$$

$$i_{дин} \geqslant i_{уд};$$

$$I^2_т t_т \geqslant B_к.$$

О допустимом токе отключения — см. § 7-11.

3. Короткозамыкатели

$$U_{ном} \geqslant U_{сети\ ном};$$

$$i_{дин} \geqslant i_{уд};$$

$$I^2_т t_т \geqslant B_к.$$

4. Отделители

$$U_{ном} \geqslant U_{сети\ ном};$$

$$I_{ном} \geqslant I_{норм.макс};$$

$$I_{ном} \geqslant I_{длит.макс};$$

$$i_{дин} \geqslant i_{уд};$$

$$I^2_т t_т \geqslant B_к.$$

5. Плавкие предохранители

$$U_{ном} = U_{сети\ ном};$$

$$I_{ном} \geqslant I_{норм.макс};$$

$$I_{ном} \geqslant I_{длит.макс};$$

$$I_{откл.ном} \geqslant I_{по}.$$

Необходимо также проверить соответствие характеристики токоограничения заданным условиям.

6. Выключатели нагрузки

$$U_{ном} \geqslant U_{сети\ ном};$$

$$I_{ном} \geqslant I_{норм.макс};$$

$$I_{ном} \geqslant I_{длит.макс};$$

$$i_{дин} \geqslant i_{уд};$$

$$I^2_т t_т \geqslant B_к;$$

$I_{откл.ном} \geqslant I_{откл.расч}$
$I_{вкл.ном} \geqslant I_{вкл.расч}$ } в случае отсутствия последовательно включенного предохранителя;

$I_{откл.ном} \geqslant I_{по}$ — при наличии предохранителя.

7. Разрядники

$$U_{\text{ном}} = U_{\text{сети ном}};$$

$$u_{\text{проб}} \leqslant u_{\text{доп.расч}};$$

$$u_{\text{ост.нб}} \leqslant u_{\text{доп.расч}};$$

$$i_{\text{откл}} \geqslant i_{\text{сопр.расч}}.$$

8. Измерительные трансформаторы тока

$$U_{\text{ном}} \geqslant U_{\text{сети ном}};$$

$$I_{\text{ном}} \geqslant I_{\text{норм.макс}};$$

$$I_{\text{ном}} \geqslant I_{\text{длит.макс}};$$

$$k_{\text{дин}} \sqrt{2}\, I_{1\text{ном}} \geqslant i_{\text{уд}}$$

или

$$F_{\text{доп}} \geqslant F_{\text{расч}};$$

$$(k_{\text{т}} I_{1\text{ном}})^2 t_{\text{т}} \geqslant B_{\text{к}};$$

$z_{2\text{ном}} \geqslant z_2 \approx r_2$ в необходимом классе точности.

Вторичная нагрузка зависит как от параметров подключенных к трансформатору тока приборов, так и от схемы их соединения с трансформатором тока.

9. Измерительные трансформаторы напряжения

$$U_{\text{ном}} \geqslant U_{\text{сети ном}};$$

$S_{\text{ном}} \geqslant S_2$ в необходимом классе точности.

10. Опорные изоляторы

$$U_{\text{ном}} \geqslant U_{\text{сети ном}};$$

$F_{\text{доп}} = 0{,}6 F_{\text{разр}} \geqslant F_{\text{расч}}$ — для одиночных изоляторов; $F_{\text{доп}} = 2 \cdot 0{,}5\ F_{\text{разр}} = F_{\text{разр}} \geqslant F_{\text{расч}}$ — для спаренных изоляторов.

11. Проходные изоляторы

$$U_{\text{ном}} \geqslant U_{\text{сети ном}};$$

$$I_{\text{ном}} \geqslant I_{\text{норм.макс}};$$

$$I_{\text{ном}} \geqslant I_{\text{длит.макс}};$$

$$F_{\text{доп}} = 0{,}6 F_{\text{разр}} \geqslant F_{\text{расч}}.$$

12. Реакторы

$$U_{\text{ном}} \geqslant U_{\text{сети ном}};$$

$$I_{\text{ном}} \geqslant I_{\text{норм.макс}};$$

$$I_{\text{ном}} \geqslant I_{\text{длит.макс}};$$

$$i_{\text{дин}} \geqslant i_{\text{уд}};$$

$$I_{\text{т}} \sqrt{t_{\text{т}}} \geqslant \sqrt{B_{\text{к}}}.$$

Реактивность $x_{\text{р}}$ выбирается из условия необходимого ограничения токов к. з. и допустимой потери напряжения в реакторе в нормальном режиме.

13. Автоматы

$$U_{\text{ном}} \geqslant U_{\text{сети ном}};$$

$$I_{\text{ном}} \geqslant I_{\text{норм.макс}};$$

$$I_{\text{ном}} \geqslant I_{\text{длит.макс}};$$

$$i_{\text{дин}} \geqslant i_{\text{уд}};$$

$$I_{\text{откл}} \geqslant I_{\text{п0}}.$$

14. Контакторы

$$U_{\text{ном}} \geqslant U_{\text{сети ном}};$$

$$I_{\text{ном}} \geqslant I_{\text{норм.макс}};$$

$$I_{\text{ном}} \geqslant I_{\text{длит.макс}};$$

$$P_{\text{подкл.доп}} \geqslant P_{\text{подкл}}.$$

15. Магнитные пускатели

$$U_{\text{ном}} \geqslant U_{\text{сети ном}};$$

$$I_{\text{ном}} \geqslant I_{\text{норм.макс}};$$

$$I_{\text{ном}} \geqslant I_{\text{длит.макс}};$$

$$P_{\text{подкл.доп}} \geqslant P_{\text{подкл}}.$$

16. Рубильники

$$U_{\text{ном}} \geqslant U_{\text{сети ном}};$$

$$I_{\text{ном}} \geqslant I_{\text{норм.макс}};$$

$$I_{\text{ном}} \geqslant I_{\text{длит.макс}};$$

$$i_{\text{дин}} \geqslant i_{\text{уд}};$$

$$I_{\text{т}}^2 t_{\text{т}} \geqslant B_{\text{к}};$$

$I_{\text{откл.ном}} \geqslant I_{\text{раб}}$, если имеются разрывные контакты.

17. Шины и провода неизолированные

$$S \approx S_{эк} = \frac{I_{норм.макс}}{j_{эк}};$$

$$I_{длит.доп} \geqslant I_{норм.макс};$$

$$I_{длит.доп} \geqslant I_{длит.макс};$$

$$\sigma_{доп} \geqslant \sigma_{расч};$$

$$\vartheta_{к.з.доп} \geqslant \vartheta_{к.з}$$

или

$$S \geqslant S_{т} = \frac{\sqrt{B_{к}}}{C_{т}}.$$

18. Силовые кабели и провода изолированные

$$U_{ном} \geqslant U_{сети\ ном};$$

$$S \approx S_{эк} = \frac{I_{норм.макс}}{j_{эк}};$$

$$I_{длит.доп} \geqslant I_{норм.макс};$$

$$I_{длит.доп} \geqslant I_{длит.макс};$$

$$\vartheta_{к.з.доп} \geqslant \vartheta_{к.з}$$

или

$$S \geqslant S_{т} = \frac{\sqrt{B_{к}}}{C_{т}}.$$

19. Закрытые шинные токопроводы

$$U_{ном} \geqslant U_{сети\ ном};$$

$$I_{ном} \geqslant I_{норм.макс};$$

$$I_{ном} \geqslant I_{длит.макс};$$

$$\sigma_{доп} \geqslant \sigma_{расч};$$

$$F_{доп} \geqslant F_{расч};$$

$$\vartheta_{к.з.доп} > \vartheta_{к.з}.$$

Глава восьмая

СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

8-1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Основные требования к схемам, нормативные материалы

Электрические станции являются 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» 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. Первые отображают цепи, по которым обеспечивается транспорт энергии от источников к потребителям в соответствии с назначением электроустановки, а вторые — цепи, по которым обеспечивается питание потребителей собственных нужд электроустановки.

К схемам электрических соединений электрических станций и подстанций предъявляются следующие общие требования:

а) надежность работы;
б) экономичность;
в) техническая гибкость и удобство эксплуатации;
г) безопасность обслуживания;
д) возможность расширения.

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 величина местной нагрузки;

г) категория потребителей;

д) роль электростанции в энергосистеме, величина резерва мощности в системе, пропускная способность внутрисистемных и межсистемных связей, прогноз развития;

е) схемы и напряжения прилегающих сетей энергосистемы;

ж) уровень токов короткого замыкания;

з) наличие оборудования нужных параметров и надежность его работы;

и) величина ущерба при нарушении электроснабжения и недоотпуске электроэнергии потребителям, а также величина 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 в качестве руководящих 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 технического проектирования (НТП) тепловых электрических станций и тепловых сетей;

д) Нормы технологического проектирования гидростанций;

е) Нормы технологического проектирования понижающих подстанций;

ж) Нормы технологического проектирования энергосистем;

з) Руководящие указания по релейной защите;

и) Руководящие указания по проектированию контрольно-измерительной системы на электростанциях;

к) Руководящие указания по определению устойчивости энергосистем;

л) Руководящие указания по расчету токов к. з.

Выбор главных схем электрических соединений электростанций производится на основании утвержденного проекта развития энергосистемы. Для крупных энергетических объектов обычно применяется двухстадийное проектирование: 1-я стадия — разработка технического проекта; 2-я стадия — 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, величина расчетных перетоков мощности между сетями различного напряжения; оптимальное распределение блоков по сетям; схема сетей и число линий на каждом напряжении; существующие расчетные и предельно допустимые уровни токов к. з. в распредустройствах 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 секционный и шиносоединительные). Перечисленные данные указываются для каждого из характерных этапов развития электростанции и энергосистемы.

Главные схемы электростанций с нагрузкой генераторного напряжения проектируют в тесной увязке 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 к. з.; число, назначение и нагрузка отходящих от подстанции линий электропередачи 35—750 кВ; 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 (ВЛ), необходимость коммутационных разрядников для защиты от внутренних перенапряжений, а также число и мощность дугогасящих катушек для компенсации емкостных токов в сетях 6—35 кВ.

Выбор сечений проводов линий электропередачи производится по экономической плотности тока или по экономическим интервалам (см. гл. 3). Выбранное сечение проверяется по условиям нагрева в длительном форсированном (послеаварийном или ремонтном) режиме и в режиме короткого замыкания, а для линий сверхвысокого напряжения также по условиям отсутствия короны и по уровню создаваемых радиопомех. Пропускная способность линий электропередачи 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:

$$P_{нат} = \frac{U^2_{ном}}{Z_в}, \qquad (8\text{-}1)$$

где $U_{ном}$ — номинальное напряжение передачи, кВ; $Z_в$ — волновое сопротивление передачи, Ом,

$$Z_в = \sqrt{\frac{L_0}{C_0}}; \qquad (8\text{-}2)$$

L_0 — погонная индуктивность линии, Г/км; C_0 — погонная емкость линии, Ф/км.

Параметры линий, скорость распространения электромагнитной волны v и скорость света C связаны между собой соотношением

$$v = \frac{1}{\sqrt{\varepsilon\varepsilon_0 \mu\mu_0}} = \frac{C}{\sqrt{\varepsilon\mu}} = \frac{1}{\sqrt{L_0 C_0}}. \qquad (8\text{-}3)$$

Для воздушных линий $v = C$; для кабельных линий, имеющих $\varepsilon \approx 4 \div 5$, скорость $v = C/(2 \div 2{,}5)$.

Натуральные мощности воздушных и кабельных линий электропередачи даны в табл. 8-1.

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	—	—	—	—	1,0
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	—

По расчетам института «Энергосетьпроект» реальная пропускная способность линий электропередачи 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.

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

При выборе схемы электрических соединений электроустановок учитывают ответственность или категорию потребителей. Действующие ПУЭ устанавливают три категории потребителей. К первой 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. источников, при наличии которых потеря напряжения на одном из них по любой причине не ведет (с достаточной вероятностью) к потере

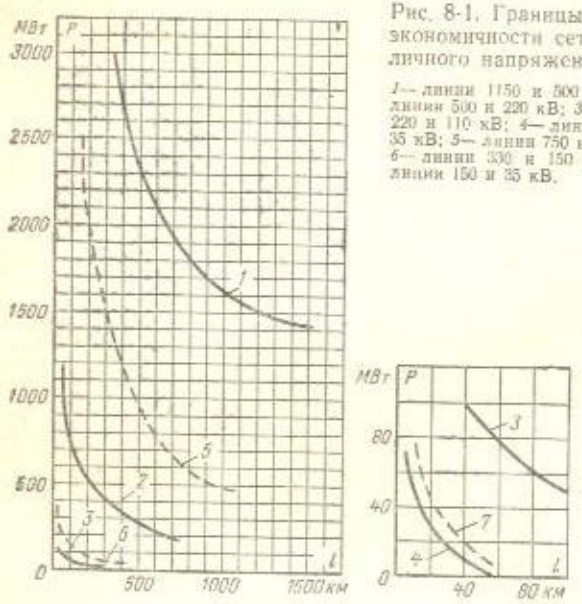


Рис. 8-1. Границы равноэкономичности сетей различного напряжения.

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.

напряжения на другом]. Перерыв питания допустим только на время переключения питания с одного на другой источник под действием системы автоматического включения резерва.

Ко второй 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 допустимо по одной воздушной или кабельной (два параллельных кабеля с самостоятельными разъединителями) линии и одним трансформатором. Перерыв питания таких потребителей

допустим на время производства дежурным персоналом или выездной оперативной бригадой переключений по включению резервного питания.

К третьей 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 одних суток.

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 определяются 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 предельную мощность агрегатов принимают 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. Крупные генераторы иногда соединяют в блок (под один выключатель) с двумя трехфазными двухобмоточными трансформаторами. В схемах укрупненных блоков, особенно на ГЭС, часто используют трансформаторы с расщепленной обмоткой низшего напряжения. На электростанциях широко используют сило-

вые автотрансформаторы. Ввиду особенностей работы автотрансформаторов (загрузка обмоток, регулирование напряжения, ограничения на перетоки мощности в комбинированных режимах) более целесообразно их 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 из напряжений составляет менее 15% мощности трансформатора.

Мощность повышающих трансформаторов выбирают достаточной для выдачи всей избыточной мощности электростанции в 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 устанавливают трехфазные двухобмоточные трансформаторы или автотрансформаторы. Целесообразность установки последних оценивается с учетом уровней токов к. з. в распределительных сетях и условий регулирования напряжения при различных режимах работы (особенно на узловых подстанциях с реверсивным перетоком мощности между сетями высшего и среднего напряжений). Установка трехобмоточных трансформаторов, также как и на электростанциях, требует специальных обоснований. Установка однофазных трансформаторов 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 упрощенных технико-экономических расчетов и сравнения характеристик конкурентоспособных вариантов, а также на основании опыта проектирования и эксплуатации.

В последнее время как в СССР, так и за рубежом интенсивно ведутся исследования, ставящие целью разработать методику количественной оценки надежности схем и возможного ущерба при нарушениях электроснабжения или нормальных условий работы электроустановок. Предложенные методы учитывают надежность работы отдельных элементов схем (параметр потока отказов, среднюю длительность восстановления электроснабжения, частоту плановых ремонтов и среднюю длительность простоя в плановом ремонте), а также величину удельного (прямого, дополнительного или иного по структуре определения) ущерба, возможного в конкретной энергосистеме (электроустановке). Следует отметить, что введение вероятностных показателей надежности схем и возможного ущерба может дать только сравнительную оценку типовых схем при одинаковых исходных показателях, но не действительную технико-экономическую характеристику конкретной схемы, которую она будет иметь в условиях эксплуатации. 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):

$$З = И + p_н K + У, \qquad (8\text{-}4)$$

где $И = И_а + И_{пот} + И_о$ — годовые издержки (эксплуатационные расходы), руб/год; $И_а$ — амортизационные отчисления, руб/год; $И_{пот}$ — годовые издержки, связанные

с потерями электроэнергии в электроустановке при данной схеме, руб/год; $И_о$ — годовые издержки на обслуживание электрооборудования (текущий ремонт и зарплата персонала), руб/год; $К$ — капиталовложения в электрическую часть электроустановки (расчетная стоимость силовых трансформаторов и ячеек выключателей), руб.; $p_н$=0,12 1/год — утвержденный директивными органами нормативный коэффициент эффективности капиталовложений в энергетике; $У$ — годовой народнохозяйственный ущерб от нарушения электроснабжения и недоотпуска электроэнергии потребителям, а также ущерб системы из-за отключения генераторов, трансформаторов (автотрансформаторов) связи, магистральных линий электропередачи, нарушения экономичного распределения перетоков мощностей и т. п., руб/год.

Годовой народнохозяйственный ущерб равен:

$$У = У_0 f(П),$$

где $У_0$ — удельный ущерб, руб/(кВт·ч) или руб/кВт, зависящий от типа потребителя, длительности и характера перерыва 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 величине удельного или возможного народнохозяйственного ущерба вынуждает производить выбор схем электроустановок по упрощенной формуле расчетных затрат без учета ущерба и показателей надежности:

$$З = И + p_н K. \qquad (8\text{-}5)$$

В ряде случаев 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.

8-2. СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Теплоэлектроцентрали имеют следующие особенности: они 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 до 5—10 км (исключение составляют ТЭЦ блочного типа с крупными агрегатами); работают по частично вынужденному (из-за наличия теплового потребителя) графику нагрузки; низко маневренны (прогрев, разворот, синхронизация и набор нагрузки агрегатами требуют времени порядка 3—8 ч, в том числе набор нагрузки после синхронизации 0,5—1,5 ч).

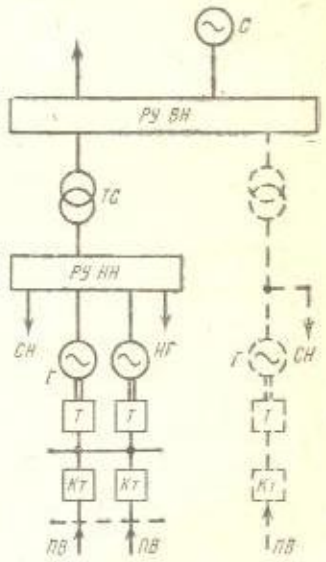


Рис. 8-2. Структурная схема ТЭЦ.

Указанные обстоятельства учитывают при проектировании схем электрических соединений ТЭЦ. Структурная схема ТЭЦ дана на рис. 8-2. На схеме показаны генераторы $Г$, система $С$, распределительные устройства высшего и низшего напряжений *РУ ВН* и *РУ НН*, нагрузка *НГ*, потребители собственных нужд *СН*, трансформатор связи *ТС*, котлы *Кт*, турбины *Т*, питательная вода *ПВ*. Блоки генератор — трансформатор (один из них показан пунктиром) обычно появляются на действующих ТЭЦ при их расширении крупными 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 потре-

бителей. 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, а мощность трансформаторов блоков согласуется с мощностью генераторов.

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 от системы. Такая ситуация может возникнуть при быстром незапланированном росте нагрузки на генераторном напряжении. На станциях 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.

В практике проектирования ТЭЦ, как правило, устанавливают два трансформатора. Суммарную мощность трансформаторов выбирают по условию:

$$\bar{S}_{\text{т}} \approx \bar{S}_{\text{г.уст}} - \bar{S}_{\text{с.н.макс}} - \bar{S}_{\text{нг.мин}}, \qquad (8\text{-}6)$$

где $\bar{S}_{\text{г.уст}}$ — установленная мощность генераторов, МВ·А; $\bar{S}_{\text{с.н.макс}}$ — нагрузка собственных нужд при максимальной нагрузке генераторов, МВ·А; $\bar{S}_{\text{нг.мин}}$ — минимальная по суточному графику нагрузка потребителей генераторного напряжения, МВ·А.

В формулу (8-6) полные мощности должны быть подставлены в виде комплексов $\bar{S}=P+jQ$. При выборе мощности трансформаторов учитывают, что:

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 из генераторов;

г) конкретная энергосистема, в которую будет входить ТЭЦ, с учетом местных условий 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 максимум нагрузки системы), имея в виду наличие резерва мощности на других электростанциях.

На станциях второго типа (с частичным питанием нагрузки генераторного напряжения от системы) 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 из генераторов, либо одного из трансформаторов связи. Последнее условие можно выразить так:

$$S_{\text{т}} \geqslant \frac{S_{\text{деф.об}}}{K_{\text{п.ав}}}, \qquad (8\text{-}7)$$

где $S_{\text{деф.об}}$ — наибольший дефицит мощности ТЭЦ при максимуме нагрузки генераторного напряжения 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 3-й 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 трансформаторов ТЭЦ, соединенных в блоки с генераторами, выбирают, пользуясь выражением:

$$\bar{S}_т \geqslant \bar{S}_{г\text{-}уст} - \bar{S}_{с\text{-}н\text{-}макс}, \qquad (8\text{-}8)$$

где полные мощности представляются в виде комплексов

$$\bar{S} = P + jQ.$$

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 цепь (с двумя-четырьмя секциями), а также при большом числе генераторов различные модификации этих схем.

По условиям электродинамической стойкости электрооборудования на каждую секцию, как правило, подключают (коммутируют) генераторы мощностью не свыше 60 МВт при генераторном напряжении 6 кВ и не свыше 100 МВт при 10 кВ. С учетом трансформаторов связи ТЭЦ с системой это ограничение позволяет иметь на сборных шинах приемлемый уровень тока к. з. В случае необходимости дополнительного ограничения уровня токов к з. на ТЭЦ устанавливают секционные реакторы. В существующих типовых схемах ТЭЦ мощность к. з. 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.

Ввиду 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 *СВ*, показана на рис. 8-3. В цепях линий установлены выключатели *В*, а также шинные *ШР* и линейные *ЛР* разъединители. Схема проста, наглядна и обеспечивает достаточную надежность питания потребителей, если каждый из них связан с

ТЭЦ двумя линиями, подсоединенными к разным секциям. Разъединители служат 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

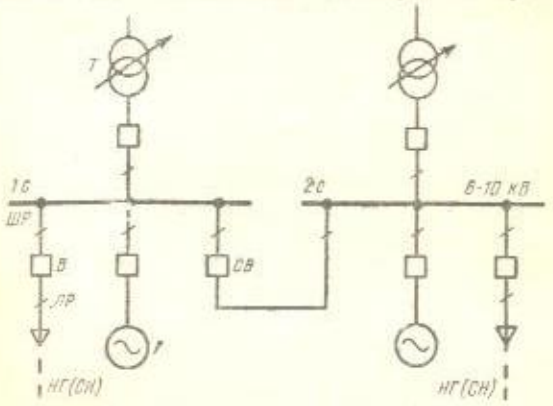


Рис. 8-3. Одна секционированная система сборных шин.

исключены. Недостатком схемы является потеря источников, присоединенных к секции, при к. з. на секции, ремонте сборных шин секции и любого из ее шинных разъединителей. При большем числе генераторов схема выполняется с тремя секциями. Схема применяется при числе присоединений на секцию до шести — восьми. 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, подключенных по тем же схемам.

Для ограничения уровня токов к. з. на ТЭЦ применяют секционные реакторы. Схема с тремя секциями и двумя секционными реакторами (*СР*) дана на рис. 8-4. Для выравнивания напряжения на секциях сборных шин и улучшения условий питания нагрузки при отключении любого из генераторов (трансформаторов) в схеме предусмотрены шунтирующие разъединители *ШНР*

или выключатели *ШНВ* (показаны пунктиром). Последнее решение связано с большими затратами, но делает схему более маневренной.

Шунтирование секционных реакторов допускается в тех случаях, когда после их шунтировки расчетный уровень токов к. з. не превосходит допустимый для электрооборудования.

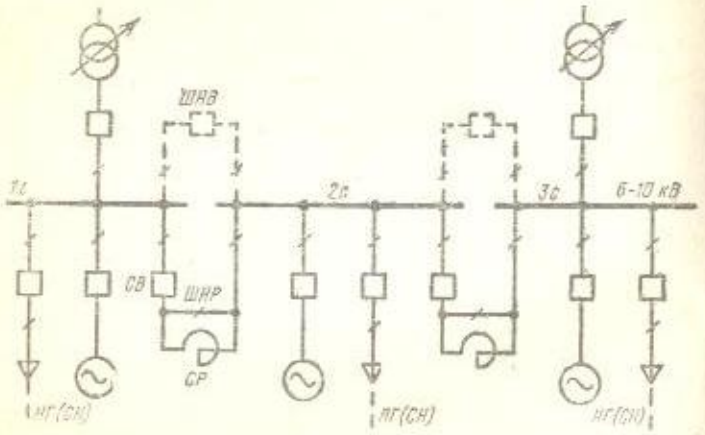


Рис. 8-4. Схема с одной секционированной системой сборных шин, с секционными реакторами и шунтирующими разъединителями (выключателями).

Схема кольца. В схеме кольца, показанной на рис. 8-5, 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 или трансформатора связи секции, а также на режим выдачи избыточной мощности с секции при отказе одного из эле-

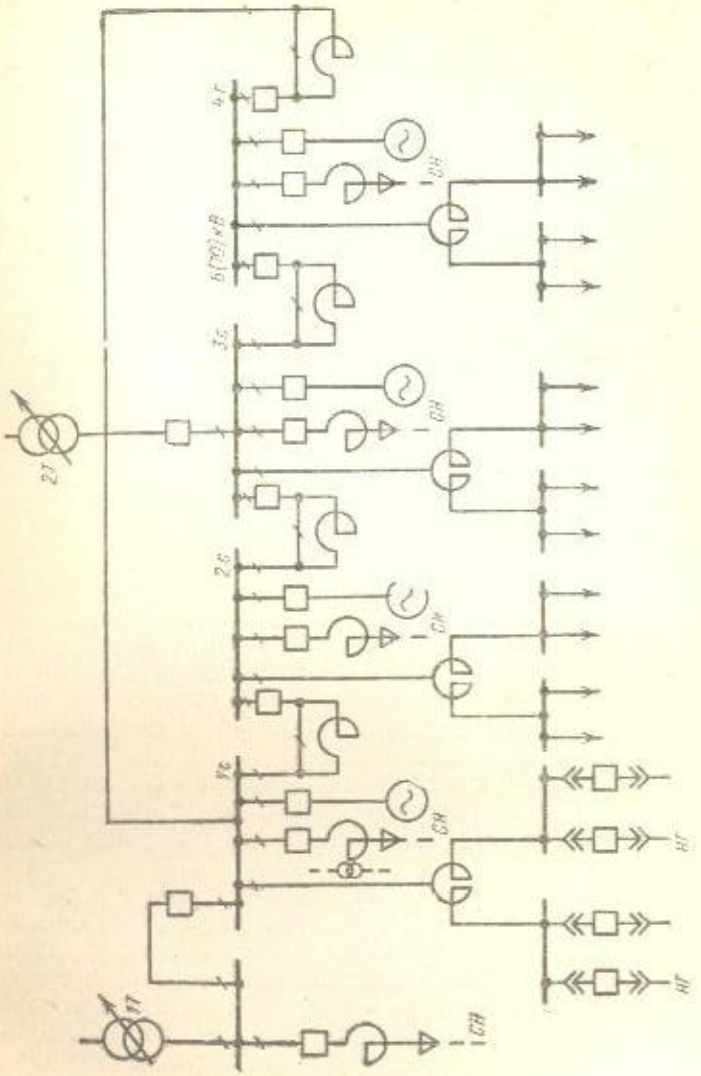


Рис. 8-5. Схема кольца.

ментов (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

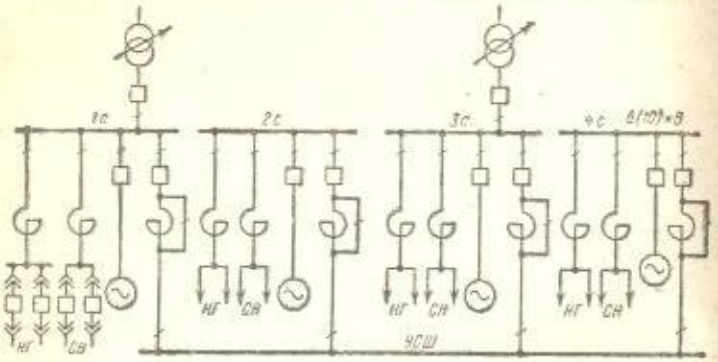


Рис. 8-6. Схема звезды.

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 схемы 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 *ШСВ*. Наличие последних 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

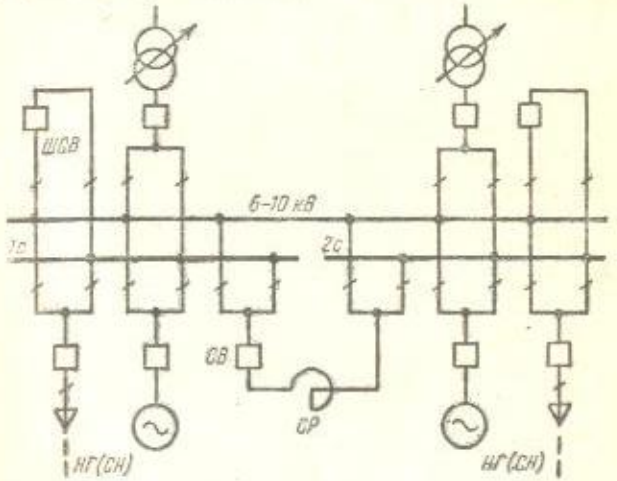


Рис. 8-7. Схема с двумя системами сборных шин (рабочая система разделена на две секции).

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 и ряд недостатков: распределительное устройство, выполненное по этой схеме, конструктивно сложнее и дороже, чем при схеме с одной системой сборных шин; оно имеет и более сложные 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 в целом.

Схема с двумя системами сборных шин применяется при большом числе присоединений на секцию (более 6—8), особенно в тех случаях, когда потребители питаются по нерезервируемым линиям.

Ограничение уровней токов короткого замыкания

На электрических станциях и в сетях различного напряжения для ограничения уровней токов к. з. используют[1]:

а) раздельную работу частей электроустановки (деление или секционирование сети — стационарное или автоматическое при возникновении к. з.);

б) секционные и линейные реакторы;

в) трансформаторы с расщепленной обмоткой низшего напряжения.

[1] В ряде стран (ФРГ, Англия, Япония и др.) нашли применение или внедряются аппараты и устройства новых типов: ограничители ударного тока, синхронные и тиристорные выключатели, а также безынерционные токоограничивающие устройства (БТУ) различного типа с нелинейными и пороговыми элементами. Ведутся работы по проектированию вставок постоянного тока, ограничивающих ток к. з. в связываемых сетях переменного тока.

На генераторном напряжении ТЭЦ для ограничения токов к. з. в основном применяют реакторы и частично раздельную работу агрегатов.

Секционные реакторы ограничивают ток к. з. 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, равна:

$$x_р = x_{*р(н)} \frac{U_{ном}}{\sqrt{3}\, I_{ном}}.$$

При проектировании ТЭЦ в первую очередь рассматривается возможность ограничения токов к. з. 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 на основании изложенного выше 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, равная

$$\Delta U_{*р} \approx I_{*р} x_{*р} \sin \varphi_{нг},$$

как правило, не должна превышать 2—3%.

Допустимый уровень токов к. з. 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 к. з. во всех случаях, вне зависимости от конкретных условий электроустановки, по условию «а» или «г» дают крайние, не всегда оптимальные решения. В общем случае целесообразный уровень токов к. з. можно найти на основе технико-экономического анализа вариантов и минимизации функции полных расчетных затрат с учетом возможного ущерба

$$У = У_1 + У_2 + У_3 + У_4, \qquad (8\text{-}9)$$

где $У_1$ — ущерб от перерывов электроснабжения; $У_2$ — ущерб от нарушений устойчивости двигательной нагрузки в переходных процессах при принятии глубокого ограничения уровня токов к. з. в сети; $У_3$ — ущерб от замены поврежденных термически нестойких кабелей при принятии повышенного уровня токов к. з.; $У_4$ — 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 значительном удельном весе ответственной двигательной нагрузки, требующей повышенной надежности электроснабжения, и при малой длине кабелей распределительной сети целесообразно идти на повышенный уровень токов к. з. 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 к. з. 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 со следующей последовательностью 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 к. з. за реактором. Поэтому он мо-

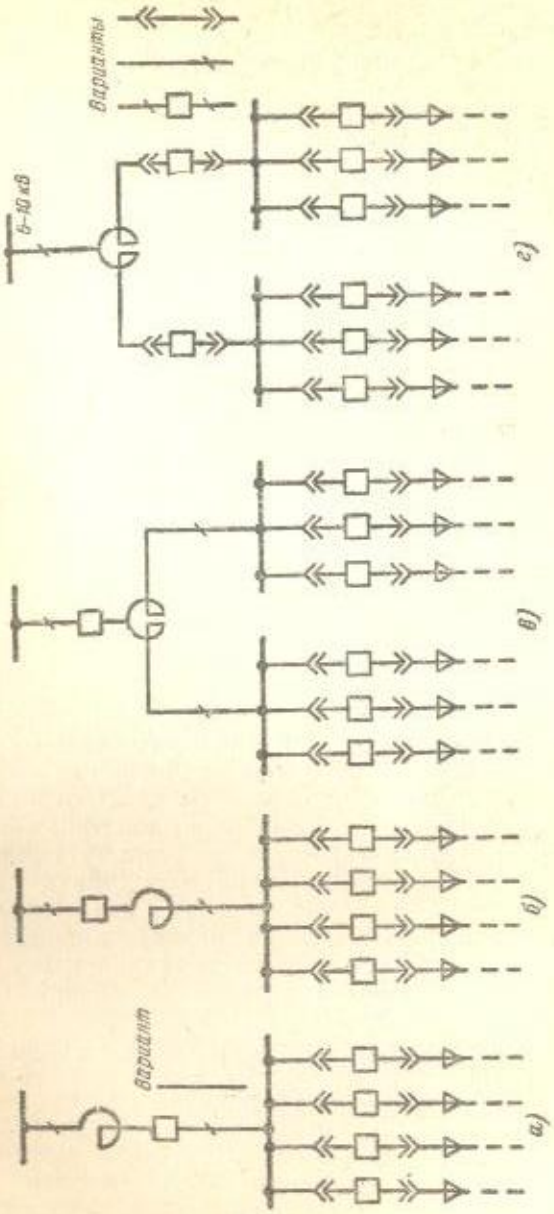


Рис. 8-8. Схема включения групповых реакторов.

жет быть поврежден при отключении к. з. 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 к. з. и соответствующим образом выполнить защиту шин.

Допускается подключение к реактору двух кабельных линий одного потребителя (второй 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 из линий приводят к резкому снижению или полной потере напряжения на всех линиях данной группы на время до отключения к. з. 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 распредустройств повышенных напряжений

Для распределительных устройств повышенных напряжений ТЭЦ (35 кВ и выше) применяются в зависимости от числа цепей и ответственности ТЭЦ следующие схемы электрических соединений: блок трансформатор — линия (с выключателем или без выключателя); ответвление от проходящих линий 35—110 кВ; мостики; многоугольники (треугольник, четырехугольник); одна секционированная система сборных шин; одна секционированная система сборных шин с обходной; две системы сборных шин; две несекционированные системы сборных шин с обходной. Обходная система сборных шин применяется в распредустройствах 110 кВ и выше.

Блочная схема подключения ТЭЦ может быть применена при связи электростанции одной или двумя линиями с узловой подстанцией системы (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 однофазные (в сетях 110 кВ и выше) или двухфазные (в сетях 35 кВ) короткозамыкатели, которые включаются под действием защиты трансформатора и таким образом увеличивают ток к. з. в линии. В последнее время находит также 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 к. з. в линии.

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

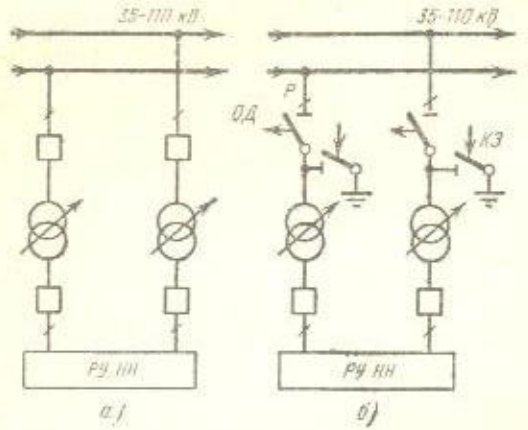


Рис. 8-9. Схемы ответвлений от проходящих линий.

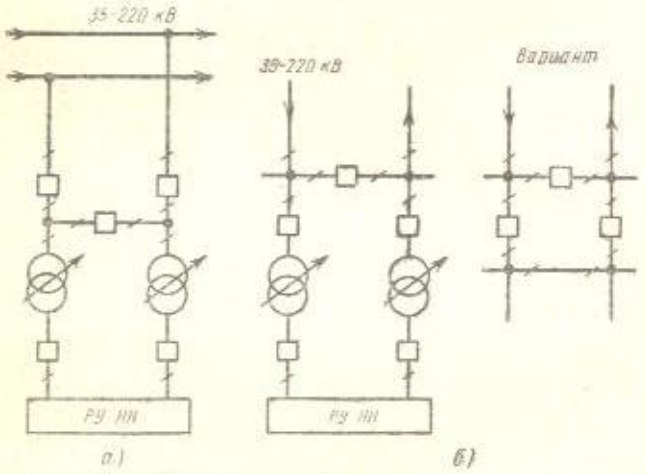


Рис. 8-10. Схемы мостиков.

(рис. 8-10, *а*) и с установкой выключателей со стороны трансформаторов (рис. 8-10, *б*). Первое исполнение предпочтительно при тупиковом расположении электро-

станции 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.

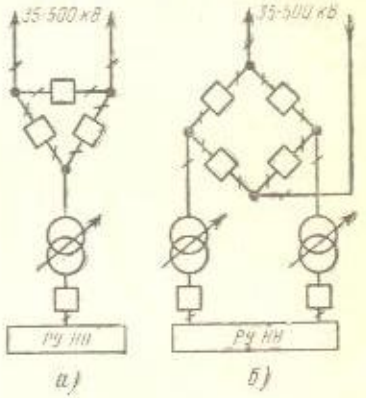


Рис. 8-11. Схемы многоугольников.

а — треугольник; *б* — четырехугольник.

Схемы многоугольников (рис. 8-11) обладают повышенной 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 системой. Следует отметить, что кроме приведенных схем на ТЭЦ могут применяться также схемы пяти- и шестиугольников.

Схемы многоугольников имеют и определенные недостатки: снижение надежности работы при ремонте любого выключателя, так как в этом случае происходит разрыв многоугольника; определенные затруднения с настройкой релейной защиты; некоторые конструктивные трудности в случае расширения распредустройства.

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 из систем шин или любого шинного разъединителя все присоединения переводятся на другую (исправ-

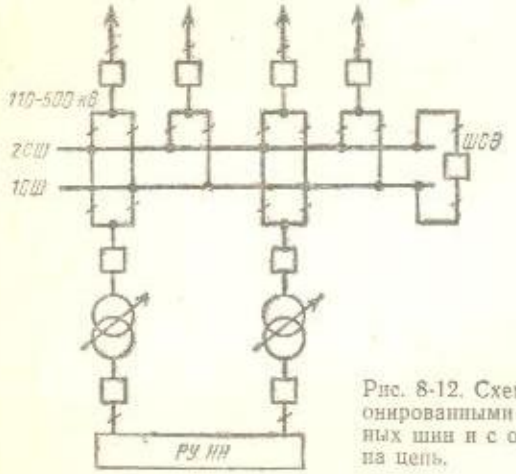


Рис. 8-12. Схема с двумя несекционированными системами сборных шин и с одним выключателем на цепь.

ную) систему шин, хотя надежность работы распредустройства в этом режиме существенно 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. Схема позволяет, используя обходной выключатель *ОВ* и обходную систему шин *ОСШ*, выводить в ремонт выключатель 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 одной секционированной системы сборных шин.

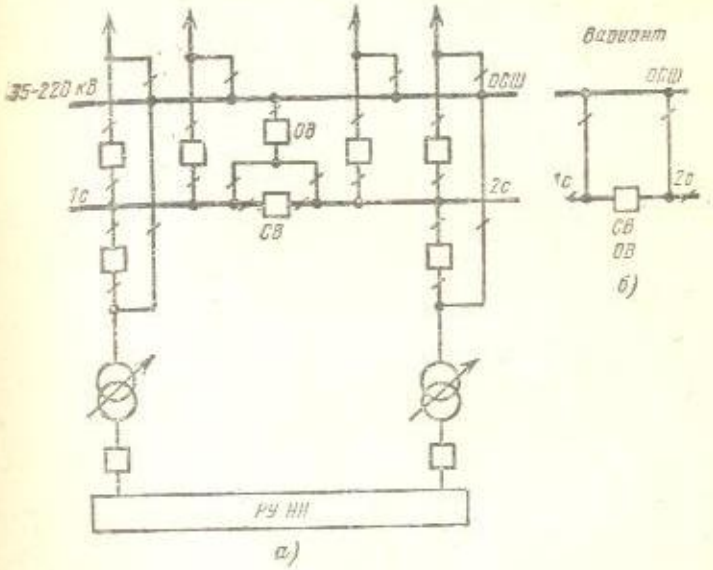


Рис. 8-13. Схема с одной секционированной системой сборных шин и с обходной системой.

Схема с двумя несекционированными системами сборных шин и с обходной системой (рис. 8-14) применяется на мощных ТЭЦ со значительным числом присоединений. При 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

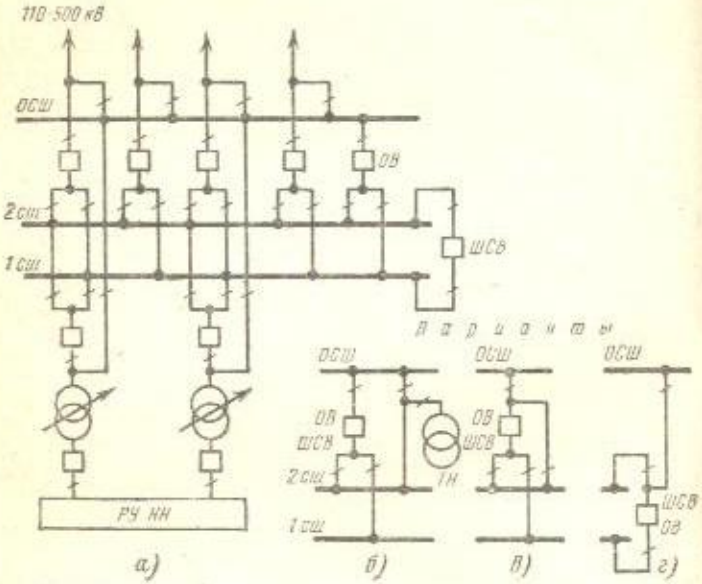


Рис. 8-14. Схема с двумя несекционированными системами сборных шин и с обходной системой.

а — основная схема; *б—г* — варианты схемы.

в ячейке шинного трансформатора напряжения ТН; 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 либо к необходимости перевода всех присоединений на одну

систему шин, либо к раздельной работе присоединений в данном распредустройстве станции и их связи через сеть. Практика эксплуатации распредустройств показывает, что схемы с совмещением функций обходного и шиносоединительного выключателей ввиду сложности блокировок и снижения надежности работы распредустройств себя не оправдали.

Так же не оправдали себя предложения о последовательном соединении шиносоединительного и обходного выключателей в целях повышения надежности работы распредустройств электроустановок.

8-3. СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ КОНДЕНСАЦИОННЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Конденсационные электростанции (КЭС) исторически получили наименование государственных районных электрических станций (ГРЭС). Они 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 в 300 и 500 МВт. Установленная мощность типовых электростанций принимается равной 2400, 3600, 5000, 6000 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 в 100 МВт без промперегрева 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 большие номинальные токи генераторов (5,5—22 кА) и повышенный уровень токов к. з. в сети генераторного напряжения. КЭС могут работать по свободному, т. е. не лимитированному тепловыми отборами, графику нагрузки, но так же, как и ТЭЦ, они имеют низкую режимную маневренность.

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 системой, блоки выполняются простыми или укрупненными, с простыми или расщепленными трансформаторами, а в отдельных случаях и с автотрансформаторами. Применение автотрансформаторов в блоке оправдано только тогда, когда помимо мощности, передаваемой из сети низшего напряжения (НН) в сеть высшего напряжения (ВН), существует постоянный переток мощности из сети среднего напряжения (СН) в сеть высшего напряжения.

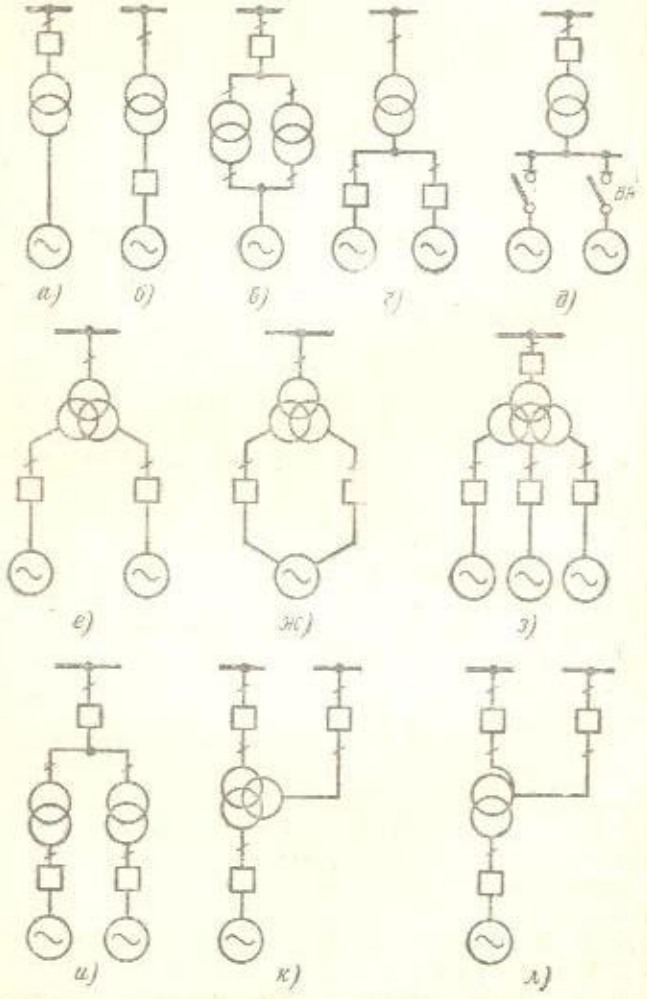


Рис. 8-15. Варианты блочных схем.

Варианты блочных схем даны на рис. 8-15. В схеме простого блока (рис. 8-15, *а*) выключатель установлен на стороне ВН, а в схеме на рис. 8-15, *б* — на стороне НН. Блок по схеме рис. 8-15, *в* имеет один генератор, но два трансформатора и общий выключатель на стороне ВН. В схеме укрупненного блока (рис. 8-15, *г*) два генератора с помощью соответствующих выключателей подключены к одному трансформатору. Укрупненный блок по схеме рис. 8-15, *д* содержит два выключателя нагрузки генераторного напряжения (на ГЭС возможна установка двух разъединителей при наличии системы групповой синхронизации генераторов) и выключатель на стороне высшего напряжения. На рис. 8-15, *е* дана схема укрупненного блока с расщепленным трансформатором и с двумя генераторами, а на рис. 8-15, *з* — с тремя генераторами. На рис. 8-15, *ж* представлен простой блок с включением параллельных обмоток мощного генератора на отдельные обмотки расщепленного трансформатора. Объединенный блок с подключением двух простых блоков через общий выключатель на стороне ВН дан на рис. 8-15, *и*. При наличии связи блока с шинами двух повышенных напряжений могут быть в принципе применены схемы на рис. 8-15, *к* и *л*. Последняя схема пригодна только для сетей с эффективно-заземленными нейтралями.

Для исключения возможности междуфазных к. з. в сети генераторного напряжения соединение генераторов с трансформаторами (автотрансформаторами) блоков, а также ответвления к трансформаторам собственных нужд выполняют закрытыми токопроводами.

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 напряже-

ния. Мощность двухобмоточных (и трехобмоточных) трансформаторов определяется по выражению (8-8). Номинальная мощность автотрансформаторов блоков должна удовлетворять условию:

$$\tilde{S}_{ат} \geqslant \frac{\tilde{S}_{г.уст} - \tilde{S}_{с.н\,макс}}{k_{выг}}, \qquad (8\text{-}10)$$

где $\tilde{S}_{с.н.\,макс}$ — нагрузка собственных нужд при максимальной нагрузке генератора; $k_{выг}$ — коэффициент выгодности или коэффициент типовой мощности автотрансформатора,

$$k_{выг} = \frac{U_{ВН} - U_{СН}}{U_{ВН}} = 1 - \frac{1}{k_т} = \frac{S_{тип}}{S_{ном}}. \qquad (8\text{-}11)$$

Блочные двухобмоточные трансформаторы принимаются без регулирования напряжения под нагрузкой. Трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы (как блочные, так и связи) должны иметь устройство регулирования напряжения под нагрузкой на одном из повышенных напряжений (ВН или 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 300 МВт и выше повреждение или отказ любого из выключателей (за исключением секционного и шиносоединительного) не должны, как правило, приводить к отключению более одного блока и одной или нескольких линий, если при этом обеспечивается устойчивость параллельной работы генераторов энергосистемы или ее части.

б) Повреждение секционного или шиносоединительного выключателя, а также совпадение отказа одного из выключателей с ремонтом любого другого не должны приводить к отключению более двух энергоблоков и линий, если при этом также сохраняется устойчивая работа генераторов энергосистемы или ее части. В отдельных случаях, при специальном обосновании, допускается одновременная потеря более двух блоков мощностью 300 МВт и ниже, если при этом сохраняется

устойчивость работы энергосистемы или ее части, исключается полная остановка электростанции и обеспечивается нормальная работа остальных блоков.

в) Повреждение или отказ любого выключателя не должны, как правило, приводить к отключению более одной цепи (двух линий) двухцепной транзитной линии 110 кВ и выше. В случае, если одновременное отключение одной цепи (двух линий) транзитной линии недопустимо по условию устойчивой работы энергосистемы или ее части, необходимо, чтобы выходило из работы не более одной линии транзита.

г) Отключение линий электропередачи следует производить не более чем двумя выключателями; отключение энергоблоков, трансформаторов (автотрансформаторов) связи, трансформаторов собственных нужд — не более чем тремя выключателями в РУ каждого напряжения. При прочих равных условиях предпочтение отдается схеме, в которой отключение цепей осуществляется меньшим числом выключателей.

д) Секционирование сети выключателями должно обеспечивать требования по режиму работы (распределение перетоков мощностей, потери энергии, устойчивость и т. п.) энергосистемы.

е) Должна быть обеспечена возможность ремонта выключателей с номинальным напряжением 110 кВ и выше без отключения энергоблоков, трансформаторов (автотрансформаторов) связи, пускорезервных трансформаторов собственных нужд и без разрыва транзита.

ж) При питании от данного распределительного устройства двух и более пускорезервных трансформаторов собственных нужд повреждение или отказ любого выключателя, в том числе секционного или шиносоединительного, не должны приводить к потере в нормальной (неремонтной) схеме более чем одного трансформатора.

При прочих равных условиях предпочтение отдают варианту более простому и экономичному, при котором число операций разъединителями в случаях перехода на ремонтные схемы и обратно, а также выделения поврежденных участков в аварийных ситуациях сведено к минимуму.

Если на повышенных напряжениях КЭС имеется небольшое число присоединений, то применяются следующие схемы: блок трансформатор — линия (с выключа-

телем или без выключателя), мостики, треугольник, четырехугольник, ответвление от магистральных линий 220 кВ и выше (при наличии достаточных обоснований). Компоновка РУ с указанными схемами должна предусматривать возможность перехода на схемы полного развития.

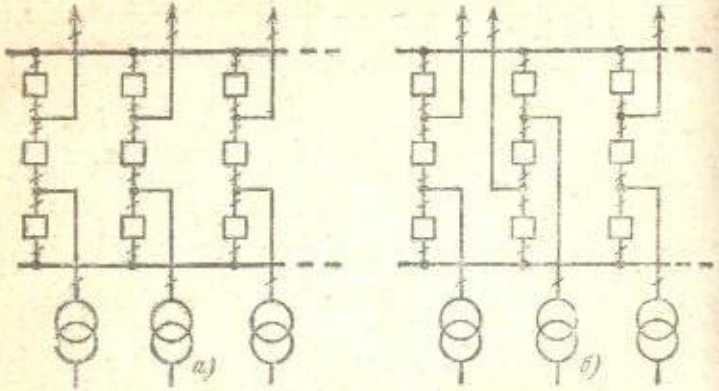


Рис. 8-16. «Полуторная» схема.

При большом числе присоединений применяются следующие схемы: две системы сборных шин с тремя выключателями на две цепи («полуторная» схема), две несекционированные системы сборных шин с обходной системой, два связанных четырехугольника с выключателями в перемычках, одна секционированная система сборных шин с обходной системой, блок генератор — трансформатор — линия (ГТЛ). Кроме того, в отдельных случаях могут применяться схемы: шестиугольник, два связанных шестиугольника с выключателями в перемычках, две системы сборных шин с двумя выключателями на цепь, блок генератор — трансформатор — линия с уравнительной системой шин или с уравнительным многоугольником. При необходимости сборные шины, включая обходную систему шин, секционируют. При проектировании КЭС помимо рекомендованных схем могут быть рассмотрены их разновидности, а также некоторые другие известные схемы, например две системы шин с четырьмя выключателями на три цепи, схема сетки и т. п. Ряд перечисленных схем был описан в § 8-2.

Схема с двумя системами сборных шин и с тремя выключателями на две цепи (рис. 8-16). В этой схеме на каждое присоединение приходится 1,5 выключателя. Схема достаточно проста, наглядна и обеспечивает весьма 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 (рис. 8-16, *а*) и с чередующимся (рис. 8-16, *б*) подключением блоков и линий. Последний вариант может обеспечить большую схемную надежность работы распределительного устройства, но приводит к более сложным конструктивным решениям. Определенными недостатками полуторных схем являются отключение значительного числа выключателей при повреждении на сборных шинах и необходимость установки двух выключателей на последнюю цепь при нечетном числе цепей. Если число цепей велико, то первый недостаток частично устраняют, секционируя сборные шины (обычно через шесть цепей).

Схема с двумя связанными четырехугольниками и выключателями в перемычках применяется в двух вариантах: с симметричным и с чередующимся подключением блоков и линий. Повреждения в любой цепи отключаются двумя или тремя выключателями. Схема достаточно проста и обеспечивает большую надежность. При большом числе цепей она может быть развита в схему с несколькими связанными четырехугольниками.

Схема шестиугольника обладает качествами, присущими всем схемам многоугольников. Она фактически является разновидностью схемы с двумя системами сборных шин, с шестью выключателями на шесть цепей (элементы полуторной схемы и схем шины—линия, шины—трансформатор). Любая поврежденная цепь отключается двумя выключателями данного РУ. Схема может иметь различные конструктивные решения в зависимости от требований дальнейшего расширения распредустройства.

Схема двух связанных шестиугольников с выключателями в перемычках 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 секцион-

ных выключателей (выключателей в перемычках), требующее отключения четырех выключателей присоединений.

Схема с двумя системами сборных шин и с двумя выключателями на цепь. Каждое присоединение (цепь)

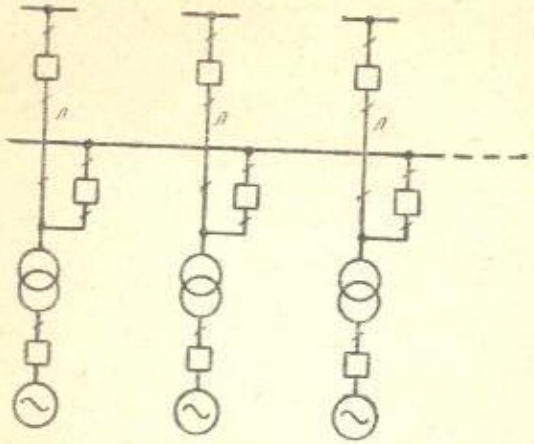


Рис. 8-17. Схема генератор — трансформатор — линия с уравнительной системой шин.

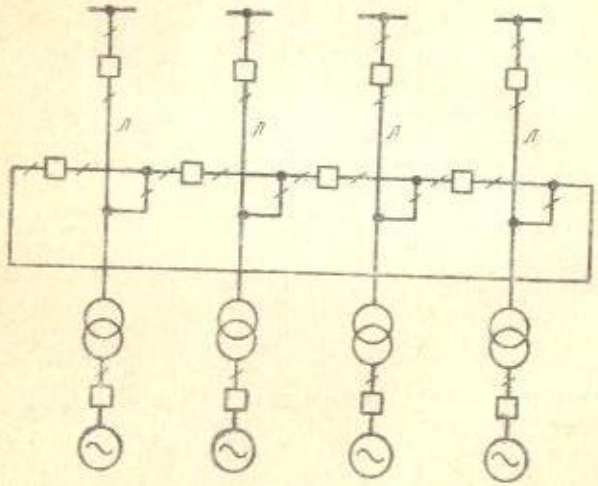


Рис. 8-18. Схема генератор — трансформатор — линия с уравнительным многоугольником.

в схеме защищено двумя выключателями. Отсюда высокая надежность при высокой стоимости распредустройства.

Учитывая последнее, в СССР схему применили только на нескольких мощных электростанциях и подстанциях.

Схема генератор — трансформатор — линия (ГТЛ) с уравнительной системой шин (рис. 8-17) обладает качествами блочных схем. Наличие уравнительной системы шин, к которой каждый блок подключен через выключатель, обеспечивает связь блоков и позволяет получить необходимое по режиму работы экономичное распределение перетоков мощностей. Поврежденный блок отключается от уравнительной системы шин. Повреждение на уравнительной системе шин приводит к распадению электростанции на отдельные блоки, работающие на приемные подстанции системы. При необходимости (большое число цепей, требования системы) уравнительная система шин секционируется выключателями или разъединителями.

Схема генератор — трансформатор — линия с уравнительным многоугольником отличается от предыдущей схемы тем, что вместо уравнительной системы шин здесь применен уравнительный многоугольник (рис. 8-18), который обеспечивает более жесткую связь между блоками.

Поврежденные блоки отключаются двумя выключателями распредустройства. В случае ремонта какого-либо выключателя многоугольник разрывается. При этом повреждение в любом блоке приводит к отключению только данного блока.

Одновременно может нарушиться непосредственная связь между остальными блоками, но работа блоков на сеть системы не нарушается.

Схема с двумя системами сборных шин и с четырьмя выключателями на три цепи. В этой схеме любая поврежденная цепь отключается двумя выключателями, а поврежденные сборные шины—двумя и более выключателями в зависимости от числа присоединений на системе шин 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), однако ей соответствует более сложная конструкция распредустройства.

8-4. СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ АТОМНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Атомные электростанции в значительной степени, особенно в электрической части, подобны тепловым электростанциям (КЭС или ТЭЦ). 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) низкоманевренны (так же как КЭС) и не приспособлены к переменному режиму (особенно в случае установки на станции 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 распредустройств;

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. Принятие простых или укрупненных блоков в определенной степени зависит от типа реактора и требований к надежности питания собственных нужд.

На повышенных напряжениях принимаются схемы высокой надежности, характерные для КЭС, в частности такие как многоугольники (четырехугольник, пятиугольник, шестиугольник); связанные многоугольники с выключателями в перемычках; две системы шин с одним выключателем на цепь; две системы шин с обходной системой; две системы шин с двумя выключателями на цепь; полуторная схема.

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 (на ГЭС средней и большой мощности) 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 полубазовую части графика нагрузки энергосистемы; при необходимости генераторы ГЭС легко могут быть переведены в режим синхронного компенсатора;

г) высокоманевренны: разворот, синхронизация и набор нагрузки происходят 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 в здании ГЭС для размещения распределительных устройств и электротехнического оборудования; это вынуждает упрощать распределительные устройства генераторного напряжения (если они имеются) и собственных нужд, а распределительные устройства повышенного напряжения располагать на значительном расстоянии от зданий ГЭС (на берегу);

ж) позволяют переводить генераторы в режим синхронного компенсатора.

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 включением нескольких генераторов на один простой или расщепленный трансформатор или автотрансформатор, 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 равно или более 330 кВ.

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 должны быть определены: 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 напряжения, собственное время отключения выключателей, требования к противоаварийной автоматике, параметры гидрогенераторов (реактивности, механическая постоянная, параметры возбуждения).

Схема должна строиться так, чтобы отключение каждой линии электропередачи 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 трансформаторов (автотрансформаторов) 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: блок генератор—трансформатор—линия (с выключателем или без выключателя на стороне высшего напряжения), мостик, треугольник, четырехугольник, две системы шин с тремя выключателями на две цепи («полуторная» схема), две системы шин с четырьмя выключателями на три цепи, две системы сборных шин с обходной системой при одном выключателе на цепь (для РУ 35 кВ и ниже обходная система шин не предусматривается), связанные четырехугольники с выключателями в пере-

мычках, одна секционированная система сборных шин с обходной системой (для РУ 35 кВ обходная система шин не предусматривается). Могут применяться также схемы: шестиугольник, связанные шестиугольники с выключателями в перемычках, две системы сборных шин с двумя выключателями на цепь, блочные схемы генератор — трансформатор — линия с уравнительной системой шин или с уравнительным многоугольником. Могут использоваться и модификации указанных схем. В случае необходимости сборные шины секционируют. При прочих равных условиях (экономичность, схемная надежность, конструкция ОРУ, защита и

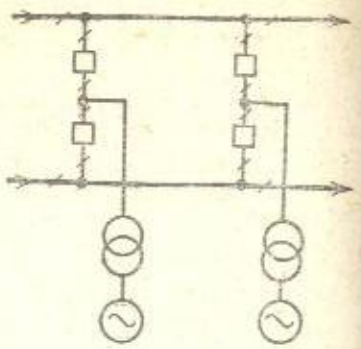


Рис. 8-19. Схема шины — линия.

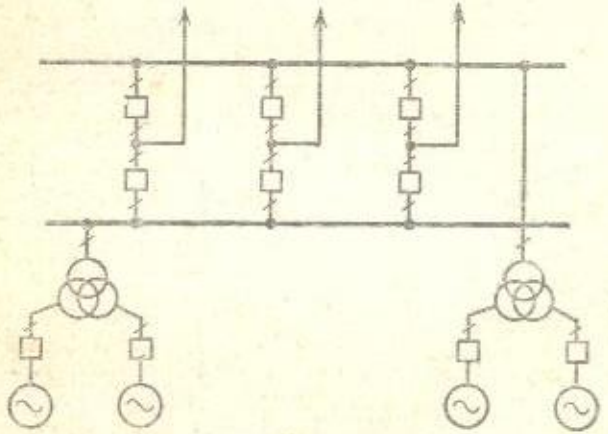


Рис. 8-20. Схема шины — трансформатор.

блокировка) предпочтение должно отдаваться схемам, в 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. 8-19), схема шины — трансформатор (рис. 8-20), 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 системе и режимом ее работы, схемой прилегающих 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.

8-6. СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ПОНИЖАЮЩИХ ПОДСТАНЦИЙ

Подстанции, как правило, размещаются вблизи центров нагрузок, причем на подстанциях всех категорий обычно устанавливаются два трансформатора (автотрансформатора). 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 равной или более

$$S_{т} \approx \frac{S_{нг.макс}}{K_{п.ав}} = \frac{S_{нг.макс}}{1{,}4} \approx (0{,}65 - 0{,}7)\, S_{нг.макс}, \qquad (8\text{-}12)$$

где $S_{нг.макс}$ — максимальная нагрузка подстанции на расчетный период в 5 лет, считая с года ввода в работу первого трансформатора; $K_{п.ав} = 1{,}4$ — коэффициент допустимой аварийной перегрузки.

В случае постепенного роста нагрузки допускается установка одного трансформатора в начальный период эксплуатации, если достижение полной нагрузки произойдет не ранее, чем через 3 года после ввода в работу первого трансформатора. При этом должно быть обес-

печено резервирование питания нагрузки по сетям среднего и низшего напряжений. В случае, 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 по номинальному току и току к. з. рассчитывают 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).

На узловых подстанциях с высшим напряжением 330—500 кВ обычно предусматривается одно среднее напряжение. Иное решение должно иметь технико-экономическое обоснование. В варианте с двумя средними напряжениями допускается установка двух пар однотипных автотрансформаторов с разными коэффициентами трансформации. На узловых подстанциях с высшим напряжением 220 кВ и более при наличии напряжений 35, 10 и 6 кВ для питания местной нагрузки целесообразна установка трехобмоточных трансформаторов 10/35/6 кВ. Установка для этих целей трехобмоточных трансформаторов, подключенных к сети среднего напряжения (например, 110—220/35/6 кВ), требует специальных обоснований.

Установка одного трансформатора на подстанции допускается, если:

а) имеется второй источник питания потребителей первой и второй категории по сетям среднего и низшего напряжений, а при небольшой мощности последних — другие источники на стороне низшего напряжения (резервный двигатель-генератор, аккумуляторная батарея и т. д.). Резервный источник для потребителей первой категории должен иметь систему автоматического ввода резерва (АВР);

б) потребители подстанции относятся ко второй и третьей категориям и имеется централизованный трансформаторный резерв, позволяющий заменить поврежденный трансформатор в течение одних суток.

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) 6—330 кВ.

Схемы электрических соединений на стороне высшего напряжения

Электрические подстанции являются одним из наиболее массовых элементов энергосистем; их число значительно больше числа электростанций. Отсюда следует

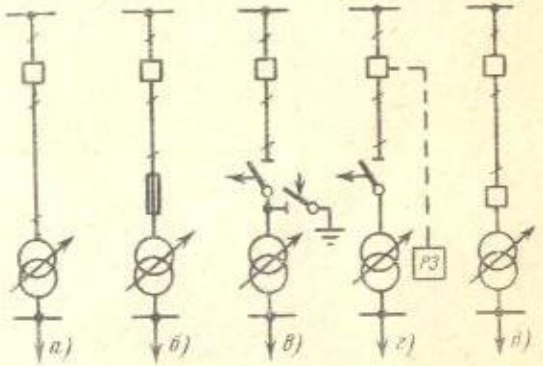


Рис. 8-21. Блочные схемы однотрансформаторных подстанций.

необходимость упрощения главных схем и удешевления соответствующих РУ подстанций.

Подстанции делятся на тупиковые, ответвительные и узловые. Однотрансформаторные тупиковые подстанции выполняются по блочной схеме линия — трансформатор с установкой на стороне высшего напряжения разъединителя (рис. 8-21, *а*), разъединителя и предохранителя (рис. 8-21, *б*), разъединителя, отделителя и короткозамыкателя (рис. 8-21, *в*) или разъединителя и отделителя с передачей отключающего импульса на выключатель головного участка линии по

телеканалу (рис. 8-21, *г*); в отдельных случаях устанавливают выключатель и разъединитель (рис. 8-21, *д*). Аналогичные схемы могут применяться при подключении однотрансформаторных подстанций на ответвления

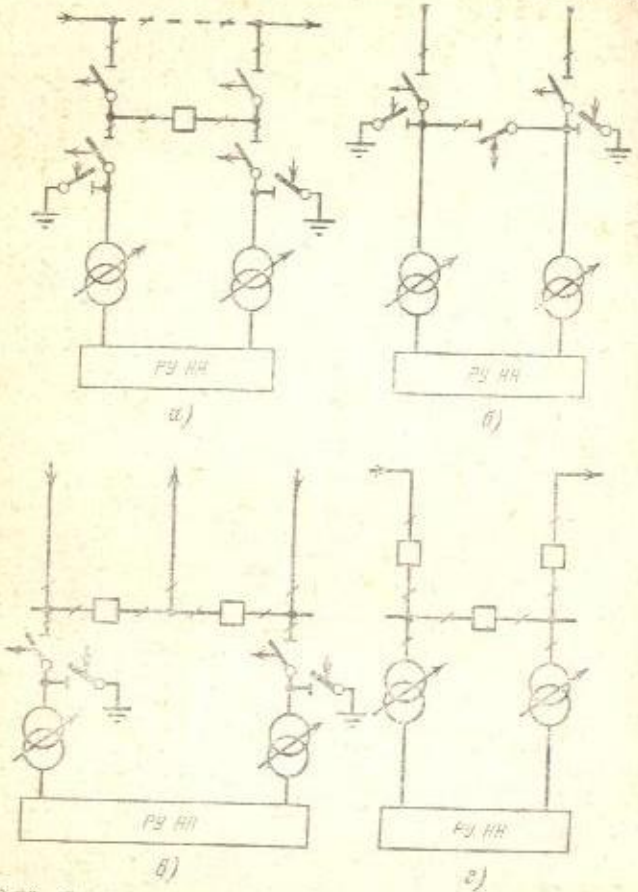


Рис. 8-22. Схемы мостиков для двухтрансформаторных подстанций.

от проходящих линий. На однотрансформаторных подстанциях с высшим напряжением 110 кВ и более в случаях транзита мощности через подстанцию, необходимости секционирования сети, а также применения пофазного АПВ линий применяется схема треугольника. Для двухтрансформаторных подстанций при напряжении до 220 кВ Нормами технологического проектирования рекомендуются следующие схемы: блоки линия—трансформатор; мостик с отделителями в цепях линий и трансформаторов, выключателем в цепи перемычки и шунтирующей перемычкой из двух разъединителей (рис. 8-22, *а*); мостик с отделителями в цепях линий и отделителем двустороннего действия в цепи перемычки (рис. 8-22, *б*); четырехугольник; двойной мостик с подключением тупиковой линии через два выключателя (рис. 8-22, *в*). При наличии достаточных обоснований может быть также применена схема мостика с выключателями в цепях линий (рис. 8-22, *г*). Кроме того, рекомендуются схемы: одна секционированная система шин с обходной и присоединением трансформаторов через выключатели или отделители (при числе линий до четырех); две системы шин с обходной системой (при числе линий семь и более). На напряжении 35 кВ при числе линий более 10 допускается применение схемы с двумя системами шин. Схемы многоугольников могут сочетаться со схемами линия—трансформатор с подключением трансформаторов к линиям, не оборудованным устройствами для пофазного АПВ.

На стороне высшего напряжения мощных узловых подстанций 330—500 кВ рекомендуются к применению схемы повышенной надежности: треугольник; четырехугольник; трансформатор—шины (при числе линий не более четырех и при незагрязненной атмосфере); с тремя выключателями на две цепи, связанные треугольники и четырехугольники с выключателями в перемычках. Описание основных качеств указанных схем дано выше (§ 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 уровней токов к. з. обычно принимается раздельная работа секций. При необходимости более глубокого ограничения уровня токов к. з. применяются расщепленные трансформаторы, а также простые и сдвоенные групповые реакторы, которые устанавливаются в цепях трансформаторов. Отходящие линии, как правило, не реактируются.

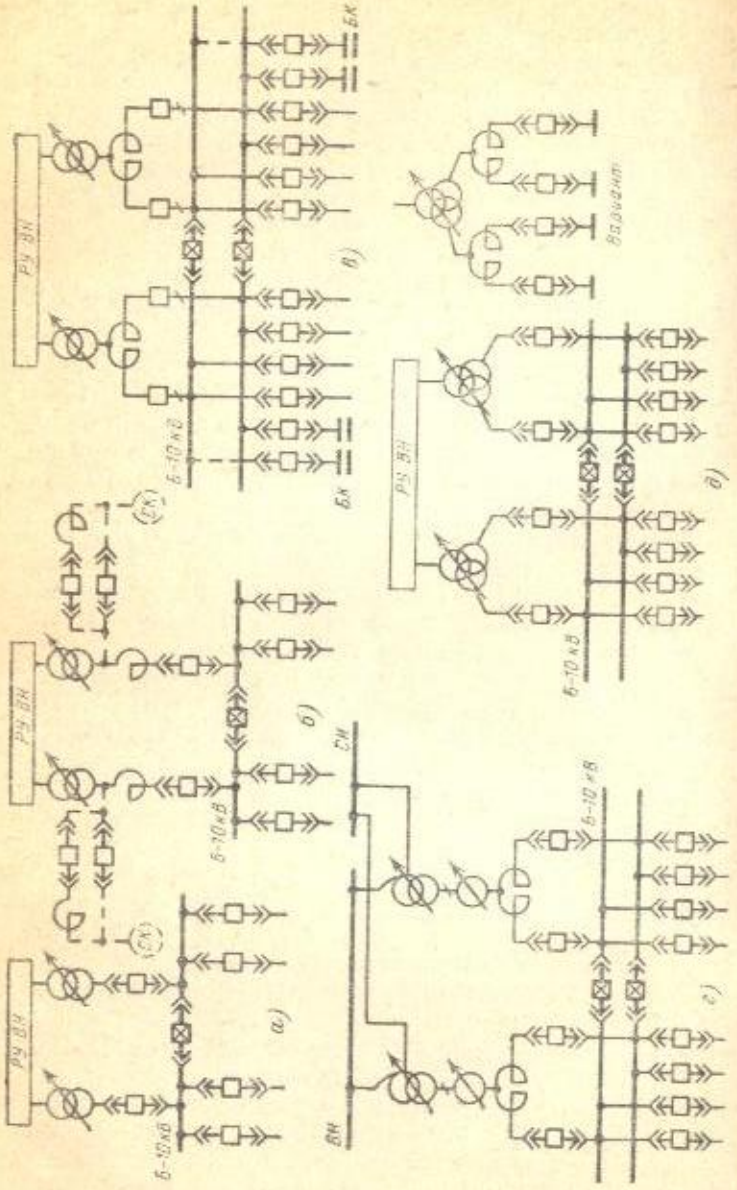


Рис. 8-23. Схемы электрических соединений распределительных устройств низшего напряжения подстанций.

Секционные реакторы на подстанциях ввиду отсутствия местных источников энергии малоэффективны и поэтому не применяются.

Допустимый уровень токов к. з. на подстанциях зависит от параметров электрооборудования и параметров распределительной сети. Снижение уровня токов к. з. электрически удаляет потребителей от источников энергии и при прочих равных условиях ухудшает устойчивость работы комплексной нагрузки во время переходных процессов.

При наличии на подстанции синхронных компенсаторов (СК) последние включают непосредственно после трансформаторов. Способ пуска СК зависит от его мощности; при $S_{ном} \leqslant 7{,}5$ МВ·А применяют прямой пуск, при большей мощности — реакторный. Батареи статических конденсаторов (БК) обычно подключают непосредственно к секциям РУ низшего напряжения. Линейные регулировочные автотрансформаторы, а также вольтодобавочные трансформаторы 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 к. з., надежности работы оборудования и т. п.

Типовые схемы электрических соединений РУ низшего напряжения подстанций приведены на рис. 8-23.

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. 8-3 приведены ориентировочные значения максимальной нагрузки собственных нужд $P_{с.н.макс}$, отнесенные к установленной мощности электро-

Таблица 8-3

Тип электроустановки	$\frac{P_{с.н.макс}}{P_{уст}}$, %	$\frac{W_{с.н}}{W_{выр}}$, %	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
Подстанции:			
районная	50—200 кВт	—	—
узловая	200—500 кВт	—	—

станций $P_{уст}$, расхода энергии на собственные нужды $W_{с.н}$ в процентах от годовой энергии $W_{выр}$, выработанной электростанцией, суммарного коэффициента спроса электроприемников собственных нужд и данные по собственным нуждам подстанций.

В проектной практике коэффициент спроса принимают дифференцированно для разных групп потребителей: от 0,35 (для мелких 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).

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. Распределение расхода электроэнергии по отдельным группам потребителей ТЭЦ и КЭС дано в табл. 8-4.

Электроприемники собственных нужд по их влиянию на технологический режим электроустановки условно

Таблица 8-4

Тип электростанции	Расход электроэнергии, %							
	Хранение и подача топлива	Топливоприготовление	Тяга и дутье	Питание котлов	Циркуляционные насосы	Сетевые насосы	Прочие потребители	Всего
ТЭЦ:								
угольная пылеугольная	1,5	2	31,5	13	16,5	26,5	9	100
газомазутная	1	28	21	9,5	20	8,5	12	100
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

делят на ответственные и неответственные. К ответственным относят электроприемники, выход из строя которых может привести к нарушению нормальной работы или к аварии на электростанции или подстанции. Такие электроприемники требуют особо надежного питания.

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 заземленной нейтралью) — для питания мелких электроприемников. Напряжение 660 В на

отечественных электрических станциях и подстанциях пока не используется. Принятие 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 (уровень токов к. з., условия самозапуска) соображениям 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—200 кВт. Двигатели 10 кВ могут иметь сопоставимые технико-экономические показатели, только начиная с мощности 630 кВт.

На КЭС, ТЭЦ, а также АЭС высшее напряжение системы 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) производится на напряжениях 3—10 кВ и 380/220 В по блочной схеме от одного первичного источника, а резервное — от другого.

Предельная мощность трансформаторов собственных нужд 3—10/0,4 кВ в настоящее время принимается равной 1000 кВ·А при напряжении короткого замыкания 8%. Предельная мощность в основном лимитируется коммутационной способностью автоматов 0,4 кВ. При

меньшей мощности трансформаторов принимаются сниженные напряжения короткого замыкания (4,5—5,5%). В цепях двигателей и питающих линий сборок 0,4 кВ устанавливаются автоматы. 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 к. з. в сети 0,4 кВ используют реакторы.

Собственные нужды КЭС

Потребители собственных нужд КЭС делятся не только на ответственные и неответственные, но и на блочные и общестанционные.

Перечень ответственных и неответственных потребителей собственных нужд КЭС приведен в табл. 8-5.

Блочная нагрузка питается от трансформаторов собственных нужд блоков, 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 принимается равным: одному — при числе блоков 1 и 2; двум — при числе блоков от 3 до 6 включительно; трем (один не подключен к источнику, но готов к транс-

Таблица 8-5

Основные электроприемники собственных нужд КЭС

ответственные	неответственные
1. Питательные, циркуляционные и конденсатные насосы	1. Мельницы в системах с промежуточным бункером
2. Дымососы и дутьевые вентиляторы	2. Мельничные вентиляторы в системах с промежуточным бункером (если они не выполняют одновременно функций вентиляторов первичного воздуха)
3. Вентиляторы первичного воздуха	3. Механизмы топливоподачи
4. Мельницы и мельничные вентиляторы в системах без промежуточного бункера	4. Механизмы золоудаления
5. Питатели пыли и топочные решетки	5. Механизмы приготовления питательной воды
6. Питатели угля шахтных мельниц	6. Механизмы маслохозяйства электростанции
7. Маслонасосы турбин	7. Механизмы вентиляции помещений
8. Вентиляторы охлаждения генераторов	8. Механизмы компрессорных установок
9. Вентиляторы охлаждения трансформаторов	9. Механизмы электролизных установок
10. Резервные возбудители генераторов	10. Подъемные устройства и прочие вспомогательные механизмы
11. Аварийное электрическое освещение	
12. Валоповоротное устройство	
13. Подзарядные агрегаты аккумуляторных батарей	
14. Аппаратура КИП	

портировке и включению в работу) — при числе блоков 7 и 8.

Каждая сборка 0,4 кВ также имеет рабочее и резервное питание; последнее подается автоматически. Рабочее

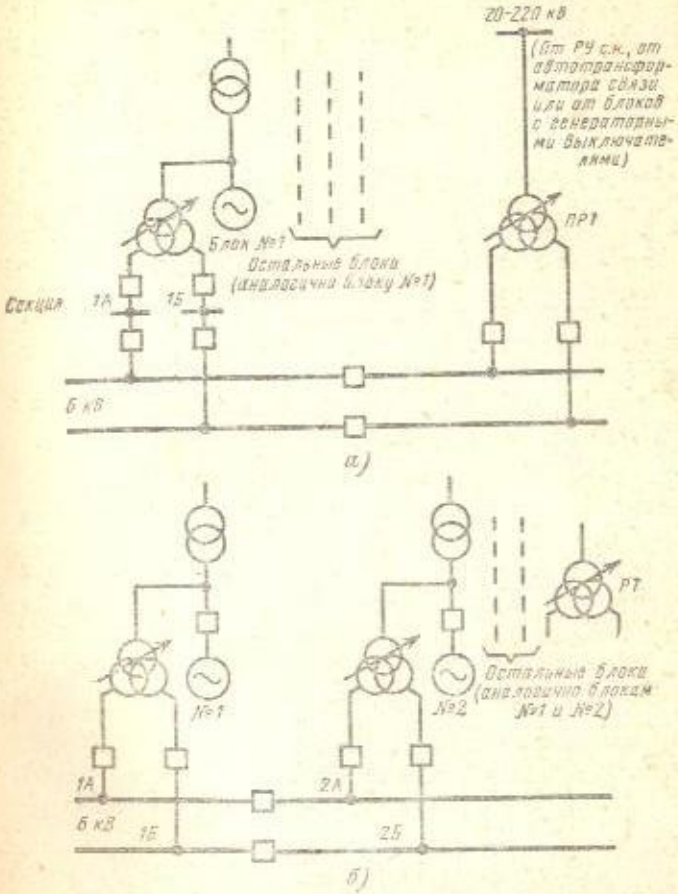


Рис. 8-24. Варианты схем питания собственных нужд 6 кВ КЭС.

питание сборок 0,4 кВ блока осуществляется от секций 6 кВ своего блока, резервное — от секций 6 кВ одного из блоков данной КЭС.

В настоящее время нашли применение две принципиально отличные схемы питания и резервирования потре-

бителей собственных нужд КЭС, показанные на рис. 8-24. В схеме на рис. 8-24, *а* две секции шин собственных нужд каждого блока (*А* и *Б*) 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 пускорезервному трансформатору (трансформаторам) собственных нужд *ПРТ*. 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 (с. н.) не могут обеспечить питание собственных нужд блока при пуске и останове. Последние функции передаются на специальные пускорезервные трансформаторы собственных нужд (*ПРТ*), которые на КЭС с блоками 160 МВт и выше должны обеспечить замену рабочего трансформатора одного блока и одновременный пуск или аварийный останов второго блока.

На электростанциях с блоками, имеющими пускорезервные питательные электронасосы, выбор резервного трансформатора собственных нужд производится по одному из условий:

а) замена рабочего трансформатора с. н. блока, работающего со 100%-ной нагрузкой (на турбопитательном насосе) с одновременным пуском второго блока;

б) замена рабочего трансформатора с. н. блока (при работе на питательном электронасосе) с одновременным пуском второго блока или одного котла при дубль-блоке.

Резервный трансформатор должен обеспечивать самозапуск электродвигателей ответственных механизмов с. н. (допустимо отключение неответственных механизмов) при расчетном времени перерыва питания (порядка 2,5 с), определяемом временем действия релейных защит, временем отключения выключателей, временем действия системы автоматического включения резерва (АВР) и характером взаимодействия электрических и технологических защит и блокировок. Самозапуск электродвигателей собственных нужд должен быть обеспечен без мероприятий по ступенчатому включению электродвигателей.

Мощность трансформаторов собственных нужд ограничивается допустимым уровнем токов к. з. в сети 6 кВ, который должен соответствовать отключающей способности устанавливаемых выключателей (ВМП-10 или ВЭМ-6). Расчетный ток к. з. определяют с учетом тока подпитки от электродвигателей.

Схема, показанная на рис. 8-24, *б*, отличается тем, 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 и в резервных магистралях.

Для замены рабочих трансформаторов собственных нужд предусматриваются в зависимости от числа блоков один или несколько не присоединенных к сети резервных трансформаторов *РТ*, каждый из которых равен по мощности наиболее крупному рабочему трансформатору. Резервирование питания собственных нужд блока при повреждении силового трансформатора или рабочего трансформатора собственных нужд производится от смежных блоков, для чего одноименные секции собственных нужд двух смежных блоков соединяются с помощью нормально отключенных секционных выключателей. Мощность рабочих трансформаторов собственных нужд выбирается по условиям длительного режима с учетом блочной и общестанционной нагрузок на своих секциях и общестанционной нагрузки на секциях смежного резервируемого блока, когда последний отключен.

Вариант схемы питания собственных нужд по рис. 8-24, *б* обладает определенными технологическими преимуществами по сравнению с вариантом схемы по рис. 8-24, *а*. Оба варианта используются при проектировании современных КЭС. Вопросы надежности работы станций с указанными схемами питания собственных нужд требуют дополнительного изучения и эксплуатационной проверки.

Разновидности схем питания собственных нужд 6 кВ КЭС даны на рис. 8-25—8-27.

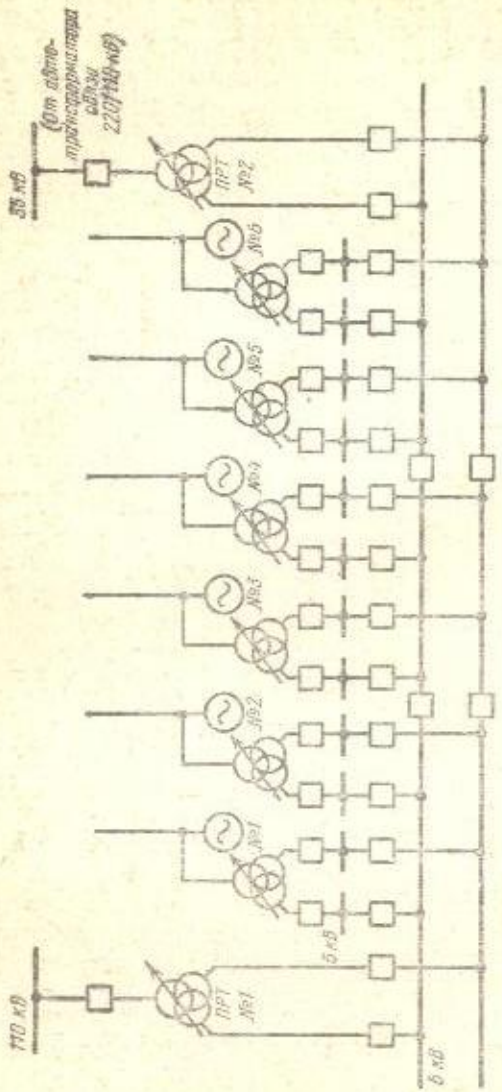


Рис. 8-25. Схема питания собственных нужд 6 кВ КЭС с пускорезервными трансформаторами, подключенными к различным сетям повышенного напряжения.

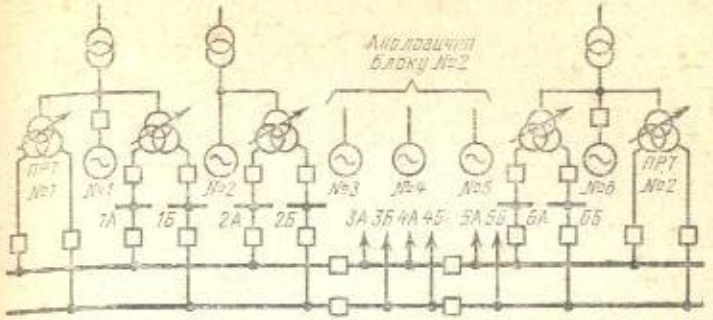


Рис. 8-26. Схема питания собственных нужд 6 кВ КЭС с пускорезервными трансформаторами, подключенными к блокам с выключателями в цепях генераторов.

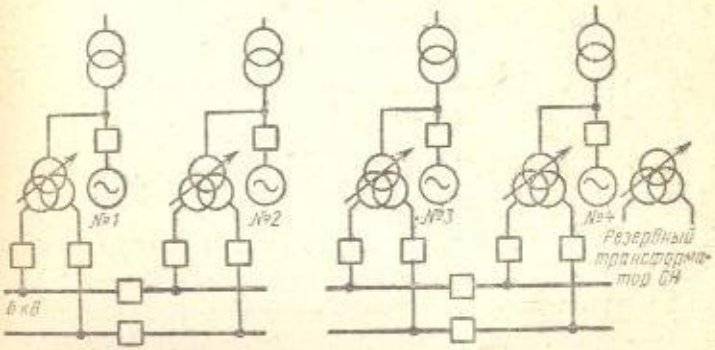


Рис. 8-27. Схема питания собственных нужд 6 кВ КЭС с неприсоединенным резервным трансформатором.

Собственные нужды ТЭЦ

Электроприемники собственных нужд ТЭЦ также делятся на ответственные и неответственные. Номенклатура тех и других практически такая же, как и на КЭС (см. табл. 8-5). 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 принимаются с одной системой сборных шин, а число секций выбирается 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. одна-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 6 рабочих трансформаторов (линий) принимают один резервный трансформатор (одну линию). При этом к одной секции шин 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 принимается 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% выше мощности наиболее крупного рабочего источника;

в) если рабочие источники подключены к ответвлениям от блоков, то мощность резервного источника должна быть достаточной для замены наиболее крупного рабочего источника и одновременного пуска котла или турбины;

г) если рабочие источники подключены к ответвлениям от блоков, причем каждый блок имеет несколько источников, то суммарная мощность резервных источников должна быть достаточной для питания электродвигателей всех котлов, присоединенных к рабочим источникам питания собственных нужд любого блока.

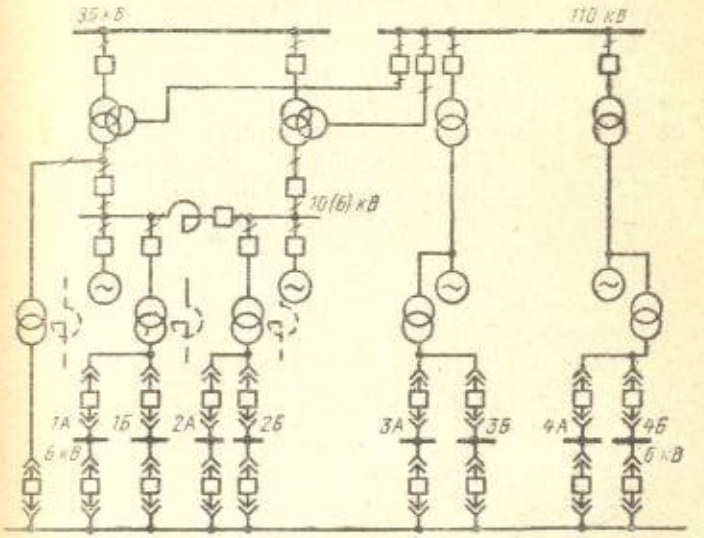


Рис. 8-28. Схема питания собственных нужд ТЭЦ смешанного типа.

Пример схемы питания собственных нужд ТЭЦ смешанного типа дан на рис. 8-28.

На тепловых электростанциях на случай полной, длительной (более 30 мин) потери напряжения промышленной частоты, связанной с авариями на станции 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: элект-

родвигателей валоповоротных устройств, подзарядных агрегатов аккумуляторных батарей, аппаратуры контрольно-измерительных приборов (КИП), 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. 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 секционируется автоматами 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 с. н. 6—10/0,4 кВ принимается один резервный трансформатор с. н. 6—10/0,4 кВ.

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. 8-3).

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. 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 постоянного тока турбогенераторов и т. п. Перерыв питания потребителей 1-й группы допустим на время не более 1—2 с.

К потребителям 2-й группы относятся: механизмы расхолаживания реактора (аварийные питательные насосы, аварийные насосы технической воды, насосы промежуточного контура, насосы вентиляционных систем охлаждения 1-го контура), маслонасосы переменного тока турбогенераторов, валоповоротное устройство, перегрузочная машина и т. д. Перерыв питания потребителей 2-й группы допустим на время от 10 с до 2—3 мин.

Для потребителей 1-й и 2-й группы создается специальная система надежного питания 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 выпрямительных 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 либо через обратимые двигатель-генераторные агрегаты или статические (в том числе обратимые) преобразователи. Потребители 2-й группы в аварийных режимах получают питание либо от дизель-генераторов, либо 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 ввиду необходимости обеспечения ядерной безопасности реактора. Для них допустим перерыв питания на время действия АВР, а в некоторых случаях, зависящих от условий работы технологической схемы, для части ГЦН допустимо даже полное исчезновение питания.

родвигателей валоповоротных устройств, подзарядных агрегатов аккумуляторных батарей, аппаратуры контрольно-измерительных приборов (КИП), 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. 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 блокон секционируется автоматами 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 с. н. 6—10/0,4 кВ принимается один резервный трансформатор с. н. 6—10/0,4 кВ.

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. 8-3).

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. 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 постоянного тока турбогенераторов и т. п. Перерыв питания потребителей 1-й группы допустим на время не более 1—2 с.

К потребителям 2-й группы относятся: механизмы расхолаживания реактора (аварийные питательные насосы, аварийные насосы технической воды, насосы промежуточного контура, насосы вентиляционных систем охлаждения 1-го контура), маслонасосы переменного тока турбогенераторов, валоповоротное устройство, перегрузочная машина и т. д. Перерыв питания потребителей 2-й группы допустим на время от 10 с до 2—3 мин.

Для потребителей 1-й и 2-й группы создается специальная система надежного питания 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 выпрямительных 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 либо через обратимые двигатель-генераторные агрегаты или статические (в том числе обратимые) преобразователи. Потребители 2-й группы в аварийных режимах получают питание либо от дизель-генераторов, либо 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 ввиду необходимости обеспечения ядерной безопасности реактора. Для них допустим перерыв питания на время действия АВР, а в некоторых случаях, зависящих от условий работы технологической схемы, для части ГЦН допустимо даже полное исчезновение питания.

Все независимые источники питания собственных нужд 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.

На рис. 8-29 дана принципиальная схема питания собственных нужд блока с водо-водяным реактором. В этой схеме часть ГЦН нормально получают питание от вспомогательных генераторов, находящихся на общем валу с основными турбогенераторами, а два ГЦН имеют по две питающие линии, подключенные к разным секциям 6 кВ собственных нужд блока.

На рис. 8-30 приведена принципиальная схема питания собственных нужд блока с водо-графитовым реактором.

Следует отметить, что в системе контроля, управления, сигнализации, защиты и автоматики различных АЭС используется значительное число разнотипных механизмов и устройств, требующих для своего питания разнообразных по напряжению и частоте источников: постоянного тока с напряжениями 48, 60, 80, 110, 220, 1000 В; переменного тока с напряжениями 27, 60, 80, 110, 127, 230, 380 В и с частотой сети 1,7; 10; 12,5; 50; 400 Гц.

Наиболее высокие требования к надежности электроснабжения ГЦН предъявляются на АЭС с водо-водяными реакторами под давлением (типа ВВЭР) при использовании в качестве ГЦН насосов бессальникового типа. Допустимый перерыв питания зависит от параметров реактора, а также от типа и числа ГЦН. При работе реактора с номинальной нагрузкой потеря всех ГЦН без срабатывания аварийной защиты (АЗ) допустима только на несколько десятых долей секунды. Потеря питания части ГЦН без срабатывания АЗ допустима, если обеспечено автоматическое снижение мощности реактора до уровня, соответствующего новому уровню расхода теплоносителя. Требования к надежности питания ГЦН указываются в технических условиях на реактор.

После срабатывания АЗ необходима работа части ГЦН для аварийного расхолаживания реактора. В качестве источников питания ГЦН в режиме аварийного расхолаживания могут быть использованы: специальные вспомогательные генераторы собственных нужд с авто-

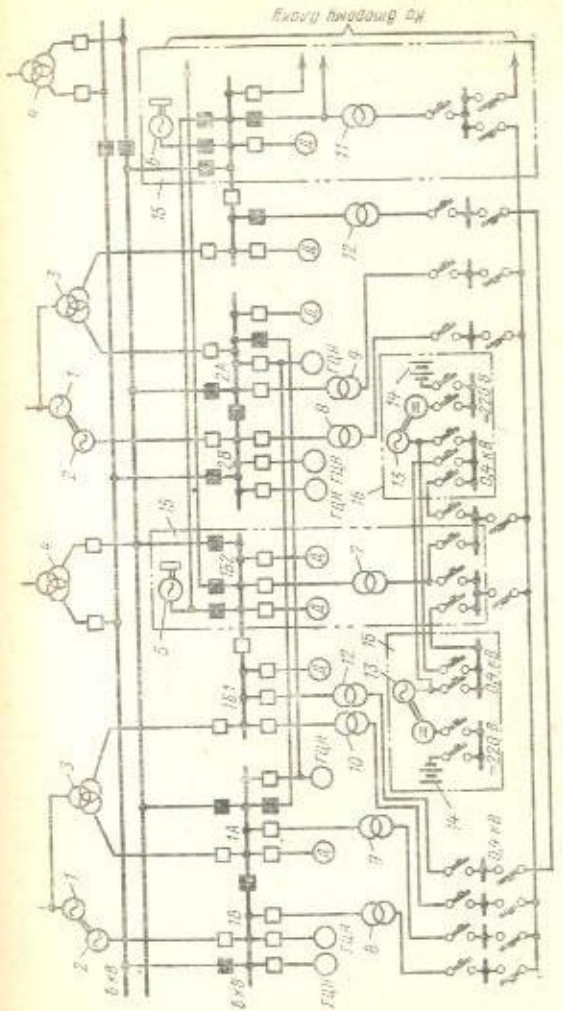


Рис. 8-29. Принципиальная схема питания собственных нужд блока с водо-водяным реактором.

1 — турбогенераторы блока; *2* — вспомогательные генераторы с. н.; *3* — рабочие трансформаторы с. н.; *4* — ускорительные трансформаторы с. н.; *5* — резервный дизель-генератор; *6* — трансформатор сети надежного питания; *7* — трансформатор 6/0,4 кВ; *8* — рабочий дизель-генератор; *9* — блочные трансформаторы 6/0,4 кВ; *10* — общестанционный трансформатор 6/0,4 кВ; *11* — трансформатор СУЗ и компенсаторов объема; *12* — трансформатор объединенного вспомогательного корпуса; *13* — обратимые двигатель-генераторы; *14* — аккумуляторные батареи; *15* — сеть надежного питания второй группы; *16* — сеть надежного питания первой группы; *ГЦН* — главный циркуляционный насос; *Д* — прочие двигатели 6 кВ

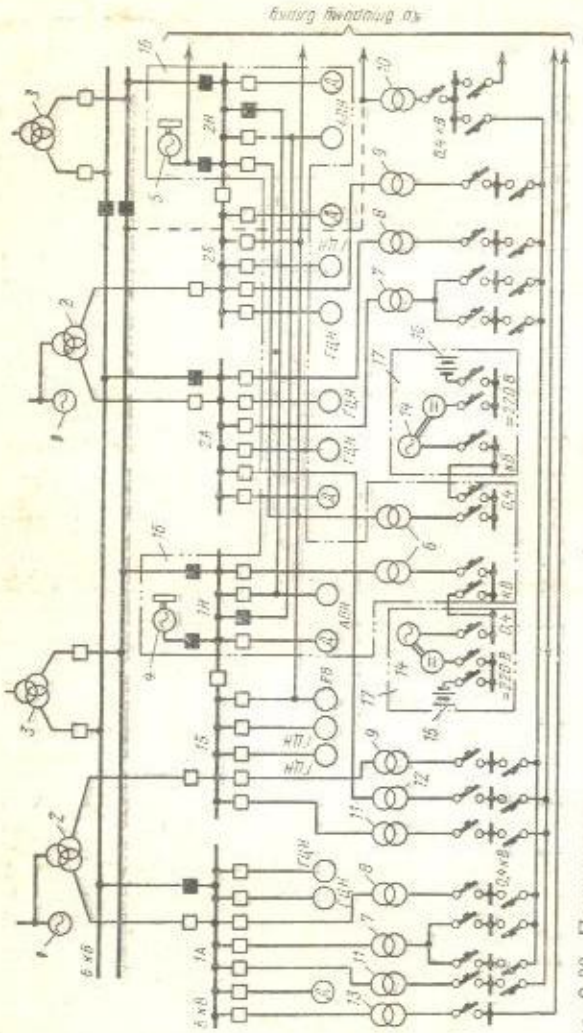


Рис. 8-30. Принципиальная схема питания собственных нужд блока с водо-графитовым реактором

1 — турбогенераторы блока; *2* — рабочие трансформаторы с. н.; *3* — пускорезервные трансформаторы с. н.; *4* — рабочий дизель-генератор; *5* — резервный двигатель-генератор; *6* — трансформаторы сети надежного питания; *7* — трансформаторы зашинного зала; *8* — трансформаторы вентиляционного центра; *9* — трансформаторы аппаратного зала; *10* — резервный трансформатор 6/0,4 кВ; *11* — трансформатор мастерских и химлаборатории; *12* — трансформатор компрессорной; *13* — трансформатор СРУ; *14* — обратимые двигатель-генераторы; *15* — аккумуляторные батареи; *16* — сеть надежного питания 2-й группы; *17* — сеть надежного питания 1-й группы; *ГЦН* — главный циркуляционный насос; *РВ* — резервный возбудитель; *АПН* — аварийный питательный насос; *Д* — прочие двигатели 6 кВ.

номным приводом; энергия выбега основных турбогенераторов АЭС; независимые по сети линии от ближайших электростанций, особенно от ГЭС, допускающих быстрый разворот и включение генераторов в сеть.

В нормальном режиме работы резервирование питания потребителей переменного тока 1-й и 2-й группы осуществляется от зависимых источников питания (трансформаторы собственных нужд, линии 380/220 В), а потребителей постоянного тока — либо от аккумуляторной батареи, либо от обратимых агрегатов.

К 4-й группе потребителей относятся все прочие потребители собственных нужд АЭС, допускающие более длительные перерывы питания.

Собственные нужды гидроэлектростанций

Потребители собственных нужд (с. н.) ГЭС делятся на агрегатные и общестанционные (табл. 8-6), ответственные и неответственные. К ответственным потребителям относятся электроприемники, нарушение электроснабжения которых может привести к повреждению или отключению гидроагрегата, 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 сети, если их питание осуществляется от сети с. н.

Для ГЭС различного типа характерны: относительная стабильность номенклатуры потребителей с. н.; как правило, незначительная мощность электродвигателей; отсутствие электродвигателей постоянного тока и двухскоростных электродвигателей. Электроприемники с. н. ГЭС питаются от сети напряжением 380/220 В. На мощных ГЭС могут быть приемники, требующие питания на

Таблица 8-6

Основные потребители собственных нужд ГЭС	
агрегатные	общестанционные
1. Насосы технического водоснабжения агрегатов	1. Насосы и вентиляторы системы охлаждения трансформаторов (автотрансформаторов) связи и шунтирующих реакторов
2. Насосы водяного охлаждения генераторов	2. Насосы пожарные
3. Насосы водяной смазки подшипников	3. Насосы дренажные
4. Маслонасосы системы смазки агрегатов	4. Компрессоры пневматического хозяйства ОРУ
5. Вспомогательные устройства системы возбуждения генератора	5. Механизмы закрытия дроссельных затворов напорных трубопроводов
6. Насосы и вентиляторы системы охлаждения блочных трансформаторов	6. Электрическое освещение
7. Маслонасосы маслопапорной установки (МНУ)	7. Насосы откачки воды из отсасывающих труб
8. Насосы аварийных сервомоторов закрытия направляющего аппарата турбины	8. Зарядные устройства и вентиляторы аккумуляторной батареи
9. Насосы откачки воды с крышки турбины	9. Обогрев баков и приводов выключателей ОРУ
10. Лекажные насосы	10. Обогрев муфт и подпитывающие устройства маслонаполненных кабелей
11. Компрессоры отжатия воды из полости рабочего колеса турбины для перевода генератора в режим синхронного компенсатора	11. Механизмы подъема быстропадающих щитов
12. Компрессоры зарядки МНУ	12. Отопление и вентиляция помещений ГЭС
13. Приводы задвижек технического водоснабжения	13. Насосы хозяйственного водоснабжения
	14. Сороочистительные машины сороудерживающих решеток

Продолжение табл. 8-6

Основные потребители собственных нужд ГЭС	
агрегатные	общестанционные
	15. Механизмы подъема затворов плотины
	16. Подъемные механизмы ГЭС
	17. Краны различного назначения
	18. Обогрев элементов гидротехнических сооружений (затворы, сороудерживающие решетки и т. д.)
	19. Лифты
	20. Электроприемники механических мастерских

напряжении 6 кВ: 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 с. н. ГЭС — с общим и с раздельным питанием агрегатных и общестанционных электроприемников. Первая схема с одной ступенью напряжения с. н. нашла применение на ГЭС малой и частично средней мощности. Вторая схема с двумя ступенями напряжения с. н. применяется на ГЭС средней и большой мощности.

Примеры схем собственных нужд ГЭС даны на рис. 8-31 и 8-32.

Мощность трансформаторов агрегатных собственных нужд выбирается по суммарной нагрузке с. н. соответствующих агрегатов. Трансформаторы рассчитываются на работу без перегрузки и имеют явный резерв. Главные трансформаторы с. н. принимаются со скрытым резервом и с возможностью аварийной перегрузки. Для электроснабжения агрегатных и большинства общестанционных электроприемников с. н. применяются сухие трансфор-

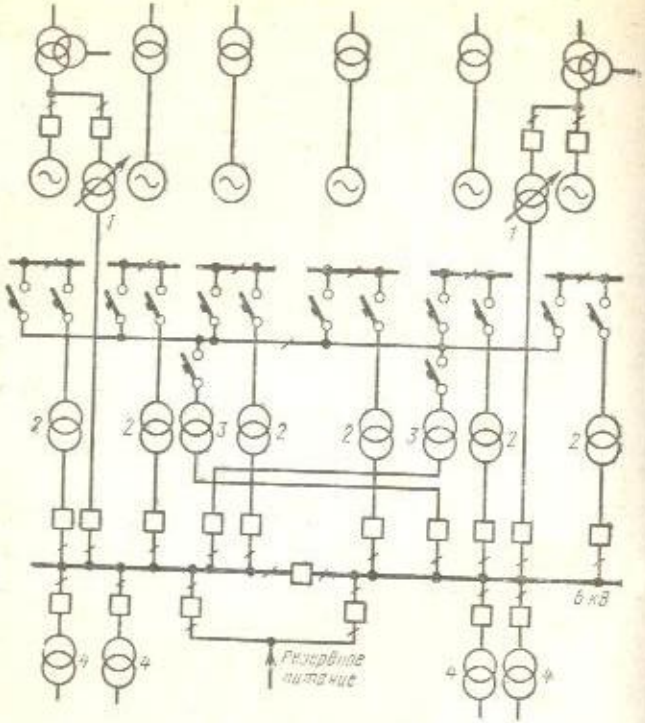


Рис. 8-31. Схема питания собственных нужд мощной ГЭС с общим питанием агрегатных и общестанционных электроприемников.

1 — главный трансформатор с. н.; *2* — трансформатор агрегатных с. н.; *3* — резервный трансформатор агрегатных с. н.; *4* — трансформатор общестанционных с. н.

маторы, включенные по схеме глубокого ввода. В отдельных случаях для резервирования питания с. н. 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 отсутствия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования подстанции проектируются с дежурным персоналом или без него (цент-

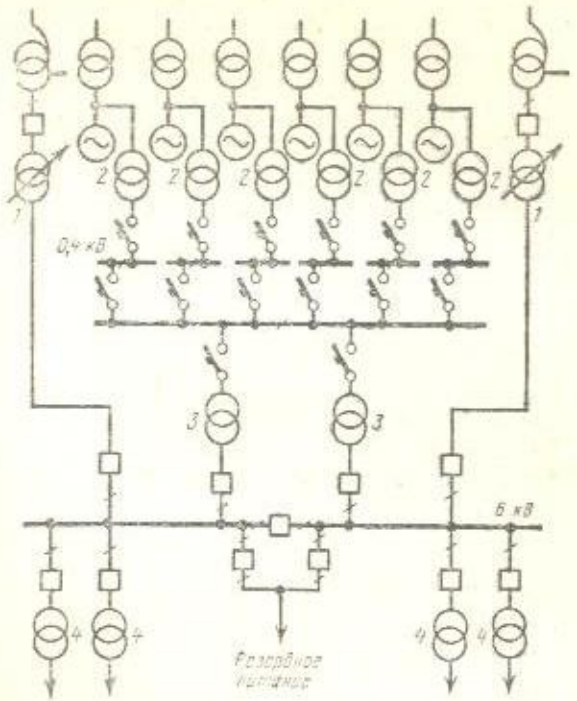


Рис. 8-32. Схема питания собственных нужд мощной ГЭС с раздельным питанием агрегатных и общестанционных электроприемников.

1 — главный трансформатор с. н.; *2* — агрегатный трансформатор с. н.; *3* — резервный трансформатор агрегатных с. н.; *4* — трансформатор общестанционных с. н.

рализованное 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 электросетей, 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.

Потребители с. н. подстанций также делятся на ответственные и неответственные. К первым относятся электроприемники системы охлаждения трансформаторов (автотрансформаторов), аварийное освещение, си-

стема пожаротушения, система подогрева выключателей и приводов, электроприемники компрессорной, система связи и телемеханики.

На двухтрансформаторных (многотрансформаторных) подстанциях устанавливают два трансформатора с. н. со скрытым резервом. На однотрансформаторных подстанциях при наличии на них синхронных компенсаторов, воздушных выключателей и автотрансформаторов с принудительной системой охлаждения также устанавливают два трансформатора с. н. со скрытым резервом, причем один из них подключают на местную сеть 6—35 кВ. На прочих однотрансформаторных подстанциях устанавливают один трансформатор с. н.

Трансформаторы с. н. на подстанциях с постоянным оперативным током подключают к шинам распредустройства 6—35 кВ, а при отсутствии распредустройства — к выводам низшего напряжения трансформаторов (автотрансформаторов). На подстанциях с переменным и выпрямленным оперативным током трансформаторы с. н. подключают на ответвление между выводами низшего напряжения трансформатора (автотрансформатора) и выключателем.

На подстанциях с постоянным оперативным током напряжение сети с. н. 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 малообъемных выключателей (кроме ВМК-110); на подстанциях с высшим напряжением 6—35 кВ, у которых приняты к установке масляные выключатели с пружинными или электромагнитными приводами, 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.

Глава девятая

КОНСТРУКЦИИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ. КОМПОНОВКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

9-1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Распределительные устройства (РУ) электрических станций и подстанций выполняются внутренней и наружной установки, закрытыми с расположением оборудования в зданиях (ЗРУ) и открытыми 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 распредустройства рекомендуется по возможности шире применять комплектные ячейки 6—10 кВ, комплектные распредустройства, а также отдельные узлы заводского исполнения.

Распределительные устройства 35—750 кВ обычно выполняются открытыми.

Закрытые распредустройства 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 особо тяжелых климатических условий (Крайний Север).

Распределительные устройства должны удовлетворять поставленным техническим требованиям в части надежности работы, удобства эксплуатации, безопасности обслуживания, возможности расширения, а также противопожарным требованиям. 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, удовлетворяющих поставленным техническим условиям. Распредустройства выполняются в соответствии с требованиями Правил устройства электроустановок (ПУЭ), Норм технологического проектирования электрических станций и подстанций (НТП), 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 возможность возникновения явлений, опасных для обслуживающего персонала, а при аварийных условиях работа оборудования не сопровождалась повреждением окружающих элементов, возникновением 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 массы 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 разъединяющих устройств с видимым разрывом для отсоединения всех аппаратов электрической 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 3 кВ и выше должны иметь стационарные заземляющие ножи. В распредустройствах, где температура окружающего воздуха может быть ниже —25° С, предусматривается подогрев масла масля-

ных выключателей, а также приводов масляных и воздушных выключателей, блоков клапанов воздушных выключателей и их агрегатных шкафов.

Шины распредустройств, как правило, выполняют из алюминиевых, сталеалюминиевых и реже стальных проводов, труб и полос профильного сечения. Ввиду дефицитности шины из меди применяют только в отдельных, 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 иметь окраску. При трехфазном переменном токе шины фазы *А* имеют желтый цвет; фазы *В* — зеленый цвет; фазы *С* — красный цвет; нулевые шины при изолированной нейтрали имеют белый цвет, при заземленной нейтрали — черный цвет. В ОРУ с гибкой ошиновкой соответствующим цветом окрашивается арматура изоляторов аппаратов. В установках постоянного тока положительная шина окрашивается в красный цвет, отрицательная — в синий, нейтральная — в белый.

Трансформаторы, реакторы и конденсаторы наружной установки окрашивают в светлые цвета для уменьшения нагрева прямыми лучами солнца.

Для снятия механических температурных напряжений и напряжений от вибрации трансформаторов в РУ устанавливаются температурные компенсаторы или принимается 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. Эти ограждения должны иметь следующую высоту: для ОРУ и открыто установленных трансформаторов — 2 м, а для ЗРУ — 1,7 м, при этом сетки должны иметь отверстия размерами не более 25×25 мм, а ограждения — приспособления для запирания их на замок. В ЗРУ при входе в камеры выключателей, трансформаторов и других аппаратов, непосредственно за дверью, допускается применение барьеров на высоте 1,2 м с целью осмотра квалифицированным персоналом камер через барьер при наличии напряжения на токоведущих частях.

Требования к конструкциям закрытых распределительных устройств

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 проверяют на сближение под действием токов к. з. Неизолированные токоведущие части во избежание случайных прикосновений к ним помещают в камеры или ограждают сетками и т. п. Неизолированные токоведущие части, расположенные над полом ниже 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 2300 мм от пола, но ниже размера *Д* располагают от плоскости ограждения на расстоянии *В* (табл. 9-1). Аппараты, у которых нижняя кромка фарфора изоляторов расположена над уровнем пола на высоте 2200 мм 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 быть расположены на таком расстоянии друг от друга, чтобы при отключении какой-либо цепи (например, секции шин) обслуживание ее могло 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 расположении оборудования и 1,2 м при двустороннем расположении оборудования. Ширина коридоров управления, где находятся

Таблица 9-1

№ рисунка	Расстояние	Обозначение	Наименьшие изолирующие 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

приводы выключателей или разъединителей, должна быть соответственно не менее 1,5 и 2,0 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.

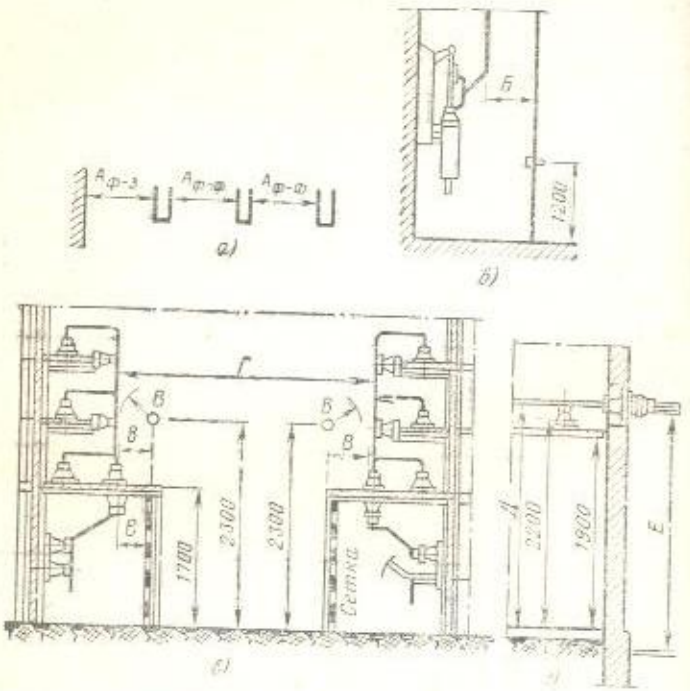


Рис. 9-1. Наименьшие расстояния в свету от токоведущих частей до различных элементов ЗРУ.

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 от 7 до 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, устанавливаются 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 отключаемой мощности. Баковые масляные выключатели с количеством масла до 25 кг, малообъемные выключатели, а также выключатели без масла устанавливают в открытых камерах. При установке малообъемных масляных 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 перегородками. Такими же перегородками или металлическими щитами они отделяются от привода. Верхняя кромка перегородки или щита должна быть на высоте не менее 1,7 м от пола. Для воздушных выключателей защитный щит не требуется. При установке в РУ трансформаторов, 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 камерах согласно ПУЭ выполняются 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 реактора. Реакторы на небольшие номинальные токи устанавливаются вертикально, а на большие токи — ступенчато или горизонтально. Установочные размеры определяются заводом-изготовителем и указываются в каталогах. Вентиляция помещений трансформаторов и реакторов должна обес-

печивать отвод выделяемого тепла. Взрывные коридоры, а также коридоры для обслуживания открытых камер, содержащих оборудование, наполненное маслом или залитое компаундом, оборудуются специальной аварийной вытяжной вентиляцией, включаемой извне и рассчитанной на пятикратный обмен воздуха в час.

Требования к конструкциям открытых распределительных устройств

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.

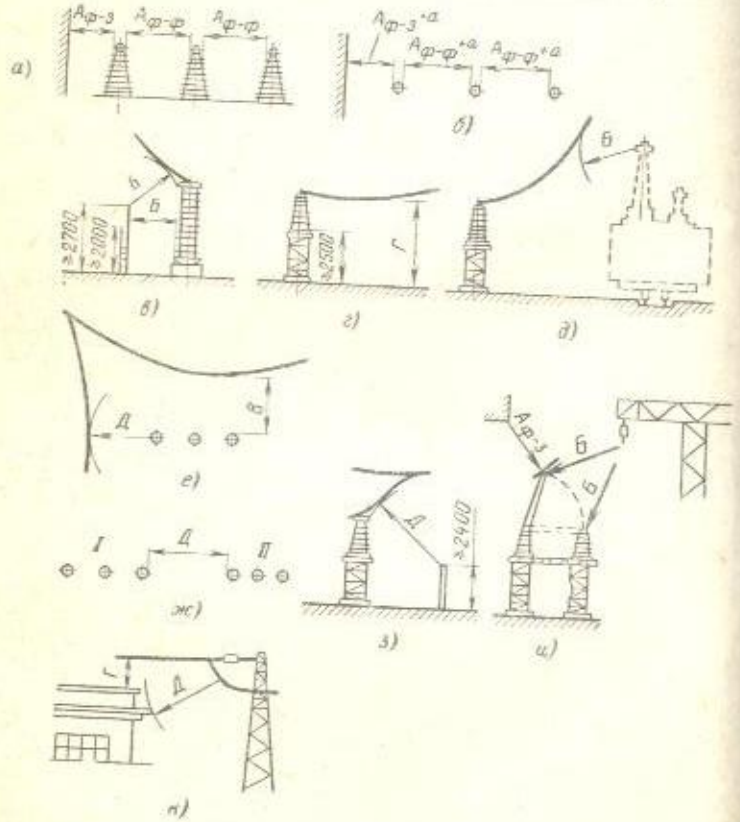


Рис. 9-2. Наименьшие расстояния в свету от токоведущих частей до различных элементов ОРУ.

При использовании гибких шин расстояния 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:

$$A_{ф\ э.к} = A_{ф\text{-}з} + a;$$

$$A_{ф\text{-}ф\ э} = A_{ф\text{-}ф} + a,$$

где

$$a = f \cdot \sin\alpha;$$

f — стрела провеса провода при температуре +15° С, м;

$$\alpha = \operatorname{arctg}\frac{P}{Q},$$

P — давление ветра на провод, Н/м; $Q = mg$ — вес провода, Н/м.

Скорость ветра принимается равной 60% от скорости, учтенной при расчете строительных конструкций.

В распредустройствах 110, 150, 220, 330, 500 кВ при мощностях короткого замыкания, равных или больших соответственно 4000, 6000, 8000, 12 000, 18 000 МВ·А, гибкие шины проверяют на возможность схлестывания или опасного в отношении пробоя сближения в результате динамического воздействия токов к.з. В ОРУ вдоль выключателей предусматривают проезд для передвижных монтажно-ремонтных механизмов и приспособлений, а также для передвижных лабораторий. Этот проезд должен быть не менее 4 м по ширине и высоте. 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 из горизонтально расположенных цепей при наличии напряжения на другой цепи. В случае цепей разного напряжения размеры $В$ и $Д$ принимаются по их значениям для сетей более высокого напряжения.

Таблица 9-2

№ 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, и*	От токоведущих частей или элементов изоляции, находящихся под напряжением, до заземленных конструкций	$A_{ф\text{-}з}$	200	300	400	900	1300	1800	2500	3750
9-2, *а, б*	Между проводами разных фаз	$A_{ф\text{-}ф}$	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, *е*	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 неограждепных токоведущих частей до земли или до кровли зданий при наибольшем провисании проводов	*Г*	2900	3000	3100	3600	4000	4500	5200	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

Для обеспечения сохранности электрооборудования при авариях и пожарах под силовыми трансформаторами и масляными реакторами, имеющими более 1000 кг масла в единице, а также под баковыми масляными выключателями 110 кВ и выше укладывают крупный чистый гравий, гранитный или иной непористый щебень толщиной слоя не менее 25 см выше поверхности планировки и обеспечивают сток масла из-под гравия в системы отвода ливневых вод на безопасное в пожарном отношении расстояние.

Между трансформаторами и реакторами (трехфазными и однофазными) единичной мощностью 60 МВ·А и более и с номинальным напряжением 110 кВ и выше, установленными на расстоянии менее 15 м друг от друга, выполняют огнестойкую перегородку, высота которой должна соответствовать верхней части вводов, а по ширине должна выступать за габариты трансформатора (реактора) на 1 м с каждой стороны. Расстояние между трансформатором (реактором) и перегородкой в свету должно быть не менее 1,25 м.

Контактные соединения проводов и шин, а также присоединения к аппаратам выполняют опрессовкой или сваркой. В отдельных случаях допускаются болтовые соединения.

9-2. ТИПОВЫЕ КОНСТРУКЦИИ ЗАКРЫТЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

Руководствуясь требованиями ПУЭ, ведущие проектные организации (Теплоэлектропроект, Энергосетьпроект, Промэнергопроект, Гидропроект, Электропроект, Гяжпромэлектропроект) периодически разрабатывают новые типовые конструкции РУ различного напряжения электростанций и подстанций применительно к электрическим схемам, рекомендуемым нормами технологического проектирования. Типовые конструкции являются основой при разработке проектными организациями РУ конкретных электроустановок. Кроме конструкций для распредустройств разрабатываются схемы заполнения, показывающие взаимные расположения элементов, а также поэтажные планы и разрезы ячеек.

При разработке типовых конструкций в максимально возможной степени используются 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 заводами, 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. Ведутся разработки конструкций распредустройств с новыми типами изоляции (литая, элегазовая и т. п.), позволяющими резко уменьшить габариты ЗРУ. Ниже дается краткая характеристика 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 выполняются из комплектных ячеек. Генераторные распредустройства (ГРУ) при наличии реакторов на отходящих линиях выполняются 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 (возможны также ответвления к силовым трансформаторам, питающим сеть 35—110 кВ местного района).

Распределительное устройство 6—10 кВ понижающей подстанции с групповыми сдвоенными реакторами. При двух сдвоенных реакторах 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 ячеек равен 3 м.

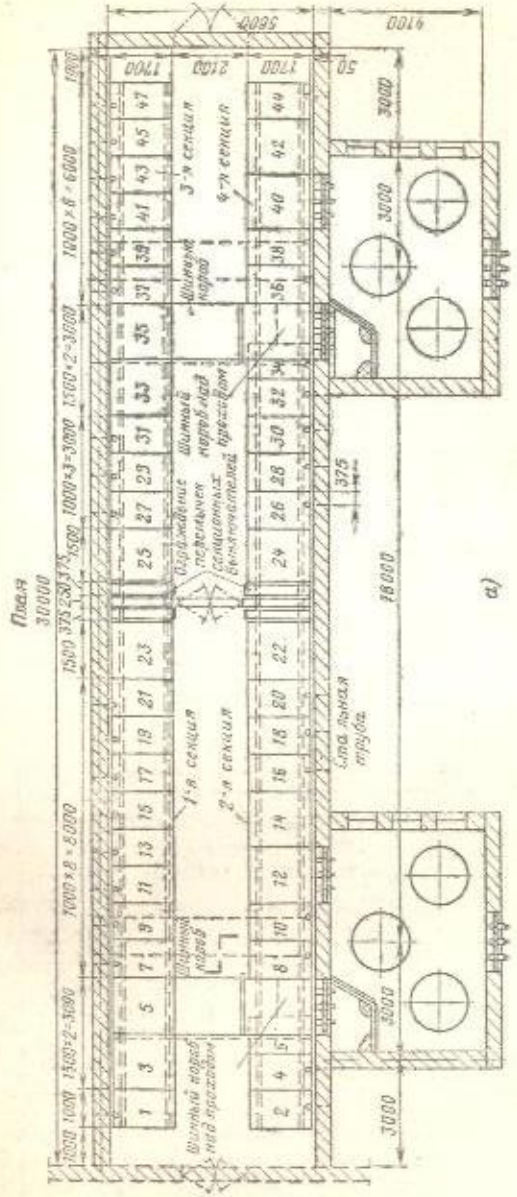
ГРУ 6—10 кВ с одной системой сборных шин, показанное на рис. 9-5, рассчитано на ударный ток 300 кА и выполнено одноэтажным. Разработаны три варианта ГРУ для ТЭЦ с четырьмя генераторами по 60 МВт: I вариант — с групповыми реакторами; II вариант — с групповыми реакторами и мощными токопроводами; III вариант — с групповыми и индивидуальными реакторами.

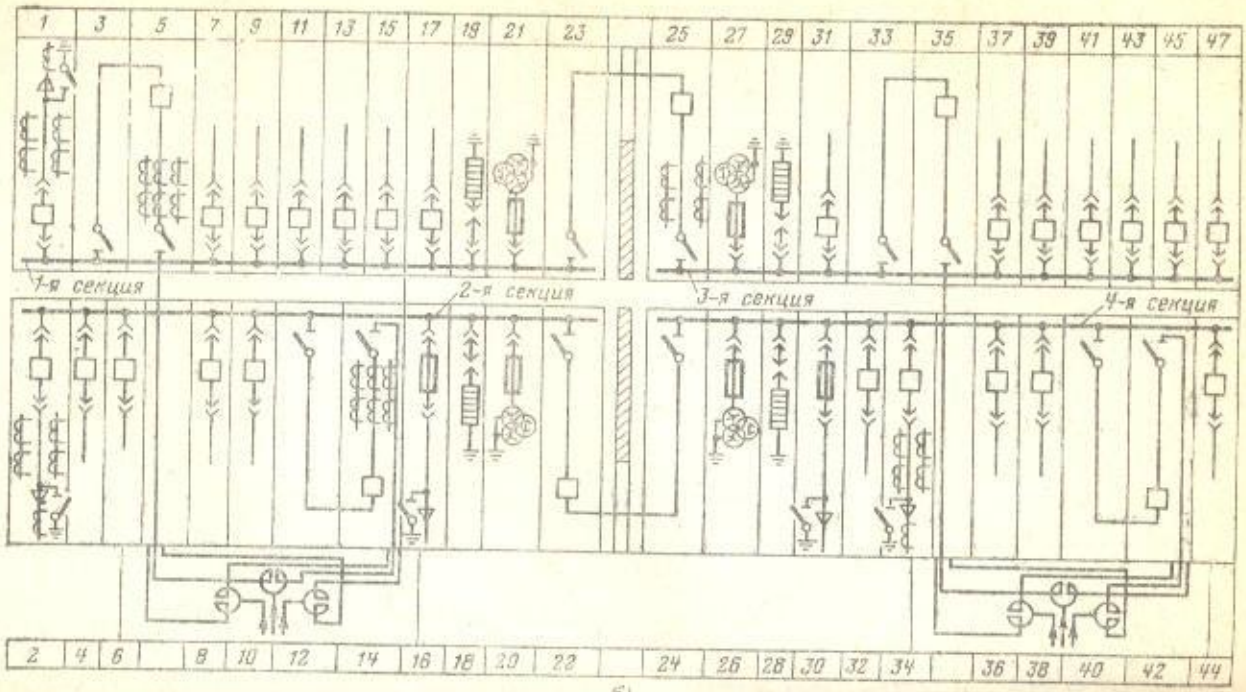
Компоновочное решение подобно принятому на рис. 9-4. Шаг ячейки составляет 3 м, а пролет здания — 18 м.

ГРУ 6—10 кВ с двумя системами сборных шин, показанное на рис. 9-6, рассчитано на ударный ток 300 кА, выполнено двухэтажным с тремя коридорами на каждом этаже. Пролет здания составляет 15 м, шаг по длине — 6 м, шаг ячеек нестандартный — 2,4 м. Блоки шин и шинных разъединителей расположены на втором этаже. 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. Имеется два подземных кабельных туннеля.

Закрытые распределительные устройства 35—110 кВ

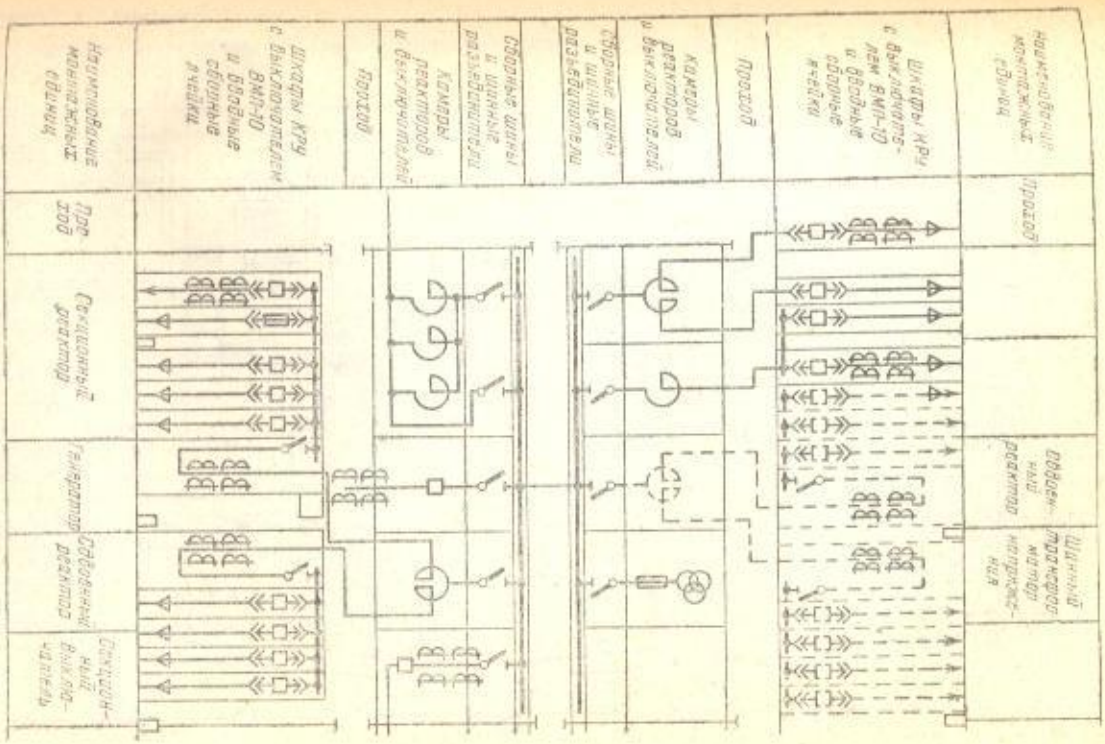
В СССР закрытые распредустройства с обычным оборудованием, предназначенным для наружной установки, спроектированы и выполнены на напряжения 35—220 кВ. За рубежом ЗРУ выполнены на напряжения до 500 кВ. Ряд зарубежных фирм комплектно постав-


Поля
30000
1500 375 2×3000 375 1500
1000×8=8000
1000 1000 1500×2=3000
1000×8=8000
1000×8=8000
1000×3=3000 1500×2=3000
5600
4100
1700
2100
1700
50
3000
3000
3000
3000
375
18000
1-я секция
2-я секция
3-я секция
4-я секция
Шинный коридор
Шинный коридор
Шинный коридор



б)

Рис. 9-3. Распределительное устройство 6—10 кВ понижающей подстанции с групповыми сдвоенными реакторами.
а — план; б — схема заполнения.



а)

Рис. 9-4.

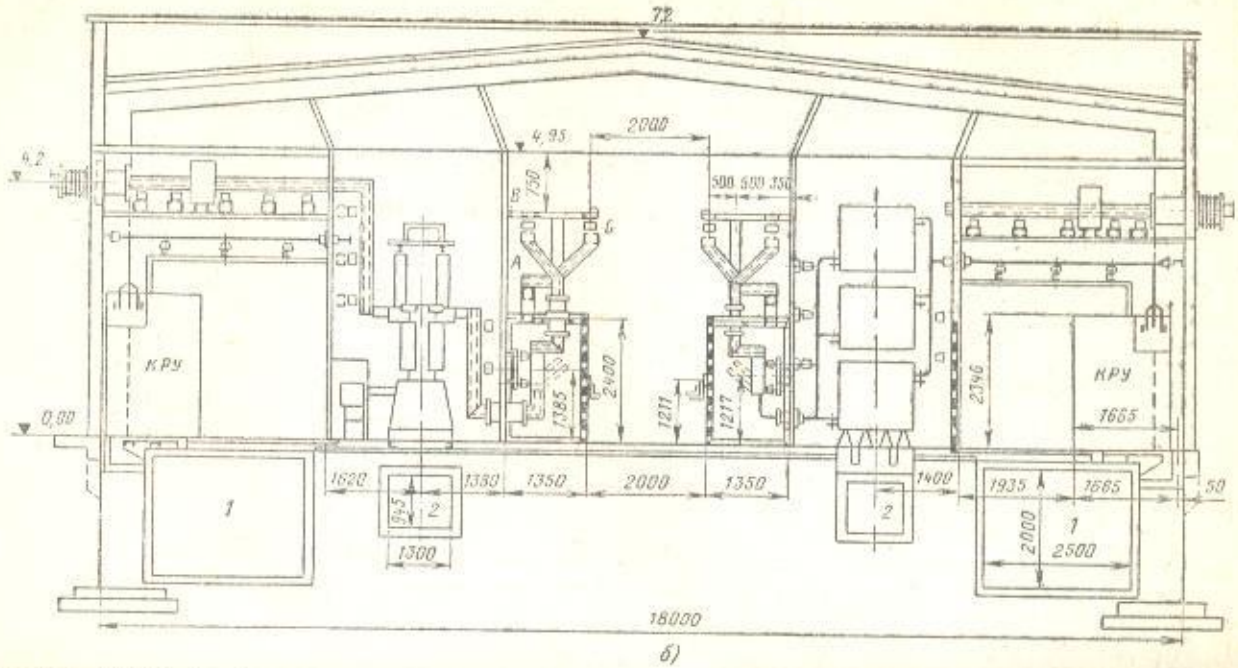


Рис. 9-4. ГРУ 6—10 кВ одноэтажное с одной системой сборных шин (ТЭП, 1962 г.).
а — схема заполнения; б — поперечный разрез.

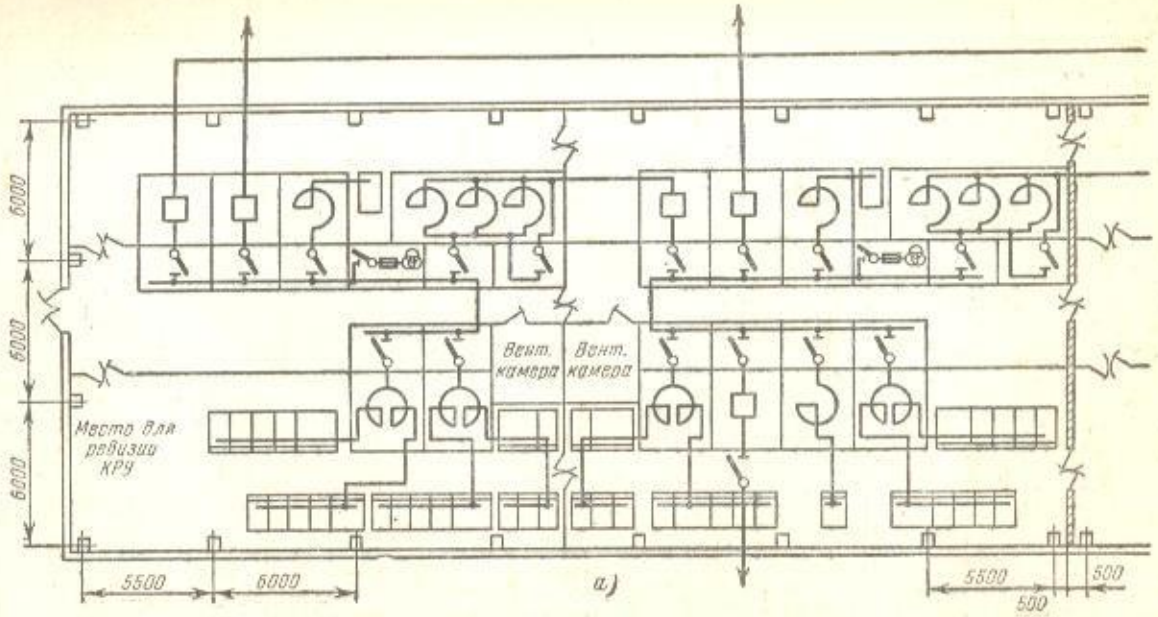
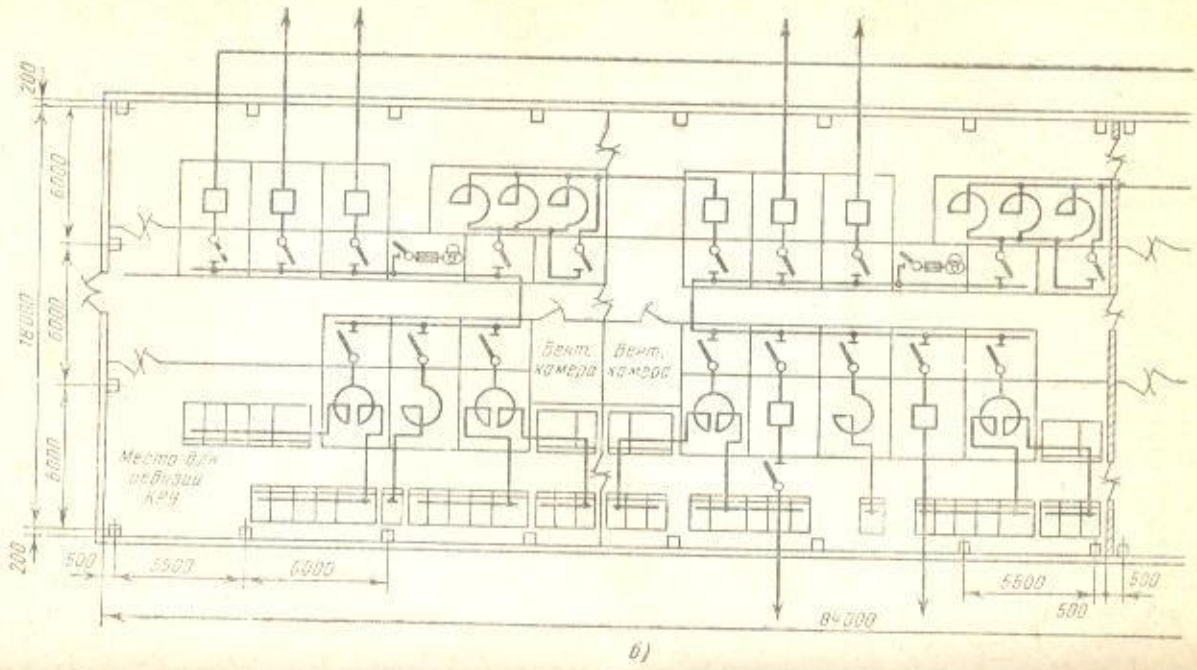
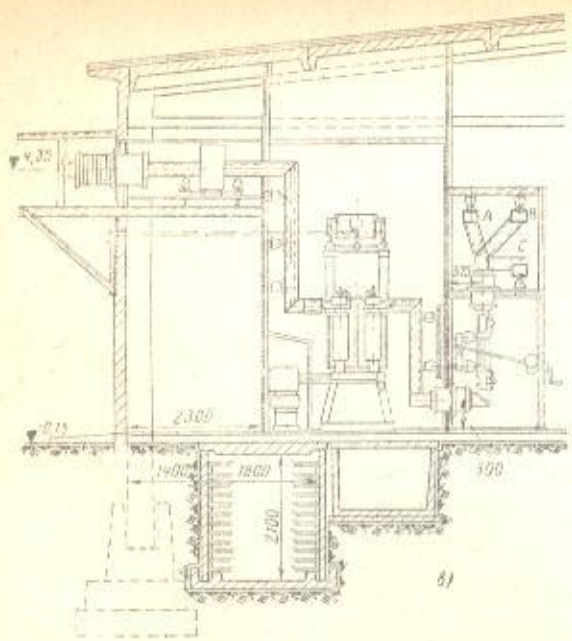


Рис. 9-5.





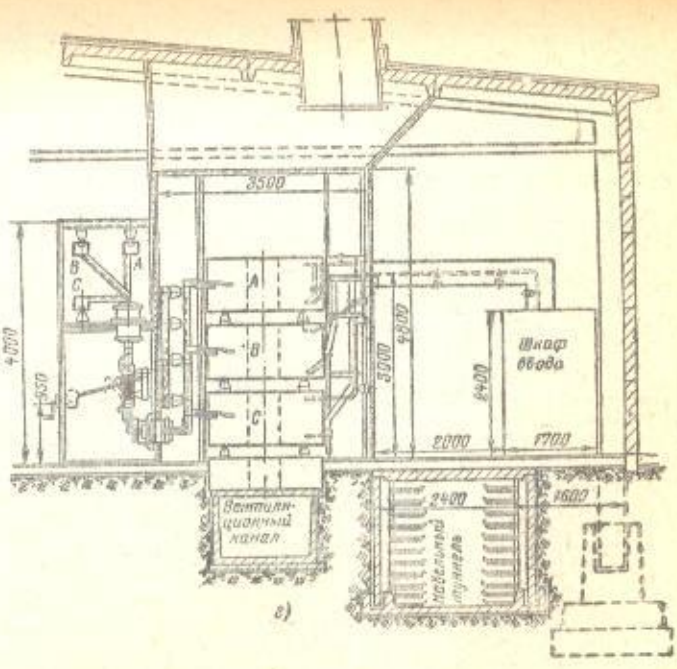
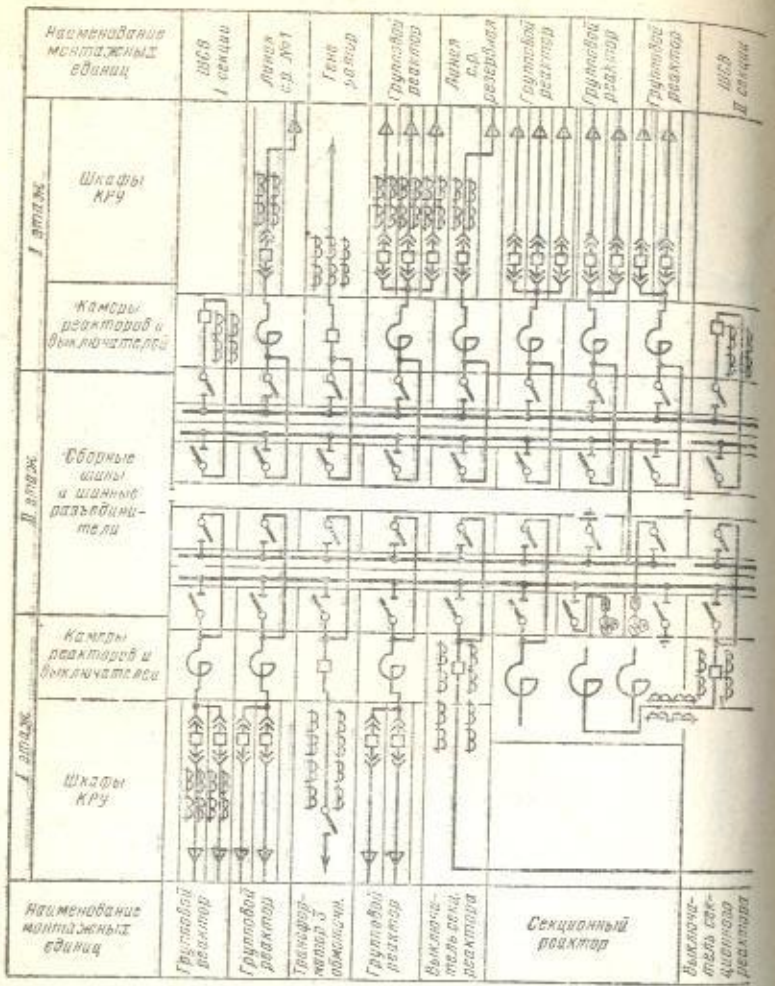


Рис. 9-5. ГРУ 6—10 кВ одноэтажное с одной системой сборных шин (Промэнергопроект, 1967 г.)

а — план-схема заполнения по I варианту; б — план-схема заполнения по III варианту; в — поперечный разрез по ячейке генератора; г — поперечный разрез по групповому реактору.



а)

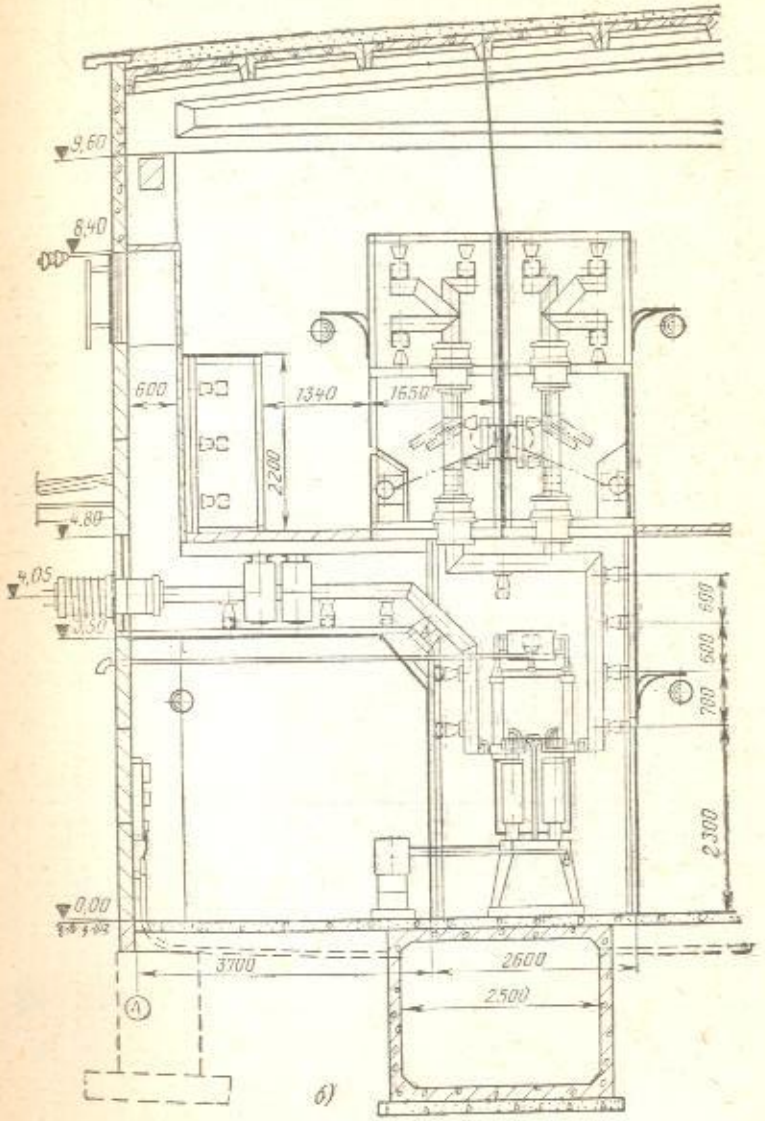


Рис. 9-6. ГРУ 6—10 кВ двухэтажное с двумя системами сборных шин (ТЭП, 1963 г.).

а — схема заполнения; *б* — поперечный разрез по ячейке генератора; *в* — поперечный разрез по ячейке отходящей линии.

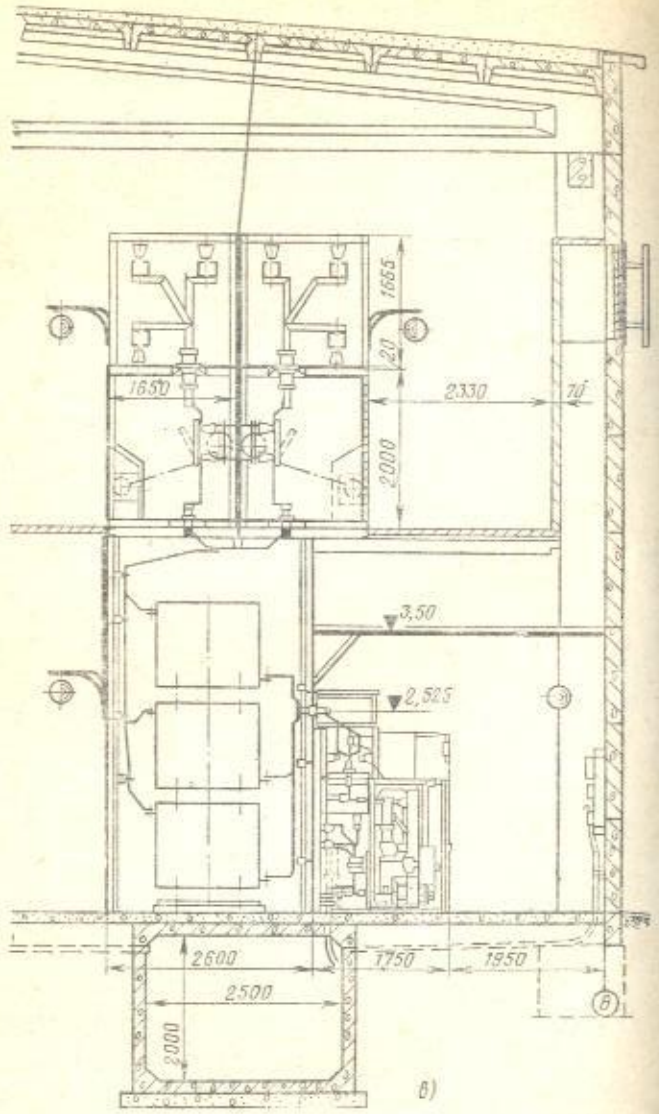


Рис. 9-6.

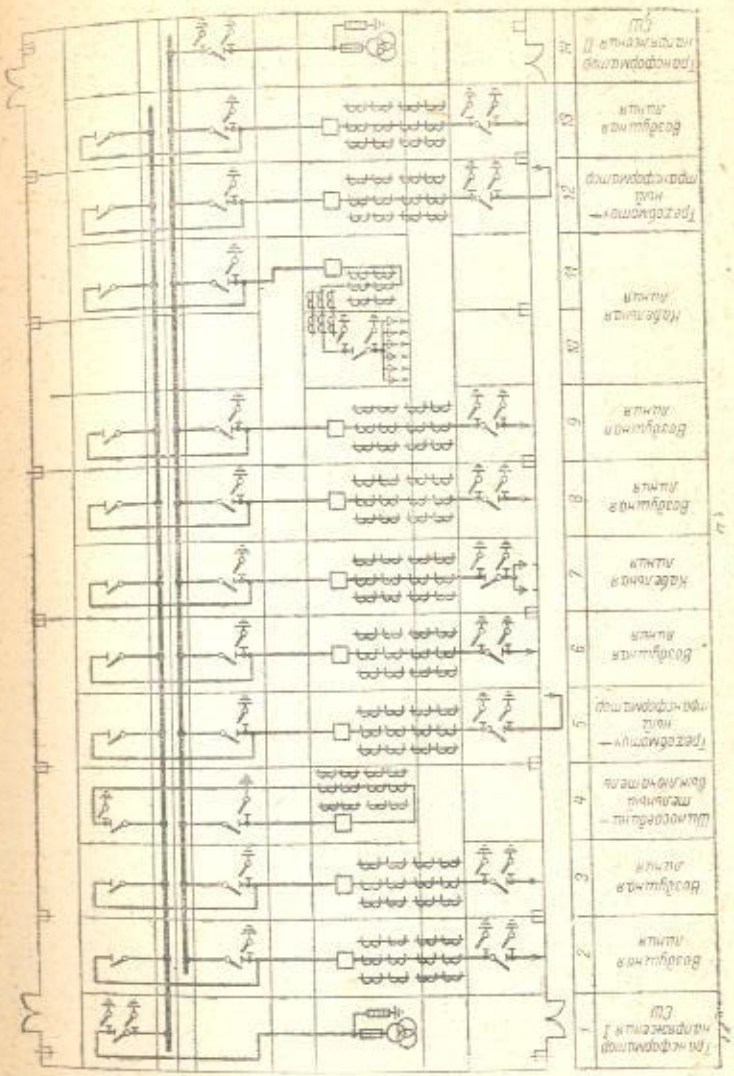


Рис. 9-7.

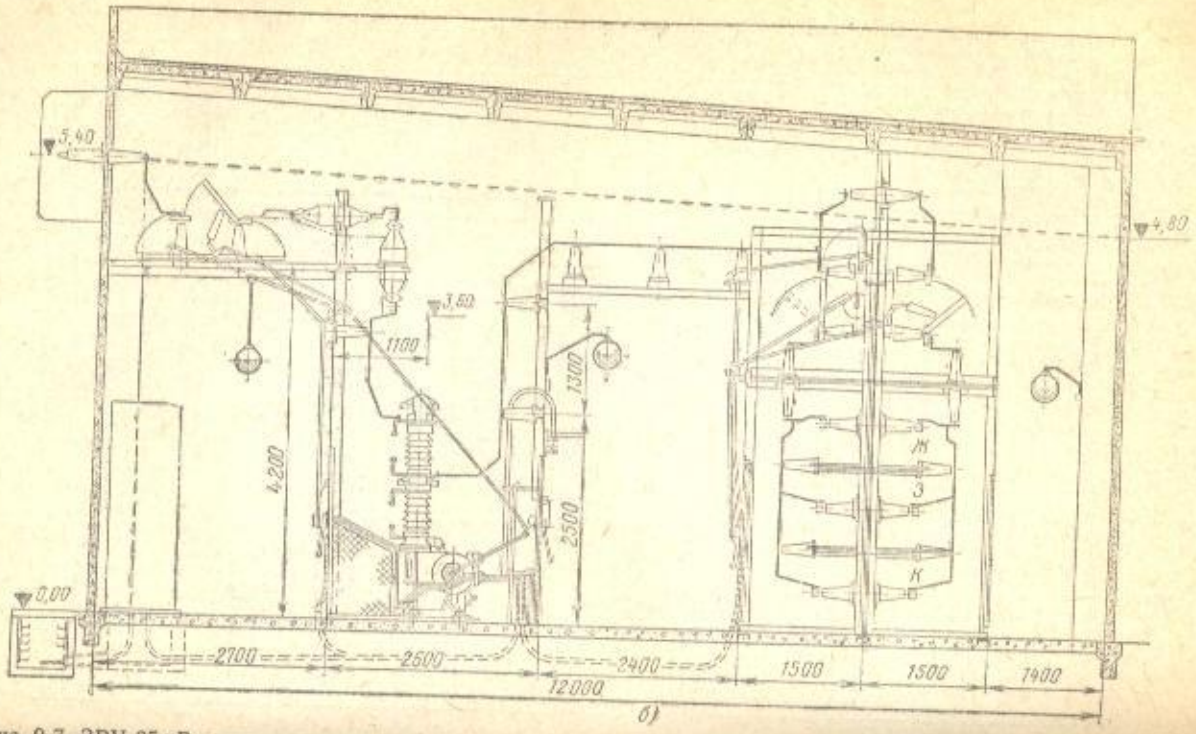


Рис. 9-7. ЗРУ 35 кВ с двумя системами сборных шин (ТЭП, 1962 г.).
а — схема заполнения; *б* — поперечный разрез.

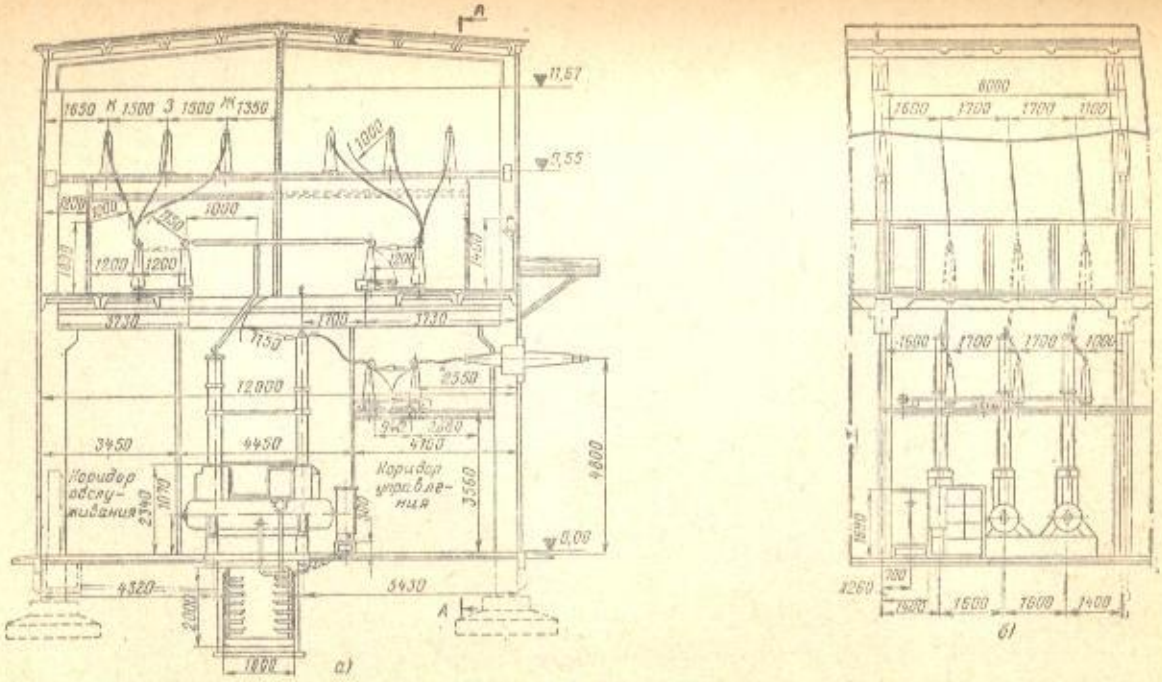


Рис. 9-8. ЗРУ 110 кВ с двумя системами сборных шин (ТЭП, 1959 г.).
а — поперечный разрез; *б* — разрез по *А—А*.

ляет малогабаритные ЗРУ с элегазовой изоляцией. В СССР ЗРУ с элегазовой изоляцией запроектированы на напряжения 110 и 220 кВ.

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 выводов 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 расположен совмещенный туннель для прокладки контрольных кабелей и воздухопроводов воздушных выключателей.

9-3. ТИПОВЫЕ КОНСТРУКЦИИ ОТКРЫТЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

Типовые конструкции открытых распределительных устройств (ОРУ) разрабатываются с учетом необходимости широкого использования унифицированных железобетонных конструкций и укрупненных блоков электрооборудования заводского исполнения. В проекты закладываются современные компоновочные решения, учитывающие как особенности конструкций новых типов электрооборудования (модульность выключателей, двухколонковая конструкция разъединителей, подвесная конструкция выключателей и 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 рассматривается ряд типовых конструкций ОРУ.

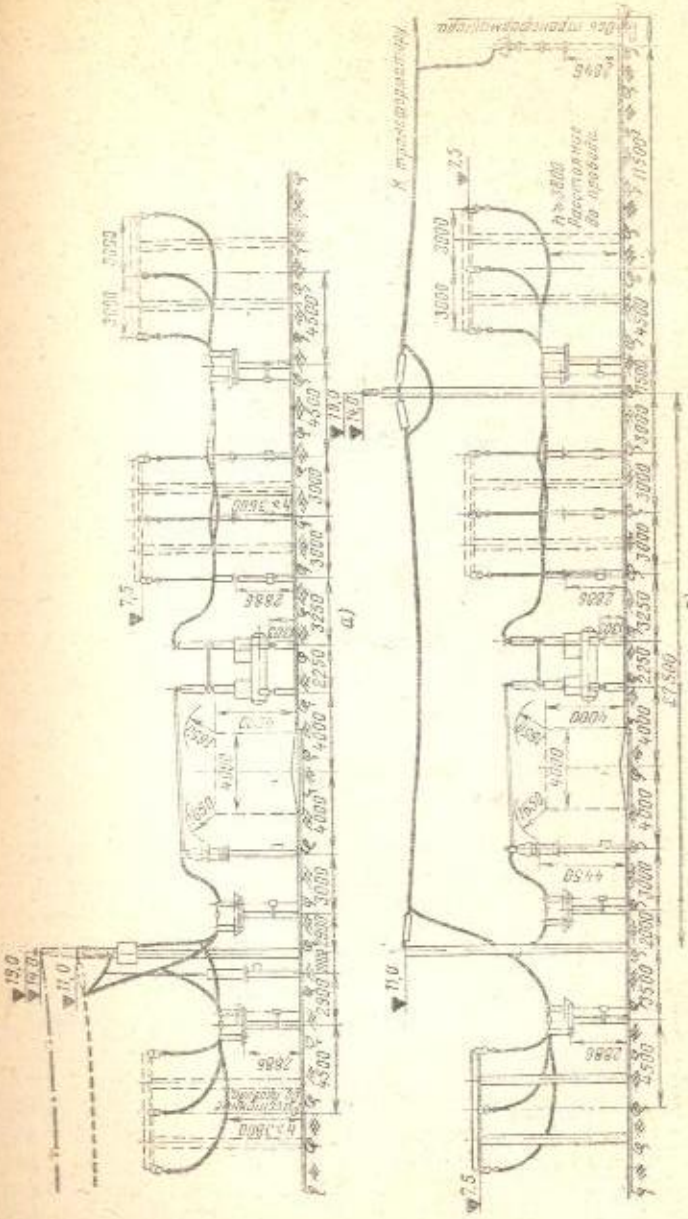


Рис. 9-9.

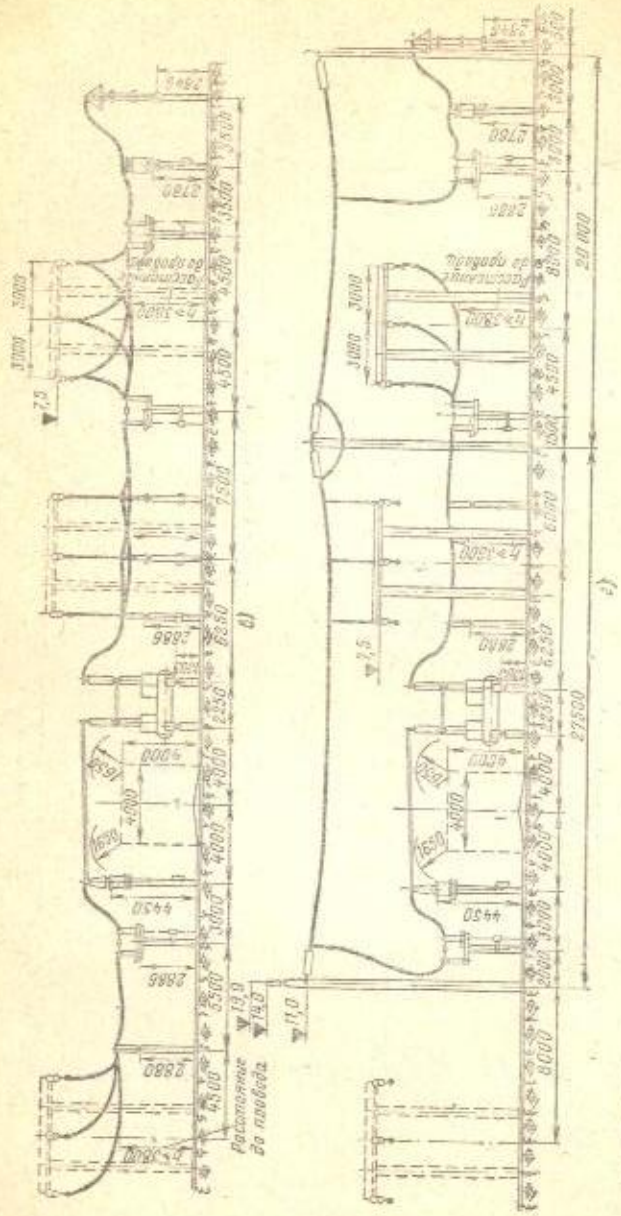
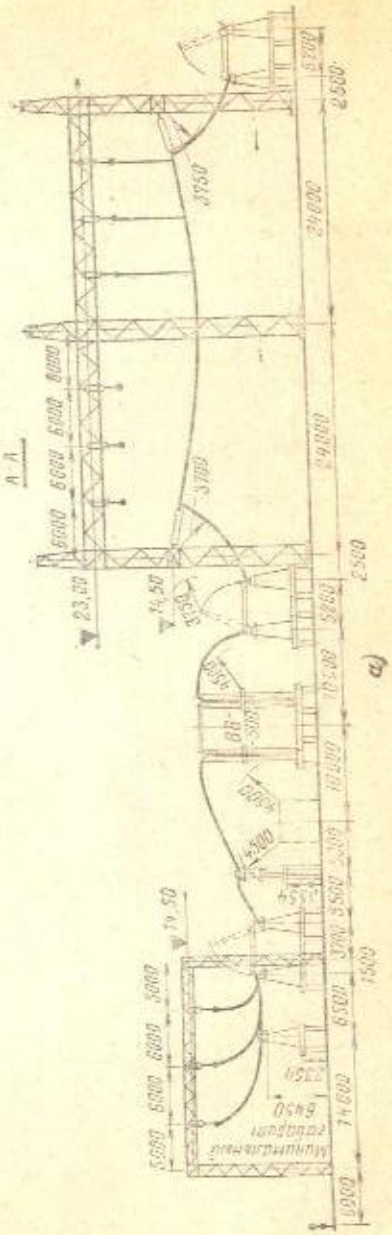


Рис. 9-9. ОРУ 110 кВ с двумя системами сборных шин и с обходной системой (ЭС-1, 1963 г.).
а — разрез по ячейке линии; *б* — разрез по ячейке силового трансформатора; *в* — разрез по ячейке обходного выключателя; *г* — разрез по ячейке шиносоединительного выключателя.

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 снижает надежность работы ОРУ. Выключатели устанавливаются 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.

ОРУ 500 кВ по схеме шестиугольника (рис. 9-10) выполнено с ис-



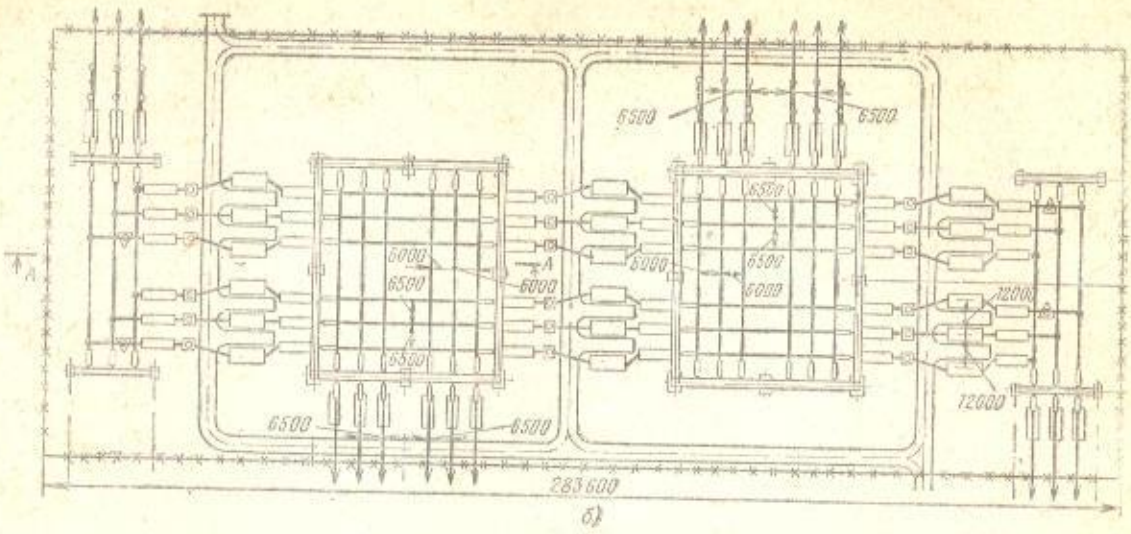


Рис. 9-10. ОРУ 500 кВ по схеме многоугольника (ТЭП, 1965 г.).

а — разрез по *А—А*; б — план.

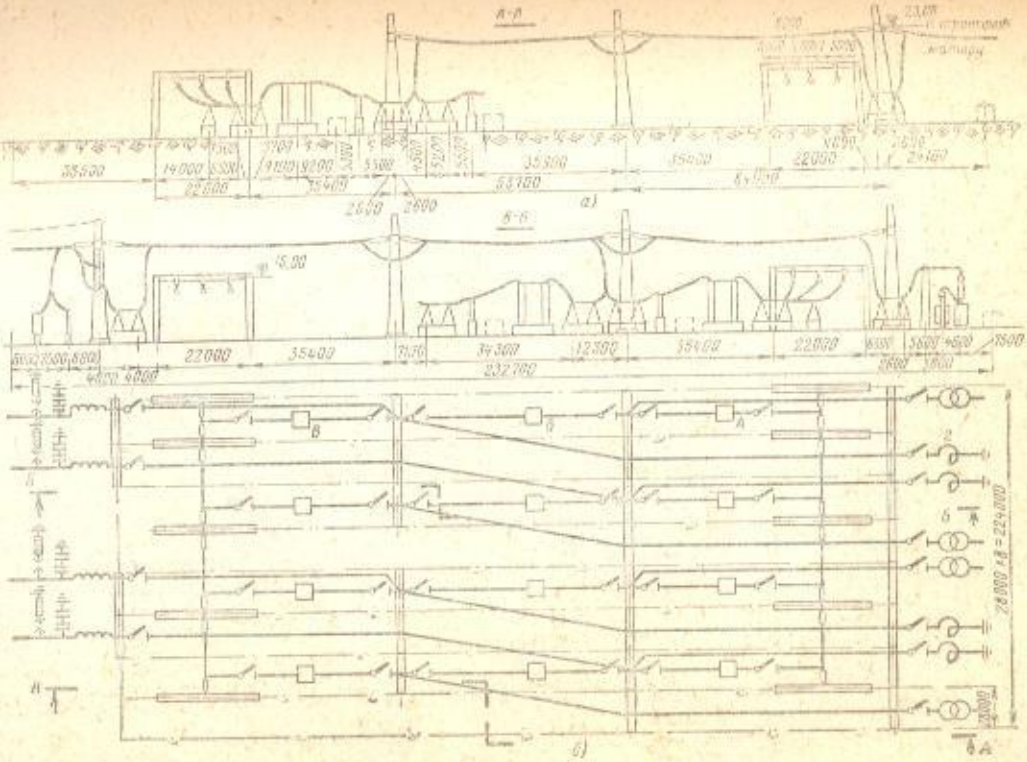
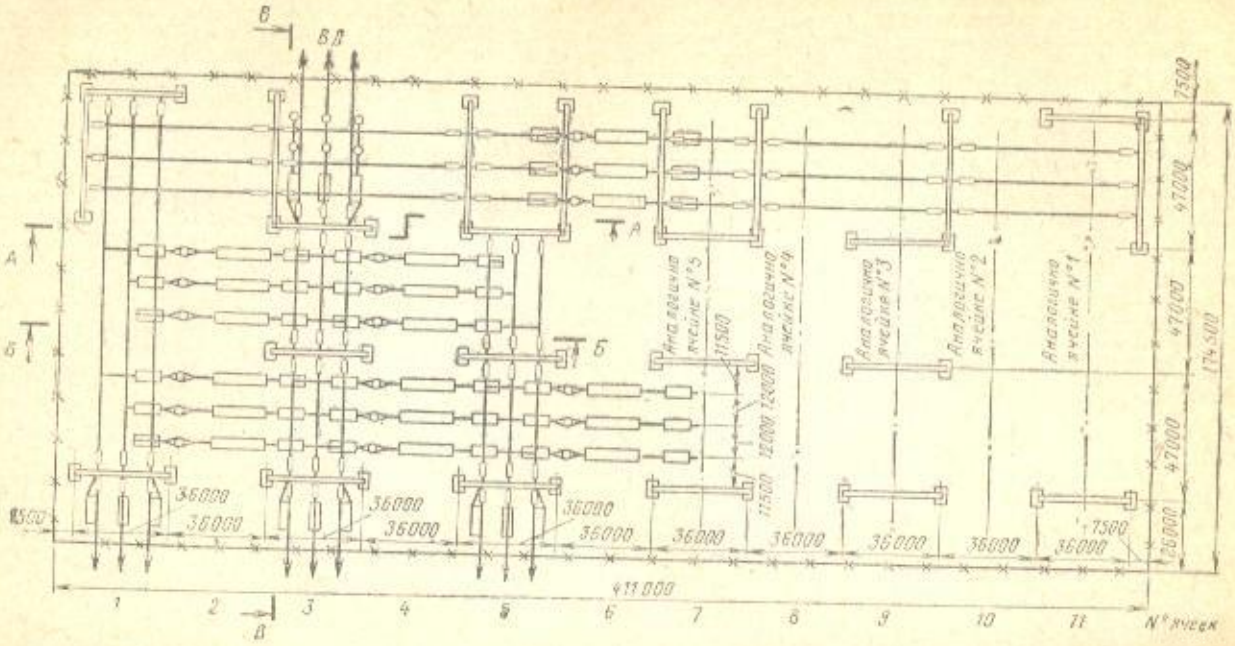
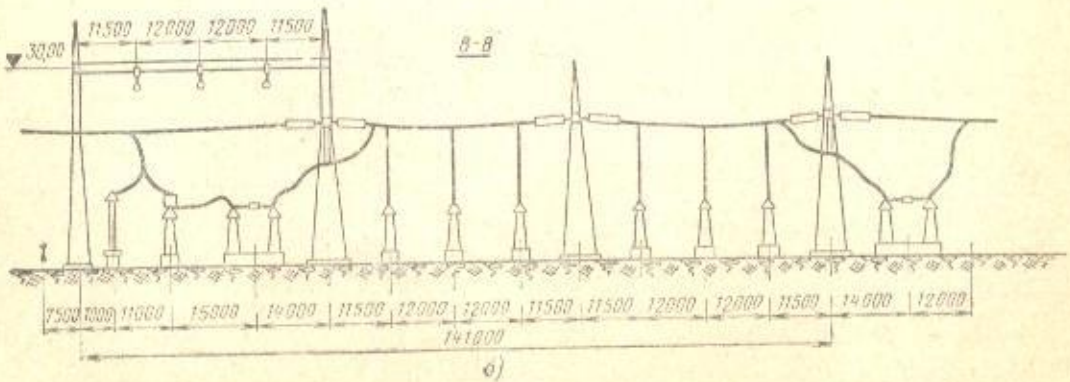


Рис. 9-11. ОРУ 500 кВ с полутора выключателями на цепь с трехрядной установкой выключателей и с чередующимся присоединением линий и трансформаторов (ТЭП, 1965 г.).

а — разрез по ячейке трансформатора и линии; б — схема заполнения.

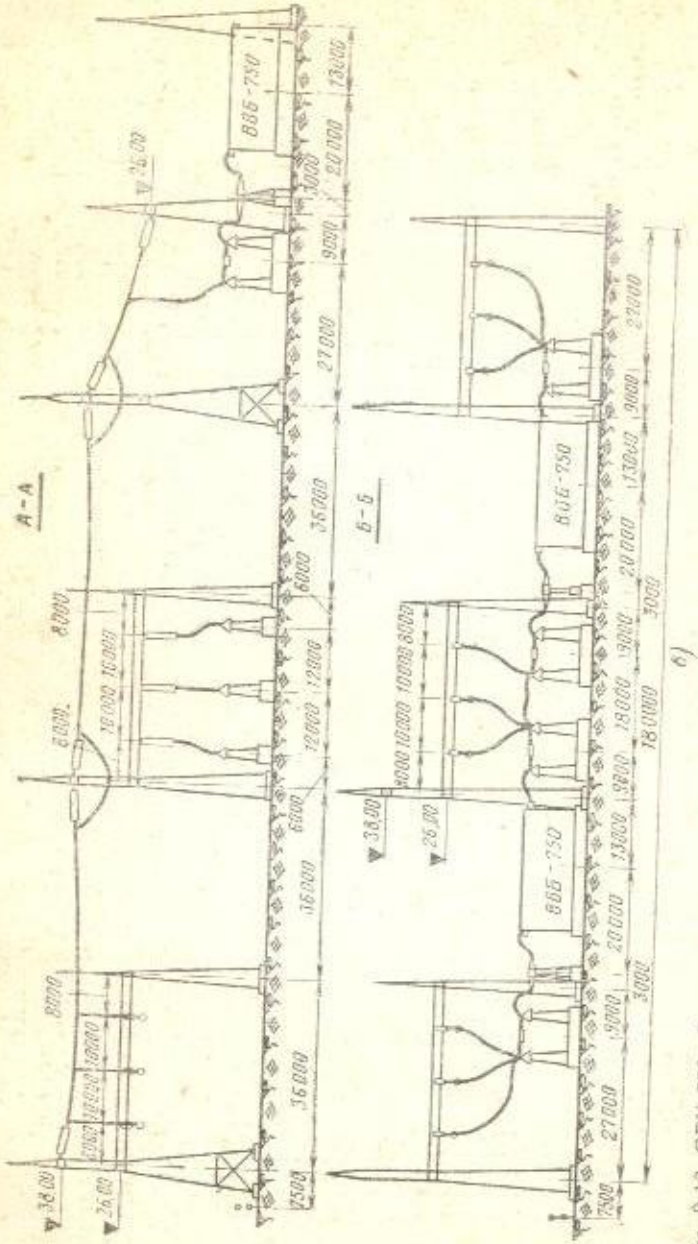

В
В-В
А
Б
Аналогично вчейке №5
Аналогично вчейке №4
Аналогично вчейке №3
Аналогично вчейке №2
Аналогично вчейке №1
11500
12000
36000
7500
47000
174500
11000
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11
№ пучек

а)


30,00
11500 12000 12000 11500
В-В
7500 1000 11000 15800 14000 11500 12000 12000 11500 11500 12000 12000 11500 14000 12000
141800

б)

Рис. 9-12.


А-А
Б-Б
ВВБ-750
ВВБ-750
ВВБ-750
▼38,00
▼26,00
▼38,00
▼26,00
8000
16000
16000
8000
6000
12000
6000
36000
36000
6000
8000
16000
16000
8000
6000
12000
6000
36000
36000
6000
2500
2500
3000
9000
9000
3000
27000
27000
3000
3000
9000
9000
3000
27000
27000
3000
3000
9000
9000
3000
27000
27000
3000

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 — либо у наружной стены машинного отделения, либо между машинным и котельным отделениями в деаэраторной этажерке. По технико-экономическим показателям оба варианта примерно равноценны.

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. 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, как правило, выполняются открытыми и располагаются либо на берегу, либо на земляной плотине, либо 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 при здании ГЭС со стороны нижнего бьефа.

На понижающих подстанциях РУ 6—10 кВ преимущественно выполняются с использованием шкафов КРУН и реакторов наружной установки. Распределительные устройства 35—750 кВ выполняются открытыми. На подстанциях, имеющих постоянный дежурный персонал, аккумуляторные батареи или закрытые РУ 6—110 кВ, сооружается отдельный или совмещенный с закрытым РУ 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 устанавливаются на открытом воздухе, а с воздушным охлаждением — в помещении.

Глава десятая

СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ, КОНТРОЛЯ И СИГНАЛИЗАЦИИ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЯХ И ПОДСТАНЦИЯХ. ИСТОЧНИКИ ИХ ПИТАНИЯ

10-1. НАЗНАЧЕНИЕ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ, КОНТРОЛЯ И СИГНАЛИЗАЦИИ

Для обеспечения требуемых режимов электрические станции и подстанции оснащаются системами и устройствами управления, контроля и сигнализации, представляющими собой в большей или меньшей степени автоматизированный информационно-управляющий комплекс.

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, воздействуя на выключатели и разъединители;

г) изменять активную и реактивную нагрузку элементов электрических систем;

д) изменять режим работы электроустановки.

Системы и устройства контроля позволяют контролировать:

а) режим работы элементов электроустановок (генераторов, синхронных компенсаторов, трансформаторов, электродвигателей, линий электропередачи, 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 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) величину 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 операциях персонала по управлению электроустановкой.

В последнее время в связи с вводом на электростанциях мощного уникального оборудования с большим числом вспомогательных устройств функции управления, контроля и сигнализации все больше переходят от человека к различного рода системам автоматики, в том числе к системам с цифровыми вычислительными машинами и к системам с цифро-аналоговыми комплексами.

10-2. ЩИТЫ УПРАВЛЕНИЯ

Контрольно-измерительные приборы, устройства управления и сигнализации на электрических станциях и подстанциях обычно располагаются на щитах управления. Последние сооружаются, как правило, в отдельных помещениях. С помощью так называемых 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 станции (турбиной, генератором) и станцией в целом осуществляется дежурным инженером станции 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 генера-

торов от сети и т. п. Дежурный же инженер станции руководит работой станции в целом, управляет коммутационной аппаратурой распределительных устройств повышенных напряжений; при острой необходимости в аварийных ситуациях берет на себя управление блоками.

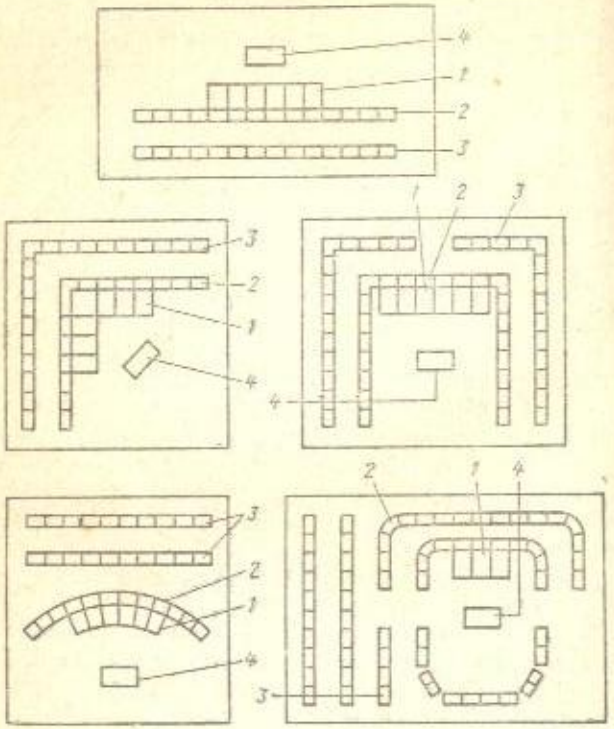


Рис. 10-1. Варианты расположения панелей на центральном щите управления.

1 — пульт-панели управления; *2* — панели управления; *3* — панели релейной защиты, автоматики и регистрирующих приборов; *4* — стол дежурного.

На подстанциях в зависимости от их мощности, размера, сложности и значимости применяются следующие структуры управления: с постоянным дежурным персоналом; без постоянного дежурного персонала; с дежурством персонала на дому.

При первой структуре управления на подстанциях сооружается главный щит управления, откуда дежурный

персонал и осуществляет управление электроустановкой. 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. Последние не требуют постоянного наблюдения со стороны дежурного персонала и поэтому располагаются за панелями щита управления. Характерные варианты расположения панелей на щитах управления показаны на рис. 10-1.

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. Условные графические обозначения основных типов измерительных приборов и устройств приведены в табл. 10-1.

Объем измерений определяется требованиями технологического режима работы электроустановки. Он зависит также 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 также в ряде случаев реактивная энергия, активная и реактивная мощности (на линиях повышенного напряжения). В цепях секционных и шиносоединительных выключателей контролируется ток одной из фаз.

Таблица 10-1

Измерительный прибор	Обозначение прибора		
	показывающего	регистрирующего	интегрирующего
Вольтметр			
Амперметр			
Частотомер			
Ваттметр			
Варметр			
Фазометр			
Синхроноскоп			
Счетчик ватт-часов			
Счетчик вольт-ампер-часов			

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 остановкой позволяют фиксировать важнейшие электрические величины при разного рода аварийных переходных процессах в электроустановке, что крайне 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);

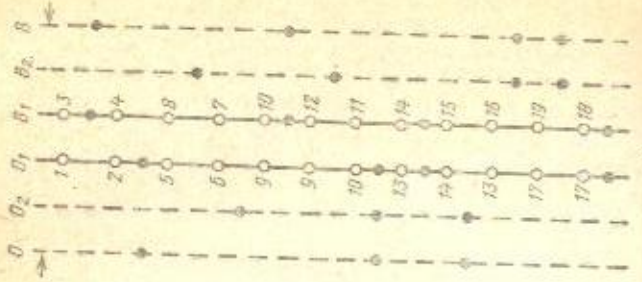
б) о готовности цепей управления к передаче команды на изменение положения аппарата;

в) о правильности выполнения промежуточных операций;

г) об исполнении команды и о новом положении аппарата.

Система управления выключателем должна также во избежание опасных последствий для людей и аппарата 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 собираются из отдель-



Типы пакетов			1а	4	8а	4б	2б
Положение ключа	Условное обозначение		№ контактов				
	буквенное	графическое	1–3	2–4	5–8	6–7	9–10	9–12	10–11	13–14	10–15	15–16	17–18
Отключено	О			X					X		X		
Предварительно включено	$В_1$						X						
Включить	$В_2$				X			X					
Включено	В						X						
Предварительно отключено	$О_1$												
Отключить	$О_2$			X		X			X		X		

а)

Рис. 10-2. Диаграмма ключа управления типа КВФ (МКВФ).
а — развернутая схема ключа (х — контакты замкнуты, — — контакты разомкнуты); б — условное обозначение по ГОСТ 2755-68.

ных контактных пакетов. Диаграмма ключа управления типа КВФ (МКВФ) приведена на рис. 10-2.

Развернутая схема цепей управления, контроля и сигнализации выключателя дана на рис. 10-3, где *ШУ*, *ШМ*,

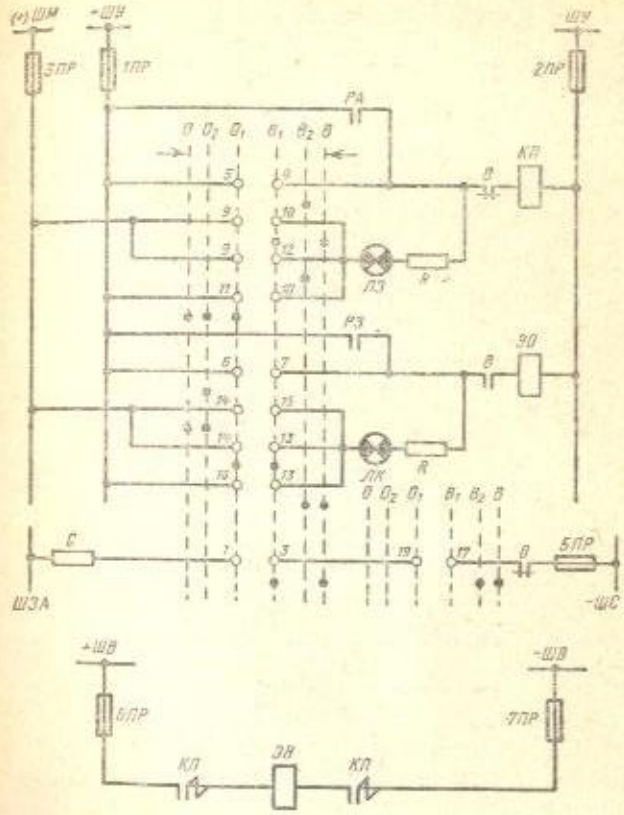


Рис. 10-3. Схема управления и сигнализации выключателя со световым контролем цепей управления (с ключом КВФ).

ШС, *ШЗА*, *ШВ* обозначают соответственно шинки управления, мигающего света, сигнализации, звуковой аварийной сигнализации, включения привода выключателей; *ЛЗ* — лампа зеленая; *ЛК* — лампа красная; *В* — блок-контакты выключателя; *КП* — контактор промежуточный; *ЭО* — электромагнит отключения; *ЭВ* — электромагнит включения. Электромагниты включения в отличие

от электромагнитов отключения потребляют значительные токи (десятки и сотни ампер), поэтому в цепь включения выключателей вводится промежуточный контактор, разделяющий слаботочную цепь управления от сильноточной цепи электромагнита включения. При отключенном положении выключателя ровным светом горит зеленая лампа, указывающая отключенное положение выключателя и контролирующая неисправность и готовность цепи для включения выключателя. При подаче команды на включение замыкаются контакты *5-8* ключа управления и срабатывает промежуточный контактор, замыкая цепь катушки электромагнита включения. Выключатель включается. При этом происходит изменение положения его блок-контактов, в результате чего загорается ровным светом красная лампа и приходит в готовность цепь для отключения выключателя. Если по какой-либо причине (работа 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 вводятся дополнительные резисторы *R*, исключающие ложную работу цепей управления при случайном закорачивании контактов ламп. В цепь аварийной сирены вводятся две пары контактов, что позволяет иметь эту цепь замкнутой только при одном положении ключа управления — включено.

В схеме, показанной на рис. 10-3, блокировка от многократных включений выполнена на механическом принципе (блок-контакты выключателя отрегулированы так, что цепь на отключение создается раньше, чем выключатель полностью включается). Наибольшее распространение получила блокировка на электрическом принципе с реле *РБМ* (рис. 10-4). Последнее имеет две обмотки —

последовательно включенную $РБМ_о$ и параллельно включенную $РБМ_т$ и две пары контактов. Если выключатель включается ключом управления (контакты *1—2*) на к. з., то срабатывает релейная защита, замыкая цепь обмотки $РБМ_о$ и электромагнита отключения выключателя. Реле *РБМ* срабатывает, разрывая цепь промежуточного контактора *КП* и образуя цепь самоудерживания реле через обмотку $РБМ_т$. 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.

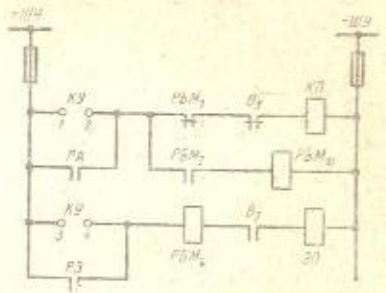


Рис. 10-4. Схема электрической блокировки от многократного включения на короткое замыкание.

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, вызывает междуфазные короткие замыкания и как следствие ведет к аварии в электроустановке. В целях предотвращения ошибочного отключения цепей с током разъединителями выключатели электроустановок и находящиеся в их цепи разъединители оборудуются специальной блокировкой. Нормально блокировка запрещает операции включения и отключения разъединителей при включенном выключателе цепи. Блокируются между собой также рабочие и заземляющие ножи разъединителей. Применяются два типа блокировок: электромагнитная и, реже, механическая. Электромагнитная блокировка (рис. 10-5) выполняется с использованием электромагнитного замка. Последний 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 *б* и обмоткой *6*. Концы обмотки подключены к штырям *7*, входящим 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.

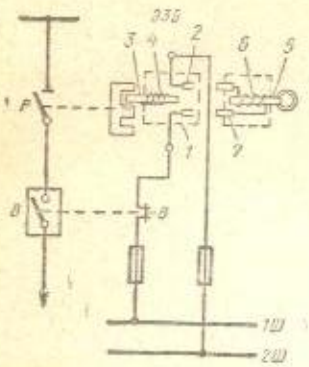


Рис. 10-5. Схема электромагнитной блокировки разъединителя в РУ с одной системой сборных шин.

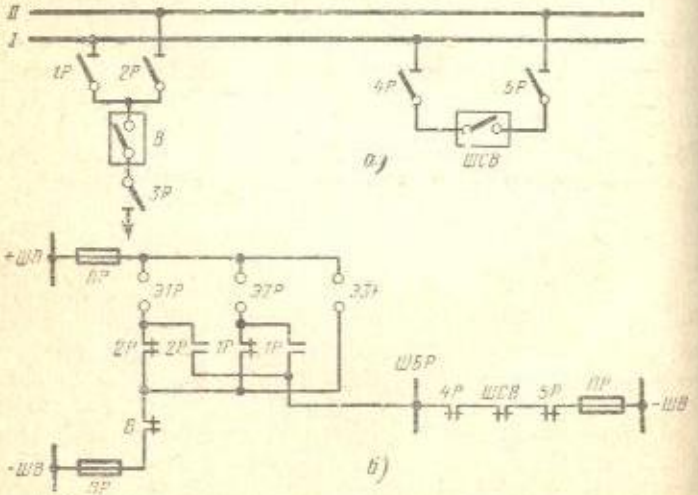


Рис. 10-6. Схема электромагнитной блокировки разъединителей в РУ с двумя системами сборных шин.

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 из шинных разъединителей, когда включены второй шинный разъединитель, а также шиносоединительный выключатель своей секции и его разъединители. Схема такой блокировки приведена на рис. 10-6, где *ШБР* — шинка блокировки разъединителей; *1Р*, *2Р*, *4Р*, *5Р* — блок-контакты соответствующих разъединителей, а *Э1Р*, *Э2Р*, *Э3Р* — гнезда их электромагнитных замков.

10-6. СИСТЕМЫ СИГНАЛИЗАЦИИ

На электрических станциях и подстанциях применяют звуковую и световую сигнализацию различного исполнения. Различают следующие типы сигнализации: положения аппаратов, предупреждающая, аварийная, фиксирующая, командная.

Сигнализация положения показывает положение выключателей и разъединителей. Сигнализация положения выключателей выполняется с использованием сигнальных ламп (см. рис. 10-3). Горение красной лампы показывает, что выключатель включен, а горение зеленой лампы — что он отключен.

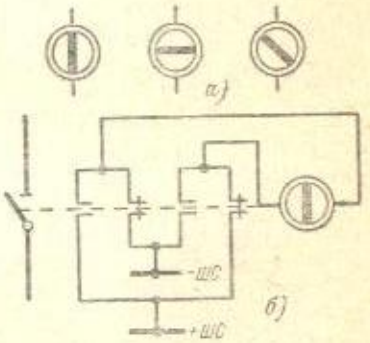


Рис. 10-7. Сигнализация положения разъединителя.

а — возможные положения указателя прибора ПС; *б* — схема сигнализации.

Сигнализация положения разъединителей выполняется с использованием сигнальных приборов (ПС), состоящих из электромагнита, подвижного якоря и связанного с ним указателя положения. Приборы ПС врезаются в мнемоническую схему на панелях щитов управления. Указатель положения (полоска) прибора ПС может занимать три положения (рис. 10-7, *а*): вдоль линии мнемоники, показывая, что разъединитель включен; перпен-

дикулярно 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 направления тока в электромагните прибора, осуществляемом с помощью блок-контактов разъединителя (рис. 10-7, *б*).

Предупреждающая сигнализация предупреждает персонал о возникновении ненормальных режимов работы элементов электроустановки (перегрузки, недопустимые превышения температуры, нарушение изоляции цепей постоянного тока, замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью, исчезновение или недопустимое понижение напряжения оперативного тока, перегорание предохранителей оперативных цепей, ошибочность выполняемых персоналом 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 наличию в схеме реле импульсной сигнализации (РИС) сигнализация обладает свойством повторности действия в условиях, когда один ненормальный режим накладывается на другой.

Аварийная сигнализация оповещает персонал об отключении выключателей под действием релейной защиты. При этом появляется 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 затруднительно 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.

Упрощенная схема аварийной сигнализации приведена на рис. 10-8.

Реле *РС* имеет две обмотки. При возникновении тока в первой обмотке реле замыкает свои контакты; при

подаче тока во вторую обмотку контакты размыкаются. В случае отключения релейной защитой любого из выключателей электроустановки образуется замкнутая цепь от шинки *—ШС* до шинки *+ШС* через первичную обмотку *ТН*. Ток переходного процесса, возникающий во вторичной обмотке *ТН*, вызывает срабатывание реле *РС*.

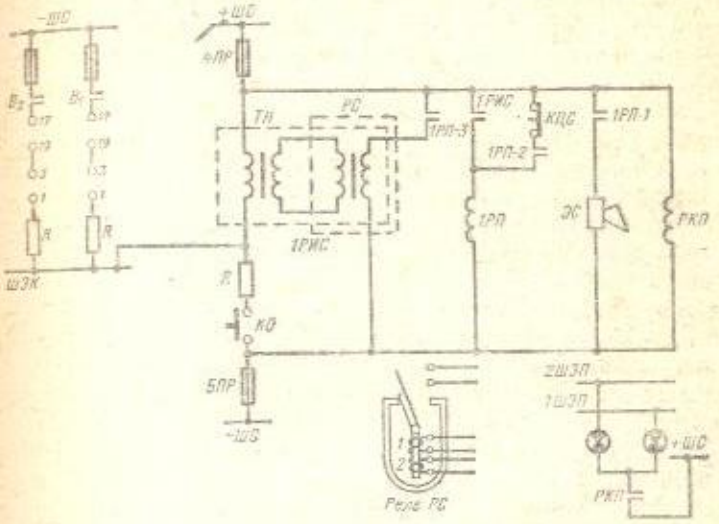


Рис. 10-8. Схема звуковой аварийной сигнализации.

1РИС — реле импульсной сигнализации; *ТН* — трансформатор напряжения; *РС* — поляризованное сигнальное реле; *1РП* — реле промежуточное; *КО* — кнопка опробывания сигнала; *КЦС* — кнопка центрального съема звукового сигнала; *ЭС* — электросирена; *РКП* — реле контроля исправности предохранителей; *R* — сопротивления.

Его контакты *1РИС* замыкают цепь обмотки промежуточного реле *1РП*, имеющего три пары контактов. Контакты *1РП-1* замыкают цепь сирены, контакты *1РП-2* обеспечивают самоудерживание реле *1РП*, а контакты *1РП-3* замыкают цепь второй обмотки реле *РС*, что приводит к размыканию контактов *1РИС*. Повторность действия звукового сигнала обеспечивается благодаря наличию в схеме дополнительных сопротивлений *R*, параллельное подключение которых изменяет ток, проходящий через первичную обмотку трансформатора *ТН*. Реле *РКП* обеспечивает контроль целости предохрани-

телей *4ПР* и *5ПР*. Съем аварийного сигнала осуществляется кнопкой *КЦС*, а его опробование — кнопкой *КО*.

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 конца 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

Вторичные и оперативные цепи на крупных электростанциях и подстанциях выполняются 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 либо непосредственно (при этом под провода подкладывается электрокартон), либо на специальных стойках.

Контрольные кабели прокладываются 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, смысловая и цифровая. При смысловой маркировке обозначение элементов отражает и краткой форме их наименование. Например: $1TT_a$ — трансформатор тока № 1 фазы *а*; 2ТН — трансформатор напряжения № 2; 4ЩУ — панель № 4 щита управления.

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 весьма надежны, так как нарушение их работы может приводить к 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.

Наибольшее применение на электрических станциях и крупных подстанциях 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 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 центральной аккумуляторной батареи приводит к необходимости сооружения протяженной и разветвленной сети оперативного тока, что резко снижает надежность ее работы.

Учитывая сказанное, стремятся там, где это возможно, применять не аккумуляторные батареи, а установки переменного оперативного тока. Последние 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 на электрических станциях и подстанциях, 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 железо-никелевых аккумуляторов. Последние на электрических станциях и подстанциях применяют сравнительно мало, 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; последняя увеличивает прочность решетки и уменьшает коррозию пластин. В решетку вмазан активный материал, состоящий из окислов свинца и свинцового порошка. Для предотвращения выпадания 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 667-53) в дистиллированной воде. Плотность электролита стационарного заряженного аккумулятора при 25° С равна 1,21 г/см³.

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, а больших — деревянные, выложенные внутри свинцом. 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 сепараторами устанавливают в сосуде. Соединяют аккумуляторы 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 количество энергии, которое ему было сообщено при заряде. Аккумулятор характеризуется емкостью, э. д. с., 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 э.д.с. E_0, численно равную напряжению аккумулятора при разомкнутой внешней цепи, и динамическую э. д. с. $E_{дин}$ при замкнутой внешней цепи, т. е. при режимах заряда и разряда.

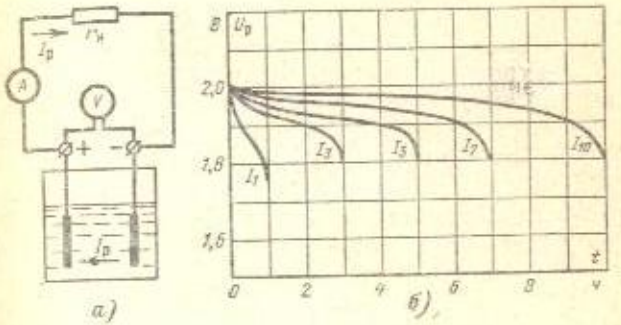


Рис. 10-9. Разряд свинцово-кислотного аккумулятора.

а — схема разряда; *б* — изменение напряжения аккумулятора во времени при разряде его неизменными по значениям токами 1, 3, 5, 7 и 10-часового разряда.

Обратимая э. д. с. в основном зависит от средней плотности электролита в сосуде. При различных уровнях разряда аккумулятора она изменяется в весьма узких пределах (2,02—2,05 В) и поэтому не может служить критерием степени заряженности аккумулятора.

Величина динамической э. д. с. 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 э. д. с. непрерывно меняется.

Во время разряда аккумулятора (рис. 10-9) 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:

$$PbO_2 + Pb + 2H_2SO_4 = 2PbSO_4 + 2H_2O. \quad (10\text{-}1)$$

Таким образом, при разряде аккумулятора расходуется серная кислота и выделяется вода, поэтому плотность электролита уменьшается. Образующийся сульфат свинца имеет большие 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:

$$U_р = E_{дин} - I_р r_в, \quad (10\text{-}2)$$

где $I_р$ — разрядный ток, А; $r_в$ — 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 — составляет тысячные-десятитысячные доли ома.

Под номинальным напряжением аккумулятора понимают напряжение на зажимах вполне 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 $U_{р.мин}$, 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 ($I_1 > I_3 > I_5 > I_{10}$) приведены на рис. 10-9, *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, который заполняет поры активного материала и препятствует проникновению в них серной кислоты, а также значительно увеличивает 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 участия в реакции разряда активной массы внутри пластин и 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 минимального допустимого напряжения $U_{р.мин}$. При этом значительно быстрее уменьшается и напряжение аккумулятора (рис. 10-9, *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. Потеря емкости аккумулятора вследствие самозаряда допускается не более 1—1,8% в сутки в зависимости от продолжительности бездействия аккумулятора.

При заряде аккумулятора (рис. 10-10, *а*) ток в нем направлен от анода к катоду. Положительные ионы водо-

рода 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:

$$PbSO_4 + H_2 = Pb + H_2SO_4;$$

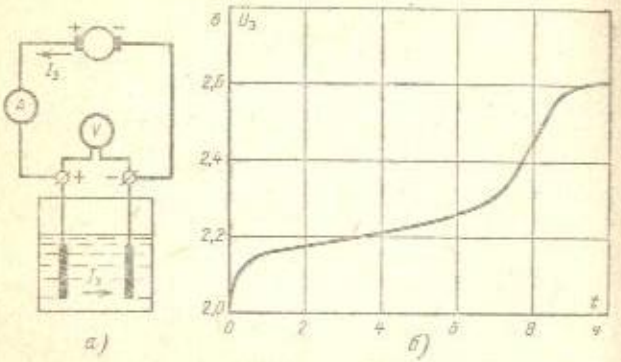


Рис. 10-10. Заряд свинцово-кислотного аккумулятора.

а — схема заряда; *б* — изменение напряжения аккумулятора во времени при заряде его неизменным по значению током.

полная реакция заряда:

$$2PbSO_4 + 2H_2O = PbO_2 + Pb + 2H_2SO_4. \qquad (10\text{-}3)$$

Как видно, при заряде расходуется вода и образуется серная кислота и, следовательно, плотность электролита увеличивается.

Напряжение на зажимах аккумулятора при заряде равно:

$$U_з = E_{дин} + I_з r_в, \qquad (10\text{-}4)$$

где $I_з$ — зарядный ток.

Если заряжать аккумулятор неизменным по значению зарядным током, то в процессе заряда напряжение зарядного устройства необходимо постепенно увеличивать. На рис. 10-10, *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 э. д. с. аккумулятора $E_{дин}$ и поэтому приходится увеличивать напряжение зарядного устройства до 2,1—2,15 В. Далее вследствие диффузии серной кислоты процесс 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 большая 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 режима заряда рекомендуется в процессе заряда последовательно снижать зарядный ток, с тем чтобы при окончании заряда он составлял примерно 40% максимального 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 плотность электролита 1,20—1,21 г/см^3, а также 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 $\eta_э$:

$$\left.\begin{aligned} \eta_Q &= \frac{Q_р}{Q_з} \\ \text{и} \quad \eta_э &= \frac{W_р}{W_з}, \end{aligned}\right\} \qquad (10\text{-}5)$$

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 заряде за время $t_з$.

Согласно ГОСТ 825-41 при разряде аккумулятора токами 3—10-часового разряда должно быть $\eta_Q \geqslant 0{,}84$; $\eta_э \geqslant 0{,}65$. У исправного аккумулятора обычно $\eta_Q = 0{,}85 \div 0{,}9$; $\eta_э = 0{,}7 \div 0{,}8$.

Длительная работа аккумулятора гарантируется заводом-изготовителем только при условии правильного ведения режима работы в соответствии с инструкцией по уходу за аккумуляторами. При ненормальных режимах аккумулятор теряет свою емкость или вообще выходит из строя. Причиной порчи аккумуляторов обычно является ненормальная 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. Крупнозернистый 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; последние коробятся, из них выпадает активная масса, и в конечном счете аккумулятор повреждается.

Ненормальная сульфатация возникает при систематических недозарядах аккумулятора, регулярных глубоких разрядах, зарядах токами больше максимального допустимого, а также при длительном оставлении без заряда полностью или частично разряженного аккумулятора. Ненормальная сульфатация предупреждается так называемыми тренировочными и уравнительными перезарядами, представляющими собой определенные режимы

разрядов-зарядов аккумулятора, при которых восстанавливается активная масса электродов. Тренировочный перезаряд проводят 1 раз в месяц, а уравнительный — 1 раз в 3 мес.

Аккумуляторные батареи устанавливают в специальных помещениях, выполняемых 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 С-1 и СК-1 приведены в табл. 10-2. Емкости и токи аккумуляторов других номеров определяют путем умножения соответствующих величин табл. 10-2 на номер аккумулятора.

Таблица 10-2

Тип аккумулятора	Ток заряда, А	Максимальные токи и емкости при разряде в течение						Конечное напряжение разряда, В
		10 ч		3 ч		1 ч		
		Ток, А	Емкость, А·ч	Ток, А	Емкость, А·ч	Ток, А	Емкость, А·ч	
С-1	9	3,6	36	9	27	—	—	1,8
СК-1	11	3,6	36	9	27	18,5	18,5	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 аккумулятора не должно снижаться более чем на 20%.

Схемы соединений аккумуляторных батарей, работающих с постоянным подзарядом

На электрических станциях и подстанциях аккумуляторные батареи обычно работают в режиме постоянного подзаряда, когда 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. 10-11. Зарядный генератор (или выпрямительная установка с автоматической стабилизацией напряжения на шинах), батарея и нагрузка подключены к шинам постоянного тока. В нормальных условиях напряжение на сборных шинах установки обычно поддерживают на 5% выше номинального напряжения сети постоянного тока. В цепях отходящих линий и батареи установлены рубильники P и плавкие предохранители $П$, а в цепи зарядного генератора — рубильник P и автомат A. Последний предназначен для отключения генератора при перегрузках и коротких замыканиях, а также при переходе генератора в режим двигателя.

Подзарядный ток, зависящий от степени саморазряда батареи, должен быть не менее $I_{подз}=0{,}03N$, где N — номер аккумулятора.

Кроме длительной нагрузки часто имеют место кратковременные 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 переменного напряжения, зарядный агрегат отключается и аккумуляторная батарея берет на себя питание всех потребителей сети постоянного тока. В этих случаях при подключении толчковой нагрузки допустимо

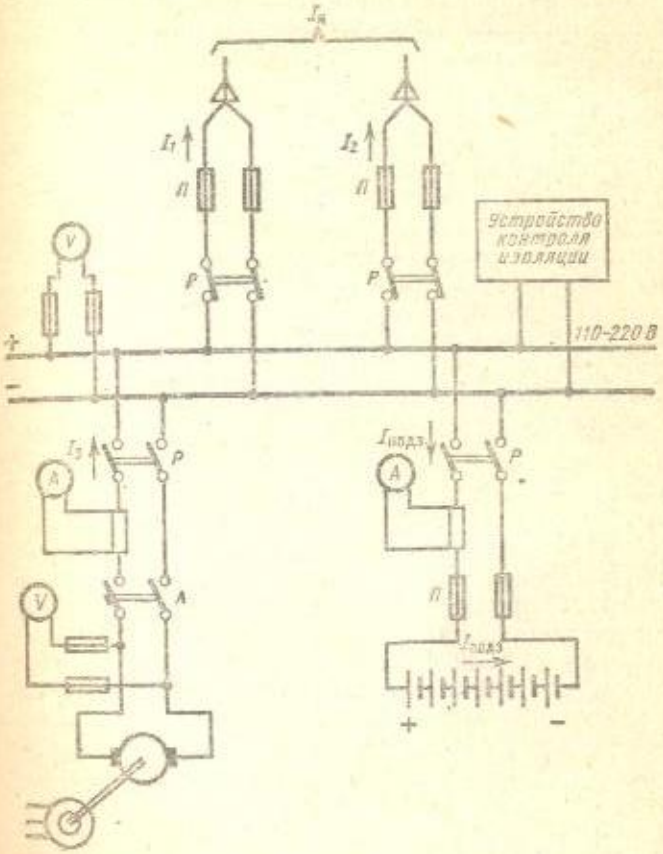


Рис. 10-11. Схема подключения аккумуляторной батареи, работающей с постоянным подзарядом.

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 шунтовые генераторы постоянного тока.

По данным эксплуатации для поддержания батареи в заряженном состоянии к ее зажимам должно быть приложено постоянное напряжение из расчета $2{,}15 \pm 0{,}05$ В на каждый аккумулятор; при этом ток подзаряда регулируется автоматически при изменении степени саморазряда. Поэтому число аккумуляторов в батарее, работающей с постоянным подзарядом (рис. 10-11), должно быть:

$$n = \frac{U_{ш}}{2{,}15}, \qquad (10\text{-}6)$$

где $U_{ш}$ — напряжение на шинах постоянного тока.

Существенным недостатком схемы, приведенной на рис. 10-11, является значительное колебание напряжения на шинах при различных режимах работы установки постоянного тока. Так, если принять, что допустимое конечное напряжение разряда аккумулятора равно 1,75 В, а конечное напряжение заряда 2,7 В, то напряжение на шинах установки в конце разряда батареи составит:

$$U_{ш\cdot мин} = 1{,}75n = 1{,}75\frac{U_{ш}}{2{,}15} = 0{,}82U_{ш},$$

а в конце заряда

$$U_{ш\cdot макс} = 2{,}7n = 2{,}7\frac{U_{ш}}{2{,}15} = 1{,}26U_{ш}.$$

Такие колебания напряжения неприемлемы для ряда электроприемников постоянного тока, например для сигнальных ламп и катушек электромагнитных приводов выключателей. Ввиду этого схема рис. 10-11, несмотря на свою простоту, не нашла широкого применения.

На электрических станциях и подстанциях вынужденно используют более сложную и связанную с большими затратами схему с двойным элементным коммутатором, показанную на рис. 10-12. Элементный коммутатор позволяет без разрыва цепи тока изменять число аккумуляторов батареи, подключенных к сборным шинам установки, и тем самым поддерживать нормальное напряже-

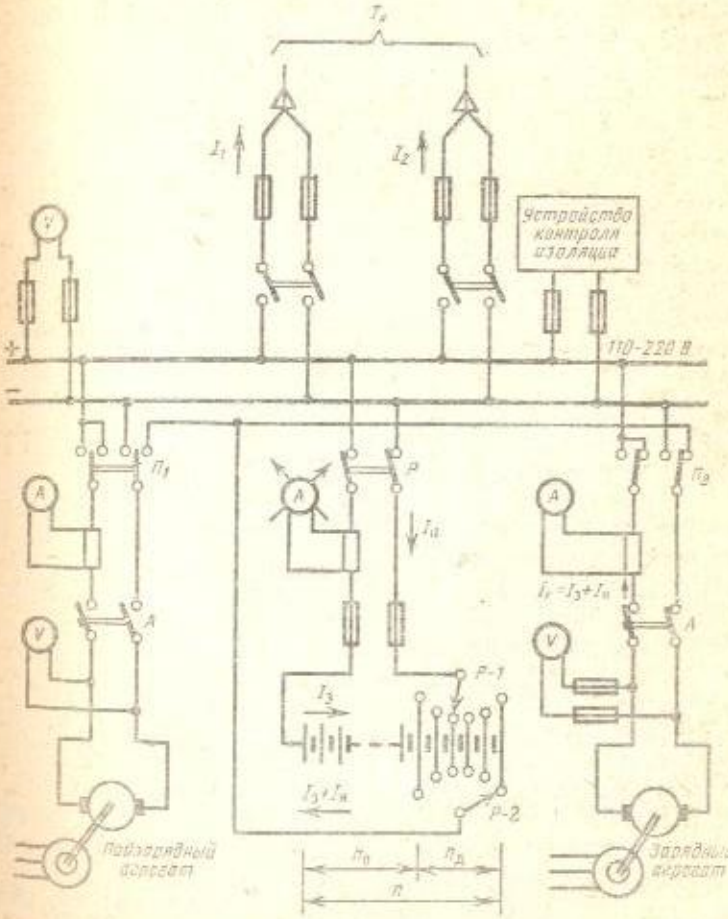


Рис. 10-12. Схема подключения аккумуляторной батареи с двойным элементным коммутатором, работающей с постоянным подзарядом (показано токораспределение при заряде).

ние на них в различных режимах работы батареи. Разрядная рукоятка *P-1* служит для изменения числа аккумуляторов, подключенных к шинам установки, а зарядная рукоятка *P-2* — для изменения числа аккумуляторов, подключенных к зарядному агрегату.

У аккумуляторной батареи, работающей по схеме на рис. 10-12, 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 написать:

$$\left.\begin{aligned} n &= \frac{U_ш}{U_{р.мин}} = \frac{U_ш}{1{,}75}; \\ n_о &= \frac{U_ш}{U_{э.макс}} = \frac{U_ш}{2{,}7}; \\ n_д &= n - n_о; \\ n_{подз} &= \frac{U_ш}{2{,}15}. \end{aligned}\right\} \qquad (10\text{-}7)$$

В режиме подзаряда к шинам постоянного тока с помощью переключателя $П_1$ (левое положение) подключают подзарядный агрегат, а с помощью разрядной рукоятки — часть аккумуляторов батареи $n_{подз}$. Очевидно, что в режиме подзаряда часть аккумуляторов батареи $n - n_{подз}$ 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 *P-1*.

Для заряда батареи при помощи переключателя $П_2$ подключают зарядный агрегат к положительной шине установки и к зарядной рукоятке коммутатора (правое положение $П_2$). 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:

$$U_{г.нач} = nU_{э.мин} = \frac{U_ш}{U_{р.мин}} U_{э.мин} = \frac{2{,}1}{1{,}75} U_ш = 1{,}2U_ш.$$

Разрядную рукоятку устанавливают в положение, обеспечивающее нормальное напряжение на шинах. Зарядный агрегат заряжает батарею и питает постоянную нагрузку. Токораспределение в схеме показано на рис. 10-12, из которого видно, что по части аккумуляторов, расположенных между плюсом батареи и разрядной рукояткой, проходит зарядный ток, а по аккумуляторам, включенным между рукоятками *P-1* и *P-2*,— полный ток генератора $I_г = I_з + I_н$.

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 рукоятками, заряжаются раньше остальных аккумуляторов батареи. В конце заряда к каждому аккумулятору подводится напряжение $U_{э.макс}$ 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 стабильного напряжения на шинах установки постоянного тока 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 месяц разряжают током 10-часового разряда и затем полностью заряжают (тренировочный перезаряд).

Схемы питания оперативных цепей

Потребители постоянного тока на электрических станциях и подстанциях территориально могут быть весьма удалены друг от друга. Поэтому при установке одной аккумуляторной батареи приходится выполнять протяженную и разветвленную сеть оперативного тока, в которой весьма 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.

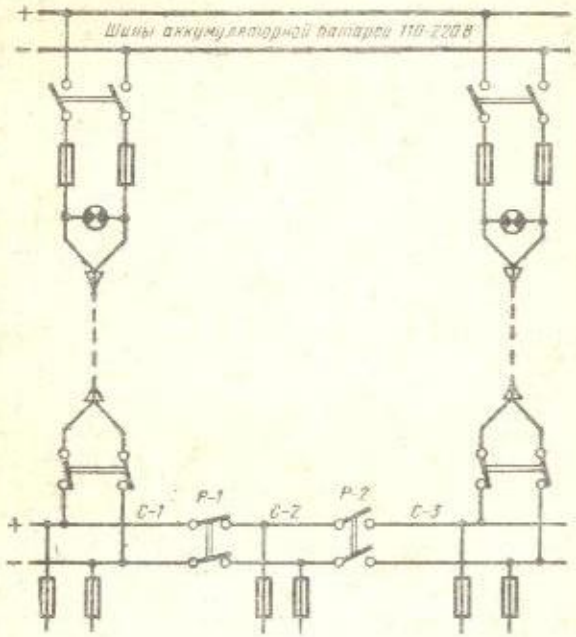


Рис. 10-13. Схема питания катушек включения электромагнитных приводов выключателей в закрытом РУ.

В качестве примера на рис. 10-13 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: *С-1, С-2, С-3*). Шинки питаются двумя кабельными линиями от шин аккумуляторной батареи. Кабельные линии с помощью рубильников подключены к крайним секциям. Один из секционных рубильников (*Р-1* или *Р-2*) нормально отключен. В случае повреждения одной из кабельных линий 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 предохранители. 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. 10-14, *а* приведена схема макси-

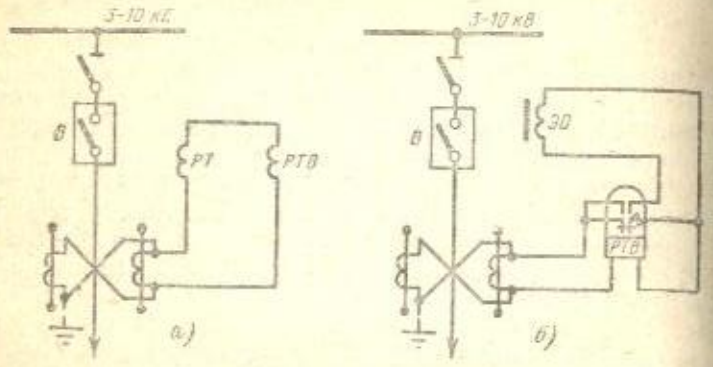


Рис. 10-14. Схемы использования трансформаторов тока в качестве источников переменного оперативного тока.

а — схема защиты линии с реле прямого действия; *б* — схема защиты линии с дешунтированием электромагнита отключения привода выключателя.

мальной токовой защиты, выполненной с использованием встроенных в привод выключателей реле прямого действия без выдержки времени *РТ* и с зависимой выдержкой времени *РТВ*. На рис. 10-14, *б* показана схема максимальной токовой защиты с реле косвенного действия типа РТ-85 (на схеме реле обозначено *РТВ*), имеющим зависимую выдержку времени. При срабатывании реле его контакты дешунтируют электромагнит отключения *ЭО* 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 тока. В схеме, представленной на рис.

10-14, *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, зависит от сопротивления нагрузки z_2 и наибольшее значение имеет при равенстве сопротивления ветви намагничивания трансформатора суммарному сопротивлению вторичной обмотки трансформатора и нагрузки. С увеличением нагрузки отдаваемая мощность вначале растет, достигая максимума, а далее уменьшается, что объясняется насыщением сердечника трансформатора тока. Отдаваемая мощность пропорциональна току в первичной цепи. Работа трансформаторов 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 максимальная кратковременная нагрузка трансформаторов напряжения ограничивается тем, что для надежной работы механизмов оперативных цепей напряжение на вторичных зажимах трансформатора на-

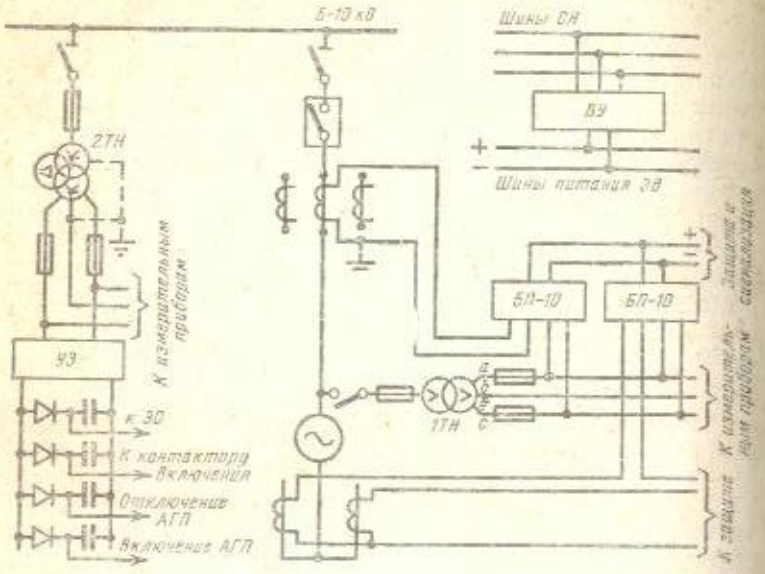


Рис. 10-15. Схема комбинированного питания оперативных цепей генератора от нескольких источников выпрямленного оперативного тока.

пряжения не должно снижаться более чем на 10—15%.

В большинстве случаев осуществляют комбинированное питание оперативных цепей от трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, что можно видеть на примере схемы, приведенной на рис. 10-15.

На ряде присоединений электроустановок, 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.

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 по 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 (МКП-110М, У-220-10).

Пример схемы питания оперативных цепей от централизованной выпрямительной установки дан на рис. 10-16. В схеме имеются рабочее *1ВУ* и резервное

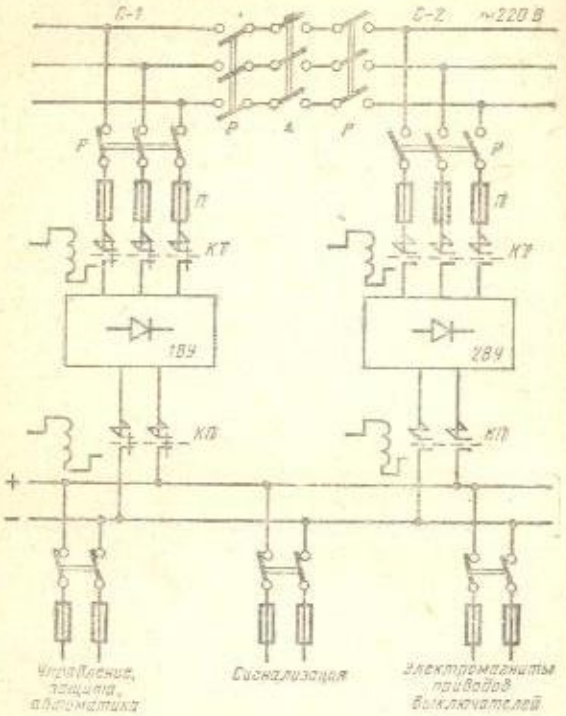


Рис. 10-16. Схема питания оперативных цепей от централизованной выпрямительной установки.

2ВУ выпрямительные устройства, подключенные к разным секциям шин 220 В собственных нужд *С-1* и *С-2*. 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 *П*. Контакторы переменного тока *КТ* и постоянного тока *КП* позволяют дистанционно включать и отключать выпрямительные устройства. Питаются оперативные цепи от шин выпрямленного тока, так же как от шин аккумуляторной батареи.

Ток постоянно включенной нагрузки относительно мал по сравнению с током пиковой нагрузки, поэтому в ряде случаев устанавливают отдельные выпрямительные устройства для питания той и другой нагрузок. Выпрямительные устройства для питания пиковых нагрузок выбирают с учетом возможности значительной кратковременной перегрузки выпрямителей. Испытания показали, что селеновые выпрямители без опасных последствий можно кратковременно перегружать в 5—7 раз.

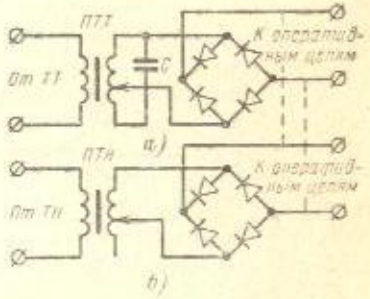


Рис. 10-17. Схема блока питания.
а — токовый элемент; *б* — элемент напряжения.

Блоки питания представляют собой относительно маломощные выпрямительные устройства, питаемые либо от трансформаторов тока (токовый элемент), либо 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, БП-100 используют для питания цепей релейной защиты, автоматики, сигнализации и цепей управления легких приводов 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. 10-17, *а*) состоит из промежуточного насыщающегося трансформатора *ПТТ*, феррорезонансного стабилизатора напряжения, образованного конденсатором *С* и трансформатором *ПТТ*, а также из мостового двухполупериодного выпрямителя на полупроводниках. Стабилизатор напряжения обеспечивает на выходе элемента относительно стабильное напряжение при широком диапазоне изменения на-

грузки и тока в первичной цепи. Элемент напряжения БПН (рис. 10-17, *б*) состоит из промежуточного трансформатора напряжения *ПТН* 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. 10-17 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: $U=(0{,}85\div1{,}35)U_{ном}$, 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 *ТН* электроустановки (рис. 10-18, *а*). Энергия, запасенная конденсаторами, используется для питания электромагнитов управления приводов выключателей. До последнего времени наибольшее распространение имели выпускаемые промышленностью зарядные устройства типа УЗ-400 (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. 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. 10-18, *б*) представляет собой однополупериодную выпрямительную схему на медноокисных выпрямителях *ВК*. Устройство подключают к трансформаторам напряжения или другим

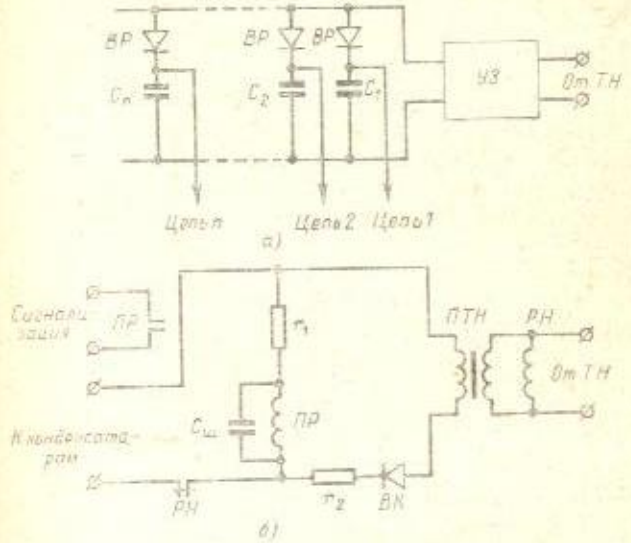


Рис. 10-18. Конденсаторное устройство.

а — схема питания конденсаторов; *б* — схема внутренних соединений зарядного устройства.

источникам переменного напряжения 110—220 В через промежуточный повысительный трансформатор *ПТН*. Напряжение повышают с целью уменьшить необходимую емкость конденсаторной батареи, так как энергия, запасенная конденсаторами, пропорциональна емкости конденсаторов и квадрату напряжения заряда.

Для защиты выпрямителей при пробое конденсаторов, а также для ограничения тока промежуточного трансформатора при пробое выпрямителей в схему введен резистор r_2. Сигнализация различных повреждений осуществляется с помощью поляризованного реле *ПР*, которое замыкает свои контакты в цепи сигнализации при пробое конденсаторов, пробое выпрямителей и при

обрыве цепи заряда конденсаторов. Резистор r_1 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 контактами реле напряжения (РН), 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 $C_ш$. 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 ненормальных режимов.

Релейная защита выполняется с помощью различных типов реле. В настоящее время в эксплуатации применяются электромеханические реле с замыкающимися или размыкающимися контактами, а также бесконтактные реле на полупроводниковых или ферромагнитных 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 и вспомогательные реле. При аварийных и ненормальных 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 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.

11-2. ТРЕБОВАНИЯ К РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЕ

К устройствам релейной защиты, действующим на отключение, в общем случае предъявляются следующие четыре требования: селективность (избирательность) действия; быстрота действия; чувствительность; надежность работы.

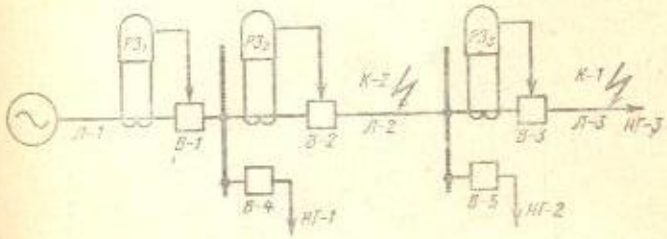


Рис. 11-1. Релейная защита радиальной сети.

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 *К-1* отключался только вы-

ключатель *В-3*, а при к. з. в точке *К-2* — выключатель *В-2*.

Поврежденный элемент системы всегда желательно отключить возможно быстрее. Однако быстрота отключения ограничивается собственными временами релейной защиты и выключателя, а также условиями обеспечения селективной работы релейной защиты. В общем случае время отключения равно:

$$t_{откл} = t_{с.в.р.з} + t_з + t_{с.в.в} + t_д = t_{с.в.р.з} + t_з + t_в,$$

где $t_{с.в.р.з}$ — собственное время релейной защиты; $t_з$ — выдержка времени, установленная на защите; $t_{с.в.в}$ — собственное время выключателя, т. е. время от подачи импульса на катушку отключения до момента начала расхождения дугогасительных контактов выключателя; $t_д$ — время горения дуги; $t_в$ — полное время отключения выключателя.

Для защит, действующих без выдержки времени, в зависимости от типов реле и выключателей время отключения оказывается равным $t_{откл} = t_{с.в.р.з} + t_в = (0{,}02 \div 0{,}04) + (0{,}04 \div 0{,}2) = 0{,}06 \div 0{,}24$ с. Таким образом, при существующих типах реле и выключателей нижний предел времени отключения коротких замыканий может составлять 3—12 периодов тока частотой 50 Гц.

Релейная защита должна быть достаточно чувствительной (т. е. реагирующей) к повреждениям на защищаемом элементе энергосистемы, а в ряде случаев — также и к повреждениям на смежных элементах системы. При этом обеспечивается резервирование действия защит в случае отказа одной из них. Так, например, если при к. з. в точке *К-1* (рис. 11-1) откажет в действии защита $РЗ_1$, то защита $РЗ_2$, чувствительная к этому к. з., должна прийти в действие и отключить выключатель *В-2*. 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.

А. ЗАЩИТА ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

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*.

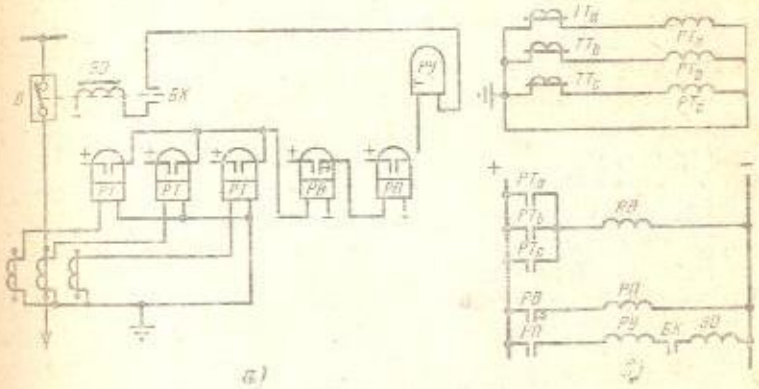


Рис. 11-2. Защита линии с односторонним питанием.
а — принципиальная схема; *б* — развернутая схема.

При возникновении короткого замыкания на защищаемой линии защита приходит в действие — срабатывают одно или несколько в зависимости от вида к. з. реле тока *РТ*, замыкая цепь катушки реле времени *РВ*. Реле времени *РВ* 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. Разница в выдержках вре-

мени защит двух смежных линий называется ступенью выдержки времени и обозначается Δt.

Контакты реле времени имеют относительно небольшую коммутационную способность, поэтому в выходную цепь защиты включается промежуточное реле *РП*, работающее практически без замедления. При замыкании контактов реле *РП* через последовательную обмотку указательного реле *РУ* и блок-контакты выключателя *БК* образуется замкнутая цепь на электромагнит отключения *ЭО* выключателя; последний, срабатывая, освобождает подвижную часть выключателя и выключатель отключается. Блок-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.

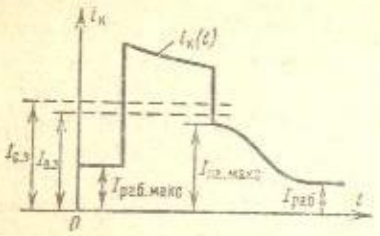


Рис. 11-3. Изменение тока линии при к. з. в сети и после отключения к. з.

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 последнее срабатывает. Ток срабатывания защиты должен быть больше максимального рабочего тока защищаемой линии:

$$I_{с.з} > I_{раб.макс}. \qquad (11\text{-}1)$$

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 $I_{па.макс}$, возникающего после отключения тока к. з. 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 *Л-2*, рис. 11-1) при коротком замыкании в сети (в точке *К-1*) и после отключения к. з. дан на рис. 11-3. Максимальное значение послеаварийного тока

$$I_{па.макс} = k_з I_{раб.макс},$$

где $k_з$ — коэффициент самозапуска.

Поэтому ток возврата защиты связан с максимальным рабочим током неравенством:

$$I_{в.з} > k_з I_{раб.макс}. \qquad (11\text{-}2)$$

В зависимости от характера нагрузки линий (осветительная, двигательная и т. п.) коэффициент $k_з$ изменяется в широких пределах: $k_з = 1 \div 3$.

Ток срабатывания защиты определяется по выражению

$$I_{с.з} = \frac{I_{в.з}}{k_в} = \frac{k_н k_з}{k_в} I_{раб.макс}, \qquad (11\text{-}3)$$

а ток срабатывания реле

$$I_{с.р} = \frac{k_н k_з k_{сх} I_{раб.макс}}{n_{т.т} k_в},$$

где $k_н$ — коэффициент надежности ($k_н = 1{,}1 \div 1{,}2$); $k_{сх}$ — 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 $k_{сх} = 1{,}73$; $n_{т.т}$ — 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,

$$\Delta t = t_2 - t_3 = t_{уск2} + t_{замз} + t_{вз} + t_{зап}, \qquad (11\text{-}4)$$

где $t_{уск2}$ — возможное ускорение защиты $РЗ_2$ (выключателя $В\text{-}2$); $t_{замз}$ — возможное замедление защиты $РЗ_3$ (выключателя $В\text{-}3$); $t_{вз}$ — полное время отключения выключателя $В\text{-}3$; $t_{зап}$ — 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 $0{,}04 \div 0{,}2$ с.

Принимая $t_{зап} = 0{,}1$ 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.

Практически в энергосистемах принимают $\Delta t = 0{,}5 \div 0{,}7$ с.

Чувствительность защиты характеризуют коэффициентом чувствительности

$$k_ч = \frac{I_{к.мин}}{I_{с.з}}, \qquad (11\text{-}5)$$

где $I_{к.мин}$ — ток к. з. в конце защищаемой зоны в минимальном режиме работы энергосистемы, т. е. при возможном в условиях эксплуатации отключении некоторых источников, линий электропередачи 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, учитывая сопротивление дуги в месте к. з., необходимо, чтобы выполнялось условие: при к. з. в защищаемой зоне $k_ч \geqslant 1{,}5$, а при к. з. в конце смежной линии $k_ч \geqslant 1{,}2$. Достоинством максимальной токовой защиты с независимой выдержкой времени является простота схемы и настройки. Недостатком являются значительные выдержки времени при отключении наиболее тяжелых и опасных к. з. 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 величины проходящего через реле тока $I_р$, а электромагнитный орган (токовая отсечка) — без выдержки времени при достижении током определенной величины. Схема защиты представлена на рис. 11-4.

Индукционные реле выполняют функции как пусковых органов, так и органов, обеспечивающих селективность действия защиты. Поэтому 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.

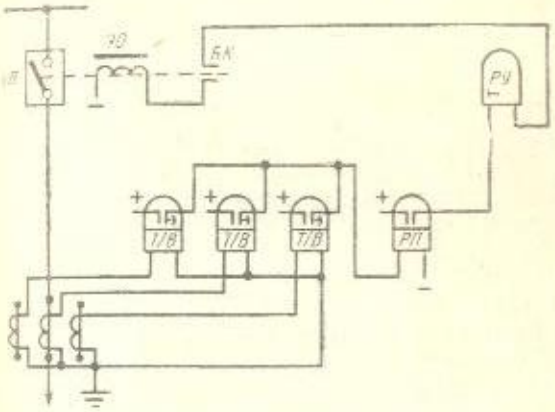


Рис. 11-4. Принципиальная схема максимальной токовой защиты с зависимой выдержкой времени.

Ток срабатывания защиты определяется по выражению (11-3); уставка реле меняется ступенями путем изменения числа витков его обмотки. Выдержка времени защиты подбирается по ступенчатому принципу, при этом согласование выдержек времени защит смежных линий производят, исходя из тока к. з. в ближайшей к источнику точке, при к. з. в которой защиты работают одновременно. Согласование выдержек времени защит применительно к схеме на рис. 11-1 показано на рис. 11-5. На защите 3 устанавливается выдержка времени $t_{з3}$ при токе, соответствующем току к. з. в конце защищаемой ли-

нии *Л-3*. При приближении точки к. з. к источнику ток к. з. увеличивается, соответственно выдержка времени защиты *3* уменьшается в пределе до $t'_{з3}$. Выдержка времени защиты *2* устанавливается по току к. з. в начале линии *Л-3* или, что то же самое, по току к. з. в конце линии *Л-2*, т. е.

$$t_{з2} = t'_{з3} + \Delta t.$$

Аналогично

$$t_{з1} = t'_{з2} + \Delta t.$$

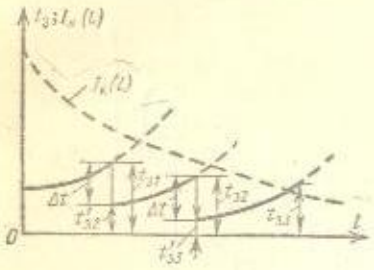


Рис. 11-5. Согласование выдержек времени максимальных токовых защит с зависимой выдержкой времени.

Ступень выдержки времени максимальных токовых защит с зависимой выдержкой времени принципиально должна быть больше ступени выдержки времени максимальных токовых защит с независимой выдержкой времени, что связано с большей погрешностью органа выдержки времени и наличия инерционной погрешности индукционных реле; таким образом,

$$\Delta t = t_2 - t_3 = t_{уск2} + t_{замз} + t_{вз} + t_{зап} + t_{инерц}, \quad (11\text{-}6)$$

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 к. з. в конце защищаемой линии или, что то же самое, в начале смежных линий (рис. 11-7):

$$I_{с.з} = k_н I_{к.вн.макс}, \quad (11\text{-}7)$$

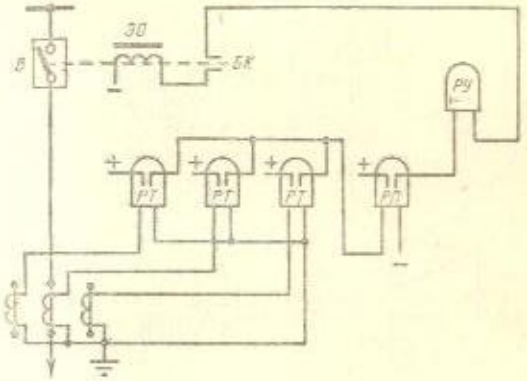


Рис. 11-6. Принципиальная схема токовой отсечки на линии с односторонним питанием.

где $k_н$ — коэффициент надежности; $I_{к.вн.макс}$ — максимальный ток внешнего к. з. 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 к. з. к этому моменту времени существенно затухает, поэтому в формулу (11-7) в качестве $I_{к.вн.макс}$ подставляют действующее значение тока внешнего короткого замыкания в начальный момент к. з. При этом для защит с реле типа РТ-40 принимается $k_н = 1{,}2 \div 1{,}3$, а для защит с реле типа РТ-80 $k_н = 1{,}5$.

Зона действия токовой отсечки охватывает только часть линии и меняется в зависимости от режима системы (см. рис. 11-7). Поэтому ПУЭ рекомендуют приме-

пять токовую отсечку в том случае, если зона ее действия составляет не менее 20% длины линии. Чем больше разница в значениях токов к. з. 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).

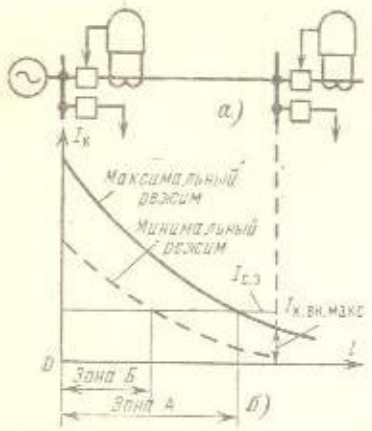


Рис. 11-7. Выбор тока срабатывания и определение зоны действия токовой отсечки.

а — поясняющая схема; *б* — графическое определение зоны действия.

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 последней — большие выдержки времени защиты при отключении к. з. вблизи источников питания.

В тех случаях, когда необходимо быстрое отключение к. з. на всей длине защищаемой линии, к комплекту токовой отсечки без выдержки времени добавляют комплект токовой отсечки с выдержкой времени. Последняя по току срабатывания ($I_{с.з1}$) и выдержке времени ($t_{з1}$) согласуется (см. рис. 11-7) с отсечкой мгновенного действия смежной линии $I_{с.з2}$, $t_{з2}$:

$$I_{с.з1} = k_н I_{с.з2} \text{ и } t_{з1} = t_{з2} + \Delta t,$$

где $k_н = 1{,}1 \div 1{,}2$.

11-6. МАКСИМАЛЬНАЯ ТОКОВАЯ НАПРАВЛЕННАЯ ЗАЩИТА ЛИНИЙ С ДВУСТОРОННИМ ПИТАНИЕМ

Для линий с двусторонним питанием, а также для кольцевых сетей не удается выполнить селективную максимальную токовую защиту. Так, для схемы, показанной на рис. 11-8, необходимо, чтобы соблюдались несовместимые условия: при к. з. в точке *К-1* $t_з > t_2$, а при к. з. в точке *К-2* $t_з < t_2$.

Селективность действия в этих случаях может обеспечить максимальная токовая направленная защита, отличающаяся от обычной максимальной токовой защиты

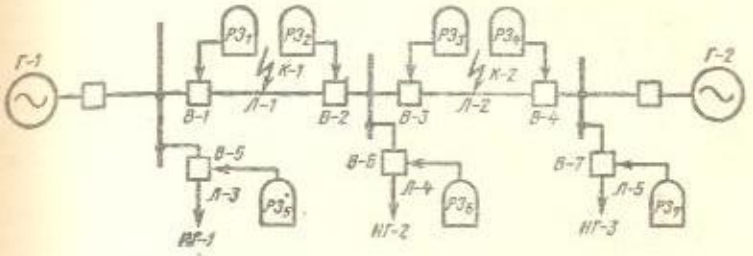


Рис. 11-8. Сеть с двусторонним питанием.

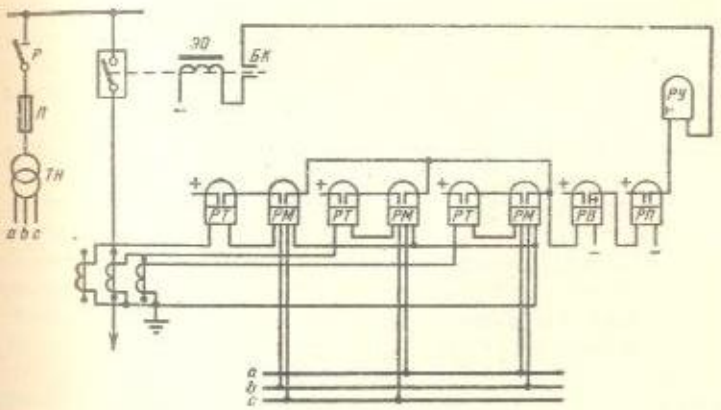


Рис. 11-9. Принципиальная схема максимальной токовой направленной защиты.

наличием дополнительного органа направления мощности. Последний разрешает работать защите при направлении мощности от шин в линию. Так, при к. з. в точке *К-1* приходят в действие защиты $РЗ_1$, $РЗ_2$ и $РЗ_4$, а при к. з. в точке *К-2*— защиты $РЗ_3$, $РЗ_4$ и $РЗ_1$. Принципиальная схема защиты приведена на рис. 11-9.

Ток срабатывания реле тока в простейшем случае определяется по выражению

$$I_{с.р} = \frac{k_н k_а k_{сх} I_{нг.макс}}{k_в n_{т.т}}, \qquad (11\text{-}8)$$

где $I_{нг.макс}$ — максимальный ток нагрузки защищаемой линии с учетом возможности размыкания сети или отключения одного из источников питания.

В кольцевых 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 $t_6 < t_2$.

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, защит *2* и *3* на рис. 11-8) отличаются 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 углового сдвига между создаваемыми ими потоками (рис. 11-10):

$$M_э = k\Phi_н \Phi_т \sin \widehat{\dot{\Phi}_н \dot{\Phi}_т} = k\Phi_н \Phi_т \sin \psi = k_1 U_р I_р \sin(\alpha - \varphi_р), \qquad (11\text{-}9)$$

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 $\dot{U}_р$ и соответствующего фазного напряжения; $\varphi_к$ — угол между векторами фазного напряжения и соответствующего фазного тока при к. з.

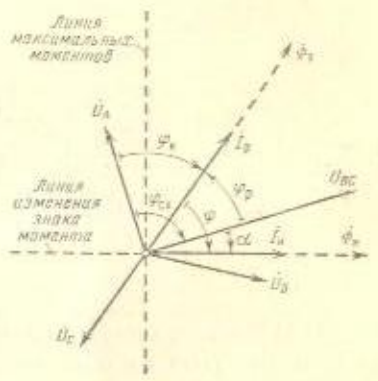


Рис. 11-10. Векторная диаграмма реле направления мощности, включенного по 90-градусной схеме.

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 к. з. 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 к. з. 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 подводятся 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 к. з. вблизи источников питания. В кольцевых 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 части замедленного отключения к. з. вблизи источников питания может быть устранен с помощью токовых

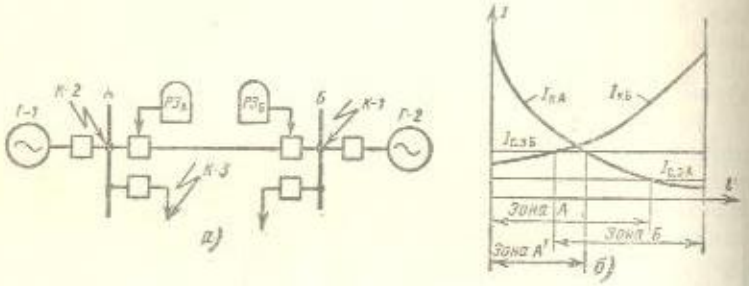


Рис. 11-11. Токовые отсечки на линии с двусторонним питанием.
а — поясняющая схема; *б* — определение зон действия.

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 A и $Б$ находят по выражению (11-7), исходя из токов к. з. соответственно в точках *К-1* и *К-2*. Однако при таком выборе токов срабатывания одна из защит может работать неселективно. Действительно, если, как это показано на рис. 11-11, ток $I_{вБ}$ при к. з. в точке *К-2* больше, чем $I_{с.зА}$, то защита $РЗ_А$ будет неселективно работать при к. з. на отходящих

от шин A радиальных (тупиковых) линиях (точка *К-3*). Для обеспечения селективности действия защит необходимо токи срабатывания обеих защит A и $Б$ принять одинаковыми и равными большему расчетному значению $I_{с.з.б}$ (при этом зона защиты A может существенно уменьшиться) либо защиту A дополнить органом направления мощности.

11-8. ЗАЩИТА ОТ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ В СЕТЯХ С ЗАЗЕМЛЕННЫМИ НЕЙТРАЛЯМИ

При замыкании на землю в сети с заземленными нейтралями появляется система токов нулевой последовательности. Это обстоятельство используют для выпол-

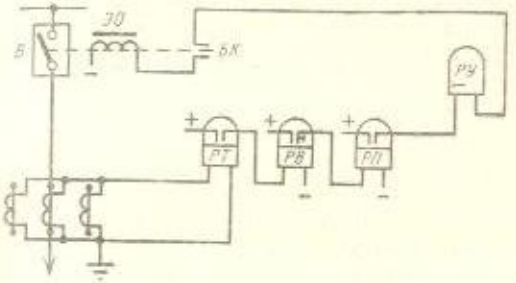


Рис. 11-12. Принципиальная схема защиты от замыканий на землю.

нения защит от замыканий на землю. Принципиальная схема защиты, включенной на фильтр токов нулевой последовательности, дана на рис. 11-12.

В нормальном нагрузочном режиме ток в реле равен:

$$\dot{I}_р = \dot{I}_a + \dot{I}_b + \dot{I}_c = \frac{(\dot{I}_A - \dot{I}_{Aц})}{n_{т.т}} + \frac{(\dot{I}_B - \dot{I}_{Bц})}{n_{т.т}} +$$

$$+ \frac{(\dot{I}_C - \dot{I}_{Cц})}{n_{т.т}} = \frac{(\dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C)}{n_{т.т}} - \frac{(\dot{I}_{Aц} + \dot{I}_{Bц} + \dot{I}_{Cц})}{n_{т.т}} =$$

$$= \frac{3\dot{I}_0}{n_{т.т}} - \dot{I}_{нб}, \qquad (11\text{-}10)$$

где $\dot{I}_A$, $\dot{I}_B$, $\dot{I}_C$ — первичные токи фаз; $\dot{I}_a$, $\dot{I}_b$, $\dot{I}_c$ — вторичные токи фаз; $\dot{I}_{Aц}$, $\dot{I}_{Bц}$, $\dot{I}_{Cц}$ — токи намагничивания

трансформаторов тока различных фаз; $\dot{I}_0$ — ток нулевой последовательности в первичной цепи; $\dot{I}_{нб}$ — ток небаланса во вторичной цепи.

Ток небаланса в основном состоит из токов небаланса первой и третьей гармоник:

$$I_{нб} \approx \sqrt{I_{нб1}^2 + I_{нб3}^2}. \qquad (11\text{-}11)$$

Трансформаторы тока для целей релейной защиты подбираются по кривым предельной кратности K_{10} при полной погрешности трансформатора тока $\varepsilon = 10\%$, 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

$$I_{нб\text{-}макс} \approx I_{нб1} = k_{одн}\, \varepsilon I_{к.макс}^{(3)}, \qquad (11\text{-}12)$$

где $k_{одн}$ — коэффициент однотипности характеристик трансформаторов тока фильтра; в зависимости от идентичности характеристик $k_{одн} = 0{,}5 \div 1$; ε — погрешность трансформаторов тока; $I_{к.макс}^{(3)}$ — максимальное расчетное значение тока трехфазного к. з. в начале смежного участка (линии).

Ток срабатывания реле оценивается по двум условиям:

$$1)\ I_{с.р} > I_{нб\text{-}макс};$$

$$2)\ I_{с.р} < 3I_{0\,мин}/n_{т.т},$$

где $3I_{0\,мин}$ — минимальное значение суммы токов нулевой последовательности при коротком замыкании в конце смежного участка.

Определяющим является первое условие; при этом

$$I_{ср} = k_н I_{нб.макс}, \qquad (11\text{-}13)$$

где $k_н = 1{,}3 \div 1{,}5$.

Чувствительность защиты проверяется по выражению

$$k_ч = \frac{3I_{0\,мин}}{I_{с.з}} \geqslant 1{,}5.$$

Выдержки времени защит выбирают по ступенчатому принципу, увеличивая по мере приближения к источнику токов нулевой последовательности (нулевой точке 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 максимальных токовых защит тех же элементов сети.

В тех случаях, когда в сети имеется несколько трансформаторов с заземленными нулевыми точками, 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 используются дистанционные, а также направленные защиты с высокочастотной блокировкой и высокочастотные дифференциально-фазные защиты. Эти защиты здесь не рассматриваются.

5. ЗАЩИТА ГЕНЕРАТОРОВ

11-9. ПОВРЕЖДЕНИЯ И НЕНОРМАЛЬНЫЕ 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 либо в междуфазные замыкания, либо в замыкания на землю);

в) замыкании 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 ненормальным режимам генераторов относят:

а) *сверхтоки* (токи, превышающие номинальный ток генератора) при внешних к. з. Нормально внешние к. з. 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 относительно продолжительные перегрузки в 20—30% как по току статора, так и по току ротора.

Таблица 11-1

Допустимые величины и длительности аварийных перегрузок генераторов и синхронных компенсаторов с косвенным поверхностным охлаждением по току статора и току ротора	Допустимые величины и длительности аварийных перегрузок турбогенераторов типов ТВФ, ТВВ, ТГВ (с непосредственным охлаждением)								
	по току статора					по току ротора			
$II/I_{ном}$ и $I_f/I_{ном}$	$t_{пр}$, мин	$II/I_{ном}$	$t_п$, мин			$I_f/I_{ном}$	$t_п$, мин		
			ТВФ	ТВВ	ТГВ		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	0,5	0,33	0,33
1,4	3	1,4	3	2	—	—	—	—	—
1,5	2	1,5	2	1	1	—	—	—	—
2,0	1	2,0	1	—	—	—	—	—	—

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.

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

$$t_{доп} = \frac{A}{I_2^2}, \qquad (11\text{-}14)$$

где $t_{доп}$ — допустимая продолжительность несимметричного режима, с; $I_2 = I_2/I_{г.ном}$ — допустимый ток обратной

последовательности в относительных единицах; A — коэффициент, учитывающий конструкцию генератора (указывается заводом-поставщиком); для гидрогенераторов $A=40$; для турбогенераторов типа ТВ-2 $A=24$, для турбогенераторов типа ТВФ $A=15$, для турбогенераторов типа ТГВ-300 $A=8{,}5$, для турбогенераторов 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, установленных со стороны нулевой точки и со стороны основных выводов генератора. 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).

При внешнем к. з. ток в первичных обмотках трансформаторов тока *I* и *II* одинаков, а ток в реле равен разности вторичных токов этих трансформаторов тока, т. е. току небаланса. При внутренних к. з. токи в первичных обмотках трансформаторов тока *I* и *II* различны; при этом ток в реле равен сумме вторичных токов трансформаторов тока. Защита не должна действовать при

внешних к. з., поэтому ее ток срабатывания должен удовлетворять условию:

$$I_{с.з} > I_{нб.макс}.$$

Значение тока небаланса зависит от идентичности характеристик трансформаторов тока, сопротивлений плеч защиты, а также от токов в первичных обмотках

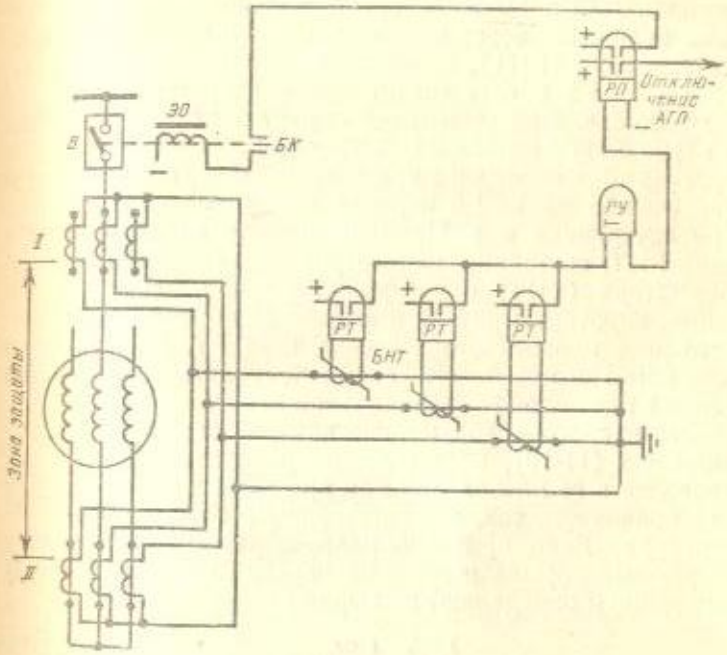


Рис. 11-13. Принципиальная схема продольной дифференциальной защиты генератора.

трансформаторов тока (увеличивается с их увеличением).

Практически ток срабатывания защиты находится по выражению

$$I_{с.з} = k_в k_э I_{нб.макс} = k_в k_а k_{одн} \varepsilon I^{(3)}_{к.макс}, \qquad (11\text{-}15)$$

где $k_в = 1{,}2$ — коэффициент надежности; $k_а$ — коэффициент, учитывающий наличие апериодической составля-

ющей в токе к. з; $k_{одн}=0{,}5$ — коэффициент однотипности трансформаторов тока; ε — погрешность трансформаторов тока; $I^{(3)}_{к.макс}$ — наибольшее начальное действующее значение тока трехфазного к. з. генератора при к. з. на его выводах.

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 к. з. есть значительная апериодическая составляющая. При этом можно принять $k_а=1$. Наличие в схеме БНТ позволяет эффективно отстроиться от бросков тока небаланса при внешних к. з., но приводит к увеличению на 1—1,5 периода время действия защиты при внутренних к. з. Промышленность поставляет реле типа РНТ, состоящие из быстронасыщающегося трансформатора (БНТ) с дифференциальной, выравнивающими, короткозамкнутой и вторичной обмотками и токового реле мгновенного действия типа РТ. Выравнивающие обмотки позволяют скомпенсировать неравенство токов в плечах дифференциальной защиты.

Защита, ток срабатывания которой определен по выражению (11-15), может ложно работать при обрывах проводов в ее плечах, так как при этом в реле одной из фаз появляется ток, соответствующий току нагрузки генератора. Если признано целесообразным отстроиться от режима обрыва вторичных цепей, то ток срабатывания защиты определяют по выражению

$$I_{с.з}=1{,}3I_{г.ном}. \qquad (11\text{-}16)$$

Естественно, что чувствительность защиты при этом существенно уменьшается.

Чувствительность защиты проверяют по току двухфазного к. з. на выводах отключенного от сети генератора. Согласно ПУЭ необходимо, чтобы

$$k_ч=I^{(2)}_{к.мин}/I_{с.з}\geqslant 2.$$

При выборе тока срабатывания по выражению (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 к. з. вблизи нуля генератора (мертвая зона).

Однако в практике эксплуатации не наблюдалось повреждений изоляции вблизи нуля генераторов, что, по-видимому, объясняется незначительными рабочими потенциалами в этой части обмотки. Ввиду сказанного 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, имеющих в обмотке статора две параллельные ветви. Распространение получила схема защиты, приведенная на рис. 11-14.

Реле тока защиты подключено через фильтр токов основной частоты к трансформатору тока, установленному на перемычке между нулевыми точками двух параллельных ветвей статорной обмотки. В нормальном режиме и при внешних к. з. в перемычке имеются только токи гармоник, кратных трем, обусловленные несинусоидальностью формы индукции в воздушном зазоре машины и несимметрией фазных токов к. з. Фильтр $Ф_1$ не пропускает эти токи в цепь защиты. Витковые замыкания

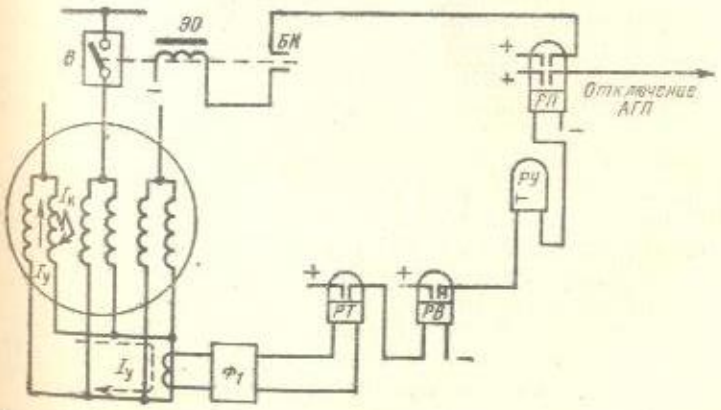


Рис. 11-14. Принципиальная схема поперечной дифференциальной защиты генератора.

сопровождаются появлением в контуре поврежденной фазы (рис. 11-14) уравнительных э. д. с. $E_у$ и тока $I_у$ основной частоты, а в реле — тока $I_р = I_у/n_{т.т}$.

Если $I_у > I_{с.з}$, 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 к. з. Практически берут $I_{с.з} \approx \approx (0{,}2 \div 0{,}4) I_{г.ном}$.

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 с выдержкой $t_з = 0{,}5 \div 1$ с. Трансформатор тока в перемычке между нулевыми точками параллельных ветвей должен быть динамически устойчив при максимальных токах в перемычке. Его коэффициент трансформации обычно выбирается равным

$$n_{т.т} = 0{,}25 I_{г.ном}/5.$$

11-12. ЗАЩИТА ОТ СВЕРХТОКОВ ВНЕШНИХ К. З. И ОТ ПЕРЕГРУЗКИ

Схема комбинированной защиты от сверхтоков внешних к. з. и от перегрузки приведена на рис. 11-15.

При симметричных к. з. 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 к. з. и от перегрузки.

Защита от сверхтоков симметричных к. з. осуществляется с помощью реле $РТ_2$, $РН$, $РП_1$, $РВ_2$, $РУ$ и $РП_2$. При возникновении короткого замыкания одновременно срабатывают реле тока $РТ_2$ и минимальное реле напряжения $РН$; при этом через контакты промежуточного реле $РП_1$ образуется цепь на реле времени $РВ_2$, обеспечивающее селективность действия защиты. Защита действует на отключение выключателя генератора и на АГП.

Напряжение срабатывания защиты равно:

$$U_{с.з} = \frac{U_{раб.мин}}{k_н k_в} \approx (0{,}5 \div 0{,}6) U_{г.ном},$$

а ток срабатывания реле $РТ_2$ находится по выражению

$$I_{с.р} = \frac{k_н k_{сх} I_{г.ном}}{k_в n_{т.т}}, \qquad (11\text{-}17)$$

где $k_н = 1{,}1 \div 1{,}15$.

Выдержка времени реле $РВ_2$ принимается равной

$$t_2 = t_{присс.макс} + \Delta t, \qquad (11\text{-}18)$$

где $t_{присс.макс}$ — наибольшая выдержка времени защит на присоединениях к шинам генератора.

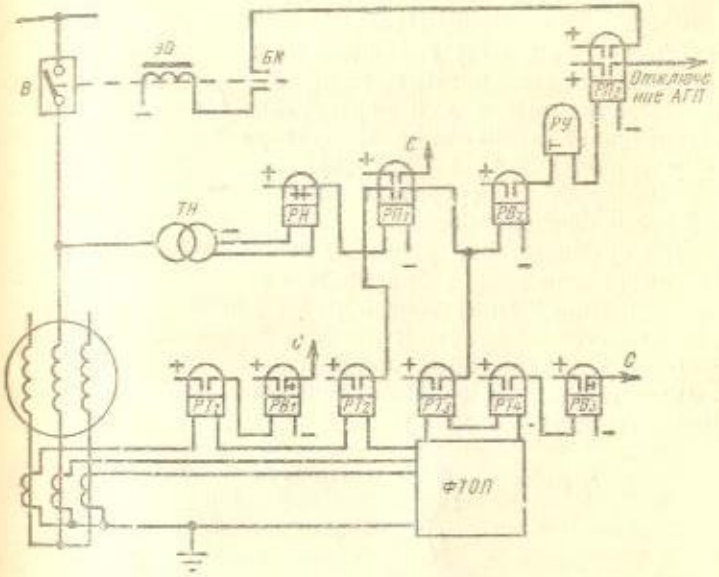


Рис. 11-15. Защита генератора от сверхтоков внешних к. з. и от перегрузки.

Защита может неправильно сработать при обрыве цепей напряжения реле $РН$ во время перегрузки генератора. Во избежание этого защита имеет сигнализацию о нарушении цепей напряжения реле $РН$. Она осуществляется с помощью второго контакта реле $РП_1$.

Симметричная перегрузка генератора контролируется реле $РТ_1$. Сигнал о перегрузке дается с выдержкой времени t_1, создаваемой реле $РВ_1$:

$$t_1 = t_{м.т.з} + \Delta t = t_2 + \Delta t, \qquad (11\text{-}19)$$

где $t_{м.т.з}$ — выдержка времени максимальной токовой защиты от сверхтоков внешних к. з.

Ток срабатывания реле $РТ_1$ определяется по выражению (11-17), где для повышения чувствительности защиты берется $k_в = 1{,}05$.

Защита от сверхтоков несимметричных к. з. осуществляется фильтровой защитой обратной (отрицательной) последовательности. Фильтровая защита обычно состоит из двух комплектов реле, первый из которых (реле $РТ_3$, $РВ_2$, $РУ$ и $РП_2$) действует на отключение генератора и АГП, а второй (реле $РТ_4$ и $РВ_3$) — на сигнал с выдержкой времени. Пусковые органы обоих комплектов (реле $РТ_3$ и $РТ_4$) включены на фильтр токов обратной последовательности и, следовательно, не реагируют на симметричные к. з. и перегрузки. Первый комплект обеспечивает отключение генератора при внешних несимметричных к. з., второй (чувствительный комплект) сигнализирует о перегрузке генератора токами обратной последовательности.

Ток срабатывания реле $РТ_3$ выбирается с учетом допустимого для генератора по условию нагрева (в течение примерно 2 мин) тока обратной последовательности и согласуется по чувствительности с защитами смежных элементов (трансформатора связи, отходящих линий); соответственно ток срабатывания защиты должен удовлетворять двум условиям:

$$I_{с.з} \leqslant \sqrt{\frac{A}{t_{доп}}}\, I_{г.ном} = \sqrt{\frac{A}{120}}\, I_{г.н.м}; \qquad (11\text{-}20)$$

$$I_{с.з} \geqslant k_в I_{2расч}, \qquad (11\text{-}21)$$

где $I_{2расч}$ — расчетный ток обратной последовательности генератора в условиях к. з., когда защиты смежных элементов находятся на границе срабатывания; $k_в = 1{,}1$ — коэффициент надежности.

Ток срабатывания защиты определяется по выражениям (11-20) и (11-21); при этом необходимо, чтобы обеспечивался коэффициент чувствительности

$$k_ч = I_{2мин}/I_{с.з} \geqslant 1{,}2.$$

Выдержка времени реле $РВ_2$ должна удовлетворять двум условиям: должна быть больше выдержек времени защит смежных элементов

$$t_2 = t_{прес.макс} + \Delta t, \qquad (11\text{-}22)$$

где $t_{прес.макс}$ — максимальная выдержка времени защит, и должна быть меньше допустимого для генератора по условиям нагрева времени воздействия токов обратной последовательности при двухфазном к. з. на выводах генератора

$$t_2 \leqslant t_{доп}. \qquad (11\text{-}23)$$

Ток срабатывания второго комплекта должен удовлетворять условиям:

$$I_{с.з} \geqslant I_{нб.ФТОП} \qquad (11\text{-}24)$$

и

$$I_{с.з} \leqslant I_{2доп}, \qquad (11\text{-}25)$$

где $I_{нб.ФТОП}$ — ток небаланса фильтра тока обратной последовательности.

Практически принимают

$$I_{с.з} = (0{,}1 - 0{,}12) I_{г.ном}.$$

Выдержку времени на реле $РВ_3$ принимают равной

$$t_3 = t_2 + \Delta t. \qquad (11\text{-}26)$$

11-13. ЗАЩИТА ОТ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ

Защита выполняется с использованием трансформаторов тока нулевой последовательности кабельного (ТПН) или шинного (ТНПШ) типов, сердечники которых охватывают все три фазы; трансформаторы устанавливают между генератором и его выключателем. Ток нулевой последовательности в первичной обмотке трансформатора нулевой последовательности зависит от месторасположения точки замыкания на землю. При замыканиях во внешней сети (например, в точке *К-1* на рис. 11-16) через трансформатор нулевой последовательности проходит емкостный ток генератора $I_{с.г}$, а при замыкании на выводах генератора (в точке *К-2*) — разность между полным емкостным током сети генераторного напряжения и емкостным током генератора, т. е.

$$I = I_{сΣ} - I_{сг},$$

где

$$I_{сΣ} = 3U_ф \omega C_Σ$$

и

$$I_{Cr} = 3U_{\phi}\omega C_{r},$$

где C_{Σ} — емкость фазы сети генераторного напряжения; $C_{г}$ — емкость фазы статорной обмотки генератора.

В случаях разветвленной кабельной сети $I_{C\Sigma} \gg I_{Cr}$. При этом условии удается выполнить эффективную защиту генератора от замыканий на землю, которая не

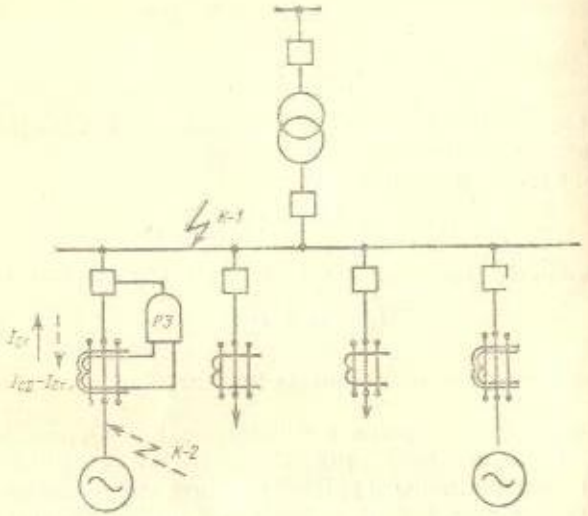


Рис. 11-16. Емкостные токи в трансформаторе нулевой последовательности генератора при замыканиях на землю в различных точках.

действует при внешних замыканиях на землю, при внешних междуфазных к.з. 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 $РТ_2$, $РП_1$, $РВ$, $РУ_2$ и $РП_2$) и менее чувствительного (реле $РТ_1$, $РУ_1$ и $РП_2$). Более чувствительный комплект работает при замыканиях в генераторе; при внешних же к.з. он выводится из действия защитой генератора от сверхтоков.

Ток срабатывания защиты отстраивается 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.

$$I_{с.з} = \frac{1}{k_{в}}\left(k_{н1} I_{Cr} + k_{н2} I_{нб.\,расч}\right),$$

где $k_{н1} = 2 \div 3$ при наличии у защиты выдержки времени $t = 0{,}5 \div 1$ с; $k_{н2} = 1{,}3 \div 1{,}5$; $I_{нб.расч}$ — ток небаланса трансформатора нулевой последовательности (отнесенный к первичной цепи) при нагрузке генератора, имеющей место в момент отключения двухфазного к.з., когда с защиты снимается блокировка на реле $РП_1$.

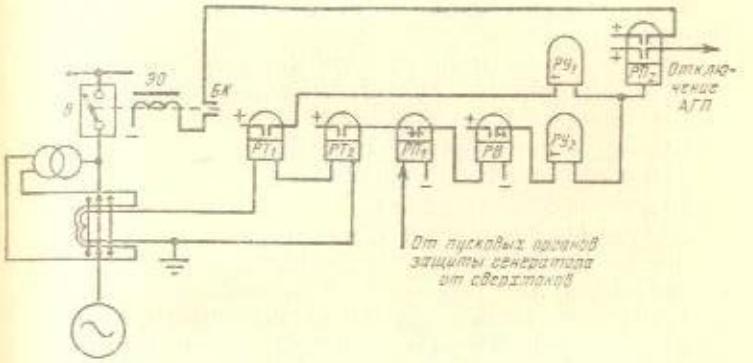


Рис. 11-17. Принципиальная схема защиты генератора от замыканий на землю.

За расчетный ток нагрузки генератора может быть принят ток возврата реле защиты от сверхтоков. Наличие на реле $РВ$ выдержки времени $t = 0{,}5 \div 1$ с позволяет не отстраивать защиту от бросков емкостного тока генератора в переходном процессе, возникающем при замыкании на землю во внешней сети. Чувствительность защиты при этом повышается.

Менее чувствительный комплект отстраивается от бросков емкостного тока в переходном процессе внешнего к.з. с учетом наибольшего расчетного тока небаланса трансформатора нулевой последовательности. За расчетный вид повреждения принимается одновременное однофазное замыкание на землю в одной точке внешней сети и двухфазное к.з. в другой точке внешней сети. При этом

$$I_{с.з} \geqslant k_{б} I_{Cr} + k_{н2} I_{нб.макс}.$$

Практически принимают $I_{с.з} \approx 100$ А.

Следует отметить, что защита генератора от замыканий на землю имеет мертвую зону вблизи нулевой точки генератора. Это объясняется тем, что ток замыкания пропорционален доле замкнувшихся витков.

В. ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ

11-14. ПОВРЕЖДЕНИЯ И НЕНОРМАЛЬНЫЕ РЕЖИМЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ

В трансформаторах могут иметь место следующие повреждения:

а) междуфазные к. з. 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 ненормальным режимам трансформаторов относят:

а) работу со сверхтоками при внешних к. з. и при качаниях в энергосистеме;

б) перегрузки, вызванные самозапуском двигателей, подключением дополнительной нагрузки при работе устройств автоматического включения резерва (АВР), 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 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 либо как дифференциальная отсечка, либо как дифференциальная защита. В последнем

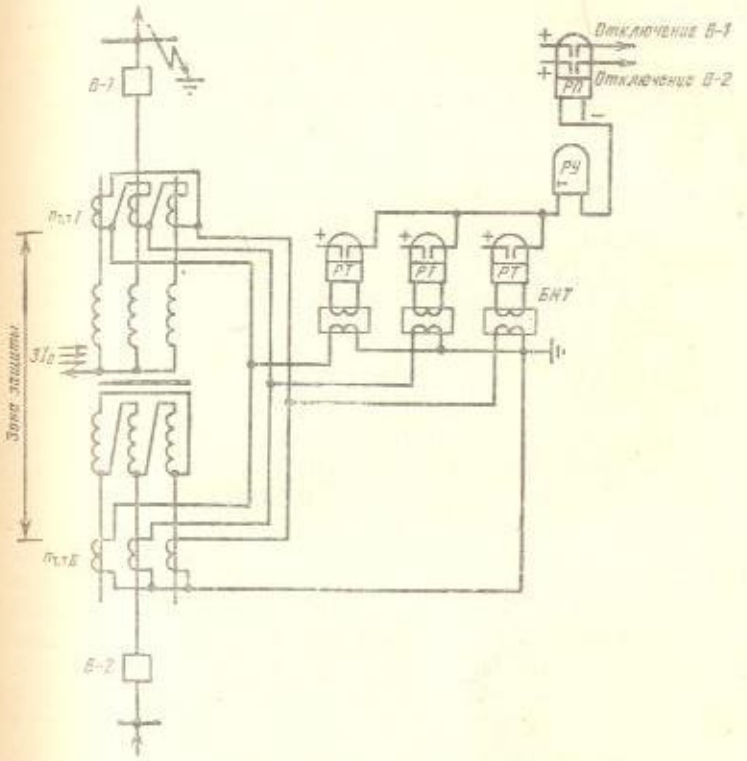


Рис. 11-18. Принципиальная схема дифференциальной защиты двухобмоточного трансформатора.

случае она выполняется с быстронасыщающимися трансформаторами или с реле с торможением. Защита с быстронасыщающимися трансформаторами получила наибольшее распространение ввиду повышенной чувствительности при достаточном быстродействии.

Схема дифференциальной защиты двухобмоточного трансформатора с соединением обмоток Y_0/Δ показана на рис. 11-18.

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 величине, так и по фазе (сдвиг фаз 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 соединяются 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 к. з., но и при регулировании коэффициента трансформации силового трансформатора, поэтому ток срабатывания защиты отстраивается от максимального тока небаланса при внешних к. з. с учетом

возможности изменения коэффициента трансформации силового трансформатора:

$$I_{с.з} > I_{нб.т.т} + I_{нб.рег} = k_{одн}\varepsilon I^{(3)}_{к.макс} + \Delta n_т I^{(3)}_{к.макс} = (k_{одн} \cdot 0{,}1 + \Delta n_т) I^{(3)}_{к.макс}, \quad (11\text{-}27)$$

где $I^{(3)}_{к.макс}$ — максимальное значение тока внешнего трехфазного к. з.; $I_{нб.т.т}$ — 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 $n_{т.тI}$ и $n_{т.тII}$ подбирают так, чтобы обеспечить по возможности равные токи в плечах дифференциальной защиты:

$$n_{т.тI} \approx \frac{I_{I\,ном}\sqrt{3}}{5};$$

$$n_{т.т\,II} \approx \frac{I_{II\,ном}}{5}.$$

Трансформаторы тока выбирают по кривым предельной кратности; при этом учитывают, что трансформаторы тока, соединенные в треугольник, оказываются более нагруженными.

Наибольшую трудность представляет отстройка дифференциальной защиты от бросков намагничивающего тока и от токов небаланса при внешних к. з. 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 БНТ (рис. 11-18). Наличие БНТ позволяет эффективно отстроиться от бросков намагничивающего тока и токов небаланса при внешних к. з. БНТ 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 БНТ. Число витков уравнительных и дифференциальной обмоток подбирается так, чтобы при сквозных к. з. обеспечивалось условие:

$$I_{I} w_{уI} - I_{II} w_{уII} + (I_{I} - I_{II}) w_{д} = 0. \qquad (11\text{-}28)$$

Практически ток срабатывания дифференциальной защиты (с БНТ) двухобмоточных трансформаторов без РПН выбирают равным

$$I_{с.з} = (1 \div 2) I_{т.ном}.$$

Ток к. з., как и ток намагничивания, содержит апериодическую составляющую, но она затухает значительно быстрее, чем апериодическая составляющая намагничивающего тока. Наличие БНТ замедляет работу дифференциальной защиты при к. з. в трансформаторе лишь на 0,01—0,03 с. На трансформаторах с РПН и на многообмоточных трансформаторах ток срабатывания защиты с БНТ нередко приходится увеличивать до (3—4) $I_{т.ном}$, что существенно снижает чувствительность защиты.

Высокая чувствительность дифференциальной защиты может быть сохранена при использовании специальных реле типа ДЗТ с магнитным торможением, схема включения которого показана на рис. 11-19, *а*. Такие реле особенно целесообразны, если возникают трудности отстройки защиты от токов небаланса, вызванных внешними к. з. При внешних к. з. токи тормозных обмоток *I* и *II* создают поток, насыщающий крайние стержни магнитопровода, и ток срабатывания реле возрастает пропорционально току $I_т$ в тормозных обмотках (рис. 11-19, *б*). При к. з. в зоне защиты (внутренние к. з.) ток в рабочей обмотке $I_р$ 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.

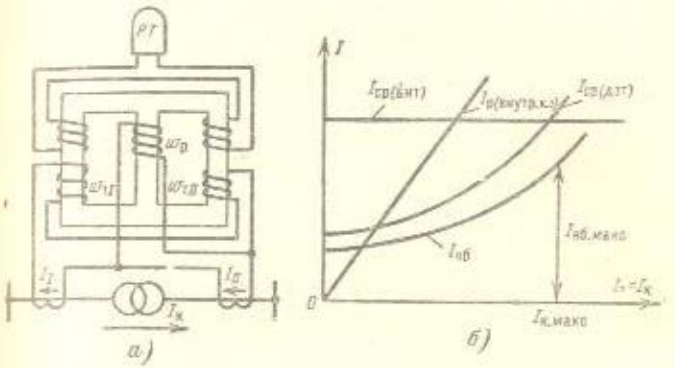


Рис. 11-19. Реле с магнитным торможением.

а — схема подключения реле; *б* — сравнительная характеристика реле ДЗТ.

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 равен:

$$I_{с.э} = k_н I_{к.вн.макс}, \qquad (11\text{-}29)$$

где $k_н = 1{,}25$ для реле типа РТ-40 и $k_н = 1{,}5$ для реле типа РТ-80; $I_{к.вн.макс}$ — максимальное значение периодической составляющей тока трехфазного к. з. за трансформатором.

Токовая отсечка должна быть также отстроена от броска намагничивающего тока трансформатора. Зона действия отсечки охватывает ошиновку, выводы трансформатора и часть обмотки с питающей стороны.

11-17. ЗАЩИТА ОТ СВЕРХТОКОВ ВНЕШНИХ К. З.

Защита предназначена для отключения трансформаторов при внешних к. з., 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. Защита выполняется направленной, если многообмоточный трансформатор имеет несколько источников питания.

Защита двухобмоточного понижающего трансформатора, схема которой показана на рис. 11-20, состоит из реле $РТ_2$, $РТ_3$, $РТ_4$, $РВ_2$, $РУ$ и $РП$. Ток срабатывания реле тока определяют по выражению

$$I_{с.р} = \frac{k_н k_з k_{сх} I_{раб.макс}}{k_в n_{т.т}}, \qquad (11\text{-}30)$$

где $I_{раб.макс}$ — максимальный ток длительного нагрузочного режима с учетом работы устройств АВР; $k_з$ — коэффициент запуска электродвигателей; $k_н = 1{,}1 \div 1{,}5$.

Коэффициент чувствительности защиты при минимальном токе к. з. в конце смежного присоединения должен быть не менее 1,3. Выдержка времени защиты выбирается на ступень больше выдержек времени максимальных токовых защит смежных присоединений:

$$t = t_{прис.макс} + \Delta t. \qquad (11\text{-}31)$$

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.

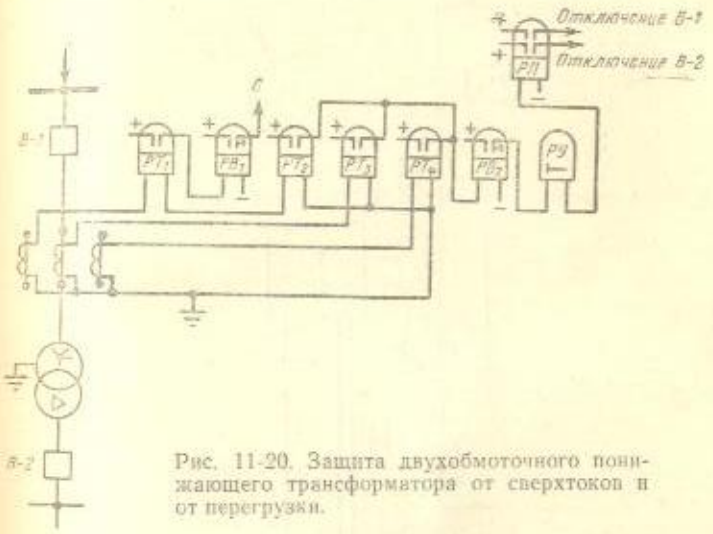


Рис. 11-20. Защита двухобмоточного понижающего трансформатора от сверхтоков и от перегрузки.

При трехфазных к. з. работает максимальная токовая защита с пуском минимального напряжения (реле $РТ_2$, $РН$, $РВ$, $РУ$, $РП$). При несимметричных к. з. работает защита обратной последовательности, пусковым органом которой является реле тока $РТ_3$, включенное на фильтр токов обратной последовательности ($ФТОП$).

Ток срабатывания защиты от трехфазных к. з. определяют по формуле (11-30), а выдержку времени — по формуле (11-31). Напряжение срабатывания реле $РН$ определяют по выражению

$$U_{с.р} = \frac{U_{раб.мин}}{k_в k_н n_{т.н}}.$$

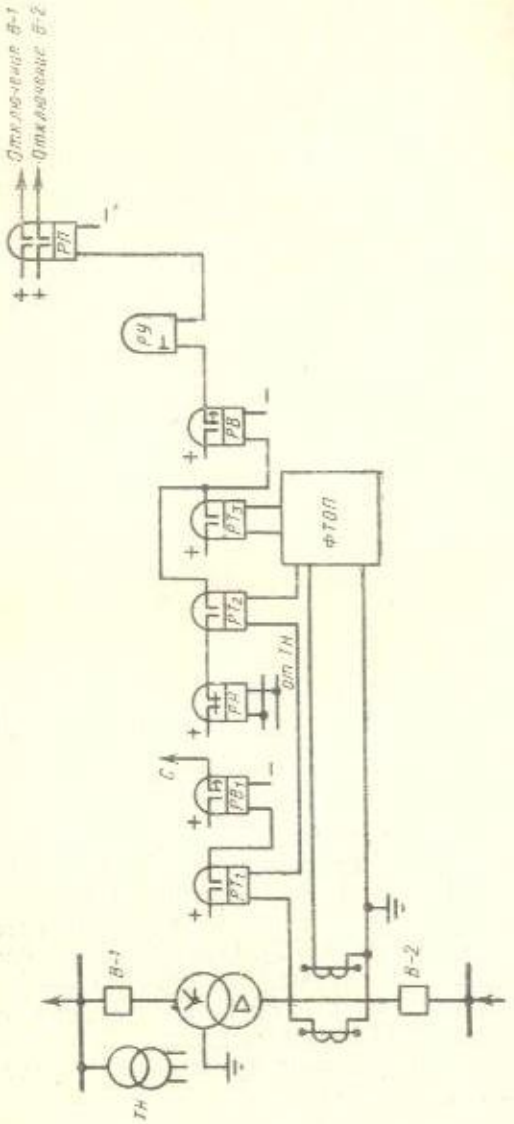


Рис. 11-21. Защита двухобмоточного повышающего трансформатора.

Ток срабатывания реле PT_3 фильтровой защиты отстраивают от максимального значения тока небаланса фильтра и согласовывают по 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 вне зависимости от системы охлаждения допускают аварийную перегрузку, величина которой зависит от длительности перегрузки:

Нагрузка в долях номинальной	1,3	1,45	1,6	1,75	2,0	3,0
Допустимая длительность перегрузки, мин	120	80	45	20	10	1,5

Как видно, для трансформаторов допустимы относительно длительные перегрузки. Поэтому защита от перегрузки выполняется с действием на сигнал. Такая защита состоит из реле тока PT_1 и реле времени PB_1 (см. рис. 11-20 и 11-21). Ток срабатывания реле определяют по выражению

$$I_{с.р} = \frac{k_н I_{т.ном}}{k_в n_{т.т}}, \qquad (11\text{-}32)$$

где $k_н = 1{,}05$.

Выдержку времени защиты выбирают на ступень больше выдержки времени защиты от сверхтоков:

$$t = t_{м.т.з} + \Delta t, \qquad (11\text{-}33)$$

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 нуле 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:

$$I_{с.з} = k_в 3I_{0\,расч}, \qquad (11\text{-}34)$$

где $3I_{0расч}$ — ток нулевой последовательности в трансформаторе при внешнем к. з. на землю, когда защита

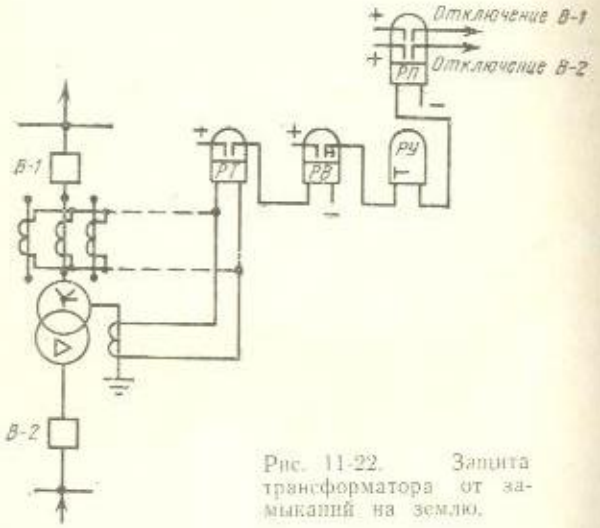


Рис. 11-22. Защита трансформатора от замыканий на землю.

смежного элемента, с которой происходит согласование, находится на границе срабатывания.

Коэффициент чувствительности защиты при к. з. в конце отходящих линий должен быть не менее 1,2.

Выдержка времени защиты согласуется с выдержками времени аналогичных защит присоединений данной сети:

$$t = t_{прис.макс} + \Delta t.$$

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 замыканиях на землю и кожух показаны на рис. 11-23.

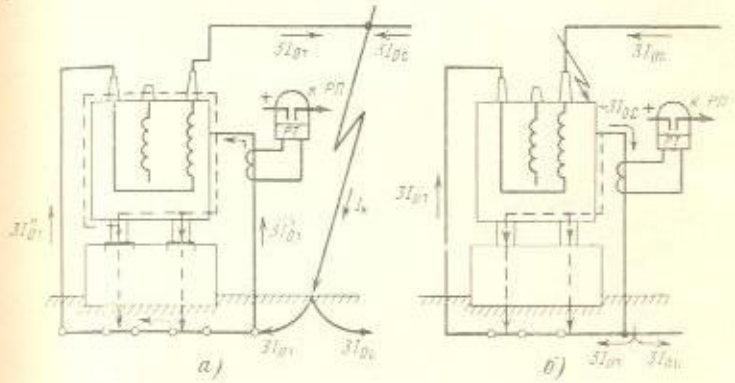


Рис. 11-23. Схема включения защиты от замыканий на кожух и распределение токов при коротких замыканиях.

а — при внешних к. з. на землю; *б* — при перекрытии вводов трансформатора.

Трансформатор устанавливается на железобетонном фундаменте и его кожух с помощью заземляющей шины соединяется с контуром заземления подстанции. Сопротивление заземляющей шины составляет примерно 0,5—1 Ом, а сопротивление изоляции кожуха относительно земли — 15—20 Ом. Защита не должна работать при внешних к. з. 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.

Обычно ток $3I'_{0т}$ составляет небольшую величину. При перекрытии вводов через реле защиты проходит практически полный ток замыкания на землю и защита срабатывает.

Баковая защита применяется в ряде зарубежных стран; в СССР эта защита широкого распространения не получила.

11-21. ГАЗОВАЯ ЗАЩИТА

Все трансформаторы мощностью 1000 кВ·А и более имеют газовую защиту. Эта защита реагирует на все виды внутренних повреждений трансформатора, а также действует при утечке масла из бака.

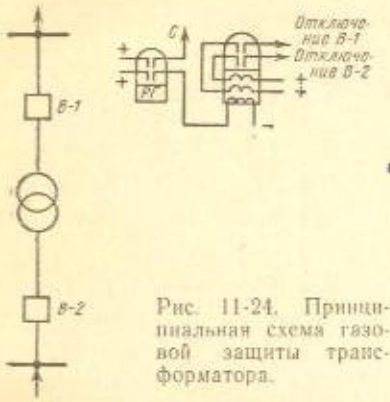


Рис. 11-24. Принципиальная схема газовой защиты трансформатора.

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—2,0% в сторону расширителя). Промышленность выпускает газовые реле типа ПГ-22 с двумя поплавками и ртутными контактами, а также реле типа РГЧ-65.

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 в цепи сигнала. При коротком замыкании возникает турбулентное движение масла, поэтому замыкаются контакты нижнего поплавка и защита без выдержки времени отключает выключатель. Замыкание нижнего поплавка может быть кратковременным, поэтому в схеме защиты (рис. 11-24) предусматривается самоудерживание промежуточного реле до отключения обоих выключателей трансформатора. Для предотвращения ложного срабатывания газовой защиты при внешних к. з., когда также возникает движение масла в баке трансформатора, чувствительность нижнего поплавка реле регулируют так,

чтобы он реагировал лишь при скорости движения масла 50—100 см/с и выше.

После ремонта трансформатора, доливки масла, а также при включении в работу нового трансформатора газовая защита должна действовать (в течение 2—3 дней) 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. ЗАЩИТА ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

11-22. ПОВРЕЖДЕНИЯ И НЕНОРМАЛЬНЫЕ РЕЖИМЫ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ. ПУСК И САМОЗАПУСК ДВИГАТЕЛЕЙ

В асинхронных электродвигателях могут иметь место следующие повреждения: междуфазные к. з.; замыкания статорной обмотки на землю; витковые замыкания.

Ненормальными 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 двигателя.

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 относительно 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 вращающего 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

$$t_{доп} = \frac{160\tau_{ном}\left(\dfrac{\tau_{доп}}{\tau_{ном}} - k^2_{нач}\right)}{k_R\, j^2_{ном}\left(k^2 - k^2_{нач}\right)} = T\,\frac{\dfrac{\tau_{доп}}{\tau_{ном}} - k^2_{нач}}{k^2 - k^2_{нач}}, \qquad (11\text{-}35)$$

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:

$$t_{п.доп} = \frac{150\tau_x}{j^2_{ном}\, k^2}, \qquad (11\text{-}36)$$

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:

$$t_{с.з.доп} = \frac{150\tau_г}{j^2_{ном}\left(k^2 - 1\right)}, \qquad (11\text{-}37)$$

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 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. $M_д \equiv U^2$. 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 к. з. ток, который в пределе может быть равен пусковому току.

11-23. ЗАЩИТА АСИНХРОННЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1000 В

Основной защитой электродвигателей от междуфазных к. з. является максимальная токовая защита без выдержки времени (токовая отсечка). На двигателях мощ-

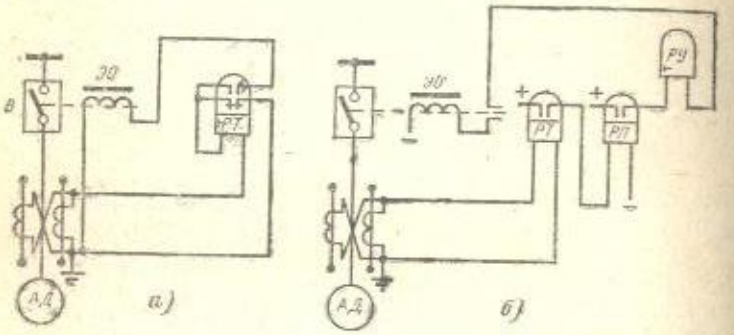


Рис. 11-25. Максимальная токовая защита асинхронных двигателей.
а — на переменном оперативном токе; *б* — на постоянном оперативном токе.

ностью 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. Установка такой защиты возможна, так как мощные электродвигатели имеют шесть выводов статорной обмотки. На двигателях мощностью 5 МВт и более установка дифференциальной защиты обязательна.

Максимальная токовая защита может выполняться или на переменном оперативном токе с дешунтированием катушки отключения (рис. 11-25, *а*), или на постоянном

оперативном токе (рис. 11-25, *б*). 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.

$$I_{с.з} = k_н I_{пуск}. \qquad (11\text{-}38)$$

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:

$$I_{с.з} = k_н I_{п.пуск}. \qquad (11\text{-}39)$$

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 устанавливается защита 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.

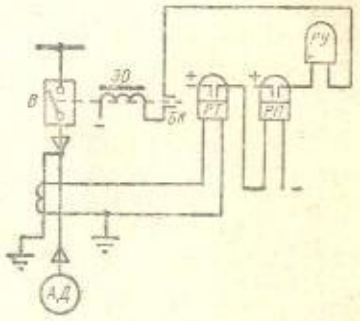


Рис. 11-26. Защита двигателя от замыканий одной фазы на землю.

На электродвигателях, подверженных технологическим перегрузкам, а также на двигателях, самозапуск которых нормально не обеспечивается, устанавливается защита от перегрузки. Характеристика защиты должна по возможности приближаться к характеристике перегрузочной способности двигателя, определенной по выражению (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

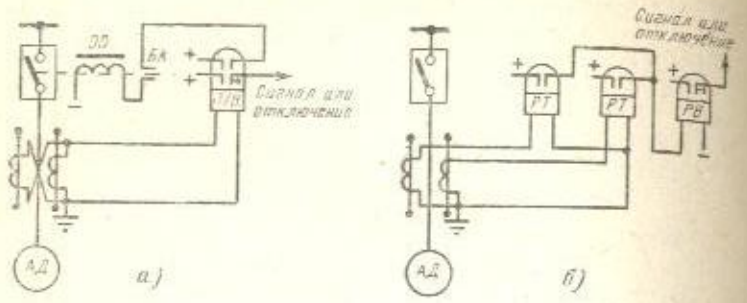


Рис. 11-27. Принципиальная схема защиты двигателя от перегрузки.
а — с зависимой выдержкой времени; *б* — с независимой выдержкой времени.

можно снять вручную или автоматически, защита соответственно выполняется с действием на сигнал или на разгрузку механизма. В отдельных случаях защита выполняется с двумя выдержками времени: с меньшей она действует на разгрузку механизма, с большей — на отключение двигателя.

Лучшую защитную характеристику может иметь защита с тепловыми реле. Однако ввиду сложности эксплуатации и трудности подбора характеристик существующих типов тепловых реле (в условиях изменяющейся температуры окружающей среды) защита от перегрузки двигателей выше 1000 В осуществляется с использованием токовых реле. Варианты схемы защиты с зависимой и независимой выдержками времени приведены соответственно на рис. 11-27, *а* и *б*. 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 к. з.; контакты этого элемента действуют на отключение выключателя. Индукционный элемент реле используется в качестве защиты от перегрузки; его контакты действуют либо на сигнал, либо на разгрузку механизма, либо на отключение двигателя.

В схеме, представленной на рис. 11-27, *б*, 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 $I_{д.ном}$:

$$I_{с.з} = \frac{k_н}{k_в} I_{д.ном}. \qquad (11\text{-}40)$$

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, *б*, принимается выдержка времени в 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 обес-

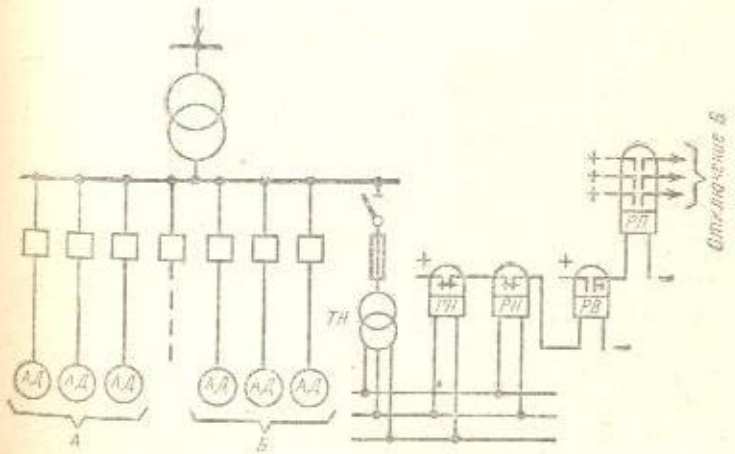


Рис. 11-28. Минимальная защита напряжения.
А — ответственные электродвигатели; *Б* — неответственные электродвигатели.

печения надежной работы защиты при обрыве цепей напряжения устанавливают два минимальных реле напряжения, контакты которых соединяют последовательно. Напряжение срабатывания защиты принимают равным $U_{с.з}=(0{,}55\div0{,}7)U_{ном}$ 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; $t=6—10$ 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 НИЖЕ 1000 В

Защита электродвигателей напряжением ниже 1000 В от междуфазных к. з. до последнего времени осуществлялась, как правило, предохранителями. При этом минимальная защита напряжения двигателей и защита от перегрузки осуществлялись магнитными пускателями с тепловыми реле. Типовая схема такой защиты приведена на рис. 11-29.

Включение двигателей (при включенном рубильнике) осуществляется кнопкой *КВ*. При этом катушка магнитного пускателя *МП*

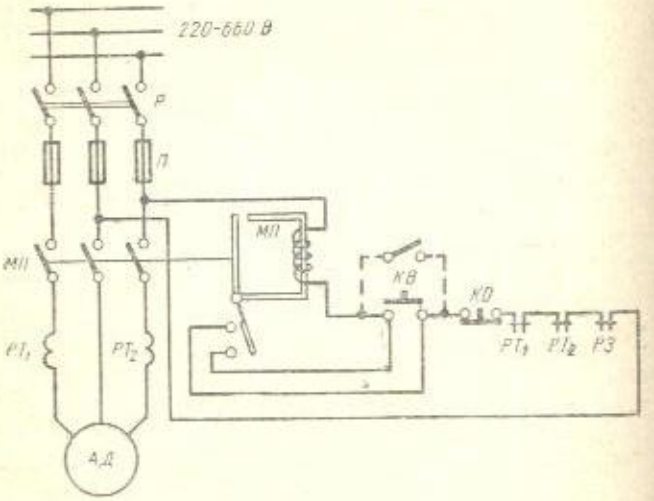


Рис. 11-29. Защита асинхронного электродвигателя напряжением ниже 1000 В.

ставится под напряжение, магнитный пускатель срабатывает и своими главными контактами замыкает цепь двигателя; одновременно вспомогательными контактами он шунтирует контакты кнопки включения. Отключение двигателя осуществляется кнопкой отключения *КО*. 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 *КВ* или если ее цепь будет замкнута дистанционно (на рис. 11-29 показано пунктиром). При возникновении перегрузки срабатывают тепловые реле (обычно реле включаются в фазы *А* и *С*); цепь катушки электромагнита магнитного пускателя разрывается и двигатель отключается. У двигателей, защищенных предохранителями, относительно часто возникает режим обрыва фазы вследствие перегорания одного из предохранителей. 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 $0<s<1$ момент прямой последовательности больше момента обратной последовательности. Результирующая моментная характеристика имеет максимальный момент и критическое скольжение, которые примерно в 2 раза меньше по сравнению с максимальным моментом и критическим скольжением двигателя 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.

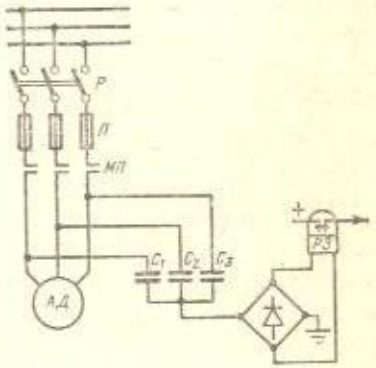


Рис. 11-30. Защита двигателя от обрыва фазы.

Ввиду недостаточной чувствительности защиты от перегрузки на двигателях применяют специальную защиту от обрыва фазы. Предложено несколько схем защиты, основанных на различных принципах. Одна из схем приведена на рис. 11-30.

При обрыве фазы на искусственной нулевой точке, образованной емкостями C_1, C_2, C_3, появляется напряжение, которое выпрямляется и подается к кодовому реле. Последнее размыкает контакты в цепи катушки электромагнита магнитного пускателя. Защита четко работает только при небольших смещениях нейтрали в питающей сети. Следует отметить, что в последнее время подключение двигате-

лей к сети стали производить с помощью автоматов; это практически исключает возникновение режима обрыва фазы. На автоматах устанавливается встроенная защита от междуфазных к. з.

11-25. ОСОБЕННОСТИ ЗАЩИТЫ СИНХРОННЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

На синхронных электродвигателях устанавливаются защиты от междуфазных к. з., 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 последних 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 $I_{с.з}=(1{,}5\div1{,}75)\,I_{д.ном}$]. По времени защита от перегрузки отстраивается от времени пуска двигателей.

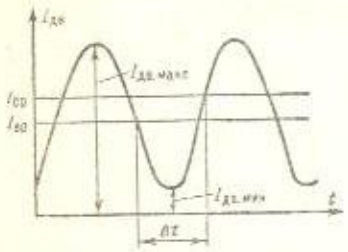


Рис. 11-31. Пульсации тока статора синхронного электродвигателя при асинхронном режиме.

Защита от понижения напряжения устанавливается:

а) на неответственных электродвигателях для облегчения самозапуска двигателей ответственных механизмов. При этом

$$U_{с.з}=(0{,}5\div0{,}7)\,U_{ном}\ \text{и}\ t=0{,}5\ \text{с};$$

б) на электродвигателях, самозапуск которых невозможен. В этом случае по условиям устойчивой работы двигателей принимают $U_{с.з}=0{,}5U_{ном}$ и $t=0{,}5$ с;

в) на ответственных электродвигателях, самозапуск которых недопустим по условиям технологии производства или техники безопасности. Здесь принимают:

$$U_{с.з}=0{,}5U_{ном}\ \text{и}\ t>t_{выб},$$

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).

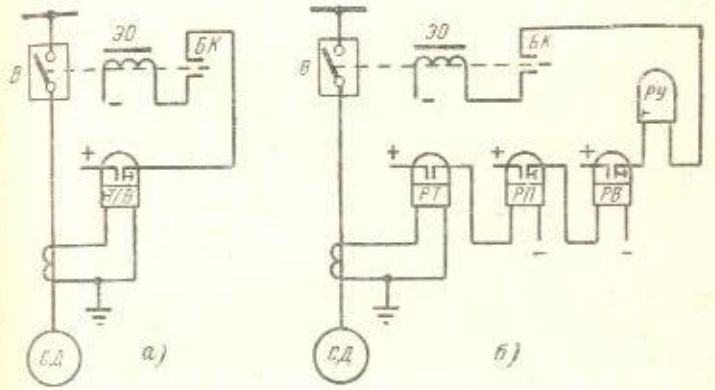


Рис. 11-32. Защита синхронных двигателей от асинхронного режима

а — схема с использованием индукционного реле; *б* — схема с использованием электромагнитного реле.

На рис. 11-32, *а* и *б* приведены две схемы такой защиты. В схеме, представленной на рис. 11-32, *а*, используется индукционное реле с зависимой характеристикой и с замедленным возвратом подвижной системы, а в схеме рис. 11-32, *б* — реле тока мгновенного действия и промежуточное реле с замедлением на возврате. Защита одновременно используется в качестве защиты от перегрузки. Защита 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, *б* 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 $I_{с.з}=(1{,}3\div1{,}4)\,I_{д.ном}$.

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, %:

$$s = \frac{2}{t_{отн}}. \qquad (11\text{-}41)$$

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. 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 остановки 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 системе;

в) автоматическое регулирование напряжения в узловых точках системы;

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 сетью методом точной синхронизации или методом самосинхронизации [1]. В первом случае необходимо выполнить условия:

$$|\dot{U}_г| \approx |\dot{U}_с|$$

$$\omega_г \approx \omega_с$$

и при замыкании контактов выключателя

$$\omega_г t - \omega_с t = \delta \approx 0,$$

При включении генератора в сеть 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 выше условий синхронизации включение генератора в сеть происходит без толчка тока. Во избежание недопустимого включения генератора с разностью фаз или величин напряжений генератора и сети предусматривается устройство блокировки от несинхронного включения. Устройство состоит из реле напряжения, размыкающего свои контак-

[1] В отдельных случаях может быть использовано несинхронное включение, если расчеты подтверждают его допустимость.

ты 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. град, по величине — не более чем на 20%, а по частоте не более чем на 0,1%, или 0,05 Гц.

При автоматической точной синхронизации устройства автоматики доводят напряжение и частоту генератора до их значений в сети, уравнивают 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 шунтовой реостат в цепи возбуждения возбудителя должен находиться в положении, соответствующем возбуждению холостого хода генератора. Устройство автоматики воздействует на турбину, доводит частоту вращения агрегата до подсинхронной (разность частот генератора и сети не должна превышать 1,0 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:

$$I_{\text{вкл}} = \frac{U_c}{\sqrt{3}\left(x_d^{'} + x_c\right)} \leqslant 3I_{\text{г.ном}}, \qquad (11\text{-}42)$$

где U_c и x_c — соответственно напряжение и сопротивление сети.

Включение генератора в сеть методом самосинхронизации требует меньше времени, чем включение методом точной синхронизации. Поэтому метод самосинхронизации рекомендуется применять при ликвидации аварий в системе, а метод точной синхронизации — в нормальных условиях работы.

11-28. АВТОМАТИЧЕСКАЯ РАЗГРУЗКА ПО ЧАСТОТЕ (АЧР)

Особенностью режима работы энергосистем является равенство в каждый данный момент мощностей источников энергии сумме мощностей нагрузки и потерь:

$$P_{\text{г}} = P_{\text{нг}} + P_{\text{пот}}, \qquad (11\text{-}43)$$

где $P_{\text{нг}}$ — мощность нагрузки; $P_{\text{пот}}$ — мощность потерь.

Изменение нагрузки требует следящего 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 (АРЧ). В аварийных условиях происходят резкие и значительные изменения нагрузки, при этом в отдельных частях системы могут возникнуть избытки или дефициты генерирующих мощностей. Непринятие быстрых и эффективных мер при аварийной ситуации может привести к нарушению устойчивости частей системы, отк-

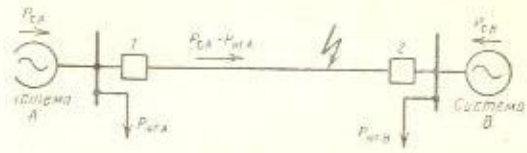


Рис. 11-33. Баланс мощностей в энергосистеме.

лючению ряда станций 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 системе.

Рассмотрим схему, показанную на рис. 11-33, в которой две системы связаны линией межсистемной связи. Пренебрежем в первом приближении потерями в сетях и будем считать, что в нормальном режиме $f = f_{\text{ном}}$ и $P_{\text{сА}} + P_{\text{сВ}} = P_{\text{нгА}} + P_{\text{нгВ}}$, где $P_{\text{сА}}$ — мощность, выдаваемая системой А; $P_{\text{сВ}}$ мощность, выдаваемая системой В, причем $P_{\text{сА}} > P_{\text{нгА}}$, тогда $P_{\text{сВ}} < P_{\text{нгВ}}$.

Предположим, что на линии межсистемной связи возникло к. з. и линия под действием релейной защиты отключилась. После отключения линии в силу указанных неравенств частоты в обеих системах изменятся, причем в разные стороны: $f_{\text{А}} > f_{\text{ном}}$, а $f_{\text{В}} < f_{\text{ном}}$.

В системе А баланс мощностей, а следовательно, и номинальная частота могут быть относительно быстро восстановлены автоматическими устройствами, уменьшающими впуск движущего фактора (пара или воды) в турбины, вращающие генераторы. В системе В 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.

Принципиальная схема устройства АЧР приведена на рис. 11-34. Устройство состоит из нескольких комплектов реле частоты и промежуточных реле (реле *1*, *3*, *2*, *4*); каждый из комплектов 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 комплектов (0,1—0,5 с) на некоторых ступенях частоты могут устанавливаться комплекты с выдержкой времени 1,0—20 с. Для того чтобы частота длительно не оставалась на низком уровне, устанавливается комплект АЧР с уставкой в 48,5 Гц и выдержкой времени в 5—90 с (реле *5*, *6*, *7*).

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.

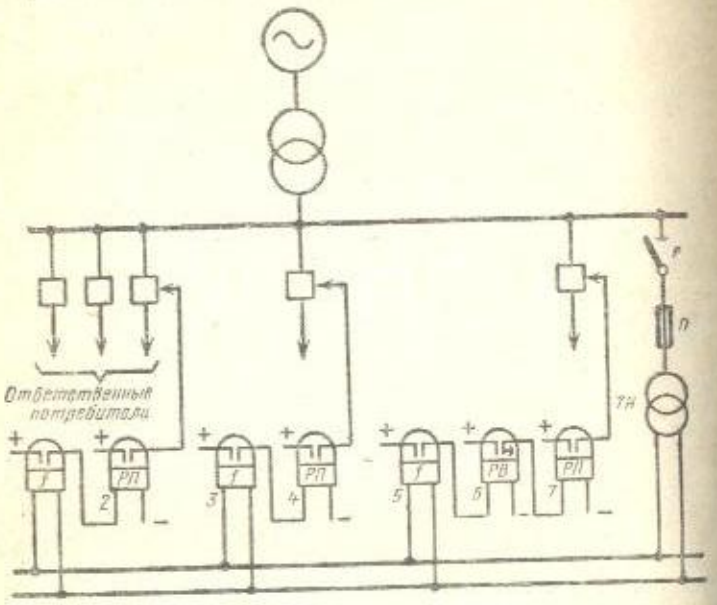


Рис. 11-34. Принципиальная схема устройства АЧР.

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 системе. 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 (АПВ)

Практика эксплуатации энергосистем показала, что значительное число коротких замыканий в воздушных и кабельных 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 однократных АПВ в воздушных сетях до-

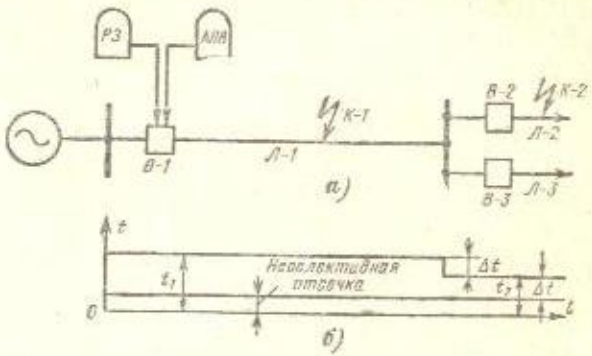


Рис. 11-35. Совместная работа релейной защиты и АПВ.

а — поясняющая схема; *б* — диаграмма выдержек времени защиты.

стигает 60—80%, а в кабельных сетях — около 50%. Успешность действия второго цикла двукратных АПВ, естественно, существенно ниже и составляет примерно 15% от всех случаев работы второго цикла двукратных АПВ. Применение трехкратного АПВ 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 к. з. на линии *Л-1* срабатывает релейная защита этой линии и отключает выключатель *В-1*. 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 *В-1* 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 двукратном АПВ к приводу выключателя и к конструкции самого выключателя, естественно, предъявляются более жесткие требования, чем при однократном АПВ.

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 ВНИИЭ время деионизации среды (минимальное время АПВ) зависит от тока к. з. и напряжения линии (длины гирлянды изолято-

ров); эти зависимости представлены на рис. 11-36. Практически принимают $t_{АПВ} = 0{,}5 \div 1{,}0$ с.

Наличие АПВ позволяет снизить время отключения к. з. в сети. Так, например, на головном участке радиальной сети (рис. 11-35) может быть установлена неселективная отсечка с зоной действия, охватывающей не только линию *Л-1*, но и смежные линии *Л-2*, *Л-3* 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 к. з.

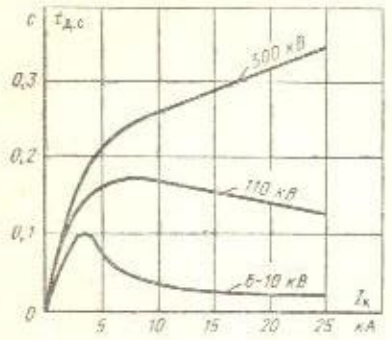


Рис. 11-36. Зависимость времени деионизации среды от тока короткого замыкания и напряжения линии.

Устройства АПВ вводятся 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 $I_{пс.вкл}$ и момент $M_{пс.вкл}$ при несинхронном включении генератора меньше соответственно тока $I_{к.ген}$ и момента $M_{к.ген}$ при трехфазном к. з. на его выводах, т. е.

$$I_{пс.вкл}/I^{(3)}_{к.ген} \leqslant 1 \text{ и } M_{пс.вкл}/M^{(3)}_{к.ген} \leqslant 1$$

или

$$I_{пс.вкл}/I_{г.ном} \leqslant 0{,}625/x''_d.$$

Эти условия могут быть записаны в другом виде:
для гидрогенераторов

$$x_{вн}/x''_d \geqslant 2{,}4,$$

а для турбогенераторов

$$x_{вн}/x''_d \geqslant 1{,}6.$$

Отметим, что более жесткие ограничения на возможность НАПВ накладывает допустимая величина возникающего при несинхронном включении электромагнитного момента, действующего на генератор, а не допустимая величина тока.

11-30. АВТОМАТИЧЕСКОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ РЕЗЕРВА (АВР)

Устройства автоматического включения резерва 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 короткими 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 из выключателей 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 к. з. (пунктирные линии) и при подаче напряжения с определенной задержкой (сплошные линии).

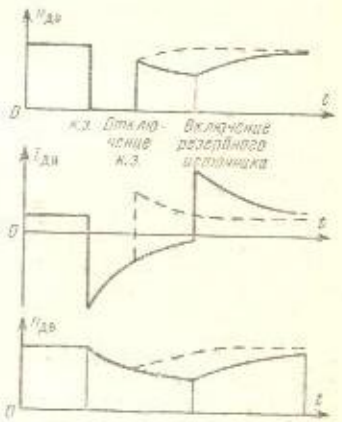


Рис. 11-37. Изменение напряжения, тока и частоты вращения асинхронного двигателя при к. з. и последующей работе устройства АВР.

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 к. з. 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 *В-2* промежуточное реле *РП* находится под током и держит свои контакты в замкнутом состоянии. При отключении выключателя *В-1* или *В-2* схема АВР обеспечивает включение секционного выключателя без выдержки времени: через размыкающие блок-контакты выключателя *В-2* и контакты реле *РП* получает питание катушка промежуточного контактора секционного выключателя. 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 ввиду относительно большого времени включения и отключения современных выключателей.

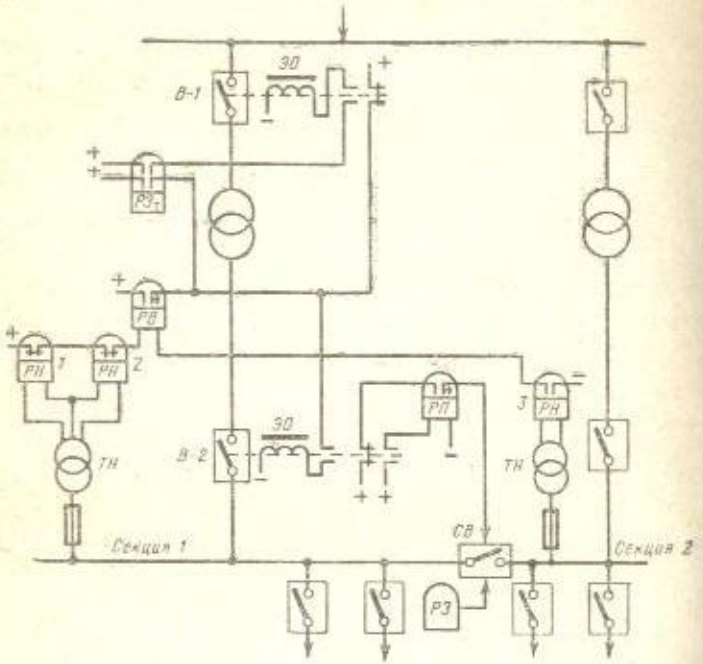


Рис. 11-38. Принципиальная схема АВР на двухтрансформаторной подстанции.

При отключении выключателя *В-2* разрывается цепь питания катушки промежуточного реле *РП*, однако его контакты размыкаются с выдержкой времени, достаточной для надежного включения секционного выключателя. Реле *РП* обеспечивает однократность действия АВР, так как не позволяет дважды включать секционный выключатель на устойчивое к. з.

В случае исчезновения напряжения на секции *1* сборных шин срабатывают реле напряжения *1* и *2*; при наличии напряжения на

секции *2* они запускают реле времени *РВ*. Контроль наличия напряжения осуществляется реле напряжения *3*. После замыкания контактов реле времени отключается выключатель *В-2* и далее устройство работает так же, как и в первом случае. Установка двух реле напряжения *1* и *2* с последовательно соединенными контактами вызвана необходимостью исключить запуск схемы АВР при перегорании предохранителей в цепях трансформатора напряжения. Выдержка времени АВР выбирается по условию:

$$t_{\text{АВР}} = t_{\text{м.т.з}} + \Delta t,$$

где $t_{\text{м.т.з}}$ — наибольшая выдержка времени максимальных токовых защит отходящих линий.

Практически оказывается $t_{\text{АВР}} = 1{,}5 \div 2$ с. Уставка на реле минимального напряжения *1* и *2* должна исключать работу АВР при самозапуске двигателей, поэтому напряжение срабатывания реле обычно принимают равным $0{,}25\ U_{\text{ном}}$.

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 понимаются 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 их изоляции превышает возможные максимальные уровни напряжений на

Таблица 12-1

Класс напряжения (действующего), кВ	Наибольшее рабочее действующее напряжение, кВ	Импульсное максимальное испытательное напряжение электрооборудования с нормальной изоляцией, кВ							
		для внутренней изоляции						для внешней изоляции	
		Аппараты (кроме шунтирующих реакторов и конденсаторов связи) и трансформаторы тока	Конденсаторы связи	Трансформаторы силовые и шунтирующие реакторы	Трансформаторы напряжения и заземляющие реакторы	Трансформаторы силовые и шунтирующие реакторы	Трансформаторы тока и напряжения, а также аппараты (кроме шунтирующих реакторов и конденсаторов связи)	Конденсаторы связи	Трансформаторы силовые и шунтирующие реакторы
		Полная волна				Срезанная волна			Полная волна
3	3,6	42	—	44	44	50	50	—	42
6	7,2	57	—	60	60	70	70	—	57
10	12	75	—	80	80	90	90	—	75
15	17,5	100	—	108	108	120	120	—	100
20	24	120	—	130	130	150	150	—	120
35	40,5	180	195	200	200	225	225	240	185
110	126	425	480	480	480	550	550	600	460
115	172	585	660	550(660)	660	600(760)	760	825	500(630)
220	252	835	950	750(950)	950	835(1090)	1090	1190	690(900)

Примечание. Значения в скобках указаны для силовых трансформаторов и шунтирующих реакторов, освоенных в производстве до 1 июля 1969 г.

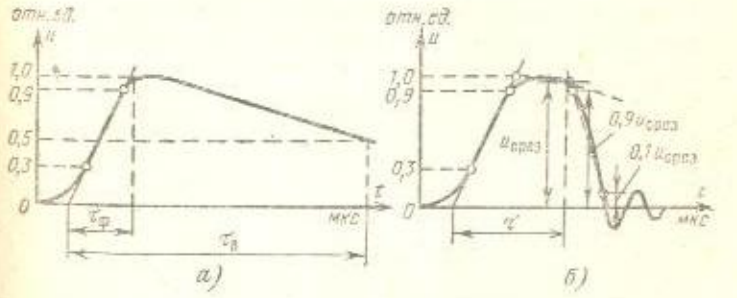


Рис. 12-1. Нормированная форма импульсных испытательных напряжений.

а — полная волна; *б* — срезанная волна.

изоляции в длительных рабочих режимах и при перенапряжениях. Прочность изоляции характеризуется величинами 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 полной и срезанной волной, которые определяют гарантированную прочность изоляции (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 изоляции электрооборудования испытываются импульсным на-

Таблица 12-2

Класс напряжения (действующего), кВ	Наибольшее рабочее действующее напряжение, кВ	Испытательное напряжение изоляции электрооборудования, кВ							
		для внутренней изоляции						для внешней изоляции	
		Аппараты (кроме шунтирующих реакторов и конденсаторов связи) и трансформаторы тока	Трансформаторы напряжения и шунтирующие реакторы	Конденсаторы связи	Трансформаторы силовые	Трансформаторы напряжения и тока, а также аппараты (кроме конденсаторов связи)	Конденсаторы связи	Трансформаторы силовые	Между контактами одного и того же полюса в разомкнутом положении
		Полная волна				Срезанная волна			разъединителей и выключателей	выключателей (за исключением выключателей, у которых внешняя изоляция в разомкнутом состоянии оказывается чисто воздушным промежутком, например, баковые масляные выключатели)
		Полная волна				Срезанная волна			Полная волна	Срезанная волна
330	363	1100	1200	1200	1050	1300	1400	1150	1450	1650
500	525	1500	1675	1500	1550	1800	1800	1650	2050*	—
(500)		(1350)	(1500)	(1500)	(1800)	(1700)	(1800)	(1900)*		

* Только для разъединителей.

Примечание. До 1 июля 1970 г. допускался выпуск электрооборудования класса напряжения 500 кВ, предназначенного для установки на высоте над уровнем моря не более 500 м, со значениями испытательных напряжений, указанных в скобках. В настоящее время выпуск указанного электрооборудования допускается по согласованию с заказчиком.

Таблица 12-3

Класс напряжения (действующего) трансформатора, кВ	Испытательное и выдерживаемое напряжения изоляции нейтрали силовых трансформаторов				
	Испытательное напряжение промышленной частоты (действующее, одноминутное) изоляции, кВ		Выдерживаемое напряжение промышленной частоты (действующее, при плавном подъеме) для внешней изоляции, кВ		Импульсное максимальное испытательное напряжение при полной и срезанной волнах для внутренней и внешней изоляции, кВ
	нейтрали трансформатора	ввода нейтрали, испытываемого отдельно	в сухом состоянии	под дождем	
110	100(85)	130(100)	135(110)	110(80)	200(180)
150	130	180	195	155	275
220	200	265	280	215	400

пряжением той или иной полярности. Объем и порядок испытаний установлены ГОСТ 1516-68. Полная волна (рис. 12-1, *а*) должна иметь длину фронта $\tau_ф = 1{,}5 \pm 0{,}2$ мкс и длину волны $\tau_в = 40 \pm 4$ мкс (так называемая волна 1,5/40)*, а срезанная волна (рис. 12-1, *б*) должна иметь предразрядное время τ не менее 2 мкс. При испытании внутренней изоляции силовых трансформаторов, трансформаторов напряжения и масляных реакторов требуется, чтобы предразрядное время было от 2 до 3 мкс.

Согласно ГОСТ 1516-68 внешняя изоляция электрооборудования должна испытываться на прочность в сухом состоянии и под дождем напряжением промышленной частоты путем плавного подъема напряжения до установленных в ГОСТ испытательных напряжений. Внутренняя изоляция должна выдерживать в течение

* По новому ГОСТ 1516-73 испытания изоляции должны производиться полным (1,2/50) и срезанным импульсом.

Таблица 12-4

Класс напряжения (действующего), кВ	Наибольшее рабочее действующее напряжение, кВ	Напряжение (действующее) промышленной частоты (50 Гц), кВ, для электрооборудования с нормальной изоляцией																			
		испытательное (одноминутное)							выдерживаемое (при плавном подъеме)												
									в сухом состоянии										под дождем		
		Трансформаторы силовые и шунтирующие реакторы		Генераторы заземляющие	Трансформаторные вводы	Аппараты (кроме шунтирующих реакторов, а также изолированных выключателей и трансформаторов) и трансформаторы тока	Штанги рычажного управления и измерительные	Изоляторы, испытываемые отдельно	Между контактами одного и того же полюса разъединителей и выключателей в разомкнутом положении и между контактами предохранителей при вынутом патроне											
		по отношению к корпусу и другим обмоткам	между фазами						Трансформаторы силовые и шунтирующие реакторы												
									по отношению к корпусу и другим обмоткам	между фазами	Аппараты (кроме шунтирующих реакторов), а также трансформаторы тока и напряжения		Изоляторы, испытываемые отдельно	Между контактами одного и того же полюса разъединителей и выключателей нагрузки в разомкнутом положении и между контактами предохранителей при вынутом патроне						
3	3,6	18	—	18	24	—	—	25	28	26	—	26	34	45	60	70	105	280	320	465	
6	7,2	25	—	25	32	40	40	32	40	34	—	34	45	60	70	85	130	355	460	675	
10	12	35	—	35	42	42	42	42	53	45	—	45	60	70	85	105	155	420	550	800	
15	17,5	45	—	45	55	55	45	57	70	60	—	60	80	95	110	135	200	540	710	1030	
20	24	55	—	55	65	65	60	68	85	70	—	70	95	110	130	160	240	650	850	1240	
35	40,5	85	—	85	95	95	105	100	130	105	—	105	140	165	200	245	370	1000	1310	1900	
110	126	200	200	—	200	250	—	265	355	280	—	280	375	440	535	655	990	2670	3500	5080	
150	172	230	275	—	275	320	—	340	460	320	—	415	550	650	790	970	1460	3940	5170	7500	
220	252	325	400	—	400	470	—	490	675	465	—	600	800	950	1150	1420	2140	5780	7580	11000	

Таблица 12-5

Класс напряжения (действующего), кВ	Наибольшее рабочее напряжение (действующее), кВ	Напряжение промышленной частоты (действующее) для электрооборудования с облегченной изоляцией, кВ					
		испытательное (одноминутное) изоляции			выдерживаемое (при плавном подъеме) для внешней изоляции		
					в сухом состоянии	под дождем	
		Трансформаторы силовые	Аппараты, трансформаторы тока и напряжения	Изоляторы, испытываемые отдельно	Между контактами одного и того же полюса разъединителей и выключателей нагрузки в разомкнутом положении и между контактами предохранителей при вынутом патроне	Трансформаторы, аппараты и изоляторы	Аппараты, трансформаторы и изоляторы наружной установки
3	3,6	10	13	14	18	15	10
6	7,2	16	21	21	27	23	18
10	12	24	32	32	42	35	28
15	17,5	37	48	48	62	53	42

1 мин установленные ГОСТ испытательные напряжения.

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 экономически 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 сопротивлений, 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 выполне-

Класс напряжения (действующего), кВ	Наибольшее рабочее действующее напряжение, кВ	Напряжение промышленной частоты (действующее), кВ			
		испытательное (одноминутное) изоляции			
		по отношению к корпусу и другим обмоткам	между фазами	Аппараты (кроме шунтирующих реакторов) и трансформаторы тока	Изоляторы, испытываемые отдельно
		Трансформаторы (силовые и напряжения) и шунтирующие реакторы			
330	363	460	575	600	630
500	525	680	830	800 (770)	800 (770)

Примечание. До 1 июля 1970 г. допускался выпуск электрооборудования для установок с высотой над уровнем моря не более 500 м, со значениями испытательных напряжений, указанными в скобках. В настоящее время выпуск указанного электрооборудования класса напряжения 500 кВ, предназначенного для установки на высоте над уровнем моря не более 500 м, со значениями испытательных напряжений, указанными в скобках, допускается по согласованию с заказчиком.

нии 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 сети не зависит от ее номинального напряжения, а уровень внутренних перенапряжений, наоборот, зависит от величины номинального напряжения сети. По этой причине выбор уровня изоляции электрооборудования до 220 кВ включительно в основном лимитируется уровнем грозовых перенапряжений, а уровень изоляции электрооборудования 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 для персонала условий эксплуатации электроустановок.

Таблица 12-6

Напряжение промышленной частоты (действующее), кВ					
выдерживаемое (при плавном подъеме) для внешней изоляции					
в сухом состоянии				под дождем	
Между контактами одного и того же полюса разъединителей и выключателей в разомкнутом положении	по отношению к корпусу	между полюсами (фазами)	Изоляторы, испытываемые отдельно	Аппараты, трансформаторы и изоляторы наружной установки	Между контактами одного и того же полюса газонаполненных выключателей в разомкнутом положении
	Аппараты и трансформаторы				
890	670	875	700	550	730
1225	900	1250	900	740	1000
(1150)	(850)	(1180)	(850)	(700)	(950)

Таблица 12-7

$U_{ном}$, кВ	3	6	10	20	35	110
$U_{раб.нб}/U_{ном}$	1,2	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15
K	5,2	4,6	4,25	4,25	3,8	3,2
$U_{ном}$, кВ	150	220	330	500	750	1150
$U_{раб.нб}/U_{ном}$	1,15	1,15	1,1	1,05	1,05	—
K	3,0	3,0	3,0	2,5	2,2	1,8

12-2. ВНУТРЕННИЕ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ

Внутренние перенапряжения можно подразделить на квазистационарные и коммутационные. Характер, величина и причины возникновения этих перенапряжений весьма различны. Так, квазистационарные перенапряжения, существующие относительно продолжительный период времени, могут возникнуть при однофазных замыканиях, при неполнофазных режимах, при работе протяженных линий электропередачи на холостом ходу, при коротких замыканиях в полуволновых и настроенных линиях электропередачи, а также при возникновении в си-

стеме параметрического резонанса или феррорезонанса на основной частоте, высших или низших гармониках. Коммутационные перенапряжения могут возникнуть при включении и отключении линий электропередачи, при включении и отключении трансформаторов, реакторов и дугогасящих катушек, при возникновении перемежающейся дуги замыкания на землю в системах с незаземленными нейтралями, при коротких замыканиях, коммутациях элементов и при качаниях генераторов электростанций в системах, содержащих длинные линии электропередачи различного типа (компенсированные, полуволновые, настроенные).

Внутреннее перенапряжение характеризуется кратностью

$$K = \frac{U_{\text{макс}}}{U_{\text{ф.раб.наб}}}. \qquad (12\text{-}1)$$

В энергосистемах СССР с учетом возможных уровней перенапряжений и технико-экономических характеристик линий электропередачи приняты допустимые кратности, которые указаны в табл. 12-7.

Согласно рекомендациям МЭК уровень изоляции для коммутационных перенапряжений должен составлять примерно 80% импульсного уровня изоляции. Принятый в энергосистемах режим нейтралей, схемные решения, а также характеристики защитных устройств должны обеспечивать работу 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 $I_{\text{м.макс}}$, длиной волны $\tau_{\text{в}}$ и средней крутизной фронта волны a (см. рис. 12-1, a), причем

$$a = \frac{I_{\text{м.макс}}}{\tau_{\text{ф}}}, \qquad (12\text{-}2)$$

где $\tau_{\text{ф}}$ — длина фронта волны.

Зарегистрированы амплитуды токов молнии от сотен ампер до 250 кА со средней крутизной от 2 до 50 кА/мкс и с длиной волны порядка 20—80 мкс. Вероятность появления молний с верхним пределом параметров относительно мала, поэтому в качестве расчетных параметров обычно принимают:

$$I_{\text{м.макс}} = 150\,\text{кА}; \quad a = 30\,\text{кА/мкс}; \quad \tau_{\text{в}} = 40\,\text{мкс}.$$

Интенсивность грозовой деятельности характеризуется числом грозовых дней в году $n_{\text{д}}$ или, что более точно, числом грозовых часов в году $n_{\text{ч}}$. Так как средняя продолжительность грозы составляет 1—2 ч, то можно принять, что $n_{\text{ч}} = 1{,}5\, n_{\text{д}}$.

Интенсивность грозовой деятельности существенно различна для различных районов страны. Так, в районах Сочи, Еревана, Ивано-Франковска $n_{\text{ч}} > 100$, в районах Винницы, Курска, Батуми $n_{\text{ч}} = 80 \div 100$, в районах Москвы, Новосибирска, Читы $n_{\text{ч}} = 40 \div 60$, а в районах Мурманска, Нарьян-Мара, Верхоянска, Магадана $n_{\text{ч}} < 10$.

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 $R = (3 \div 3{,}5)h$, примерно равно:

$$N = \pi R^2 n_{\text{д}}\, 0{,}1 \cdot 10^{-6} \approx \pi h^2 n_{\text{д}} \cdot 10^{-6}. \qquad (12\text{-}3)$$

Число ударов молнии за год в линию электропередачи длиной l (км) при средней высоте подвеса верхнего провода или троса $h_{\text{ср}}$ (м) примерно равно:

$$N = n_{\text{ч}}\, l h_{\text{ср}} \cdot 10^{-4}. \qquad (12\text{-}4)$$

По данным М. В. Костенко число ударов молнии в год в линию электропередачи длиной l при горизонтальном расположении проводов равно:

для линий с грозозащитными тросами

$$N = \left(5h_{\text{т.ср}} + \frac{h^2_{\text{п.ср}}}{30} + b_{\text{т}}\right) l n_{\text{ч}} \cdot 10^{-1}; \qquad (12\text{-}5)$$

для линий без тросов

$$N = \left(5h_{\text{п.ср}} + \frac{h^2_{\text{п.ср}}}{30} + b_{\text{п}}\right) l n_{\text{ч}} \cdot 10^{-1}, \qquad (12\text{-}6)$$

где $b_{\text{т}}$ и $b_{\text{п}}$ — соответственно расстояния между крайними тросами и проводами; $h_{\text{т.ср}}$ и $h_{\text{п.ср}}$ — соответственно

средняя высота подвеса тросов и проводов; она может быть определена так:

$$h_{т.ср} = h_т - \frac{2}{3} f_т$$

и

$$h_{п.ср} = h_п - \frac{2}{3} f_п;$$

$h_т$ и $h_п$ — соответственно высота подвеса тросов и проводов; $f_т$ и $f_п$ — соответственно стрела провеса тросов и проводов.

В зависимости от длины линий электропередачи 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 неоправдано. Допустимые импульсные напряжения для изоляции электрооборудования определяются гарантированной импульсной прочностью, которая установлена несколько ниже импульсных испытательных напряжений (для изоляторов, электрических аппаратов и измерительных трансформаторов — на 10—15%, для силовых трансформаторов — на 25%).

12-4. ЗАЩИТА ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК ОТ ПРЯМЫХ УДАРОВ МОЛНИИ

От прямых ударов молнии электроустановки защищаются стержневыми и тросовыми молниеотводами. Здания с хорошо заземленной металлической крышей не требуют защиты молниеотводами. В открытых распределительных устройствах 110 кВ и выше разрешается установка молниеотводов непосредственно на металлических конструкциях ОРУ, а в открытых распределительных устройствах 35 кВ рекомендуется установка отдельно стоящих молниеотводов.

Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода (рис. 12-2) определяется выражением:

$$\frac{r_x}{h - h_x} = p \frac{1{,}6}{1 + \frac{h_x}{h}}, \qquad (12\text{-}7)$$

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 уравнению (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 уравнению (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 (в случае трех стержневых молниеотводов), или наибольшая диагональ четырехугольника (в случае четырех стержневых молниеотводов).

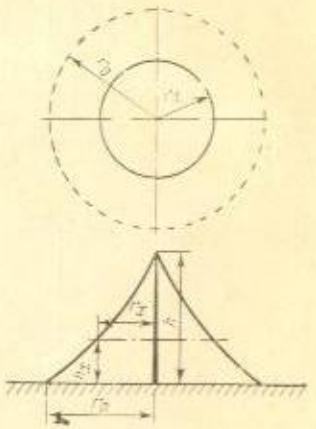


Рис 12-2. Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода.

Зона защиты одиночного тросового молниеотвода (рис. 12-6) находится, как и для одиночного стержневого молниеотвода, по выражению (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:

$$h - h_x \geqslant a/4.$$

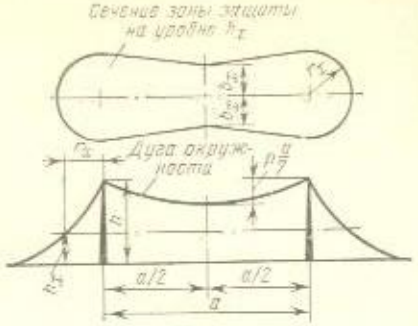


Рис. 12-3. Зона защиты двух стержневых молниеотводов одинаковой высоты.

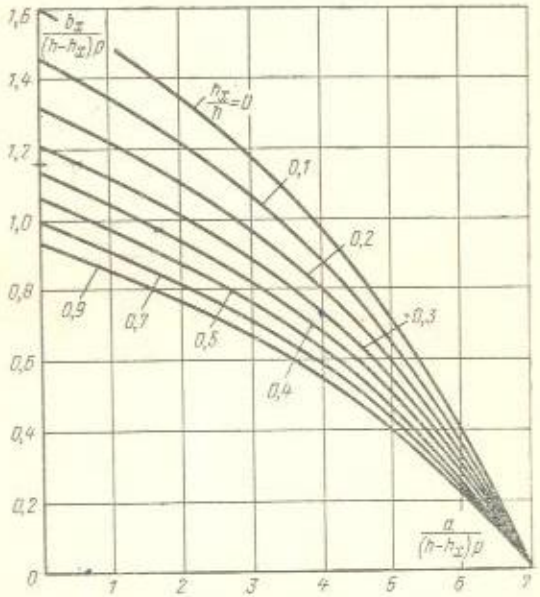


Рис. 12-4. К определению зоны защиты двух стержневых молниеотводов.

При наличии двух стержневых молниеотводов различной высоты или двух тросовых молниеотводов, расположенных на разной высоте (рис. 12-8), зона защиты находится следующим образом: для молниеотвода большей высоты строится зона защиты, как для одиночного молниеотвода, далее проводится горизонталь через вер-

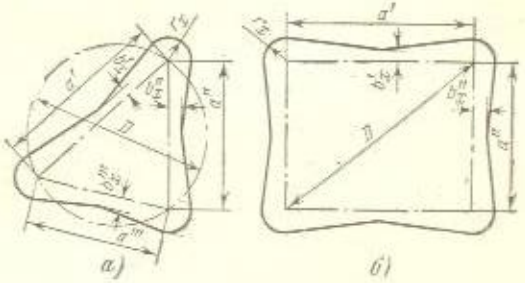


Рис. 12-5. Зона защиты трех (*а*) и четырех (*б*) стержневых молниеотводов.

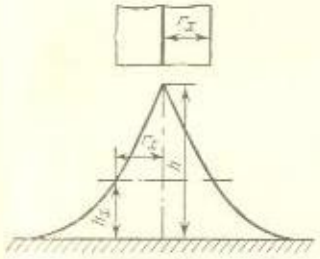


Рис. 12-6. Зона защиты одиночного тросового молниеотвода.

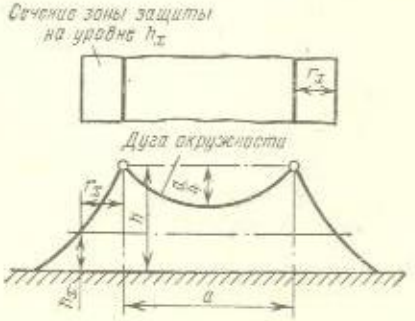


Рис. 12-7. Зона защиты двух тросовых молниеотводов.

шину меньшего по высоте молниеотвода и определяется (рис. 12-8) вершина фиктивного молниеотвода 3. Дальнейшее построение ведется, как для двух молниеотводов одинаковой высоты.

На практике зону защиты тросовых молниеотводов оценивают по величине защитных углов α, т. е. углов ме-

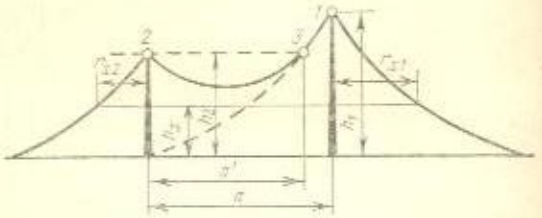


Рис. 12-8. Зона защиты молниеотводов различной высоты.

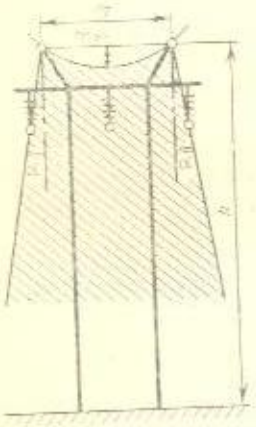


Рис. 12-9. Зона защиты тросового молниеотвода.

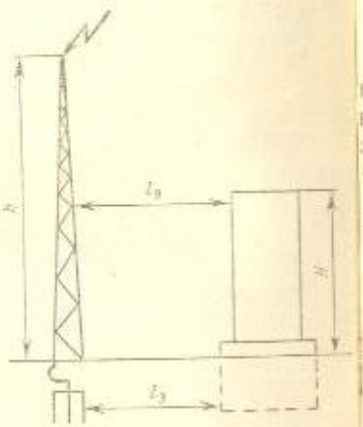


Рис. 12-10. К определению допустимого расстояния между молниеотводом и защищаемым объектом.

жду вертикалью, проходящей через трос, и линией, соединяющей трос и защищаемый провод линии электропередачи (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 на высоте H (м) будет равен:

$$U_{H\,\text{макс}} \approx I_{\text{м.макс}} R_{\text{з.имп}} + L\left(\frac{di_{\text{м}}}{dt}\right)_{\text{ср}}, \qquad (12\text{-}8)$$

где $R_{\text{з.имп}}$ — сопротивление заземлителя импульсному току, Ом; L — индуктивность молниеотвода от заземлителя до рассматриваемой точки на высоте H, мкГ; $\left(\frac{di_{\text{м}}}{dt}\right)_{\text{ср}}$ — средняя крутизна фронта тока молнии, кА/мкс.

При расчетных параметрах тока молнии (см. § 12-3) и $L_0 = 1{,}7$ мкГ/м имеем:

$$U_{\text{п.макс}} = 150R_{\text{з.имп}} + 50H. \qquad (12\text{-}9)$$

При этом если принять, что допустимая по условиям пробоя средняя напряженность электрического поля в воздухе составляет $E_{\text{в.доп}} = 500$ кВ/м, то расстояние от защищаемого объекта до заземлителя (м) должно быть:

$$l_{\text{в}} \geqslant 0{,}3R_{\text{з.имп}} + 0{,}1H, \qquad (12\text{-}10)$$

но не менее 4 м.

Если к опоре с молниеотводом на высоте H подвешены провода линии электропередачи, то для импульсного разрядного напряжения соответствующих гирлянд изоляторов должно выполняться условие:

$$U_{\text{имп.разр}} \geqslant 150R_{\text{з.имп}} + 50H. \qquad (12\text{-}11)$$

Максимальный потенциал на заземлителе при ударе молнии равен:

$$U_{\text{з.макс}} = I_{\text{м.макс}} R_{\text{з.имп}}. \qquad (12\text{-}12)$$

Для предотвращения перекрытия с заземлителя на части защищаемого объекта, находящиеся в земле, при допустимой средней напряженности электрического поля в земле $E_{\text{з.доп}} = 300$ кВ/м необходимо выполнить условие:

$$l_{\text{з}} \geqslant 0{,}5R_{\text{з.имп}}, \qquad (12\text{-}13)$$

но не менее 7 м.

12-5. ЗАЩИТА ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК ОТ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

Возникающие во время грозы в линиях электропередачи волны грозовых перенапряжений распространяются по сети и воздействуют на изоляцию как самих линий электропередачи, 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, приходящую с линии, и тем самым защищает оборудование электроустановки от пробоя или перекрытия. Однако разрядная характеристика искрового промежутка весьма нестабильна; она зависит как от состояния электродов, так и от внешних атмосферных условий. Кроме того, срабатывание искрового промежутка приводит к появлению весьма опасного короткого замыкания в сети и, следовательно, требует отключения соответствующих элементов электроустановки, что нежелательно. Ввиду 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 используются разрядники двух типов: трубчатые и вентильные. Первые просты по конструкции и относительно дешевы. Они устанавливаются на линиях, на подходах к подстанциям и используются для защиты изоляции линий электропередачи, а также в качестве дополнительных средств защиты подстанционной изоляции. Вторые являются более сложным, более совершенным, но и более дорогим аппаратом. Они используются для защиты подстанционной изоляции и устанавливаются: на сборных шинах электроустановок, если к этим шинам подключены воздушные линии электропередачи; на выводах высшего и среднего напряжения автотрансформаторов; в нейтралях силовых трансформаторов и отдельных линий, если

разрядники, установленные на шинах, не обеспечивают должной защиты оборудования; в нейтралях силовых трансформаторов 110—220 кВ, работающих 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 линий электропередачи.

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 сопровождающего тока, ограничивающих область надежного гашения дуги.

Для эффективной защиты изоляции электроустановок от перенапряжений требуется, чтобы импульсная вольт-секундная характеристика 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 включенное последовательно с ним нелинейное рабочее сопротивление из вилита или тервита, помещенное в герметизированном фарфоровом цилиндре.

В энергосистемах используют разрядники типов РВС (разрядник вентильный станционный), РВП (разрядник вентильный подстанционный), РВМ (разрядник вентильный магнитный), РВМГ (разрядник вентильный с магнитным гашением) и РВВМ (разрядник вентильный для вращающихся машин). Эти разрядники имеют рабочее сопротивление из вилита.

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), предельная величина сопровождающего тока, который

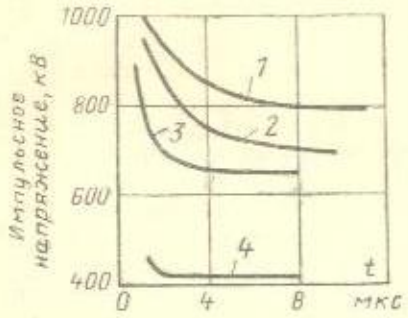


Рис. 12-11. Импульсные вольт-секундные характеристики.

1 — изоляции линии электропередачи; *2* — трубчатого разрядника; *3* — силового трансформатора; *4* — вентильного разрядника.

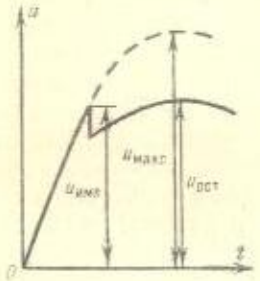


Рис. 12-12. Работа вентильного разрядника.

разрядник способен оборвать, и величина напряжения гашения. Под напряжением гашения разрядника понимается наибольшее напряжение промышленной частоты, при котором разрядник надежно обрывает сопровождающий ток.

Остающееся напряжение является основной величиной при координации подстанционной изоляции. Расчетная величина амплитуды волны грозового перенапряжения $u_{расч}$ (кВ), равная гарантированной импульсной прочности изоляции $u_{имп.гар}$, должна удовлетворять условию:

$$u_{расч} = u_{имп.гар} = 1{,}1u_{ост} + 15. \qquad (12\text{-}14)$$

Предельная величина сопровождающего тока $I_{сопр.макс}$ для разрядников типа РВС равна 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 устанавливаются так называемые 80%-ные разрядники. В сетях 3—35 кВ, где $K_з$=1, устанавливаются 100%-ные разрядники.

Защита электроустановок от внутренних перенапряжений осуществляется с использованием различных методов и средств. Прежде всего стараются ограничить величину внутренних перенапряжений. Это может быть достигнуто: путем схемных мероприятий (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.); путем внедрения устройств релейной защиты и автоматики, ограничивающих как величину, так и длительность перенапряжений; путем установки в выключателях сопротивлений, 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. Первые должны длительно пропускать и затем оборвать токи примерно 1,5 кА при перенапряжениях установившегося режима порядка (1,5—2) $U_ф$. Вторые должны быть способны пропустить кратковременный большой по величине импульсный ток и погасить дугу сопровождающего тока при напряжениях в сети порядка (1,2—1,3) $U_ф$. Таким образом, требования к коммутационным разрядникам в части их пропускной и дугогасящей способности выше аналогичных требований к грозозащитным разрядникам. Грозозащитные вентильные разрядники типа РВС с рабочим сопротивлением из вилита имеют недостаточную пропускную способность, поэтому они с помощью искровых промежутков отстраиваются от величин 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 бóльший диаметр вилитовых дисков и

соответственно вдвое большую пропускную способность. Они способны ограничивать как грозовые, так и большинство внутренних перенапряжений. Для сетей 330—750 кВ разработаны магнитно-вентильные разрядники с еще большей пропускной способностью. Рабочее сопротивление у них выполнено из тервита. Эти разрядники получили наименование комбинированных магнитно-вентильных разрядников (тип РВМК), так как они имеют комбинированную вольт-амперную характеристику: при токах до 1,5 кА их характеристика 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 сопротивления. 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 должны быть не больше величин, указанных в табл. 12-8.

12-6. ЗАЗЕМЛЯЮЩИЕ УСТРОЙСТВА

Заземляющие устройства представляют собой электротехнические устройства, предназначенные для создания надежных низкоомных заземлений определенных частей электрических машин, 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 линиях электропередачи, 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, аппаратов, токопроводов, в нормальном режиме не находящихся под напряжением. В процессе эксплуатации к этим частям могут прикасаться люди, хотя при 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 грозозащиты от перенапряжений электроустановок. К грозозащитному заземлению относятся заземления стержневых и тросовых молниеотводов, металлических крыш зданий и сооружений, металлических и железобетонных опор линий электропередачи и порталов распределительных устройств, заземления искровых промежутков и разрядников.

Обычно для выполнения всех трех типов заземления 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 относятся: 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 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, которые включаются параллельно.

Таблица 12-8

$U_{наиб}$, кВ	Длина подхода защищенного молниеотводами, км		Наибольшие расстояния, м, от разрядников до защищаемого оборудования									
			до трансформаторов						до аппаратов			
			Тупиковая подстанция		Подстанция с двумя постоянно включенными линиями		Подстанция с тремя и более постоянно включенными линиями		Тупиковая подстанция		Проходная подстанция	
			Деревянные опоры	Металлические и железобетонные опоры	Деревянные опоры	Металлические и железобетонные опоры	Деревянные опоры	Металлические и железобетонные опоры	Деревянные опоры	Металлические и железобетонные опоры	Деревянные опоры	Металлические и железобетонные опоры
35	1		30	10	80	25	150	35	100	65	150	100
	1,5		60	10	120	35	150	55	100	65	150	100
	2		70	25	150	60	150	70	100	65	150	135
	По всей длине линии		70	50	150	90	150	100	100	70	150	150
110	1		25	10	50	15	80	20	120	70	130	150
	1,5		45	15	70	30	95	35	125	110	200	200
	2		55	30	80	50	135	65	170	120	200	200
	По всей длине линии		55	50	80	65	135	80	170	120	200	200
150	По всей длине линии при защите разрядником	РВС	40	40	60	60	130	130	95	95	250	250
		РВМГ	75	75	110	110	205	205	135	135	250	250
220		РВС	40	40	40	40	105	105	100	100	190	190
		РВМГ	85	85	90	90	140	140	140	140	250	250
330	По всей длине линии		Разрядник устанавливается на трансформаторном присоединении *									
500	По всей длине линии		Разрядник устанавливается на трансформаторном присоединении *									

* Кроме того, должна быть проверена необходимость установки комбинированных разрядников на линиях.

Искусственные заземлители, как правило, выполняют контурными, т. е. их сооружают по контуру электроустановки. Такие заземлители обязательны для установок напряжением свыше 1000 В и рекомендуются для установок напряжением до 1000 В. В отдельных случаях для установок напряжением до 1000 В допускается использование выносных заземлителей, соору-

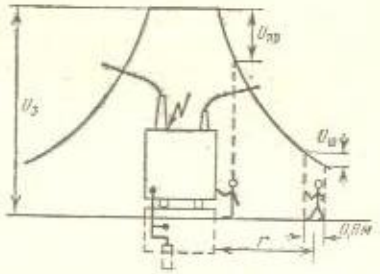


Рис. 12-13. Напряжения шага и прикосновения.

жаемых на некотором удалении от электроустановки, если это технически и экономически оправдано.

Контурные заземлители имеют вертикальные стальные электроды длиной от 2 до 20 м (в зависимости от местных условий), расположенные по периметру электроустановки или распредустройства (на их территории, обычно на расстоянии порядка 3 м от внешнего ограждения). Электроды заглубляются 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, прямоугольные — сечение не менее 48 мм^2 и толщину не менее 4 мм. Толщина полок угловой стали 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 землю. Чем ниже стационарное сопротивление $R_з$ и импульсное сопротивление $R_{з.имп}$ заземлителя, тем эффективнее он выполняет свои функции при осуществлении рабочего, защитного и грозозащитного заземлений, тем меньше оказывается потенциал заземлителя при стекании с него тока. Последнее, в свою очередь, при прочих равных условиях ведет к снижению величин 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, а экономически не может быть оправдано.

Для заземлителей справедливы следующие соотношения:

$$R_{з.имп} = \alpha_{имп} R_з, \qquad (12\text{-}15)$$

где $\alpha_{имп}$ — импульсный коэффициент; у сосредоточенных заземлителей, к которым относятся заземлители, имеющие линейные размеры не свыше 200—300 м, $\alpha_{имп} < 1$, у протяженных заземлителей $\alpha_{имп}$ может быть как больше, так и меньше единицы;

$$U_з = I_з R_з; \qquad (12\text{-}16)$$

$$u_{з.имп} = i_{з.имп} R_{з.имп}. \qquad (12\text{-}17)$$

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 равными 0,8 м.

Как видно из рис. 12-13, наибольшее напряжение шага имеет место вблизи поврежденного оборудования. С учетом параметров шунтирующей цепи оборудова-

ние — 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 1000 В с большим током замыкания на землю

$$R_з \leqslant 0{,}5; \qquad (12\text{-}18)$$

б) в электроустановках напряжением свыше 1000 В с малым током замыкания на землю

$$R_з \leqslant 250/I_з, \qquad (12\text{-}19)$$

но не более 10 Ом; здесь $I_з$—ток замыкания на землю, А.

Если заземляющее устройство одновременно используется также для установок до 1000 В, то

$$R_з \leqslant 125/I_з; \qquad (12\text{-}20)$$

в) в установках выше 1000 В при использовании земли в качестве фазного или обратного провода в постоянной схеме

$$R_з \leqslant 50/I_з; \qquad (12\text{-}21)$$

то же во временной схеме

$$R_з \leqslant 100/I_з; \qquad (12\text{-}22)$$

г) в электроустановках до 1000 В с глухим заземлением нейтрали или с изолированной нейтралью

$$R_з \leqslant 4; \qquad (12\text{-}23)$$

если к заземляющему устройству подсоединены генераторы и трансформаторы с суммарной мощностью не более 100 кВ·А, то допускается иметь

$$R_з \leqslant 10; \qquad (12\text{-}24)$$

д) для заземляющих устройств опор линий электропередачи в зависимости от величины удельного сопротивления земли

$$\left.\begin{aligned} &R_з \leqslant 10, \text{ если } \rho \leqslant 1\cdot10^4 \text{ Ом·см};\\ &R_з \leqslant 15, \text{ если } 1\cdot10^4 < \rho \leqslant 5\cdot10^4 \text{ Ом·см};\\ &R_з \leqslant 20, \text{ если } \rho > 5\cdot10^4 \text{ Ом·см}. \end{aligned}\right\} \qquad (12\text{-}25)$$

Глава тринадцатая

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

13-1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Энергетические системы являются основой энергоснабжения для подавляющего большинства потребителей электрической энергии и тепла. Задача энергосистем состоит в надежном, бесперебойном удовлетворении потребностей народного хозяйства и населения в электрической энергии и тепле надлежащего качества при минимальных народнохозяйственных затратах.

Энергетические системы подразделяются на районные, обслуживающие потребителей определенного географического района, и объединенные, 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 ее европейской, так и азиатской частей.

Управление энергетикой страны в целом осуществляет союзнореспубликанское 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 (ОЭС);

в) диспетчерские службы энергосистем, осуществляющие управление районными энергосистемами;

г) дежурный персонал электростанций, подстанций, электрических и тепловых сетей, обеспечивающий управление соответствующей энергоустановкой.

Ввиду сложности, многофакторности и многосвязности задач управления энергетикой в настоящее время разрабатывается, опробуется и внедряется многоуровневая автоматическая 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 автоматические, 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 различного типа электростанций в покрытии суммарной нагрузки энергосистем;

б) определение по величине, 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 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 элементов;

з) обеспечение нормированной надежности работы энергосистем, их частей, электростанций, подстанций и отдельных элементов в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах.

13-2. УЧАСТИЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ РАЗЛИЧНОГО ТИПА В ПОКРЫТИИ СУММАРНОЙ НАГРУЗКИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Суммарные графики нагрузки энергосистем весьма неравномерны. Коэффициент заполнения графиков довольно низок ($K_{зп} \approx 0{,}5 \div 0{,}6$) 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.

Распределение нагрузки между отдельными электростанциями с целью покрытия всего 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

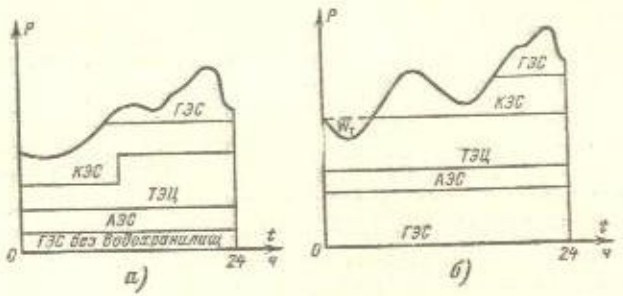


Рис. 13-1. Участие электростанций различного типа в покрытии графика нагрузки энергосистемы.

а — непаводковый период (межень); *б* — паводковый период.

в базовую часть графика нагрузки в непаводковый период помещают АЭС, ГЭС без водохранилищ, а также



Рис. 13-2. Изменение нагрузки и установленной мощности энергосистемы в течение года.

частично ГЭС с водохранилищами (выработка на необходимом санитарном пропуске воды). В полубазовую часть графика помещают ТЭЦ и КЭС, а в пиковую часть — ГЭС с водохранилищами и ГАЭС. Во время паводка мощность ГЭС в базовой части графика увеличивают, с тем чтобы после заполнения водохранилищ не сбрасывать бесполезно через водосливные плотины избыток воды.

Зная графики нагрузки электростанций, можно планировать ремонт их оборудования. Агрегаты ГЭС, как

правило, ремонтируют зимой, а ТЭС — весной и летом. Изменение нагрузки и установленной мощности электростанций в системе в течение года взаимосвязаны, что видно из рис. 13-2, где $P''_{нг} \approx (1{,}1 \div 1{,}2)\, P'_{нг}$ и $P''_{уст} > P'_{уст}$, здесь $P'_{нг}$ и $P'_{уст}$ — соответственно нагрузка и установленная мощность в начале года; $P''_{нг}$ и $P''_{уст}$ — то же в конце года.

В системе должны быть предусмотрены резервы: эксплуатационный (ремонтный и аварийный), составляющий примерно 10—12% установленной мощности энергосистемы, и народнохозяйственный, составляющий около 3%. С учетом вопросов 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, 1200 МВт можно устанавливать только в мощных энергосистемах.

13-3. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ АКТИВНОЙ НАГРУЗКИ МЕЖДУ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ И ОТДЕЛЬНЫМИ ГЕНЕРАТОРАМИ

Энергетическая система объединяет электростанции различного типа, каждая из которых имеет несколько генераторов. Обычно суммарная мощность установлен-

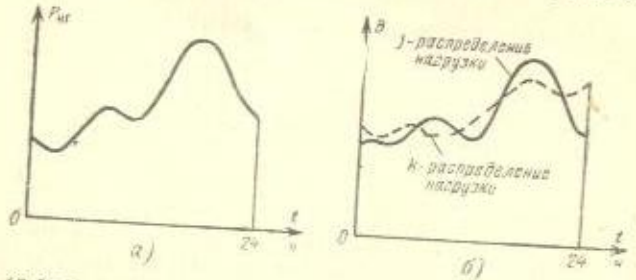


Рис. 13-3. Изменение активной нагрузки (*а*) и расхода топлива (*б*) в энергосистеме.

ных генераторов превышает нагрузку энергосистемы. При этом 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 определенной зависимостью расхода топлива от нагрузки

$$B_i = f(P_i).$$

В качестве критерия наивыгоднейшего распределения активной нагрузки между источниками в отечественных

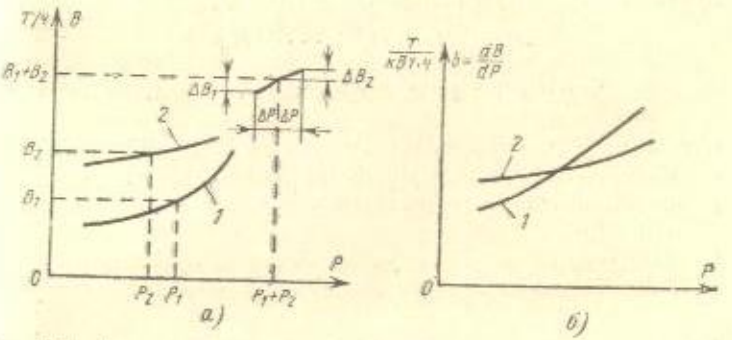


Рис. 13-4. Расходные характеристики (*а*) и характеристики относительных приростов (*б*) двух агрегатов.

энергосистемах принимают минимум расхода топлива по системе:

$$\int_{t_1}^{t_2} B(t)\, dt = \min$$

при условии покрытия заданной нагрузки

$$A_\Sigma = \int_{t_1}^{t_2} P_{нг}(t)\, dt = \text{const},$$

т. е. максимальное значение функционала $B = \psi(P_1, P_2, \ldots, P_n)$ при заданном графике нагрузки (рис. 13-3, *а*).

Рассмотрим два источника с различными расходными характеристиками *1* и *2* топлива $B = f(P)$, как показано на рис. 13-4, *а*. Пусть нагрузка первого агрегата составляет P_1, а второго — P_2. Увеличив 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 $b_2 = \frac{dB_2}{dP_1}$.

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

$$\varphi = (B_1 + B_2 + \cdots + B_n) + \\ + \lambda (P_1 + P_2 + \cdots + P_n - P_{\text{нг}} - \Delta P_{\text{сети}}), \qquad (13\text{-}1)$$

где $P_1 + P_2 + \ldots + P_n - P_{\text{нг}} - \Delta P_{\text{сети}} = 0$ уравнение связи, характеризующее данную конкретную задачу; λ — неопределенный множитель Лагранжа.

Так как

$$\frac{\partial B_k}{\partial P_1} = 0,$$

то

$$\frac{\partial \varphi}{\partial P_1} = b_1 + \lambda - \lambda \frac{\partial \Delta P_{\text{сети}}}{\partial P_1} = b_1 + \lambda (1 - \sigma_1) = 0;$$

аналогично

$$\frac{\partial \varphi}{\partial P_2} = b_2 + \lambda (1 - \sigma_2) = 0;$$

$$\vdots$$

$$\frac{\partial \varphi}{\partial P_n} = b_n + \lambda (1 - \sigma_n) = 0. \qquad (13\text{-}2)$$

Отсюда условие наивыгоднейшего распределения активной нагрузки можно записать так:

$$\frac{b_1}{1 - \sigma_1} = \frac{b_2}{1 - \sigma_2} = \cdots = \frac{b_n}{1 - \sigma_n}. \qquad (13\text{-}3)$$

Чем больше потери мощности в сетях при передаче энергии от данной станции, тем с меньшим значением относительного прироста она должна работать по отношению к другим электростанциям системы.

Если пренебречь потерями в сетях, то условие наивыгоднейшего распределения нагрузки будет:

$$b_1 = b_2 = \cdots = b_n. \qquad (13\text{-}4)$$

Зная расходные характеристики отдельных агрегатов, строят расходные характеристики и характеристики относительных приростов электростанции в целом. Распределение нагрузки между отдельными электростанциями производят с учетом указанных характеристик конкретных электростанций и характеристики относительных приростов системы в целом.

13-4. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НАБРОСОВ АКТИВНОЙ НАГРУЗКИ МЕЖДУ АГРЕГАТАМИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Действительный график нагрузки энергосистемы не совпадает с диспетчерским. 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:

$$P_{\text{т}} = P + P_{\text{пот}} + T_j \frac{d^2\delta}{dt^2} - P_d \frac{d\delta}{dt}, \qquad (13\text{-}5)$$

где $P_{\text{т}}$ — активная мощность, развиваемая турбиной, 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 — демпферная мощность, отн. ед.; δ — угол, определяющий пространственное положение продольной оси ротора генератора, рад.

Постоянная инерции турбины и генератора, с, определяется выражением:

$$T_j = \frac{GD_{\Sigma}^2 n_0 n_{\text{ном}}}{91 \cdot 4 P_{\text{ном}}} \approx \frac{GD_{\Sigma}^2 n_0^2}{364 P_{\text{ном}}},$$

где n_0, $n_{\text{ном}}$ — синхронная и номинальная частоты вращения; $P_{\text{ном}}$ — номинальная мощность агрегата; $GD_{\Sigma}^2/4$ — 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:

$$P_т = P + T_j \frac{d^2\delta}{dt^2} \qquad (13\text{-}6)$$

или

$$P_т - P = \Delta P = T_j \frac{d^2\delta}{dt^2} = T_j \frac{d\omega}{dt} = T_j \alpha, \qquad (13\text{-}7)$$

где α — угловое ускорение вращающихся масс.

Набросы-сбросы нагрузки вызывают торможение-ускорение роторов генераторов; тем самым энергия вращающихся масс покрывает небаланс мощности.

Тормозная мощность или мощность нагрузки генераторов зависит от частоты:

$$\frac{P_1}{P_2} = \frac{f_1}{f_2}.$$

Реактивная мощность также зависит от частоты:

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \left(\frac{f_2}{f_1}\right)^n,$$

причем обычно $n = 1 \div 2$. Изменение активной и реактивной мощностей генератора с изменением частоты показано на рис. 13-5.

Мощность, развиваемая турбиной, зависит от величины пропуска пара или воды через турбину. Последний регулируется регулятором скорости турбины, называемым также первичным регулятором частоты. Регуляторы могут иметь астатическую или статическую характеристику (рис. 13-6); их статизм характеризуется коэффициентом статизма:

$$K_c = \frac{\Delta f}{\Delta P} = \frac{\Delta n}{\Delta P} = \operatorname{tg}\alpha. \qquad (13\text{-}8)$$

Первичные регуляторы скорости имеют естественную статическую характеристику, однако с помощью дополнительных устройств, называемых вторичными регуляторами скорости, можно получить результирующую астатическую характеристику.

Следует отметить, что дежурному щита управления электростанции без помощи устройств автоматики затруднительно 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

$$\Delta P = \frac{\Delta f}{K_c} = \frac{0{,}1}{50 \cdot 0{,}05} = 0{,}04.$$

Очевидно, что по щитовому прибору дежурному трудно уследить за изменением мощности генератора на 4%.

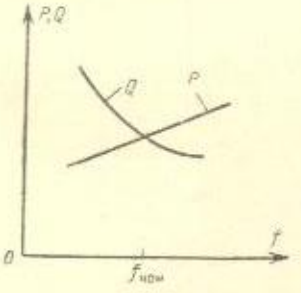


Рис. 13-5. Изменение активной и реактивной мощностей при изменении частоты в системе.

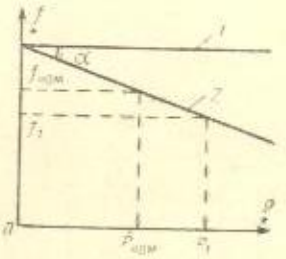


Рис. 13-6. Характеристики регуляторов скорости.
1 — астатическая; *2* — статическая.

Как же распределяется наброс нагрузки между агрегатами со статическими характеристиками регуляторов скорости?

Пусть параллельно работает n агрегатов (рис. 13-7). При набросе нагрузок на отдельные генераторы ΔP_1, ΔP_2 и т. д. их частоты изменяются так:

$$\left.\begin{aligned} \Delta f_1 &= K_{c1}\Delta P_1; \\ \Delta f_2 &= K_{c2}\Delta P_2; \\ \Delta f_n &= K_{cn}\Delta P_n. \end{aligned}\right\} \qquad (13\text{-}9)$$

Так как при параллельной работе генераторов

$$\Delta f_1 = \Delta f_2 = \cdots = \Delta f_n = \Delta f,$$

то

$$\left.\begin{aligned} \Delta P_1 &= \frac{\Delta f}{K_{c1}}; \\ \Delta P_2 &= \frac{\Delta f}{K_{c2}}; \\ \Delta P_n &= \frac{\Delta f}{K_{cn}}, \end{aligned}\right\} \qquad (13\text{-}10)$$

поэтому $\sum_{i=1}^{n} \Delta P_i = \Delta f \left(\frac{1}{K_{c1}} + \frac{1}{K_{c2}} + \cdots + \frac{1}{K_{cn}} \right) = \Delta f / \beta.$

Отсюда

$$\left.\begin{aligned} \Delta P_1 &= \frac{\sum_{i=1}^{n} \Delta P_i}{K_{c1}\beta}; \\ &\cdots\cdots\cdots \\ \Delta P_n &= \frac{\sum_{i=1}^{n} \Delta P_i}{K_{cn}\beta}. \end{aligned}\right\} \qquad (13\text{-}11)$$

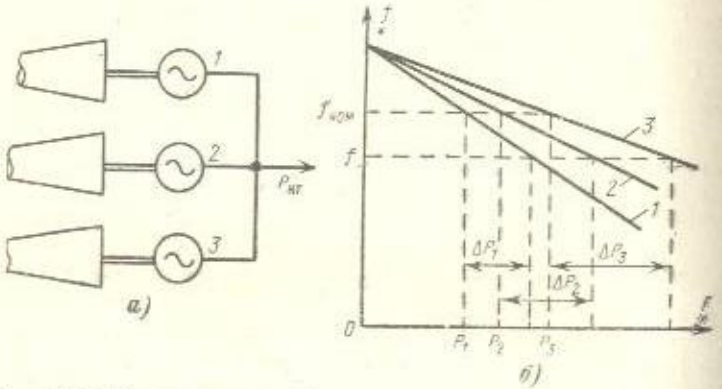


Рис. 13-7. Распределение наброса нагрузки между агрегатами.
а — поясняющая схема; *б* — характеристики агрегатов.

Таким образом, распределение наброса активной мощности в первый момент возмущения обратно пропорционально коэффициентам статизма отдельных агрегатов.

13-5. ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ РЕГУЛЯТОРА СКОРОСТИ ТУРБИН

В качестве первичных регуляторов скорости обычно используются 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 турбины 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

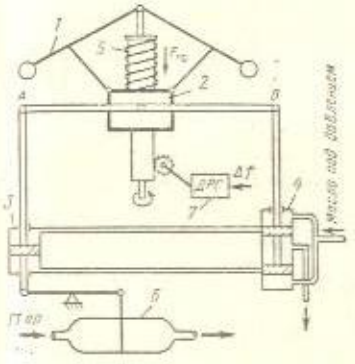


Рис. 13-8. Принципиальная схема простейшего центробежного регулятора скорости.

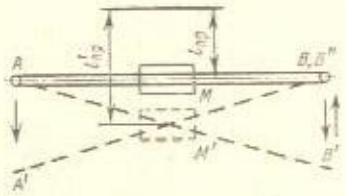


Рис. 13-9. Схема работы регулятора скорости при увеличении активной нагрузки генератора.

A остается неподвижным. В конце процесса регулирования он занимает положение *A'*. Шарнир *B* последовательно занимает положения *B'* и *B''*.

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:

$$\Delta f_* + K_c \Delta P_* = 0. \qquad (13\text{-}12)$$

Процесс регулирования заканчивается, когда $\Delta f_* = 0$.

13-6. РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

Регулирование частоты в энергосистемах осуществляется по методу ведущей станции с ограничением недопустимых перетоков мощности по транзитным ли-

ниям электропередачи. При этом методе на одну из станций возлагаются функции регулирования частоты в системе (с учетом регулировочных возможностей станции). Эта станция 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 станции обеспечивает принятие всей дополнительной нагрузки на эту станцию, что ведет к восстановлению номинальной частоты в системе.

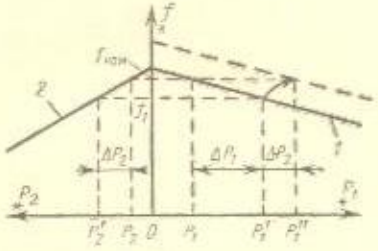


Рис. 13-10. Регулирование частоты методом ведущей станции.

1 — характеристика первой станции; *2* — характеристика второй станции.

На рис. 13-10 схематично показан процесс регулирования частоты методом ведущей станции на примере параллельной работы двух станций, из которых одна (№ 1) является ведущей. При уменьшении частоты от $f_{ном}$ до f_1 дополнительные загрузки первой и второй станций соответственно составят ΔP_1 и ΔP_2. Вторичный регулятор частоты 1-й станции смещает ее статическую характеристику параллельно самой себе, увеличивая впуск пара в турбину. При этом восстанавливается номинальная частота в системе и вторая станция возвращается к режиму, предшествующему возмущению.

Следует отметить, что в зависимости от мощности системы, ее параметров и структуры, а также от требуемого диапазона регулирования мощности ведущими в системе могут быть отдельный генератор, электростанция или ряд электростанций.

Регулирование частоты методом ведущей станции выполняется относительно простыми и дешевыми средствами, однако при его использовании возникают знакопеременные перетоки мощности между ведущей и ведомыми электростанциями и существенные изменения перетоков по транзитным линиям электропередачи. В СССР разработан ряд достаточно эффективных комплексных централизованных и децентрализованных устройств автоматического регулирования частоты, мощности и перетоков (АРЧМ и П), обеспечивающих автоматическое групповое регулирование частоты в системе, регулирование мощности агрегатов и регулирование перетоков по линиям электропередачи при учете режимных ограничений.

13-7. 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 понимается свойство энергосистемы функционировать с заданными эксплуатационными параметрами режима, обеспечивая требуемое энергоснабжение потребителей. Надежность работы обусловливается безотказностью, ремонтопригодностью и долговечностью ее частей и элементов.

Различают отказы и неисправности энергосистем и их элементов. Отказ—это событие, состоящее в нарушении работоспособности, т. е. в нарушении способности энергосистемы выполнять заданные функции с установленными нормативными параметрами. Неисправность системы или ее элементов — это их состояние, при котором они не удовлетворяют хотя бы одному из установленных нормативных параметров.

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, приводящие к нарушению электроснабжения большого числа потребителей 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 развития мелких, локальных аварий (отказы отдельных видов оборудования) в аварии электростанций, узлов и частей системы и далее к авариям всей энергосистемы. Развитие аварий становится возможным при неправильной работе устройств релейной защиты и системной автоматики, при нечеткой и ошибочной работе дежурного эксплуатационного персонала электроустановок.

Повышение надежности работы энергосистем возможно путем:

а) повышения качества и надежности работы энергооборудования;

б) совершенствования качества проектов строительства и развития энергоустановок и энергосистем в целом;

в) внедрения более совершенных и безотказных схем электрических соединений электростанций и подстанций;

г) совершенствования структуры и схем основных сетей энергосистем;

д) оптимизации взаимного размещения электростанций и узлов нагрузки энергосистем, а также резерва генерирующей мощности;

е) развития системообразующих сетей сверхвысокого напряжения (500, 750, 1150 кВ);

ж) повышения жесткости межсистемных связей;

з) повышения качества и безотказности 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 весьма 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 электрической энергии.

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 современных 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 высоковольтных выключателей;

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 линий электропередачи;

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 объединенной 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.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Электрическая** часть станций и подстанций. М., Госэнергоиздат, 1951. 744 с. — Авт.: Ю. В. Буткевич, А. А. Васильев, А. А. Глазунов, И. Я. Гумин, С. А. Геликонский, М. В. Метлина.

2. **Васильев А. А.** Электрическая часть станций и подстанций. Ч. 1. М., Госэнергоиздат, 1963. 469 с.

3. **Электрическая** часть станций и подстанций. Ч. 2. М., «Энергия», 1972. 344 с. — Авт.: А. А. Васильев, И. П. Крючков, Т. А. Кузнецкая, В. Б. Кулаковский, Е. Ф. Наяшкова, М. Н. Околович.

4. **Ульянов С. А.** Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. М., «Энергия», 1970. 520 с.

5. **Веников В. А.** Переходные электромеханические процессы в электрических системах. М., «Высшая школа», 1970. 472 с.

6. **Мельников Н. А.** Электрические сети и системы. М., «Энергия», 1969. 456 с.

7. **Федосеев А. М.** Основы релейной защиты. М., Госэнергоиздат, 1961. 440 с.

8. **Техника** высоких напряжений. М., Госэнергоиздат, 1963. 472 с. — Авт.: П. В. Борисоглебский, Л. Ф. Дмоховская, В. П. Ларионов, Ю. С. Пинталь, Д. В. Разевиг, Е. Я. Рябкова.

9. **Соловьев И. И.** Автоматизация энергетических систем. М., Госэнергоиздат, 1956. 360 с.

10. **Электрические** сети и станции. М., Госэнергоиздат, 1963. 464 с. — Авт.: Л. Н. Баптиданов, В. Л. Козис, Б. Н. Неклепаев, Б. В. Нечаев, М. Н. Околович, Л. А. Солдаткина, В. И. Тарасов, А. Л. Церазов.

11. **Чернобровов Н. В.** Релейная защита. М., «Энергия», 1974. 680 с.

12. **Электрическая** часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. М., «Энергия», 1972. 336 с. — Авт.: И. П. Крючков, Н. Н. Кувшинский, Б. Н. Неклепаев, А. В. Чугреев.

АЛФАВИТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

Автомат 252, 285
— гашения поля 104, 106
Автоматизация 496
Автоматика 496
Автоматическая разгрузка по частоте 498
Автоматическое включение резерва 503
— повторное включение 500
— регулирование возбуждения 104, 157
Автотрансформаторы 136
Аккумуляторная батарея 416
Асинхронный режим синхронных машин 106, 495
Атомная электрическая станция 28

Базисные величины 148
Баланс производства и потребления электрической энергии и тепла 13, 21
— топливно-энергетический 19
Блокировка выключателей и разъединителей 409

Векторные диаграммы 154, 158, 162, 189, 202
Возбуждение синхронных генераторов 100
Возвращающееся напряжение 226
Восстанавливающееся напряжение 226
Выбор сечений проводников 66
— силовых трансформаторов 132, 293, 298, 331
— трансформаторов собственных нужд 344, 348, 357
— электрических аппаратов и проводников 280
Выдержки времени защиты 444, 454
Выключатели 17, 235
— нагрузки 246

Графики нагрузки 33
Группы соединения обмоток трансформаторов 119

Демпферный контур 165, 174 191
Динамическая устойчивость синхронных генераторов 113

Заземление 53
Заземлитель 529
Заземляющее устройство 526
Замыкания на землю 202
Затраты приведенные 41
Защита баковая 483
— газовая 484
— дифференциальная 462, 472, 488
— максимальная токовая 448
— — — направленная 452
— от замыканий на землю 457, 469, 481
— от перегрузки 466, 481, 494

Измерительные трансформаторы напряжения 255, 284
— — тока 253, 284
Изоляционные расстояния в распредустройствах 365, 369
Испытательные напряжения 506
— — импульсные 506
Источники оперативного тока 417, 433, 437

Категории потребителей 291
Качество электроэнергии 74
Колебания напряжения 74
— частоты 75
Комплексные схемы замещения 188
Контрольно-измерительная аппаратура 403
Короткие замыкания 140
— — на землю 185, 202
Короткозамыкатели 246, 283
Коэффициент возврата 447
— выгодности 137
— заземления 54
— запуска 447
— надежности 447
— спроса 36
— схемы 447
— типовой мощности 137
— чувствительности 448

Линия электропередачи 60

Магнитные пускатели 252, 285
Метод расчетных кривых 176
— симметричных составляющих 182
— спрямленных характеристик 179
Методика технико-экономических расчетов 41

Нагрев проводников 204, 211
Нагрузочная способность проводников 208
— — синхронных генераторов 105
— — трансформаторов 132
Надежность работы релейной защиты 443, 444
Нейтраль 53
Несимметричные короткие замыкания 182
— режимы 198
Номинальные напряжения электрических сетей 51
Нормы на качество напряжения 81

Обобщенная нагрузка 160, 163
Обобщенный вектор 169
Ограничитель ударного тока 240
Оперативный ток 450
Отделители 241, 283
Отклонение напряжения 74, 83
— частоты 75
Отключение цепей переменного тока 219
— — постоянного тока 232
Охлаждение синхронных генераторов 96
— трансформаторов 121

Падение напряжения 82
Перенапряжения 505
— внутренние 505, 512
— грозовые 505, 514
Потери мощности в линиях 62
— — — трансформаторах 63
— напряжения 83

Потери энергии в линиях 65
— — — трансформаторах 66
Потребители электроэнергии 43
Правило площадей 114
Предохранитель плавкий 238
— — токоограничивающий 239
Преобразование координат 170
Пусковой момент двигателя 78
— ток двигателя 486

Разъединители 17, 241, 282
Распределение активной нагрузки между агрегатами 536
— набросов активной нагрузки между агрегатами 539
Реакторы 247, 285
Регулирование напряжения 84
— частоты 543
Регулятор скорости турбины 542
Результирующая устойчивость синхронных генераторов 116
Реле 442
— времени 445
— газовое 484
— направления мощности 454
— напряжения 466
— промежуточное 446
— токовое 445
— указательное 446
— частоты 499
Релейная защита 442

Сборные шины 17
Себестоимость электроэнергии 38, 67
Синхронные генераторы 93
— компенсаторы 96
Сложные виды повреждений 200
Собственные нужды электроустановок 37, 337
Состав потребителей электроэнергии 46, 47
Статическая устойчивость синхронных генераторов 111
Схемы замещения 144
— соединений обмоток трансформаторов 119
— электрических соединений 287
— — — АЭС 326
— — — ГЭС 327
— — — КЭС 317
— — — подстанций 331
— — — собственных нужд 341, 347, 350, 355, 358
— — — ТЭЦ 297

Тепловая диаграмма трансформаторов 122
Термическая стойкость проводников и аппаратов 269
Термическое действие токов к. з. 269
Типовые конструкции распредустройств 372, 388
Токовая отсечка 450, 456, 478, 488
Токоограничивающие устройства 250
Токопроводы 17, 213
Трансформаторы силовые 117
— собственных нужд 344, 348, 357

Ударный коэффициент 156
Устойчивость параллельной работы синхронных машин 108
— — — энергосистем 546
Ущерб народнохозяйственный 41
— потребителей 42

Характеристики потребителей электроэнергии 48

Цена электроэнергии 67

Шинопровод 17, 213, 286

Щиты управления 401

Экономическая плотность тока 69
Электрификация 9
Электрическая дуга 220, 230
— подстанция 15
— система 16
— станция 15, 22
Электрические аппараты 203
— контакты 214
— сети 15, 39
Электродинамическая стойкость проводников 258
Электрооборудование 16
Электропотребление 20
Электроснабжение 13, 42
Электроустановка 15
Электроэнергия 21
Энергетика 9
Энергетическая система 13, 18
Энергетические ресурсы 17
Энергопотребление 17

Цена 1 р. 11 к.