

**СПРАВОЧНИК ИНЖЕНЕРА  
ПО НАЛАДКЕ, СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ  
ТЕХНОЛОГИИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ  
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И СЕТЕЙ**

**Централизованное  
и автономное  
электроснабжение объектов,  
цехов, промыслов,  
предприятий  
и промышленных комплексов**

**УДК 595.119(035)**  
**ББК 37.28.я2**  
**Н19**

**СПРАВОЧНИК ИНЖЕНЕРА ПО НАЛАДКЕ,  
СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ ТЕХНОЛОГИИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ  
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И СЕТЕЙ**

Централизованное и автономное электроснабжение объектов, цехов, промыслов, предприятий и промышленных комплексов/ Под ред. А.Н. Назарычева

**М.: «Инфра-Инженерия», 2006. - 928 с.**

© Коллектив авторов, 2006  
© Издательство «Инфра-Инженерия», 2006

ISBN 5-9729-0004-1

## **Коллектив авторов**

**Назарычев Александр Николаевич**, кандидат технических наук, доцент.

**Андреев Дмитрий Александрович**, инженер ОАО «ЗарубежЭнергоПроект».

**Таджибаев Алексей Ибрагимович**, кандидат технических наук, профессор.

## ЧАСТЬ 2. ЦЕНТРАЛИЗОВАННОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ОБЪЕКТОВ, ЦЕХОВ, ПРОМЫСЛОВ, ПРЕДПРИЯТИЙ И ПРОМЫШЛЕННЫХ КОМПЛЕКСОВ

### 2.1. 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.

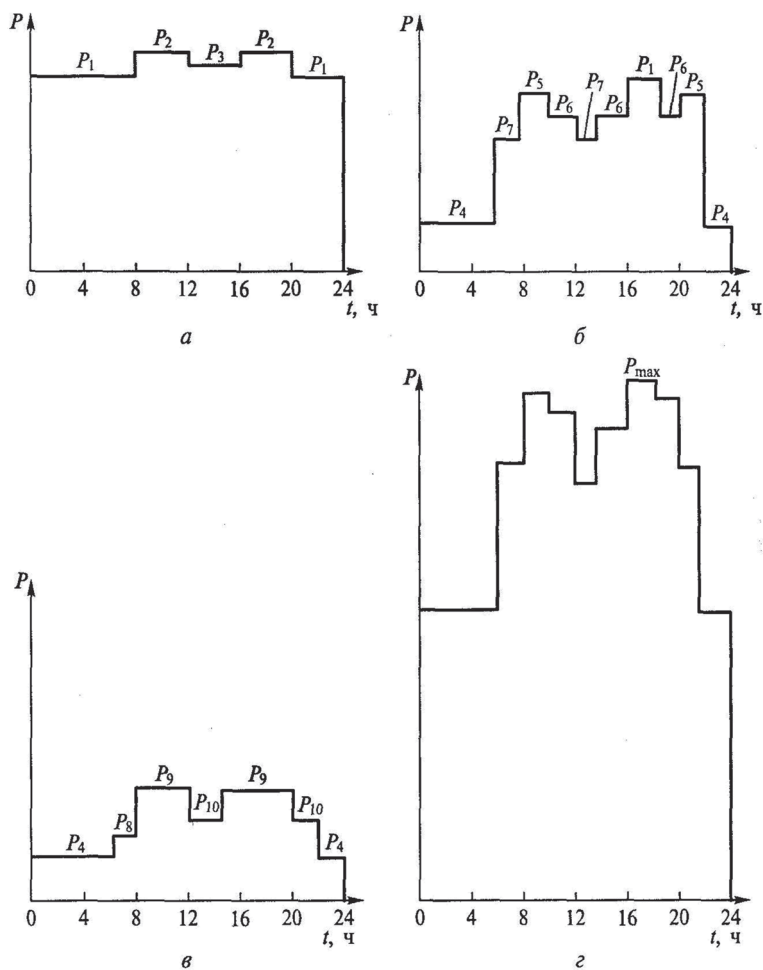
Потребителями электроэнергии являются промышленные предприятия, электрифицированный транспорт, объекты строительства, бытовые потребители, сфера обслуживания городов и поселков, нефтегазовые промыслы, угледобывающие шахты и выработки, а также потребители собственных нужд электростанций — механизмы, обслуживающие 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. 2.1.1, 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. 2.1.1, г). Как видно из графика,  $P_{\max}$  имеет место в период от 16 до 19 ч:

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

Определив по графику реактивных нагрузок предприятия



**Рис. 2.1.1.** Суточные графики активных нагрузок:  
 а — литейный цех; б — механический цех;  
 в — ремонтно-сборочный цех;  
 г — суммарный график активных нагрузок предприятия

$Q_{\max}$  (построение аналогично рис. 2.1.1), 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.

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

$$P_{\text{уст}} = \sum P_{\text{ном}} \quad (2.1.1)$$

Присоединенная мощность на шинах подстанции

$$P_{\text{пр}} = \frac{\sum P_{\text{ном}}}{\eta_{\text{ср.л}} \eta_{\text{ср.с}}}, \quad (2.1.2)$$

где  $\eta_{\text{ср.л}}$ ,  $\eta_{\text{ср.с}}$  — 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  $k_0$  — коэффициента одновременности:

$$P_{\text{пр}} = \frac{k_0 k_3}{\eta_{\text{ср.л}} \eta_{\text{ср.с}}} \sum P_{\text{ном}} = k_{\text{спр}} \sum P_{\text{ном}}, \quad (2.1.3)$$

где  $k_{\text{спр}}$  — коэффициент спроса, определяется по справоч-

ной литературе для конкретной группы потребителей.

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.

## 2.2. Графики электрических нагрузок

**Годовой график продолжительности нагрузок.** Используя формулу (2.1.3) 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. 2.2.1, а построены два характерных суточных графика (зимний и летний). Для построения годового графика по продолжительности (рис. 2.2.1, б) по оси ординат откладывают значение нагрузок, начиная с  $P_{\max}$ , а по оси абсцисс — продолжительность действия этой нагрузки в году. Например,  $P_1 = P_{\max}$  действует в течение  $T_1 = t_1 \cdot 183$  ( $t_1$  — время действия в суточном зимнем графике; 183 — число таких графиков в году). Нагрузка  $P_2$  действует в течение  $T_2 = t_2 \cdot 183$  и т.д.

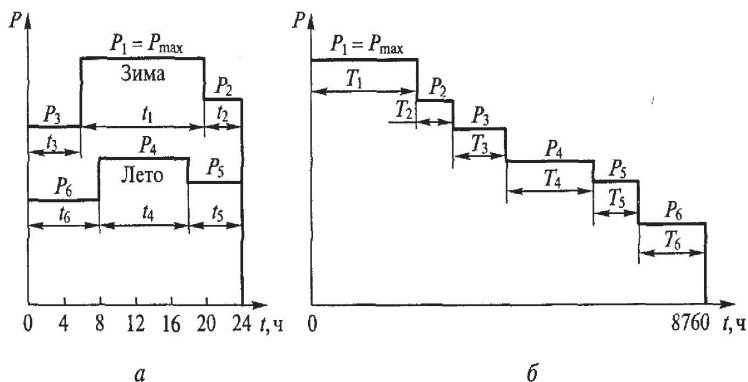


Рис. 2.2.1. Построение годового графика продолжительности нагрузок

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:

$$W_{\Pi} = \sum P_i T_i, \quad (2.2.1)$$

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

Средняя нагрузка за рассматриваемый период (сутки, год)

$$P_{\text{ср}} = \frac{W_{\Pi}}{T}, \quad (2.2.2)$$

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

Неравномерность графика работы установки оценивается коэффициентом заполнения

$$k_{\text{зп}} = \frac{W_{\Pi}}{P_{\text{max}} T} = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{max}}} \quad (2.2.3)$$

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

$$T_{\text{max}} = \frac{W_{\Pi}}{P_{\text{max}}} = \frac{P_{\text{ср}} T}{P_{\text{max}}} = k_{\text{зп}} T \quad (2.2.4)$$

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  $W_{\Pi}$ .



В практике применяют также коэффициент использования установленной мощности

$$k_{и} = \frac{W_{п}}{T P_{уст}} = \frac{P_{ср}}{P_{уст}} \quad (2.2.5)$$

или продолжительность использования установленной мощности

$$T_{уст} = \frac{W_{п}}{P_{уст}} = k_{и} T \quad (2.2.6)$$

В формулах (2.2.5) и (2.2.6) под  $P_{уст}$  следует понимать суммарную установленную мощность всех агрегатов, включая резервные.

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

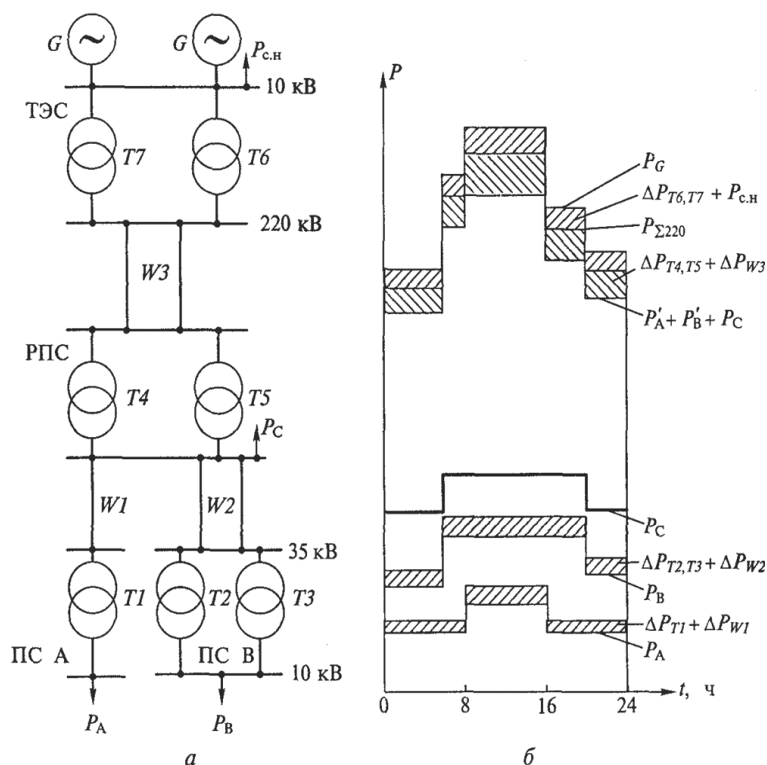
В среднем для энергосистем России продолжительность использования установленной мощности электростанций составляет около 5000 ч в год.

**Суточные графики нагрузки районных подстанций и электростанций.** Ранее рассмотрено построение графиков нагрузки потребителей электроэнергии (см. рис. 2.1.1). 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. 2.2.2 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. 2.2.2, б. Подсчитывая потери в трансформаторах Т1, Т2 и Т3 и линиях W1, W2, построим график  $(P'_A + P'_B)$  на шинах 35 кВ районной ПС

$$P'_A = P_A + \Delta P_{T1} + \Delta P_{W1}; \quad P'_B = P_B + \Delta P_{T2, T3} + \Delta P_{W2}$$

На шинах 35 кВ районной ПС имеется нагрузка  $P_C$  (график показан на рис. 2.2.2, 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  $P_{\Sigma 220}$ .



**Рис. 2.2.2.** Построение графиков активной нагрузки на шинах районной ПС и электростанции: а — схема сети; б — графики нагрузок и потерь мощности

Потери мощности в трансформаторах и линиях находят по формулам:

$$\begin{aligned} \Delta P_n &= \sum \Delta P_i^{\text{пост}} + \sum \Delta P_{i,\text{max}}^{\text{пер}} \left( \frac{S_i}{S_{i,\text{max}}} \right)^2 \\ \Delta Q_n &= \sum \Delta Q_i^{\text{пост}} + \sum \Delta Q_{i,\text{max}}^{\text{пер}} \left( \frac{S_i}{S_{i,\text{max}}} \right)^2, \end{aligned} \quad (2.2.7)$$

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

График нагрузки генераторов получают, суммируя график  $P_{\Sigma 220}$  с графиком расхода электроэнергии на собственные нужды и потерями в трансформаторах Т6, Т7:

$$P_{\text{сн}} = \left( 0,4 + 0,6 \frac{P_i}{P_{\text{уст}}} \right) P_{\text{сн,max}}, \quad (2.2.8)$$

где  $P_i$  — нагрузка  $i$ -й ступени графика на шинах 10 кВ;  $P_{\text{уст}}$  — установленная мощность генераторов;  $P_{\text{сн,max}}$  — максимальный расход на собственные нужды; коэффициенты 0,4 и 0,6 характеризуют постоянную и переменную часть расхода на собственные нужды  $P_{\text{сн,max}}$ . Прибавляя к ординатам графика нагрузки на шинах 220 кВ электростанции  $P_{\Sigma 220}$  потери в трансформаторах Т6, Т7 и расход на собственные нужды, получаем график нагрузки на генераторы  $P_G$ .

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. 2.2.1.

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.

Т а б л и ц а 2.2.1

**Стандартные напряжения переменного тока, В**

Установки до 1000В (ГОСТ 21128 – 83)						
Сети и приемники электрической энергии	220	380	660			
Установки выше 1000 В (ГОСТ 721 – 77)						
Сети и приемники электрической энергии	(3)	(6)	10	20	35	110
Наибольшее рабочее напряжение	(3.6)	(7.2)	12	24	40.5	126
Сети и приемники электрической энергии	(150)	220	330	500	750	1150
Наибольшее рабочее напряжение	(172)	252	363	525	787	1200

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

### 2.3. Электроэнергетические системы

Для повышения надежности электро- и теплоснабжения потребителей электростанции объединяются на параллельную работу в электроэнергетические системы (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.

На рис. 2.3.1 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

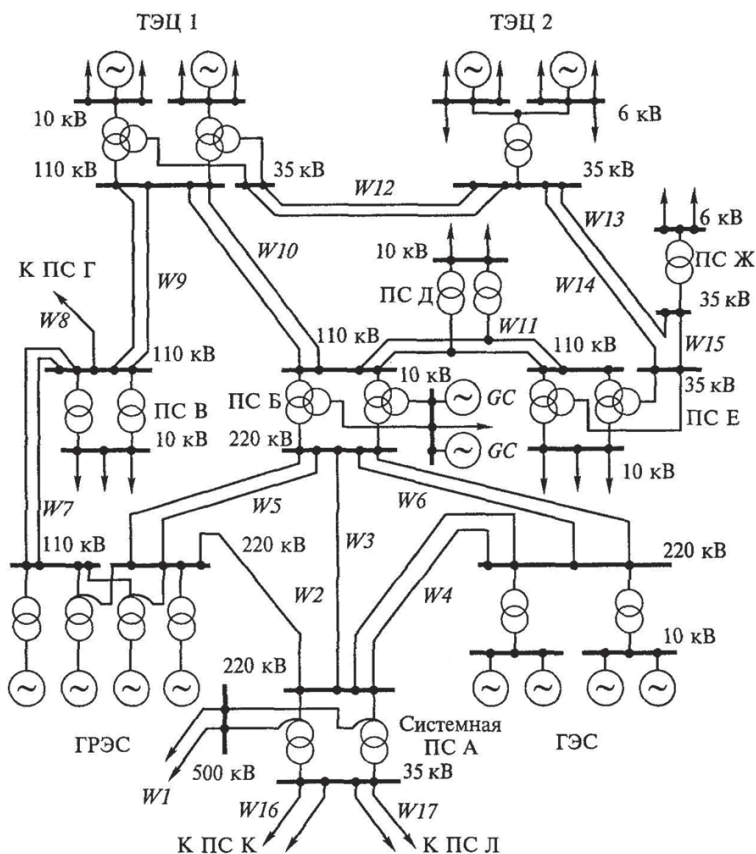


Рис. 2.3.1. Принципиальная схема энергосистемы

110 кВ осуществляются транзит мощности и связь ТЭЦ 1 с ГРЭС. Подстанция Д присоединена отпайками к транзитной линии W11. Однотрансформаторная ПС Ж включена в кольцо линий 35 кВ.

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 энерго-ресурсов (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.

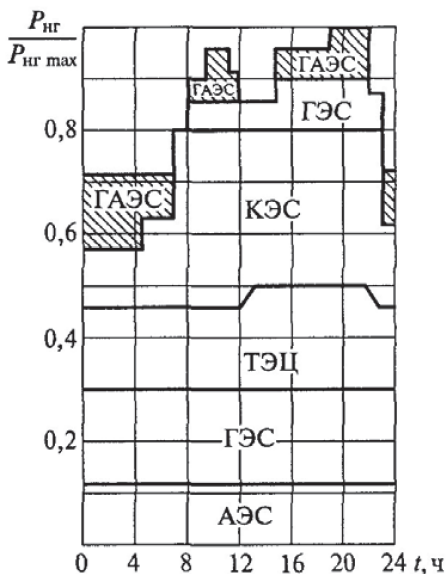
Нагрузка энергосистемы в течение суток меняется в зависимости от нагрузки присоединенных потребителей (рис. 2.3.2). Распределение нагрузок между электростанциями, входящими в систему, должно обеспечить наиболее эффективную работу станций и наименьшие потери от перетоков в сетях. Базовую часть графика ( $P < P_{\text{нр. min}}$ ) 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 ( $P > P_{\text{нр. min}}$ ) покрывается ГАЭС и ГЭС средней мощности. В провале графика (от 0 до 7 ч) ГАЭС работает в насосном, накапливая воду в напорном водохранилище, 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 большие 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



**Рис. 2.3.2.** Суточный график нагрузки энергосистемы и графики электростанций, участвующих в выработке электроэнергии

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 (ИДУ), 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 оперативно-технологические 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.

## 2.4. 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 резонансным заземлением (компенсированными) нейтралей;
3. сети с эффективно заземленными нейтралями;
4. сети с глухим заземлением нейтралей.

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.

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.

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

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

Сети 3 — 35 кВ, имеющие воздушные линии, при токе замыкания не более 30 А выполняются с заземлением нейтрали через дугогасящий реактор. Компенсация емкостного тока на землю необходима при значениях этого тока в нормальных условиях:

- в сетях 3 — 20 кВ с железобетонными и металлическими опорами ВЛ и во всех сетях 35 кВ — более 10 А;
- в сетях, не имеющих железобетонных или металлических опор ВЛ: при напряжении 3 — 6 кВ — более 30 А; при 10 кВ — более 20 А; при 15 — 20 кВ — более 15 А;
- в схемах 6 — 20 кВ блоков генератор — трансформатор — более.

При токах замыкания на землю более 50 А рекомендуется установка не менее двух заземляющих дугогасящих реакторов.

**Сети с незаземленной нейтралью.** В нормальном режиме в каждой фазе протекает небольшой емкостной ток  $I_{C0}$ , обусловленный равномерно распределенной емкостью фаз С

$$I_{C0} = \omega C U_{\phi} \quad (2.4.1)$$

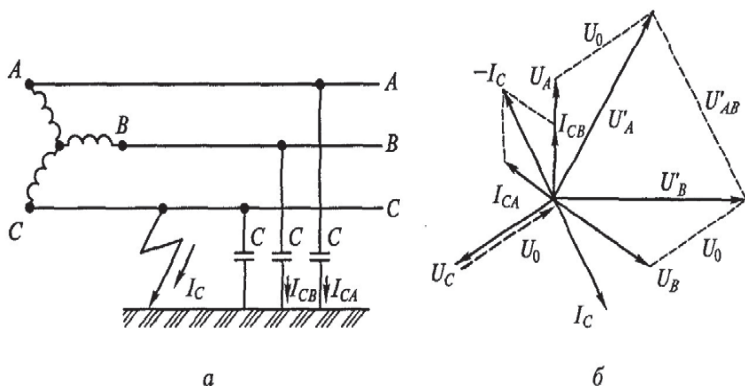
Сумма токов  $I_{C0}$  трех фаз равна нулю, т.е. никакого тока в земле не протекает.

В случае замыкания на землю одной фазы, например С, емкость этой фазы шунтируется, при этом напряжение в поврежденной фазе уменьшается до нуля, а в неповрежденных возрастает до линейного, т. е. увеличивается в  $\sqrt{3}$  раз (рис. 2.4.1). Определим геометрическую сумму векторов  $\bar{U}_B$  и  $\bar{U}_0$ ;  $\bar{U}_A$  и  $\bar{U}_0$

$$\bar{U}'_B = \bar{U}_B + \bar{U}_0; \quad \bar{U}'_A = \bar{U}_A + \bar{U}_0,$$

$$\text{т.е. } \bar{U}'_B = \sqrt{3}\bar{U}_B; \quad \bar{U}'_A = \sqrt{3}\bar{U}_A$$

где  $\bar{U}_0$  — напряжение нулевой последовательности.



**Рис. 2.4.1.** Замыкание на землю в трехфазной сети с изолированной нейтралью: а — замыкание на землю фазы С; б — векторная диаграмма

Емкостный ток в неповрежденных фазах

$$I_{CA} = \sqrt{3}I_{C0}; I_{CB} = \sqrt{3}I_{C0}$$

Ток однофазного замыкания на землю

$$\bar{I}_C = -(\bar{I}_{CA} + \bar{I}_{CB}); I_{CB} = \sqrt{3}I_{C0}$$

Токи  $\bar{I}_{CA}$  и  $\bar{I}_{CB}$  сдвинуты относительно друга на  $60^\circ$ , поэтому

$$I_C = \sqrt{3}I_{CA} = \sqrt{3}I_{CB} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{3}I_{C0} = 3\omega CU_\phi \quad (2.4.2)$$

Из формулы 2.4.2 видно, что емкостный ток в режиме замыкания на землю в 3 раза больше емкостного тока в нормальном режиме.

Удельная емкость  $C_0$  зависит от конструктивного выполнения сети (воздушные и кабельные линии). Если принять усредненные значения  $C_0$ , то  $I_C$  будет зависеть от напряжения и длины линии:

для воздушных линий

$$I_C = \frac{UI}{350}$$

для кабельных линий

$$I_C = \frac{UI}{10}$$

где  $I_C$  — ток, А;  $U$  — междуфазное напряжение, кВ;  $l$  — длина электрически связанной сети, км.

Как видно из векторной диаграммы (см. рис. 2.4.1), в режиме замыкания фазы на землю линейные напряжения  $U_{CA} = U'_A$ ,  $U_{AB} = U_{AC} = U'_B$  не изменились, следовательно, потребитель в этом режиме может работать. Однако напряжение фаз А и В относительно земли увеличилось в  $\sqrt{3}$  раз, это может привести к пробое изоляции на другой линии, и тогда возникнет двухфазное КЗ через землю, что приведет к аварийному отключению.

чению этих двух линий. Согласно ПТЭ разрешается работать с замыканием на землю в сети с изолированной нейтралью не более 2 ч. В течение этого времени персонал должен обнаружить место замыкания и устранить повреждение. Для предупреждения персонала о возникновении замыкания на землю применяют контроль изоляции с помощью измерения трехфазных напряжений. На поврежденной фазе  $U_{\phi}=0$ , а на двух других приближается к линейному  $\sqrt{3}U_{\phi}$ . Кроме того, устанавливается релейное устройство звуковой сигнализации.

В сетях, работающих с изолированной нейтралью, возможно замыкание на землю через возникшую дугу, которая попеременно зажигается и гаснет, что вызывает резонансные явления и повышение напряжения до  $(2,5 - 3)U_{\phi}$ . При ослабленной изоляции это может привести к пробое изоляции и междуфазному КЗ. Вероятность возникновения перемежающейся дуги тем больше, чем больше емкостный ток в рассматриваемой сети. Возникает необходимость уменьшить, компенсировать емкостный ток путем установки индуктивного сопротивления — дугогасящего реактора в нейтраль.

**Сети с компенсированным (резонансным заземлением) нейтралью.** Для компенсации емкостного тока на землю  $I_C$  в нейтраль генераторов или трансформаторов включают дугогасящие реакторы (ДГР), индуктивное сопротивление которых соответствует емкостному сопротивлению сети:  $\omega L = 1/3\omega C$ . При замыкании фазы на землю в месте повреждения протекают токи  $I_L$  и  $I_C$ , сдвинутые на  $180^\circ$  относительно друг друга (рис. 2.4.2), следовательно, результирующий ток  $(I_L - I_C)$  будет недостаточен для поддержания дуги, и она не возникнет. Изоляция не будет подвергаться опасным пере напряжениям, приводящим к КЗ и отключению линий.

Настроить ДГР можно в резонанс (когда  $I_L = I_C$ ), в режим недокомпенсации (когда  $I_L < I_C$ ) и в режим перекомпенсации (когда  $I_L > I_C$ ). Желательна настройка в резонанс.

В процессе эксплуатации сети часть линий может быть отключена, тогда емкость сети уменьшается, и первоначальная настройка ДГР нарушается. Чтобы сохранить настройку, необходимо регулировать индуктивное сопротивление ДГР.

Конструктивно ДГР напоминает трансформатор: в бак, заполненный маслом, помещается магнитная система с обмоткой. Регулирование индуктивного сопротивления осуществляется:

- изменением числа витков обмотки, тип РЗДСОМ — реак-

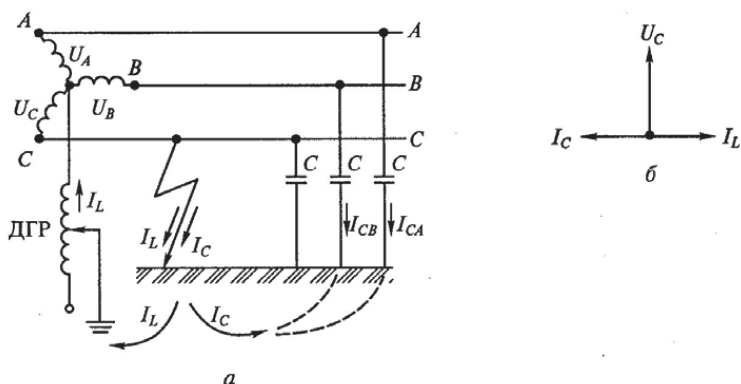
тор заземляющий, дугогасящий, со ступенчатым регулированием, однофазный, масляный (после отключения от сети);

- изменением магнитного сопротивления путем изменения величины воздушных зазоров в магнитопроводе (реактор плунжерного типа);

- применением подмагничивания магнитопровода постоянным током, тип РЗДПОМ — реактор заземляющий, дугогасящий, с плавным регулированием, однофазный, масляный.

Опыты, проведенные с реактором РЗДПОМ, показали, что при замыканиях на землю в сети возникают резонансные явления, которые создают скачки напряжения, опасные для изоляции. Более совершенная конструкция и схема регулирования у реактора РУОМ, разработанного ОАО «Раменский электромеханический завод «Энергия». Управление реактором осуществляется системой автоматической настройки САНК, которая определяет ожидаемую величину емкостного тока замыкания на землю и вырабатывает командный сигнал, поступающий в полупроводниковый преобразователь РУОМ. Процесс настройки полностью автоматический, и при возникновении замыканий на землю реактор переключается в режим компенсации без участия эксплуатирующего персонала.

В нормальных режимах сети реактор РУОМ ненасыщен,



**Рис. 2.4.2.** Замыкание на землю в трехфазной сети с резонансным заземлением нейтрали:

а — замыкание на землю фазы С;

б — векторная диаграмма (упрощенная) для поврежденной фазы С

что исключает возможность резонансных перенапряжений в нейтрали.

Реактор подключается к сети через фильтр присоединения ФМЗО, к нейтрали которого присоединен ограничитель перенапряжений ОПН.

Реакторы РУОМ выпускаются мощностью 190, 300, 480, 840 кВА на номинальное напряжение  $11/\sqrt{3}$ ;  $6,6/\sqrt{3}$  ток в режиме двухчасовой компенсации от 30 до 220 А.

Выбор дугогасящих реакторов производится в следующем порядке:

1) определяют суммарную мощность реакторов из условия полной компенсации:

$$Q = nI_C U_\phi, \quad (2.4.3)$$

где  $n$  — коэффициент, учитывающий развитие сети; можно принять  $n=1,25$ ;  $I_C$  — полный ток замыкания на землю, А;  $U_\phi$  — фазное напряжение сети, кВ;

2) определяют число реакторов. Если  $I_C > 50$  А, то для надежности применяют не менее двух реакторов;

3) выбирают место подключения реакторов. Рекомендуются устанавливать реакторы на узловых подстанциях. В сетях генераторного напряжения ДГР устанавливают, как правило, на станциях;

4) выбирают мощности трансформаторов для подсоединения ДГР.

Номинальная мощность трансформатора должна быть не менее расчетной мощности реактора  $S_r > Q_{\text{ДГР}}$ . Если используется трансформатор собственных нужд станции или подстанции, то надо учесть максимальную мощность нагрузки  $S_{\text{max}}$  и допустимость перегрузки трансформатора на время работы сети с заземленной фазой:

$$Q_{\text{ДГР}} = \sqrt{(k_{\text{III}} S_{\text{НОМ}})^2 + S_{\text{max}}^2} \quad (2.4.4)$$

Для присоединения ДГР рекомендуется использовать трансформаторы, обмотки которых соединены по схеме звезда — треугольник, так как при схеме звезда — звезда индуктивное сопротивление трансформаторов при однофазных замыкани-

ях на землю в 10 раз больше, чем при междуфазных, что затрудняет настройку ДГР.

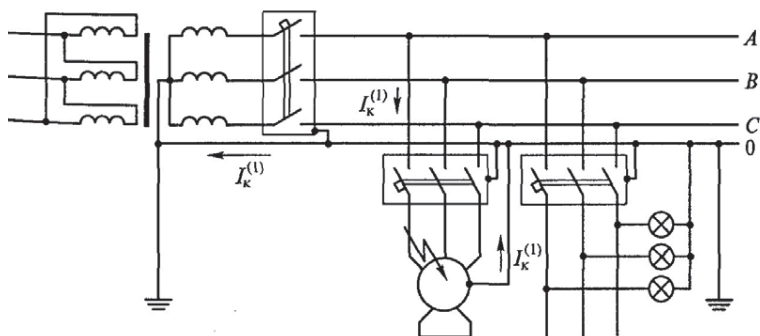
Достоинство компенсированных сетей состоит в том, что перенапряжения, возникающие при дуговых замыканиях на землю, ограничиваются до  $2,6 U_{\phi}$  (в сетях с изолированной нейтралью — до  $3,2U_{\phi}$ ). Работа в режиме заземленной фазы ограничивается так же, как в сетях с изолированной нейтралью.

**Сети с эффективно заземленными нейтральями.** Сети с  $U_{ном} = 110$  кВ и выше выполняются с эффективным заземлением нейтрали по соображениям стоимости изоляции, так как в таких сетях при замыкании на землю одной фазы напряжение на двух других не превышает 0,8 междуфазного напряжения. Это означает, что изоляцию рассчитывают на это напряжение, а не на полное междуфазное напряжение в случае изолированной или компенсированной нейтрали.

Недостатком режима заземленной нейтрали является то, что замыкание фазы на землю является коротким замыканием и требует немедленного отключения.

Значительная часть однофазных замыканий в сетях 110 кВ и выше при снятии напряжения самоустраняется, поэтому автоматическое повторное включение (АПВ) восстанавливает питание потребителей.

Для уменьшения величины тока однофазного КЗ применяют частичное разземление нейтралей. Например, из двух установленных на подстанции трансформаторов нейтраль заземляется только у одного.



**Рис. 2.4.3.** Трехфазная четырехпроводная сеть с глухозаземленной нейтралью

Еще одним недостатком режима является усложнение конструкции заземляющего устройства, которое должно быть рассчитано на большой ток КЗ.

**Сети с глухозаземленными нейтралью.** В установках до 1 кВ для одновременного питания трехфазных и однофазных нагрузок применяются четырехпроводные сети с глухим заземлением нейтрали. В таких сетях применяют нулевой проводник, связанный с нейтралью трансформатора (рис. 2.4.3), который служит также для защитного зануления, т. е. для присоединения всех металлических частей электроустановки, нормально не находящихся под напряжением. При пробое изоляции на корпус возникает однофазное КЗ, приводящее к отключению соответствующего автоматического выключателя. Нулевой проводник изолируется, как и фазные проводники, сечение его не менее 0,5 фазного, от его целостности зависит надежность и безопасность работы электроустановки. Нулевой проводник повторно заземляется в местах разветвления и на длинных участках (более 200 м).

## 2.5. Генераторы

**Конструкция.** Фактически вся промышленная электрическая энергия в стране вырабатывается на тепловых (ТЭС), гидравлических (ГЭС) и атомных (АЭС) электростанциях. В разных странах доля электроэнергии, производимой на различного вида электростанциях, неодинакова. В России в настоящее время тепловые электростанции дают примерно 69 – 70 %, атомные и гидравлические около 15 % общего количества электроэнергии. Стоимость единицы вырабатываемой электроэнергии на каждом из этих трех видов станций может резко различаться. Различны капитальные затраты при их сооружении, расходы на эксплуатацию, уровень автоматизации, степень надежности, зависимость от сезона и особенностей их климатического и географического расположения и многих других обстоятельств. Объединяет их только одно. Они обязаны вырабатывать ток стандартной частоты 50 периодов в секунду, или 50 Гц, необходимого уровня напряжения для той сети, к которой присоединяются электрические машины, работающие в режиме генераторов переменного тока, установленных на каждой из станций. Абсолютное равенство частот на-



пряжения сотен одновременно работающих генераторов может быть обеспечено только одним — специальным типом этих электрических машин — синхронными генераторами, работающими одновременно, в ритме единого времени, со строго определенными частотами вращения своих подвижных частей, называемых роторами.

Следует отметить, что все электрические машины обладают свойством обратимости. Любой электрический генератор может работать как двигатель, т.е. преобразовывать электрическую энергию в механическую. На каждой электростанции установлено большое число электродвигателей, удовлетворяющих собственные нужды станции.

Синхронные генераторы (СГ), предназначенные для преобразования механической энергии паровой, газовой или гидравлической турбины, вращающей ротор СГ, в электрическую энергию, имеют неподвижную часть, называемую статором.

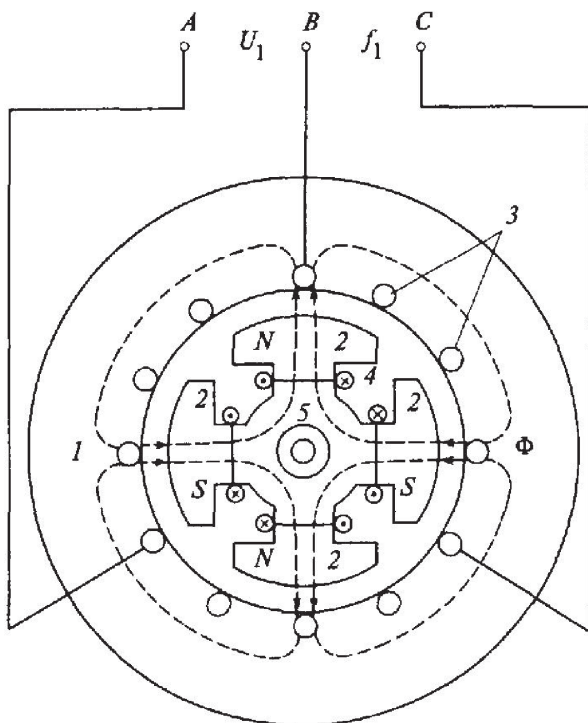
Подвижная часть генератора (ротор) может быть выполнена с сосредоточенной обмоткой. В этом случае ротор и сам генератор называются явнополюсными. Если обмотка ротора является распределенной, ротор и генератор называются неявнополюсными.

На рис. 2.5.1 схематично показано поперечное сечение синхронной явнополюсной машины с четырьмя полюсами на роторе 2 чередующейся полярности N-S-N-S. Сосредоточенная обмотка возбуждения 4, размещенная на роторе, обтекается постоянным током, возбуждающим магнитное поле ротора. Ротор приводится во вращение источником механической энергии. Чаще всего — это паровая, газовая или гидравлическая турбина, создающая механический вращающий момент. Частота вращения турбины может быть различной — в диапазоне от десятков до сотен и даже тысяч оборотов в минуту: ниже для гидравлических турбин и выше для остальных видов. Постоянный ток на вращающуюся обмотку возбуждения 4 подается через контактные кольца 5. При вращении ротора магнитное поле обмотки возбуждения перемещается относительно неподвижной обмотки статора 3, размещенной в пазах сердечника статора 1, что вызывает (индуктирует) в обмотке электродвижущую силу (ЭДС). Частота ЭДС  $f_1$ , равна произведению частоты вращения ротора  $n_2$  в оборотах в секунду на число пар полюсов ротора  $p$  (на рис. 2.5.1  $p = 2$ , т.е. число полюсов  $2p = 4$ ), отсюда

$$f_1 = p \cdot n_2 \quad (2.5.1)$$

Синхронные генераторы, вращаемые паро- и газовыми турбинами, называются турбогенераторами, а вращаемые гидравлическими турбинами — гидрогенераторами.

Большинство турбогенераторов имеют число пар полюсов равное единице, значит для сети 50 Гц  $n_2 = f_1/p = 50$  об/с или  $n_2 = 60f_1/p = 3000$  об/мин. Для стран, где принята частота напряжения 60 Гц (США, Япония и др.), частота вращения ротора

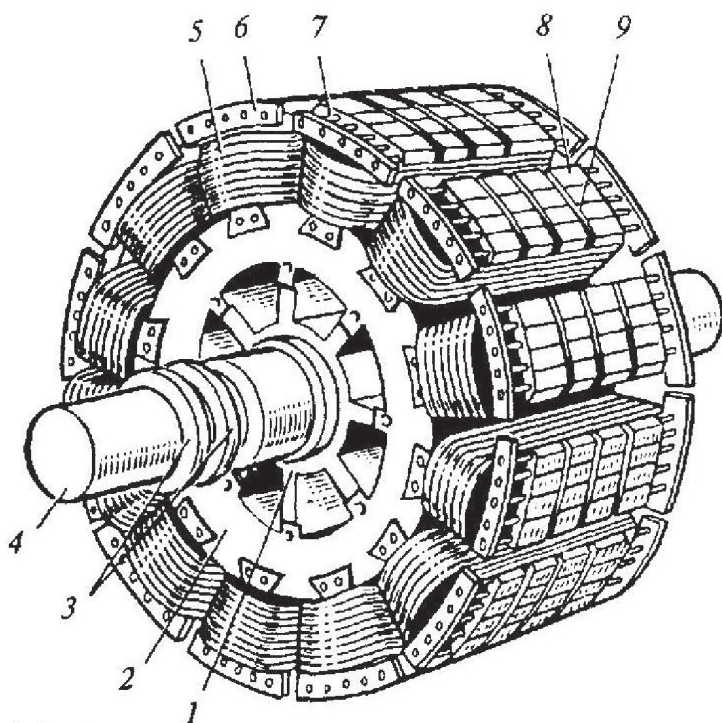


**Рис. 2.5.1.** Поперечное сечение явнополюсной синхронной машины:  
1 — статор; 2 — полюсы ротора; 3 — обмотки якоря (статора);  
4 — обмотка возбуждения; 5 — контактные кольца

составит 3600 об/мин. Для генераторов с большим, чем единица, числом пар полюсов частота вращения роторов будет частным от деления 3000 (или 3600) на число пар полюсов, об/мин: 1500, 1000, 750, 600 и т.д. (для 50 Гц) или 1800, 1200, 900, 720 и т.д. (для 60 Гц).

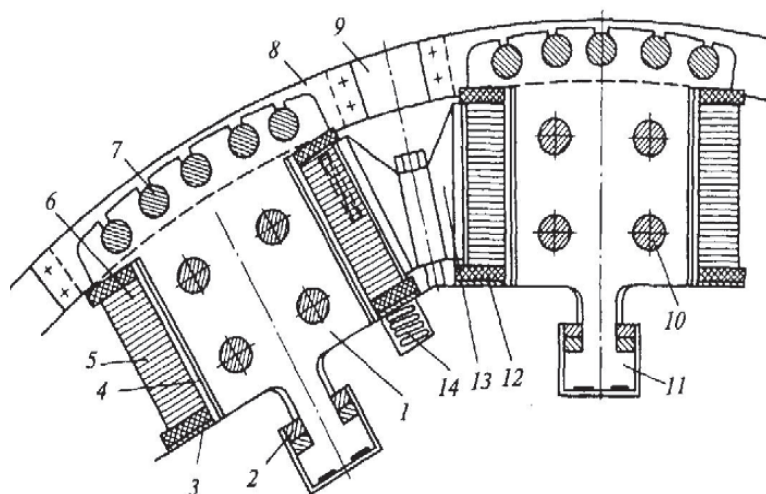
Внешний вид явнополюсного ротора ( $2p=12$ ) и его поперечный разрез представлены на рис. 2.5.2 и 2.5.3.

Неявнополюсный ротор, у которого обмотка возбуждения не сосредоточенная, а распределенная по пазам, показан на рис. 2.5.4 и 2.5.5.

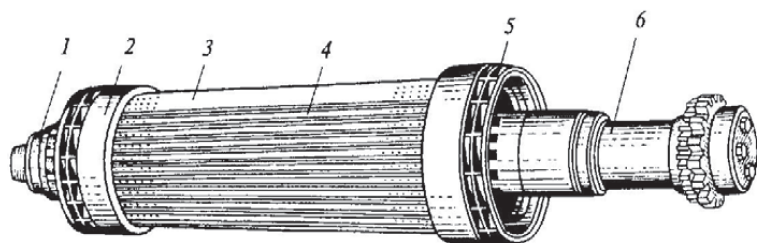


**Рис. 2.5.2.** Внешний вид явнополюсного ротора: 1 — остов ротора; 2 — обод ротора; 3 — контактные кольца; 4 — вал; 5 — катушка обмотки возбуждения; 6 — сегмент демпферной обмотки; 7 — стержень демпферной обмотки;

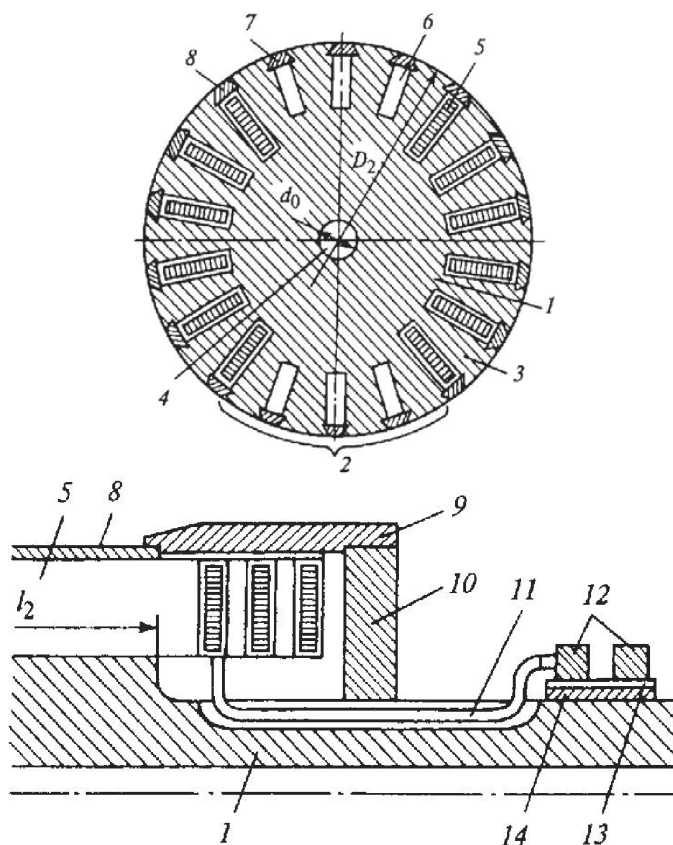
8 — пакет сердечника полюса; 9 — вентиляционный канал в полюсе



**Рис. 2.5.3.** Поперечный разрез неявнополюсного ротора: 1 — полюс; 2 — встречные клинья хвостового крепления; 3 — изоляционная шайба; 4 — корпусная изоляция полюса; 5 — неизолированный проводник обмотки возбуждения; 6 — витковая изоляция проводников; 7 — стержень демпферной обмотки; 8 — сегмент демпферной обмотки; 9 — гибкое соединение между сегментами; 10 — стяжная шпилька; 11 — хвост полюса Т-образной формы; 12 — стальная шайба; 13 — межполюсная распорка; 14 — пружина



**Рис. 2.5.4.** Внешний вид неявнополюсного ротора:  
1 — контактные кольца; 2 — бандажное кольцо; 3 — массивный магнитопровод ротора; 4 — немагнитный клин паза ротора;  
5 — центробежный вентилятор; 6 — хвостик ротора



**Рис. 2.5.5. Поперечный и продольный разрезы  
невнополюсного ротора:**

- 1 — ярмо магнитопровода ротора; 2 — большой зуб магнитопровода;  
 3 — малый зуб магнитопровода; 4 — осевой канал магнитопровода;  
 5 — катушка обмотки возбуждения; 6 — аксиальный канал  
 в большом зубе; 7 — магнитный клин канала; 8 — немагнитный  
 клин; 9 — бандажное кольцо; 10 — центрирующее кольцо;  
 11 — соединение между обмоткой возбуждения и контактными  
 кольцами; 12 — контактные кольца; 13 — изоляция втулки;  
 14 — втулка контактных колец

Такие роторы характерны для турбогенераторов, при этом число пар полюсов равно единице, реже — двум. Явнополюсная синхронная машина, приводимая во вращение гидравлической турбиной, т.е., чаще всего имеет вертикально ориентированный вал и «подвешена» на подпятник, воспринимающий не только массы генератора, гидротурбины, но и осевое давление воды на лопасти гидротурбины.

Турбогенератор, вращаемый паровой или газовой турбиной, имеет горизонтально расположенный вал, опирающийся на два подшипника скольжения.

Масса электрической машины возрастает с уменьшением частоты ее вращения. Гидрогенераторы имеют частоту вращения примерно в 6—60 раз меньшую, чем турбогенераторы. Эта разница обусловлена различием типов, применяемых в этих машинах паровых, газовых и гидравлических турбин, а также зависит от характера используемых для ГЭС водных источников (расход воды, уклон водотока, рельеф местности при учете экономической целесообразности эксплуатируемой зоны). Из-за более низких частот вращения гидроагрегатов общие массы гидрогенераторов достигают 1,5—2 тыс. т и в несколько раз превышают массы аналогичных по мощности турбогенераторов, делая невозможным применение горизонтального расположения валов с более простыми подшипниками скольжения.

Диаметры роторов турбогенераторов на 3000 об/мин не превышают 1,1—1,25 м при длине ротора до 8 м. Роторы гидрогенераторов достигают в диаметре 15—20 м при длине до 5 м.

**Принцип действия синхронных генераторов.** Вращение ротора с размещенной на нем обмоткой возбуждения, создающей магнитное поле чередующейся полярности (см. рис. 2.5.1), приводит к возникновению ЭДС в проводниках обмотки статора, который нередко называется якорем. Индуцируемая ЭДС равна произведению скорости магнитного поля возбуждения на его интенсивность. Интенсивность поля возбуждения определяется током обмотки возбуждения и числом ее витков.

При присоединении генератора к нагрузке, т.е. к потребителю электрической энергии или к электрической сети, ЭДС обмотки статора создает в ней ток. Обмотка статора — трехфазная, поэтому протекающие по ней ток — тоже трехфазные. Они создают вращающееся со скоростью ротора магнитное поле. Магнитное поле обмотки статора вращается с той

2.13. Коммутационные аппараты до 1000 В .....	270
2.14. Условия выбора и проверки электрических аппаратов .....	286

### **ЧАСТЬ 3.**

#### **АВТОНОМНЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ, ЦЕХОВ, ПРОМЫСЛОВ, ПРЕДПРИЯТИЙ И ПРОМЫШЛЕННЫХ КОМПЛЕКСОВ ..... 289**

3.1. Общие сведения об автономных источниках электроснабжения .....	289
3.2. Дизель-электрические станции .....	294
3.2.1. Основные характеристики ДЭС .....	294
3.2.2. Проектирование ДЭС. Выбор типа и мощности электростанции .....	297
3.2.3. Компоновка оборудования ДЭС .....	303
3.2.4. Электрическая часть ДЭС .....	306
3.2.5. Устройство и работа синхронных генераторов ДЭС .....	311
3.2.6. Режимы работы ДЭС .....	334
3.3. Газопоршневые электростанции на основе когенераторных установок .....	350
3.4. Справочные данные по оборудованию для автономных источников электроснабжения .....	354
3.4.1. Дизельные электростанции .....	354
3.4.2. Дизель-генераторная установка на базе гусеничных машин высокой проходимости ....	359
3.4.3. Когенераторные установки .....	360

### **ЧАСТЬ 4.**

#### **МОНТАЖ И НАЛАДКА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ И СЕТЕЙ ВЗРЫВООПАСНЫХ ЗОН ..... 370**

4.1. Характеристики взрывоопасных зон .....	370
4.2. Общие принципы проведения электромонтажных работ .....	372
4.3. Организация электромонтажных работ .....	375
4.4. Планирование электромонтажных работ .....	376
4.5. Подготовка к производству электромонтажных работ .....	378
4.6. Монтаж проводников и кабельных линий во взрывоопасных зонах .....	380
4.6.1. Характеристика проводников и кабельных линий, применяемых во взрывоопасных зонах .....	380
4.6.2. Прокладка кабелей в земляной траншее .....	387
4.6.3. Прокладка кабелей в блоках .....	390
4.6.4. Прокладка кабелей в кабельных сооружениях .....	392
4.6.5. Открытая прокладка кабелей .....	393
4.6.6. Особенности прокладки силовых кабелей во взрывоопасных зонах .....	394
4.7. Концевые заделки силовых кабелей .....	403

4.7.1. Технология выполнения заделок кабелей взрывобезопасных марок .....	403
4.7.2. Технология выполнения заделок кабелей с бумажной изоляцией до 1000 В и выше 1000 В .....	406
4.7.3. Технология заделок бронированных кабелей с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией .....	415
4.8. Монтаж кабельных муфт .....	416
4.9. Монтаж воздушных линий электропередачи .....	422
4.9.1. Подготовительные работы .....	422
4.9.2. Сборка и установка опор .....	423
4.9.3. Монтаж проводов воздушных линий электропередачи .....	425
4.10. Монтаж силовых трансформаторов .....	434
4.10.1. Подготовительные работы .....	434
4.10.2. Монтаж трансформатора .....	435
4.10.3. Монтаж системы охлаждения и отдельных сборочных единиц трансформатора .....	437
4.11. Монтаж сборных шин распределительных устройств .....	439
4.12. Монтаж коммутационных аппаратов .....	441
4.13. Монтаж измерительных трансформаторов, аппаратов защиты от перенапряжений, конденсаторных установок .....	442
4.14. Монтаж взрывозащищенных электродвигателей .....	443
4.15. Монтаж взрывозащищенных аппаратов .....	462
4.16. Монтаж заземляющих устройств во взрывоопасных зонах .....	470
4.17. Монтаж комплектов распределительных устройств .....	475
4.18. Пусконаладочные работы .....	478
4.19. Приемка объекта в эксплуатацию .....	481
4.19.1. Приемка воздушной линии в эксплуатацию .....	482
4.19.2. Приемка кабельной линии в эксплуатацию .....	484
4.19.3. Приемка трансформатора в эксплуатацию .....	485

## **ЧАСТЬ 5.**

### **ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ..... 487**

5.1. Виды ремонтов и их характеристика. Этапы развития систем ремонта электрооборудования .....	487
5.2. Планово-предупредительный ремонт электрооборудования .....	496
5.3. Техническое обслуживание и ремонт электрооборудования с учетом технического состояния .....	501
5.4. Особенности организации эксплуатации, технического обслуживания и планового ремонта электрооборудования электростанций .....	509



5.5. Структура организации технического обслуживания и ремонта электрооборудования электростанций .....	511
5.6. Техническое обслуживание и плановый ремонт оборудования электрических сетей и подстанций .....	514
5.7. Нормативные показатели системы технического обслуживания и ремонта электрооборудования .....	533
5.7.1. Электродвигатели .....	533
5.7.2. Особенности организации ремонта взрывозащищенных электродвигателей .....	539
5.7.3. Воздушные и кабельные линии электропередачи .....	543
5.7.4. Электрические аппараты напряжением до 1000 В .....	552
5.7.5. Электрические аппараты напряжением выше 1000 В .....	556
5.7.6. Силовые трансформаторы .....	567
5.7.7. Аккумуляторные батареи .....	575
5.8. Специализация, заводской и агрегатный методы в энергоремонтном производстве .....	580
5.9. Подготовка к ремонту оборудования .....	583
5.10. Вывод в ремонт и производство ремонта оборудования .....	586
5.11. Приемка оборудования из ремонта и оценка качества .....	590
5.12. Организация работ по диагностированию электрооборудования .....	596
5.13. Цели, понятия и общие принципы диагностического контроля высоковольтного электротехнического оборудования .....	601
5.14. Методы диагностирования электрооборудования .....	611
5.15. Порядок диагностирования электроустановок потребителей .....	623
5.16. Ремонтная документация .....	627

## **ЧАСТЬ 6.**

### **МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ КОМПЛЕКСНОЙ ОЦЕНКИ И УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКИМ СОСТОЯНИЕМ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ .....**

**646**

6.1. Основные задачи и положения оценки технического состояния электрооборудования. Термины и определения .....	646
6.2. Методика и математическая модель комплексной оценки технического состояния электрооборудования с учетом воздействия эксплуатационных факторов .....	656
6.3. Статистическое определение параметров модели комплексной оценки технического состояния электрооборудования .....	664
6.4. Математические модели оценки технического состояния электрооборудования .....	669
6.4.1. Модель оценки технического состояния токопроводящих конструкций .....	669
6.4.2. Модели оценки технического состояния высоковольтных выключателей .....	679

6.4.3. Модели оценки технического состояния силовых трансформаторов .....	690
6.4.4. Модели оценки технического состояния асинхронных электродвигателей .....	708
6.4.5. Модель оценки технического состояния силовых кабелей .....	722
6.5. Модели управления техническим состоянием электрооборудования .....	737
6.5.1. Принципы и критерии управления техническим состоянием электрооборудования .....	737
6.5.2. Математическая модель управления техническим состоянием электрооборудования и критерии оценки его эффективности .....	741
6.5.3. Оперативное управление техническим состоянием электрооборудования .....	747
6.5.4. Матричный метод управления состояниями процесса эксплуатации электрооборудования .....	753
6.5.5. Выбор оптимальной стратегии управления состояниями процесса эксплуатации электрооборудования .....	763

## **ЧАСТЬ 7.**

### **ОБОСНОВАНИЕ СРОКОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРО- ОБОРУДОВАНИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОЧЕРЕДНОСТИ ТЕХНИЧЕСКОГО ПЕРЕВООРУЖЕНИЯ ЭНЕРГООБЪЕКТОВ .....**

**774**

7.1. Разработка методики принятия решений по замене электрооборудования или продлению его срока службы .....	775
7.2. Примеры определения предельных сроков продления эксплуатации для электрооборудования различных типов и классов напряжения .....	790
7.3. Оценка погрешности принимаемых решений и чувствительности математической модели определения предельного срока эксплуатации электрооборудования к изменению точности задания параметров исходных данных .....	795
7.4. Разработка схемы принятия решений по определению очередности технического перевооружения энергообъектов .....	806
7.5. Экспертная оценка коэффициента ежегодного относительного прироста затрат .....	824
7.6. Достоверность определения предельного срока эксплуатации на основе репрезентативной выборки электрооборудования .....	826

## **ЧАСТЬ 8.**

### **ОХРАНА ТРУДА И ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ, РЕМОНТЕ, МОНТАЖЕ И НАЛАДКЕ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК .....**

**837**

8.1. Оперативное обслуживание и осмотры электроустановок .....	837
--	-----

8.2. Порядок и условия производства работ .....	840
8.3. Технические мероприятия, обеспечивающие безопасность работ со снятием напряжения .....	843
8.4. Работы в зоне влияния электрического и магнитного полей .....	854
8.5. Генераторы и синхронные компенсаторы .....	857
8.6. Электродвигатели .....	858
8.7. Коммутационные аппараты .....	861
8.8. Комплектные распределительные устройства .....	863
8.9. Мачтовые (столбовые) ТП и КТП .....	864
8.10. Силовые трансформаторы, масляные шунтирующие и дугогасящие реакторы .....	864
8.11. Измерительные трансформаторы тока .....	866
8.12. Аккумуляторные батареи .....	866
8.13. Кабельные линии .....	868
8.14. Воздушные линии электропередачи .....	876
8.15. Группы по электробезопасности электротехнического (электротехнологического) персонала и условия их присвоения .....	890
8.16. Наряд-допуск для работы в электроустановках и указания по его заполнению .....	894
8.17. Требования безопасности к электрооборудованию буровых и нефтепромысловых установок .....	901

<b>УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ КЛАССОВ ВЗРЫВООПАСНЫХ ЗОН .....</b>	<b>906</b>
<b>БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....</b>	<b>913</b>