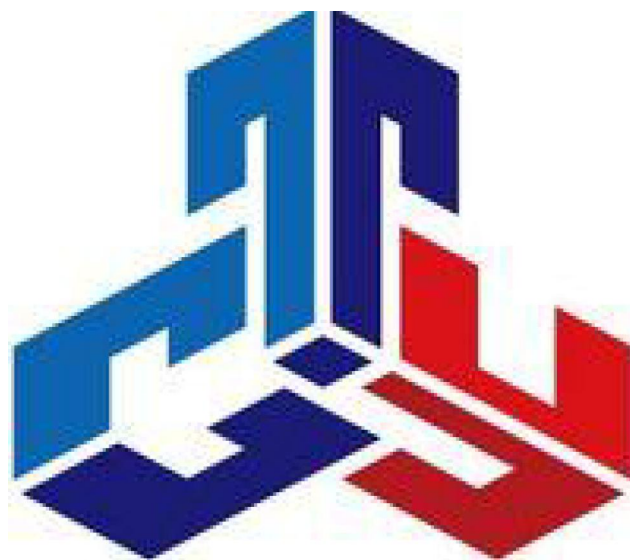


СОВРЕМЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ



**ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ
СТАНЦИЙ**

Учебное пособие

Рязань 2018

УДК 537
ББК 32.85
Э45

Электрооборудование электрических станций:(Электронный ресурс)
Учебное пособие/ сост. Лопатин Е.И.
Совр. техн. универ-т. – Рязань, 2018. – 23 с.

Рецензент: кандидат технических наук, доцент Рожков С.В.

В пособии приведены общие сведения об электрооборудовании электрических станций, электрических машинах, а также по электронике.

Учебное пособие для студентов-бакалавров технических направлений
Современного технического университета

*Печатается по решению Ученого Совета
Современного технического университета*

УДК 537
ББК 32.85
Э45

© Е.И. Лопатин
© Современный технический университет, 2018

ПРЕДИСЛОВИЕ

Настоящая книга предназначена для студентов средних специальных учебных заведений, для которых дисциплина «Электрооборудование электростанций и подстанций» является основной дисциплиной специального цикла.

В книге рассмотрено основное оборудование электростанций и подстанций: синхронные генераторы и компенсаторы, силовые трансформаторы и автотрансформаторы, коммутационные аппараты, измерительные трансформаторы. Изложена методика расчета токов короткого замыкания, рассмотрены их динамическое и термическое действия, приведен выбор токоведущих частей и электрических аппаратов. Большое внимание уделено анализу схем электрических соединений электростанций и подстанций с точки зрения их надежности и экономичности.

В книге приведены типовые конструкции распределительных устройств открытого, закрытого и комплектного типа.

Излагая материал, авторы старались привести его в соответствие с новыми решениями, инструкциями, руководящими указаниями и другим директивным материалом. Теоретический материал сопровождается решением примеров и вопросами для самопроверки.

Авторы выражают благодарность редакционно-издательскому отделу Всероссийского заочного энергетического колледжа, руководимого Н.Д. Уткиной, за помощь в оформлении рукописи.

ВВЕДЕНИЕ

Основой экономики всех индустриальных стран мира является электроэнергетика. XX век стал периодом интенсивного развития этой важнейшей отрасли промышленности.

Вскоре после образования СССР в основу его экономической политики было положено создание мощной энергетической базы нового государства. В 1920 г. был принят государственный план электрификации России — ГОЭЛРО, предусматривающий строительство 30 новых районных электрических станций общей мощностью 1750 МВт в течение 10—15 лет с доведением выработки электроэнергии до 8,8 ТВт·ч в год. Этот план был реализован за 10 лет. В 1930 г. установленная мощность электрических станций составила 2875 МВт с выработкой электроэнергии 8,4 ТВт·ч.

Основой последующих планов развития народного хозяйства явились принципы, заложенные в плане ГОЭЛРО. Темпы развития электроэнергетической базы в СССР были высочайшими в мире и снижались только во время Великой Отечественной войны (1941—1945). Если в первые годы своего существования Советская Россия по выработке электроэнергии занимала одно из последних мест в мире, то к 1980-м гг. Советский Союз уступал только Соединенным Штатам Америки.

Динамика роста установленной мощности и выработки электроэнергии электростанциями СССР характеризуется следующими данными.

Год	Мощность электростанций, ГВт	Выработка электроэнергии, ТВт·ч
1945	11	43
1950	20	91
1955	37	170
1960	67	292
1965	115	507
1970	166	740
1975	217	1038
1980	284	1294
1985	315	1545
1990	320	1674

Основой развития энергетики СССР стало сооружение электростанций большой мощности. К 1990 г. в Советском Союзе работали 80 электростанций с установленной мощностью более 1 ГВт каждая, на которых было сосредоточено более половины всей генерирующей мощности. На тепловых электрических станциях (ТЭС) работало более 400 энергоблоков единичной мощностью от 150 до 1200 МВт, на атомных электростанциях (АЭС) — энергоблоки мощностью 440, 1000 и 1500 МВт, на гидроэлектростанциях (ГЭС) — 600 и 640 МВт. Создание и освоение энергоблоков мощностью 500 МВт на угле и 800 МВт на газе позволили создать мощные Экибастузскую ГРЭС (4000 МВт) и Сургутскую ГРЭС-2 (4800 МВт).

Быстрыми темпами развивалась атомная энергетика. От первой, Обнинской, АЭС мощностью 5 МВт атомная энергетика прошла путь до электростанций мощностью 4000 МВт. В эксплуатацию были введены Запорожская, Балаковская, Ленинградская, Курская, Чернобыльская, Смоленская, Южно-Украинская и другие мощные АЭС.

Большое внимание в стране уделялось гидроэнергетике. В европейской части завершилось строительство каскада ГЭС на Волге и Каме. Интенсивно сооружались ГЭС на многих реках Кавказа. В Сибири продолжалось освоение Ангара-Енисейского каскада, на котором были сооружены Усть-Илимская и Саяно-Шушенская ГЭС мощностью 3,8 и 6,4 ГВт соответственно, в Сибири работают такие ГЭС, как Братская (4,5 ГВт) и Красноярская (6 ГВт).

Высокими темпами развивалось электросетевое хозяйство. Формирование таких крупных энергетических объединений, как энергообъединения Северо-Запада, Центра, Средней Волги, Юга, Казахстана, Закавказья, Урала, Северного Кавказа, Средней Азии, Сибири и Востока, позволяло успешно решать задачу создания Единой энергетической системы страны (ЕЭС СССР). К 1990 г. в состав ЕЭС входили 9 из 11 энергообъединений, охватывая почти 2/3 территории страны, где проживало более 80 % населения.

Межсистемные связи осуществлялись по линиям электропередачи напряжением 500 кВ (30 348 км), были введены в эксплуатацию линии напряжением 750 кВ (2811 км) и 1150 кВ (958 км).

В стране планировалось интенсивное развитие и использование возобновляемых источников энергии: солнечной, геотермальной, ветровой, приливной и др.

Важной составляющей энергетической политики Советского государства являлась интеграция ЕЭС СССР с энергосистемами зарубежных стран. Сотрудничество с европейскими странами в электроэнергетике начало развиваться после Второй мировой войны по линии Совета Экономической Взаимопомощи, в составе которого была создана Постоянная комиссия по электроэнергии. В июле 1962 г. было подписано соглашение о создании в Праге

Центрального диспетчерского управления (ЦДУ) объединенных энергосистем Болгарии, Венгрии, ГДР, Польши, Румынии, СССР и Чехословакии. Это соглашение предусматривало эксплуатацию национальных энергосистем по согласованному плану с оптимальным использованием всех преимуществ параллельной работы в интересах каждой страны при полной самостоятельности в решении внутрисистемных вопросов.

В соответствии с соглашением энергосистемы стран — членов СЭВ были объединены между собой. Советский Союз был соединен линиями электропередачи напряжением 220 кВ с Венгрией и Польшей и линиями напряжением 400 кВ — с Румынией и Чехословакией. Суммарная величина поставок и обмена электроэнергией уже в 1967 г. составила 8,5 ТВт·ч, а экспорт электроэнергии из Советского Союза — 1,8 ТВт·ч. Экономия на капиталовложениях и эксплуатационных издержках в отдельных странах за счет преимуществ объединения энергосистем более чем в 2 раза превысила сумму затрат на сооружение межсистемных линий электропередачи. Полученные выгоды от интеграции энергосистем стран — членов СЭВ в 1970-х гг. обусловили принятие решений о сооружении дополнительных межсистемных ВЛ. В 1973 г. было завершено строительство межгосударственной связи напряжением 400 кВ Молдавская ГРЭС — Вулканешты — Добруджа. В 1978 г. была введена первая ВЛ 750 кВ СССР — Венгрия. В последующем были введены еще две ВЛ 750 кВ СССР — Польша и СССР — Болгария.

В 1981 г. с вводом в эксплуатацию преобразовательной подстанции в Выборге ЕЭС СССР стала работать совместно с энергообъединением Скандинавских стран NORDEL.

К концу 1980-х гг. создалось уникальное межгосударственное энергообъединение стран — членов СЭВ — энергосистема «Мир» с суммарной установленной мощностью более 400 млн кВт, которое было крупнейшим на Земле и охватывало громадную территорию Евразии от Берлина до Улан-Батора. Поставки электроэнергии из СССР в страны СЭВ достигали почти 40 ТВт·ч в год. От сетей ЕЭС СССР экспортировалась электроэнергия в Финляндию, Норвегию, Турцию, Афганистан.

1991 г. оказался последним годом, когда электроэнергетика страны была единым централизованно управляемым комплексом. Образование независимых государств на территории СССР и раздел электроэнергетической собственности между ними привели к коренному изменению структуры управления электроэнергетикой на территории бывшего СССР. В независимых государствах были образованы собственные органы управления и самостоятельные субъекты хозяйствования в электроэнергетике.

В 1991 г. поставки электроэнергии из ЕЭС в соседние страны снизились до 21,5 ТВт·ч. Это было обусловлено переходом на оплату поставок электроэнергии в страны Восточной Европы в свободно

конвертируемой валюте, в связи с чем сократился объем контрактных поставок, а также недостатком топливных ресурсов в Украине и вынужденным снижением экспорта электроэнергии из этой республики в ОЭС стран — участниц энергообъединения «Мир».

В ноябре 1993 г. из-за большого дефицита мощности в Украине был вынужденно осуществлен переход на раздельную работу Единой энергосистемы России и ОЭС Украины, что привело впоследствии к раздельной работе с остальными энергосистемами стран — участниц ЦДУ в Праге. Энергообъединение «Мир» разделилось на несколько частей. В дальнейшем дезинтеграционные процессы в рамках энергообъединения «Мир» привели к тому, что вначале энергосистема Восточной части Германии VEAG в сентябре 1995 г. присоединилась на параллельную работу к энергообъединению стран Западной Европы UCTE, а в октябре 1995 г. к UCTE присоединилось энергообъединение CENTREL, в которое входят энергосистемы Венгрии, Польши, Словакии и Чехии.

Создание и развитие независимых государств на территории бывшего СССР в последнее десятилетие XX в. сопровождалось глубоким экономическим кризисом практически во всех отраслях экономики. Резкий спад промышленного производства во всех государствах-участниках вновь созданного Содружества Независимых Государств отразился и на электроэнергетике.

Динамика производства электроэнергии в энергосистемах стран СНГ в 1990—2001 гг. (ТВт·ч) приведена в табл. В.1.

Переход от централизованного управления электроэнергетической отраслью к функционированию в рамках суверенных государств показал, что изолированная работа энергосистем не может полноценно и с достаточной степенью надежности удовлетворять потребностям экономики и населения в электрической энергии.

Учитывая это, уже в феврале 1992 г. главами правительств государств Содружества было подписано «Соглашение о координации межгосударственных отношений в области электроэнергетики Содружества Независимых Государств». Основной целью Соглашения стало проведение совместных скоординированных действий, направленных на обеспечение устойчивого и надежного энергоснабжения народного хозяйства и населения государств на основе эффективного функционирования объединения электроэнергетических систем.

Последние годы XX и начала XXI вв. можно охарактеризовать как годы определенной стабилизации работы электроэнергетических систем стран СНГ, наметившегося роста количественных и улучшения качественных показателей работы. Особое значение имеет понимание необходимости интеграции национальных энергосистем в рамках их объединения в пространстве СНГ. На сегодняшний день 11 из 12 национальных энергосистем государств Содружества (кроме энергосистемы Армении) осуществляют совместную парал-

Таблица В.1

Год	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Азербайджан	23,2	23,5	19,8	19,0	17,6	17,0	17,0	16,8	18,0	18,2	18,7	18,5
Армения	10,4	9,6	9,0	6,3	5,7	5,6	6,2	6,0	6,2	5,7	6,0	5,7
Беларусь	39,5	38,7	37,6	33,4	31,4	24,9	23,7	26,1	23,5	26,5	26,1	24,7
Грузия	14,2	13,4	11,5	10,2	7,0	7,1	7,2	7,2	8,1	8,1	7,4	7,5
Казахстан	87,4	86,0	82,7	77,4	66,4	66,7	59,0	52,0	49,1	47,5	51,4	55,2
Кыргызия	13,4	14,2	11,9	11,1	12,9	12,3	13,8	12,6	11,6	13,2	14,9	13,6
Молдова	15,7	13,2	11,2	10,4	8,2	6,2	6,2	5,4	4,8	4,1	3,6	4,9
Россия	1082,2	1068,2	1008,5	956,6	875,9	860,0	847,2	834,1	827,2	846,2	876,0	888,4
Таджикистан	18,1	17,6	16,8	17,7	17,0	14,8	15,0	14,0	14,4	15,8	14,3	14,3
Туркменистан	14,6	15,0	13,2	12,6	10,5	9,9	10,1	9,5	9,3	8,8	9,8	10,5
Узбекистан	56,3	54,2	50,9	49,1	47,8	47,4	45,4	46,0	45,9	45,3	46,8	48,1
Украина	298,5	278,7	252,5	229,9	202,9	194,0	183,0	178,0	172,8	172,1	169,0	172,2
Всего по СНГ	1673,5	1632,3	1525,6	1433,7	1303,3	1265,9	1233,8	1207,7	1190,9	1211,5	1244,0	1263,6

тельную работу. Такой режим существенно повысил надежность функционирования энергосистем, создал условия для взаимовыгодных отношений между странами. Наиболее наглядно это проявляется в период прохождения осенне-зимних максимальных нагрузок и в случаях ликвидации аварийных ситуаций.

Важнейшим вопросом на сегодняшний день является вопрос интеграции электроэнергетики СНГ с европейской и азиатской электроэнергетикой. Учитывая, что параллельно с объединением энергосистем СНГ работают энергосистемы стран Балтии и межгосударственные связи соединяют энергосистемы СНГ с рядом стран Восточной Европы и Азии, задача видится в реализации стратегических планов развития глобальной электросети на всем Евразийском пространстве.

В Европе к настоящему времени сложились следующие межгосударственные энергообъединения: государств Западной и Центральной Европы — UCTE, Восточной Европы — CENTREL, Скандинавских стран — NORDEL. После полного объединения UCTE с CENTREL и присоединения к ним энергосистем Болгарии и Румынии новое объединение получит название TESIS. Существующими проектами предусматривается его расширение за счет присоединения энергосистем еще некоторых государств юго-восточной части Европы и Турции, а также энергосистем, объединяемых в рамках всего так называемого Средиземноморского кольца.

Для организации параллельной работы объединения энергосистем стран СНГ с энергообъединением TESIS могут быть использованы существующие 11 ВЛ напряжением 220—750 кВ. При совместной синхронной работе по межсистемным связям может быть получен существенный экономический эффект за счет экономии топлива и уменьшения затрат на пиковую генерирующую мощность. Предварительные оценки показывают, что пропускная способность этих связей может оказаться достаточной для реализации межсистемных эффектов в интегрированном объединении.

Ядром созданного объединения энергосистем государств Содружества является национальная энергосистема Российской Федерации — Единая энергетическая система России — самая крупная в СНГ. Электрические сети охватывают огромную территорию страны — шесть часовых поясов с востока на запад.

Техническую основу ЕЭС России составляют:

440 электростанций суммарной установленной мощностью около 200 ГВт;

ЛЭП общей протяженностью 3018 тыс. км;

единая система диспетчерского регулирования, объединяющая практически все энергетические объекты в работу с единой частотой электрического тока 50 Гц.

В табл. В.2 приведен перечень крупнейших электростанций России.

Крупнейшие электростанции Российской Федерации

№ п/п	Электростанция	Установленная мощность, МВт
<i>Тепловые электростанции</i>		
1	Сургутская ГРЭС-2	4800
2	Рефтинская ГРЭС	3800
3	Костромская ГРЭС	3600
4	Сургутская ГРЭС-1	3324
5	Рязанская ГРЭС	2800
6	Троицкая ГРЭС	2455
7	Ставропольская ГРЭС	2400
8	Заинская ГРЭС	2400
9	Конаковская ГРЭС	2400
10	Новочеркасская ГРЭС	2400
11	Ириклинская ГРЭС	2400
12	Пермская ГРЭС	2400
13	Киришская ГРЭС	2102
<i>Гидравлические электростанции</i>		
1	Саяно-Шушенская ГЭС	6400
2	Красноярская ГЭС	6000
3	Братская ГЭС	4500
4	Усть-Илимская ГЭС	3840
5	Волжская ГЭС им. XX съезда КПСС	2541
6	Волжская ГЭС им. Ленина	2300
7	Чебоксарская ГЭС	1370
8	Саратовская ГЭС	1360
9	Зейская ГЭС	1330
10	Нижнекамская ГЭС	1205
11	Воткинская ГЭС	1020
12	Чиркейская ГЭС	1000
13	Загорская ГАЭС	1000
<i>Атомные электростанции</i>		
1	Балаковская АЭС	4000
2	Ленинградская АЭС	4000
3	Курская АЭС	4000
4	Смоленская АЭС	3000
5	Калининская АЭС	2000
6	Нововоронежская АЭС	1834
7	Кольская АЭС	1760
8	Ростовская АЭС	1000

Организационную основу ЕЭС России составляют:

РАО «ЕЭС России», выполняющее функции общего координирующего центра, реализующего определенные государством общие условия функционирования и развития ЕЭС России, исходя из общесистемного эффекта, и обеспечивающее в оперативном плане единое диспетчерское управление для повышения экономической эффективности ЕЭС России;

74 энергосистемы, осуществляющие поставки электрической и тепловой энергии потребителю на всей территории Российской Федерации;

34 крупные электрические станции в качестве самостоятельных субъектов Федерального (общероссийского) оптового рынка электрической энергии (мощности);

более 300 организаций, обслуживающих основной технологический процесс и развитие в ЕЭС России.

На балансе РАО «ЕЭС России» находится 121 подстанция напряжением 330 кВ и выше, в том числе по классам напряжения: 750 кВ — 7 шт., 500 кВ — 79 шт., 400 кВ — 1 шт., 330 кВ — 34 шт., с установленной мощностью трансформаторов 130 тыс. МВ·А, шунтирующих реакторов 17,3 тыс. Мвар и синхронных компенсаторов 1,3 тыс. Мвар.

ЕЭС России является крупнейшим в мире централизованно управляемым энергообъединением.

Диспетчерское (технологическое и коммерческое) управление ЕЭС России, в основных электрических сетях напряжением 330—1150 кВ которой функционирует Федеральный оптовый рынок электрической энергии и мощности (ФОРЭМ), осуществляется двухуровневой системой:

Центральное диспетчерское управление (ЦДУ) ЕЭС России, расположенное в Москве;

семь региональных объединенных управлений (ОДУ) объединенных энергосистем (ОЭС): Центра (Москва), Северо-Запада (Санкт-Петербург), Средней Волги (Самара), Северного Кавказа (Пятигорск), Урала (Екатеринбург), Сибири (Кемерово), Востока (Хабаровск).

Центральное диспетчерское управление ЕЭС России и ОДУ обеспечивают весь цикл диспетчерского управления, включая:

долгосрочное планирование режимов на год и месяц вперед (оптимизацию режимов ЕЭС и ОЭС по активной и реактивной мощности, расчеты статической и динамической устойчивости, выбор состава и уставок средств релейной защиты (РЗ) и противоаварийной автоматики (ПА) и т.д.);

заключение долгосрочных, на год и более, контрактов между субъектами ФОРЭМ на поставку электрической энергии и мощности;

краткосрочное планирование режимов на сутки и неделю (оптимизацию режимов ЕЭС и ОЭС по активной мощности, опреде-

ление текущей пропускной способности основной электрической сети, формирование графиков нагрузки с учетом требований надежности и экономичности), формирование краткосрочных контрактов на ФОРЭМ;

оперативное управление ЕЭС и ОЭС в реальном времени (ведение оптимального и надежного режима), обеспечение функционирования оперативного рынка электрической энергии и мощности;

автоматическое управление нормальным режимом по частоте и напряжениям, ликвидацию с помощью РЗ и ПА возможных аварийных режимов, предотвращение каскадного развития аварий.

Основой автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ) ЕЭС России является оперативно-информационный управляющий комплекс (ОИУК) для решения задач планирования режима ЕЭС в реальном времени, для краткосрочного и долгосрочного планирования режимов. В настоящее время на диспетчерских пунктах ЦДУ, ОДУ и энергосистем функционируют 77 ОИУК.

В 1990-х гг. все задачи АСДУ, решаемые на ЕС ЭВМ, были переведены на качественно новый уровень — персональные компьютеры. Появились локальные сети ПК, внедрены технические и программные средства телекоммуникаций с современной системой диалога и отображения. В последние годы начато освоение современных программно-технических средств: единых баз данных (ORACLE); различных приложений на основе экспертных систем; компьютерной телефонии; совершенствующихся систем сбора и передачи оперативно-диспетчерской информации.

Действующая система диспетчерского и автоматического управления ЕЭС России и ОЭС показала высокую эффективность, что подтверждается следующими фактами. В течение последних 50 лет в России не было глобальных системных аварий, подобных тем, которые произошли в США и Канаде (14 случаев за последние 33 года), а также Японии, Франции, Швеции и других странах Европы.

Согласно разрабатываемой энергетической стратегии производство электроэнергии в 2005 г. должно составить 1020 млрд кВт·ч, а установленная мощность — 229 млн кВт.

Для осуществления этих задач потребуется ввод новых генерирующих мощностей и техническое перевооружение электрических станций и сетей, что предусматривает максимальный демонтаж выработавшего свой ресурс оборудования и замену его новым.

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ

1.1. Потребители электрической энергии

Электроустановка — это совокупность машин, аппаратов, линий электропередачи и вспомогательных устройств, предназначенных для производства, преобразования, трансформации, передачи, распределения электрической энергии и преобразования ее в другой вид энергии [1.12].

Потребителями электроэнергетики являются промышленные предприятия, электрифицированный транспорт, объекты строительства, бытовые потребители, сфера обслуживания городов и поселков, а также потребители собственных нужд электростанций — механизмы, обслуживающие технологический процесс производства электроэнергии.

Режим потребления электроэнергии определяется характером нагрузки, временем суток и года и может быть представлен графиком нагрузки — зависимостью активной, реактивной и полной мощности от времени. На рис. 1.1, а—в представлены суточные графики активной нагрузки рабочих суток трех цехов предприятия. В тех же осях координат по показаниям варметров можно построить суточные графики реактивной нагрузки цехов. Суммируя нагрузки в соответствующие отрезки времени, строят суточный график предприятия (рис. 1.1, г). Как видно из графика, $P_{\max}$ имеет место в период от 16 до 19 ч:

$$P_{\max} = P_2 + P_1 + P_9.$$

Определив по графику реактивных нагрузок предприятия $Q_{\max}$ (построение аналогично рис. 1.1), можно найти полную потребляемую мощность

$$S_{\max} = \sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2},$$

по которой определяется соответствие мощности трансформаторов, установленных на подстанции предприятия.

Графики нагрузок зимних суток отличаются от графиков летних суток и графиков выходных и праздничных дней.

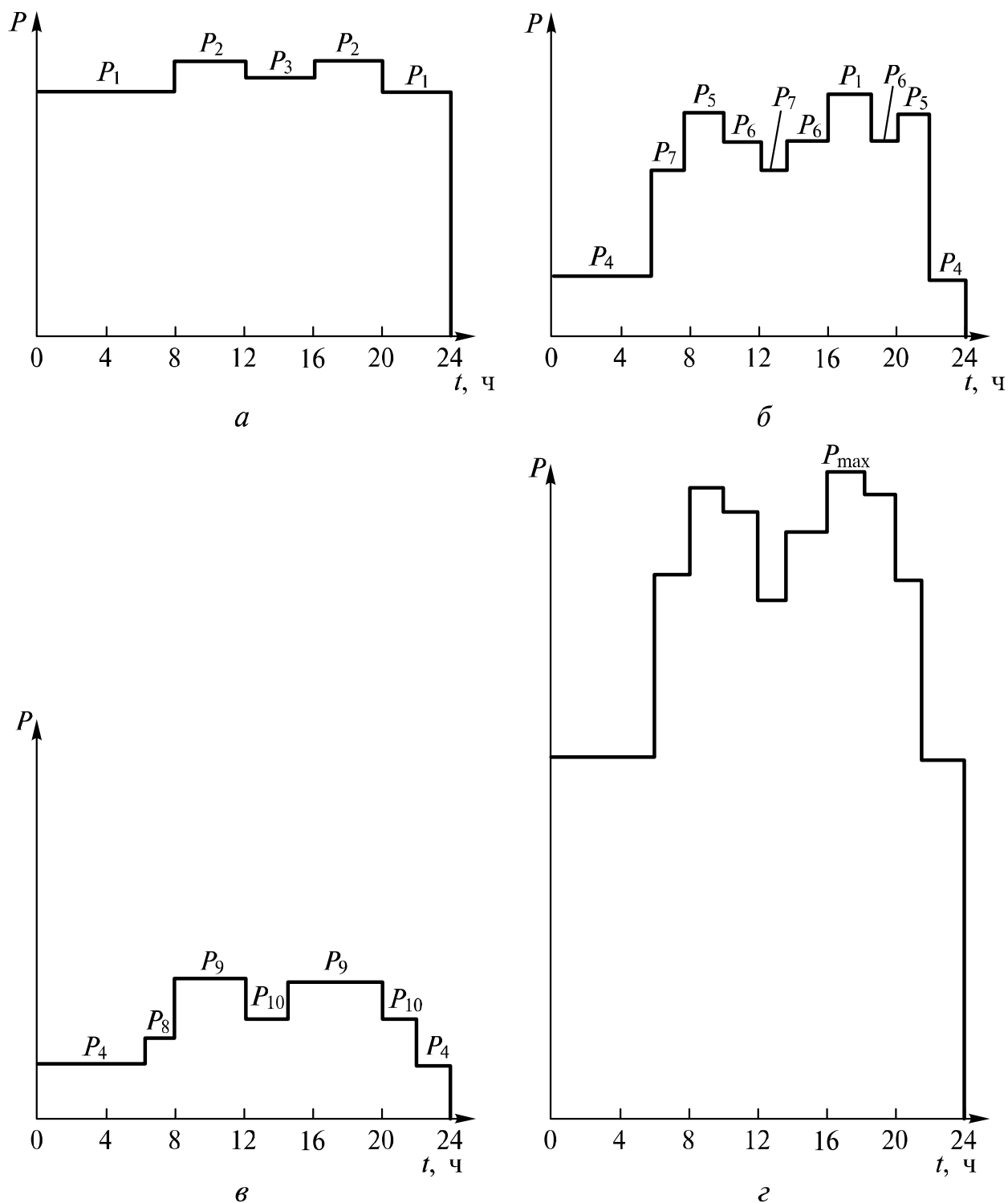


Рис. 1.1. Суточные графики активных нагрузок:

a — литейный цех; *б* — механический цех; *в* — ремонтно-сборочный цех; *г* — суммарный график активных нагрузок предприятия

При проектировании пользуются типовыми графиками для различных отраслей промышленности, ординаты которых выражены в процентах максимальной нагрузки $P_{\max}$. Последняя определяется следующим образом. Зная номинальную мощность электроприемников $\sum P_{\text{ном}}$, определяют установленную мощность

$$P_{\text{уст}} = \sum P_{\text{ном}}. \quad (1.1)$$

$$P_{\text{пр}} = \frac{\sum P_{\text{ном}}}{\eta_{\text{ср.п}} \eta_{\text{ср.с}}}, \quad (1.2)$$

где $\eta_{\text{ср.п}}$, $\eta_{\text{ср.с}}$ — средние КПД электроустановок потребителей и местной сети при номинальной нагрузке, учитывающие потери активной мощности.

Действительная нагрузка меньше $P_{\text{пр}}$, так как загрузка потребителей меняется, а работают они не все одновременно. Это учитывается введением k_3 — коэффициента загрузки и k_o — коэффициента одновременности:

$$P_{\text{max}} = \frac{k_o k_3}{\eta_{\text{ср.п}} \eta_{\text{ср.с}}} \sum P_{\text{ном}} = k_c \sum P_{\text{ном}}, \quad (1.3)$$

где k_c — коэффициент спроса, определяется по справочной литературе для конкретной группы потребителей [1.3].

Определив P_{max} , пересчитывают ординаты типового графика в именованные единицы и пользуются им в дальнейших расчетах при выборе мощности питающих трансформаторов или сечения питающих линий.

1.2. Годовой график продолжительности нагрузок

Используя формулу (1.3) и типовые графики, можно построить наиболее характерные графики нагрузок для зимних и летних суток. В зависимости от географической широты количество летних и зимних суток различно. Для центральных районов можно принять действие зимнего графика 183 сут, летнего — 182 сут. На рис. 1.2, а построены два характерных суточных графика (зимний и летний). Для построения годового графика по продолжительности (рис. 1.2, б) по оси ординат откладывают значение нагрузок, начиная с P_{max} , а по оси абсцисс — продолжительность действия этой нагрузки в году. Например, $P_1 = P_{\text{max}}$ действует в течение $T_1 = t_1 183$ (t_1 — время действия в суточном зимнем графике; 183 — число таких графиков в году). Нагрузка P_2 действует в течение $T_2 = t_2 183$ и т.д.

По графику продолжительности нагрузки можно вычислить некоторые технико-экономические показатели установки. Площадь, ограниченная ступенчатой кривой графика активной нагрузки, численно равна энергии, произведенной или потребленной за рассматриваемый период:

$$W_{\text{п}} = \sum P_i T_i, \quad (1.4)$$

где P_i — мощность i -й ступени; T_i — продолжительность ступени.

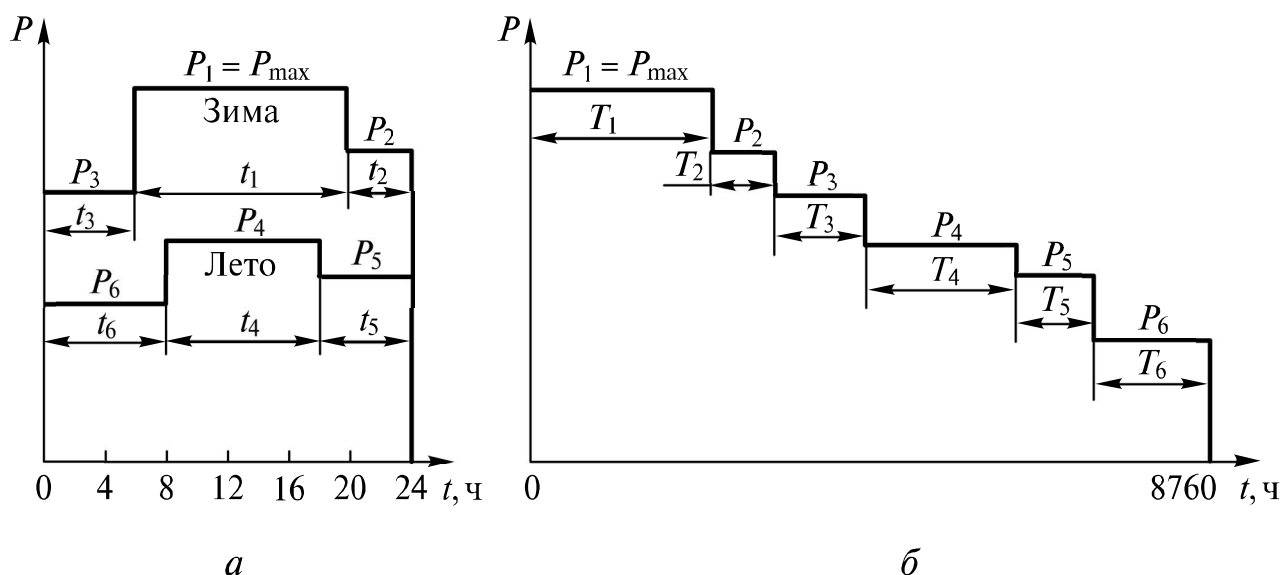


Рис. 1.2. Построение годового графика продолжительности нагрузок

Средняя нагрузка за рассматриваемый период (сутки, год)

$$P_{\text{ср}} = \frac{W_{\text{п}}}{T}, \quad (1.5)$$

где $W_{\text{п}}$ — произведенная или потребленная электроэнергия за этот период; T — длительность рассматриваемого периода.

Неравномерность графика работы установки оценивается коэффициентом заполнения

$$k_{\text{зп}} = \frac{W_{\text{п}}}{P_{\text{max}} T} = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{max}}}. \quad (1.6)$$

Чем равномернее график, тем ближе к единице $k_{\text{зп}}$. Характерна для графика продолжительность использования максимальной нагрузки

$$T_{\text{max}} = \frac{W_{\text{п}}}{P_{\text{max}}} = \frac{P_{\text{ср}} T}{P_{\text{max}}} = k_{\text{зп}} T. \quad (1.7)$$

Эта величина показывает, сколько часов за рассматриваемый период T (обычно год) установка должна была бы работать с неизменной максимальной нагрузкой, чтобы выработать (потребить) действительное количество электроэнергии $W_{\text{п}}$.

В практике применяют также коэффициент использования установленной мощности

$$k_{\text{и}} = \frac{W_{\text{п}}}{T P_{\text{уст}}} = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{уст}}} \quad (1.8)$$

или продолжительность использования установленной мощности

$$T_{\text{уст}} = W_{\text{п}} / P_{\text{уст}} = k_{\text{и}} T. \quad (1.9)$$

В формулах (1.8) и (1.9) под $P_{\text{уст}}$ следует понимать суммарную установленную мощность всех агрегатов, включая резервные.

Коэффициент использования $k_{\text{и}}$ характеризует степень использования установленной мощности агрегатов. Очевидно, что $k_{\text{и}} < 1$, а $T_{\text{уст}} < T$. С учетом соотношения $P_{\text{уст}} \geq P_{\text{max}}$ имеем $k_{\text{и}} \leq k_{\text{зп}}$.

В среднем для энергосистем России продолжительность использования установленной мощности электростанций составляет около 5000 ч в год.

1.3. Суточные графики нагрузки районных подстанций и электростанций

Ранее рассмотрено построение графиков нагрузки потребителей электроэнергии (см. рис. 1.1). Зная графики активной и реактивной нагрузок на шинах 6—10 кВ заводских подстанций (ПС А, ПС В), можно определить потери в трансформаторах и линиях для каждой ступени графика. Для наглядности на рис. 1.3 показана схема электроснабжения предприятий А, В: заводские ПС А и В получают электроэнергию от районной ПС (РПС), которая линиями 220 кВ связана с электростанцией.

Графики активной нагрузки на шинах 6—10 кВ P_A , P_B показаны на рис. 1.3, б. Подсчитывая потери в трансформаторах $T1$, $T2$ и $T3$ и линиях $W1$, $W2$, построим график $(P'_A + P'_B)$ на шинах 35 кВ районной ПС

$$P'_A = P_A + \Delta P_{T1} + \Delta P_{W1}; \quad P'_B = P_B + \Delta P_{T1,T3} + \Delta P_{W2}.$$

На шинах 35 кВ районной ПС имеется нагрузка P_C (график показан на рис. 1.3, б), суммируя его ординаты с графиками P'_A и P'_B , получим график нагрузки районной ПС на шинах 35 кВ: $P'_A + P'_B + P_C$. По данным нагрузкам находят потери в трансформаторах $T4$, $T5$ и линиях $W3$ и строят график мощности, отпускаемой с шин 220 кВ электростанции $P_{\Sigma 220}$.

Потери мощности в трансформаторах и линиях находят по формулам, известным из курса «Проектирование электрических сетей»:

$$\begin{aligned} \Delta P_n &= \sum \Delta P_i^{\text{пост}} + \sum \Delta P_{i \max}^{\text{пер}} \left(\frac{S_i}{S_{i \max}} \right)^2; \\ \Delta Q_n &= \sum \Delta Q_i^{\text{пост}} + \sum \Delta Q_{i \max}^{\text{пер}} \left(\frac{S_i}{S_{i \max}} \right)^2, \end{aligned} \quad (1.10)$$

где S_i — нагрузка i -го элемента сети, соответствующая рассматриваемой n -й ступени графика суммарной нагрузки; $S_{i \max}$ — нагрузка элемента (линии, трансформатора), при которой определены $\Delta P_{\max}^{\text{пер}}$, $\Delta Q_{\max}^{\text{пер}}$.

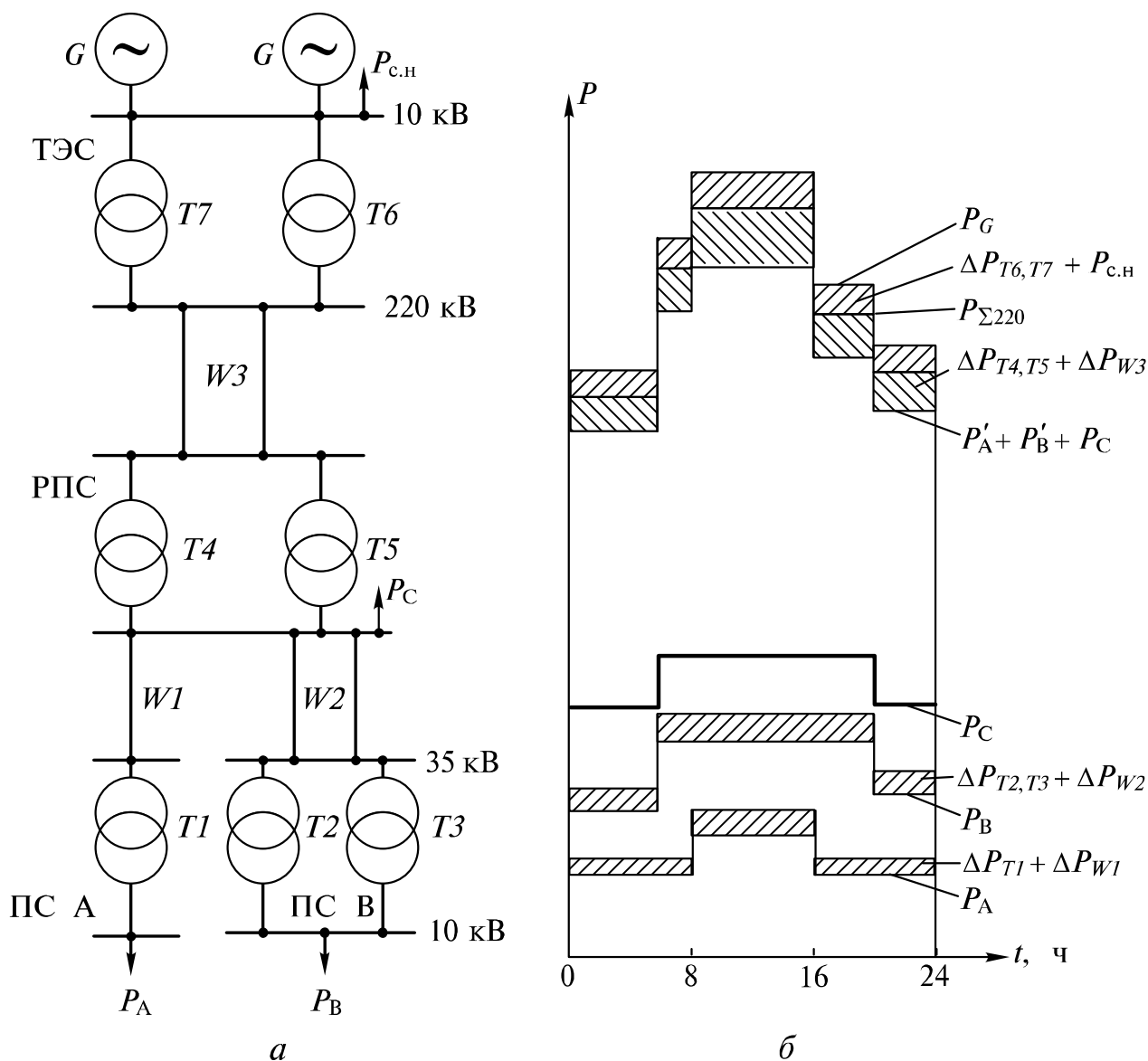


Рис. 1.3. Построение графиков активной нагрузки на шинах районной ПС и электростанции:

a — схема сети; *б* — графики нагрузок и потерь мощности

График нагрузки генераторов получают, суммируя график $P_{\Sigma 220}$ с графиком расхода электроэнергии на собственные нужды и потерями в трансформаторах $T6$, $T7$:

$$P_{c.n} = \left(0,4 + 0,6 \frac{P_i}{P_{уст}} \right) P_{c.n \max}, \quad (1.11)$$

где P_i — нагрузка i -й ступени графика на шинах 10 кВ; $P_{уст}$ — установленная мощность генераторов; $P_{c.n \max}$ — максимальный расход на собственные нужды (см. табл. 5.1); коэффициенты 0,4 и 0,6 характеризуют постоянную и переменную часть расхода на собственные нужды $P_{c.n \max}$. Прибавляя к ординатам графика нагрузки на шинах 220 кВ электростанции $P_{\Sigma 220}$ потери в трансформаторах $T6$, $T7$ и расход на собственные нужды, получаем график нагрузки на генераторы P_G .

Стандартные напряжения переменного тока

<i>Установки до 1 кВ (ГОСТ 21128 — 83)</i>						
Сети и приемники электрической энергии, В	220	380	660			
<i>Установки выше 1 кВ (ГОСТ 721 — 77*)</i>						
Сети и приемники электрической энергии, кВ	(3)	(6)	10	20	35	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	(3,6)	(7,2)	12	24	40,5	126
Сети и приемники электрической энергии, кВ	(150)	220	330	500	750	1150
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	(172)	252	363	525	787	1200

Примечание. Указанные в скобках напряжения на вновь проектируемых установках не рекомендуются.

Одной из важнейших характеристик электроустановок является их номинальное напряжение.

Номинальным напряжением генераторов, трансформаторов, сетей и приемников электроэнергии называется то напряжение, при котором они предназначены для нормальной работы. Стандартные напряжения приведены в табл. 1.1.

Номинальные напряжения генераторов, синхронных компенсаторов, вторичных обмоток трансформаторов приняты на 5—10 % выше номинального напряжения соответствующих сетей (6,3; 10,5; 36,75; 38,5; 121 и т.д.).

Номинальные напряжения мощных генераторов и синхронных компенсаторов, включаемых в блок с трансформаторами: 13,8; 15,75; (18); 20; 24 кВ.

1.4. Энергосистемы

Для повышения надежности электро- и теплоснабжения потребителей электростанции объединяются на параллельную работу в энергосистемы.

Энергосистема — это совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей, соединенных между собой и связанных общностью режима в непрерывном процессе производства, преобразования и распределения электрической и тепловой энергии при общем управлении этим режимом.

Электрической частью энергосистемы называется совокупность электроустановок электростанций и электрических сетей энергосистемы [1.12].

На рис. 1.4 изображена электрическая схема энергосистемы с четырьмя генерирующими источниками: двумя ТЭЦ, ГЭС и ГРЭС, двумя районными (системными) подстанциями (ПС) А и Б и несколькими потребительскими подстанциями, объединенными на параллельную работу линиями 35, 110, 220 кВ. Межсистемные связи осуществляются линиями $W1$ 500 кВ. Местные распределительные сети выполнены на напряжении 6—10 кВ. Подстанция Б с двумя синхронными компенсаторами GC является узловой подстанцией системы. Подстанция А с двумя автотрансформаторами и линиями 500 кВ является системной подстанцией. Подстанция В — проходная, через шины 110 кВ осуществляются транзит мощности и связь ТЭЦ 1 с ГРЭС. Подстанция Д присоединена отпайками к транзитной линии $W11$. Однотрансформаторная ПС Ж включена

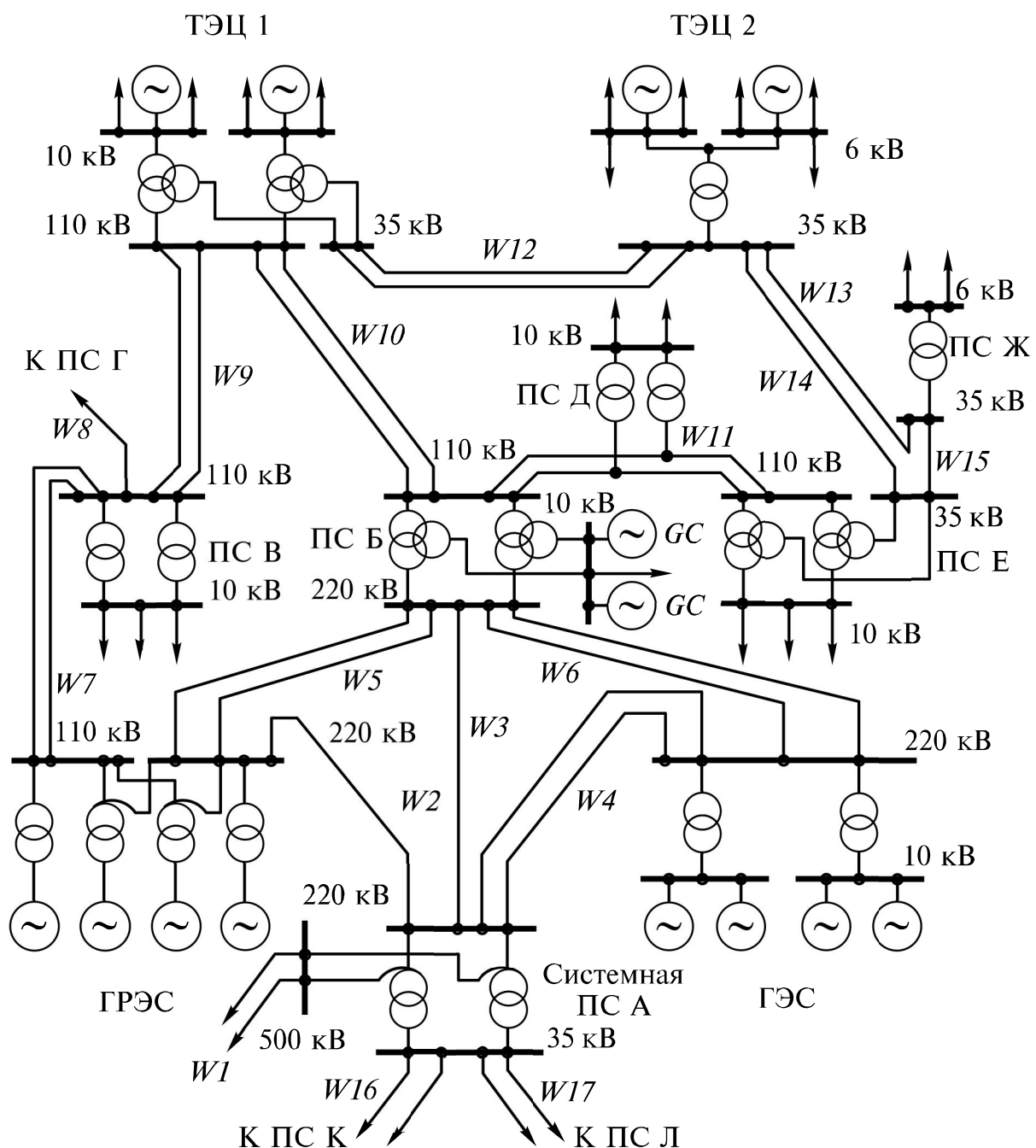


Рис. 1.4. Принципиальная схема энергосистемы

чена в кольцо линий 35 кВ. Особенности электрических схем рассмотренных подстанций и электростанций даны в гл. 5.

Создание энергосистем имеет большое значение и дает ряд технических и экономических преимуществ:

позволяет увеличивать темпы развития энергетики и осуществлять это развитие наиболее экономично для современных условий, т.е. за счет преобладающего ввода крупных ТЭС и АЭС с блочными агрегатами большой мощности;

повышает надежность электроснабжения потребителей;

обеспечивает повышение экономичности производства и распределения электроэнергии в целом по энергосистеме за счет наиболее рационального распределения нагрузки между электростанциями при наилучшем использовании энергоресурсов (топлива, водной энергии и т.д.);

улучшает качество электроэнергии, т.е. обеспечивает поддержание напряжения и частоты в пределах, нормированных ГОСТ, так как колебания нагрузки воспринимаются большим числом агрегатов;

позволяет снизить суммарный резерв мощности по энергосистеме, который должен составлять 12—20 % общей мощности агрегатов энергосистемы [1.8].

Нагрузка энергосистемы в течение суток меняется в зависимости от нагрузки присоединенных потребителей (рис. 1.5). Распределение нагрузок между электростанциями, входящими в систему, должно обеспечить наиболее эффективную работу станций и наименьшие потери от перетоков в сетях. Базовую часть графика ($P < P_{\text{нг min}}$) покрывают: ГЭС в соответствии с пропуском воды, необходимым по условиям судоходства и санитарным требованиям (во время паводка участие ГЭС в базовой части увеличивают, чтобы не сбрасывать бесполезно воду); АЭС, регулирование мощности которых затруднительно; ТЭЦ, работающие по тепловому графику.

Пиковая часть графика ($P > P_{\text{нг min}}$) покрывается ГАЭС и ГЭС средней мощности. В провале графика (от 0 до 7 ч) ГАЭС работает в насосном режиме, накапливая воду в напорном во-

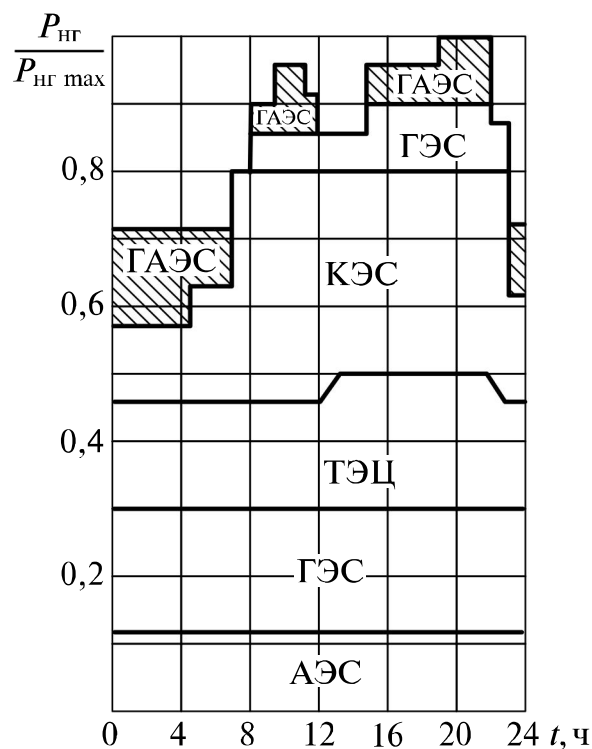


Рис. 1.5. Суточный график нагрузки энергосистемы и графики электростанций, участвующих в выработке электроэнергии

дохранилище, а в максимум нагрузки (от 8 до 22 ч) ГАЭС работает в генераторном режиме, покрывая пик нагрузки. Выровненная ГАЭС нагрузка покрывается КЭС, работа которых наиболее экономична при равномерной нагрузке.

Распределение нагрузки системы рассчитывается группой режимов диспетчерского управления.

Создание объединенных энергосистем (ОЭС), в которых синхронно работает большое количество электростанций, обеспечивает еще бóльшие технические и экономические преимущества. Одной из первых создана ОЭС Центра, затем ОЭС Юга, Средней Волги и Урала. Следующим шагом было объединение этих ОЭС в Единую энергосистему европейской части СССР, которая охватила также энергосистемы Северо-Запада, Северного Кавказа и Закавказья.

Важнейшим направлением развития энергетики страны является формирование Единой энергосистемы (ЕЭС) России, в которую в настоящее время входят объединенные энергосистемы Центра, Северо-Запада, Средней Волги, Северного Кавказа, Урала, Сибири и Востока. ЕЭС России является одним из крупнейших энергообъединений стран СНГ.

В настоящее время 11 из 12 национальных энергосистем государств Содружества осуществляют совместную параллельную работу. Параллельно с объединением энергосистем СНГ работают энергосистемы стран Балтии. Межгосударственные связи (ВЛ 500 кВ и 750 кВ) соединяют ЕЭС России с энергосистемами ряда стран Восточной Европы и Азии.

Оперативное руководство работой энергосистем осуществляется Центральным Диспетчерским Управлением (ЦДУ), основными задачами которого являются:

- регулирование частоты электрического тока, обеспечение эффективного функционирования системы автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности;

- прогнозирование и оптимизация долгосрочных и краткосрочных балансов электроэнергии и мощности ЕЭС и ОЭС;

- разработка оптимальных суточных графиков работы основных электростанций ЕЭС России;

- разработка режимов работы каскадов ГЭС;

- диспетчерское управление ЕЭС в реальном времени с соблюдением требований надежности и стандартов качества энергии;

- организация и управление режимами параллельной работы ЕЭС России с энергосистемами других государств;

- разработка условий оптимального использования источников реактивной мощности и средств регулирования напряжения для снижения потерь электроэнергии;

- координация настройки релейных защит в основной сети ЕЭС;

- разработка противоаварийных мероприятий и другие оперативнотехнологические задачи;

внедрение в эксплуатацию автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ), развитие и модернизация его технических средств;

организация функционирования в отрасли системы сбора и передачи оперативно-технологической и коммерческой информации.

Диспетчерское управление ЕЭС России, в электрических сетях которой функционирует Федеральный оптовый рынок электрической энергии и мощности (ФОРЭМ), осуществляется следующей иерархической структурой:

ЦДУ ЕЭС России, расположенным в Москве;

семью региональными объединенными диспетчерскими управлениями (ОДУ Центра, ОДУ Северо-Запада, ОДУ Средней Волги и т.д.);

центральными диспетчерскими пунктами энергосистем;

диспетчерскими пунктами управления электростанций, подстанций, предприятий электрических распределительных сетей.

1.5. Режимы работы нейтралей в электроустановках

Нейтралями электроустановок называют общие точки трехфазных обмоток генераторов или трансформаторов, соединенных в звезду.

В зависимости от режима нейтрали электрические сети разделяют на четыре группы: 1) сети с незаземленными (изолированными) нейтралями; 2) сети с резонансно-заземленными (компенсированными) нейтралями; 3) сети с эффективнозаземленными нейтралями; 4) сети с глухозаземленными нейтралями.

Согласно требованиям Правил устройства электроустановок (ПУЭ, гл. 1.2).

1. Сети с номинальным напряжением до 1 кВ, питающиеся от понижающих трансформаторов, присоединенных к сетям с $U_{\text{ном}} > 1$ кВ, выполняются с **глухим заземлением нейтрали**.

2. Сети с $U_{\text{ном}}$ до 1 кВ, питающиеся от автономного источника или разделительного трансформатора (по условию обеспечения максимальной электробезопасности при замыканиях на землю), выполняются с **незаземленной нейтралью**.

3. Сети с $U_{\text{ном}} = 110$ кВ и выше выполняются с **эффективным заземлением нейтрали** (нейтраль заземляется непосредственно или через небольшое сопротивление).

4. Сети 3—35 кВ, выполненные кабелями, при любых токах замыкания на землю выполняются с **заземлением нейтрали через резистор**.

5. Сети 3—35 кВ, имеющие воздушные линии, при токе замыкания не более 30 А выполняются с **заземлением нейтрали через резистор**.

Подписано в печать 15.05.18.
Издательство НОУ ВПО СТИ
390008, г. Рязань, ул. Новоселов, 35А.
(4912) 300630, 30 08 30