



ДОНСКОЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ  
УПРАВЛЕНИЕ ДИСТАНЦИОННОГО ОБУЧЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ  
КВАЛИФИКАЦИИ

Кафедра «Электроэнергетические системы»

## НАЧАЛА ЭНЕРГЕТИКИ



Автор  
Цыгулёв Н.И.

Ростов-на-Дону, 2013



## Аннотация

Рекомендовано Учебно - методическим объединением вузов России по образованию в области энергетики и электротехники в качестве учебного пособия для студентов высших учебных заведений, обучающихся по направлению **140400 "Электроэнергетика и электротехника"**

## Автор

ЦЫГУЛЁВ Н.И. д.т.н., профессор, декан, инженер энергетик





## Оглавление

<b>ВВЕДЕНИЕ.....</b>	<b>7</b>
<b>1. ОСНОВЫ ТЕРМОДИНАМИКИ И ТЕПЛОВЫХ МАШИН .....</b>	<b>10</b>
1.1. Основы термодинамики.....	10
1.2. Тепловые машины.....	15
1.3. Принцип наименьшего действия .....	28
КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ И ЗАДАЧИ .....	30
<b>2. ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ЭЛЕКТРОТЕХНИКИ.....</b>	<b>37</b>
2.1. Философия теоретических основ электротехники .....	37
2.2. Общие сведения об электромагнитном поле .....	44
2.3. Электрическое поле (электростатика).....	49
2.4. Магнитное поле постоянного тока (магнитостатика) .....	56
2.5. Энергия электромагнитного поля .....	61
2.6. Электрические линейные цепи: элементы, схемы, законы, классификация.....	64
2.7. Цепи постоянного тока.....	72
2.8. Цепи переменного (синусоидального) тока .....	73
2.9. Резонансные (колебательные) цепи. Фильтры .....	79
2.10. Взаимная индуктивность в электрических цепях. Линейный трансформатор .....	82
2.11. Трёхфазные электрические цепи.....	88
2.12. Мощность в цепях синусоидального тока .....	92
КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ И ЗАДАЧИ .....	98
<b>3. ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ .....</b>	<b>107</b>
3.1. Классификация ТЭС.....	107
3.2. Структура ТЭС.....	109
3.3. Парогенератор .....	111
3.4. Паровая турбина .....	114
3.5. Конденсатор.....	120
3.6. Технологический процесс получения электроэнергии на ТЭС.....	122
3.7. Компоновка современных ТЭС.....	126
3.8. Газотурбинные установки электростанций .....	129
3.9. Парогазовые установки электростанций.....	142
КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ .....	149
<b>4. АТОМНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ.....</b>	<b>151</b>
4.1. Основные понятия.....	151
4.2. Топливо для АЭС.....	153
4.3. Принцип работы ядерного реактора.....	155



4.4. Устройство АЭС с тепловыми реакторами.....	157
4.5. Производство электроэнергии на АЭС с тепловыми реакторами .....	162
4.6. Реакторы на быстрых нейтронах .....	164
КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ .....	170
<b>5. Гидравлические электрические станции .....</b>	<b>171</b>
5.1. Основные понятия. Гидроресурсы Земли. Классификация ГЭС.....	171
5.2. Энергомеханическое оборудование ГЭС .....	178
5.3. Гидроаккумулирующие электростанции .....	182
5.4. Приливные электростанции.....	185
КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ .....	195
<b>6. АЛЬТЕРНАТИВНАЯ ЭНЕРГЕТИКА .....</b>	<b>196</b>
6.1. Солнечные электростанции .....	196
6.2. Ветроэлектростанции .....	206
6.3. Геотермальные электростанции .....	212
6.4. Топливные элементы.....	215
6.5. Биотопливная энергетика.....	220
КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ .....	226
<b>7. СИНХРОННЫЕ ТРЁХФАЗНЫЕ ГЕНЕРАТОРЫ .....</b>	<b>227</b>
7.1. Конструкции синхронных генераторов .....	227
7.2. Принцип действия синхронных генераторов .....	231
7.3. Турбогенераторы и гидрогенераторы .....	232
7.4. Системы возбуждения генераторов .....	236
7.5. Изоляция обмоток синхронных генераторов.....	238
7.6. Автономная работа синхронных генераторов .....	239
7.7. Включение генераторов на параллельную работу.....	242
7.8. Статическая и динамическая устойчивость работы генераторов при параллельной работе .....	243
КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ .....	246
<b>8. СИЛОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ И АВТОТРАНСФОРМАТОРЫ..</b>	<b>247</b>
8.1. Основные сведения .....	247
8.2. Принцип работы и устройство трансформатора .....	247
8.3. Автотрансформаторы .....	256
8.4. Конструкция трансформатора .....	257
8.5. Изоляция в трансформаторах.....	260
8.6. Тенденции развития трансформаторостроения .....	261
КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ .....	263
<b>9. КОММУТАЦИОННЫЕ, ЗАЩИТНЫЕ И ТОКООГРАНИЧИВАЮЩИЕ АППАРАТЫ.....</b>	<b>264</b>
9.1. Назначение коммутационных аппаратов, их классификация	264



9.2. Условия работы аппаратов высокого напряжения .	268
9.3. Основные параметры выключателей высокого напряжения	269
9.4. Воздушные выключатели .....	273
9.5. Элегазовые выключатели .....	278
9.6. Масляные выключатели .....	281
9.7. Электромагнитные выключатели .....	287
9.8. Вакуумные выключатели .....	289
9.9. Разъединители, отделители, короткозамыкатели .....	292
9.10. Защитные и токоограничивающие аппараты .....	294
КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ .....	298
<b>10. ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ .....</b>	<b>299</b>
10.1. Основные сведения об измерительных трансформаторах	299
10.2. Измерительные трансформаторы тока .....	300
10.3. Измерительные трансформаторы напряжения .....	308
КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ .....	312
<b>11. СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ .....</b>	<b>313</b>
11.1. Общие сведения .....	313
11.2. Классификация схем распределительных устройств .....	314
11.3. Схемы, применяемые на генераторном напряжении .....	317
11.4. Схемы, применяемые на высшем и среднем напряжениях	321
11.5. Структурные схемы электрических станций и подстанций	324
КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ .....	326
<b>12. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И СЕТИ. ....</b>	<b>327</b>
12.1. Электроэнергетические системы .....	327
12.2. Электрические сети .....	335
12.3. Передача электроэнергии на постоянном и переменном токе .....	337
КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ .....	349
<b>13. ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ .....</b>	<b>350</b>
13.1. Общие сведения .....	350
13.2. Воздушные линии электропередачи .....	351
13.3. Кабельные линии .....	362
КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ .....	372
<b>14. СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ .....</b>	<b>373</b>
14.1. Общая характеристика систем электроснабжения .....	373
14.2. Основные группы потребителей электроэнергии .....	375
14.3. Номинальные напряжения электроустановок .....	380
14.4. Основные типы схем электрических сетей СЭС .....	381



14.5. Режим нейтрали электрических сетей .....	385
КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ .....	387
<b>15. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ .....</b>	<b>388</b>
15.1. Основные понятия .....	388
15.2. Структурная схема устройств релейной защиты .....	390
15.3. <i>Токовые защиты</i> .....	392
15.4. Дистанционная защита .....	396
15.5. Продольная дифференциальная токовая защита .....	400
15.6. Поперечная дифференциальная токовая защита .....	402
15.7. Направленная защита с высокочастотной блокировкой ..	404
15.8. Дифференциально-фазная защита .....	406
15.9. Комплексы релейной защиты .....	408
КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ .....	410
<b>БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....</b>	<b>411</b>



## ВВЕДЕНИЕ

Развитие человеческого общества и его успехи на пути цивилизации и прогресса непосредственно связаны с повышением производительности труда и улучшением материальных условий жизни людей. Необходимое условие научно-технического и социального прогресса состоит в увеличении количества потребляемой энергии и освоении новых её видов.

Процесс потребления энергии на нашей планете протекал крайне неравномерно; особенно резко потребление энергии возросло с конца 19 века. Так, человечество за всю историю своего существования израсходовало примерно 950 тыс. ТВт×час всех видов энергии, при этом около  $\frac{2}{3}$  этого количества приходится на последние 30 лет.

Увеличение расходуемой энергии связано с развитием цивилизации, расширением и углублением знаний человека об окружающем его мире. Объём знаний со временем увеличивается по мере того, как человек развивает культуру – искусство, науки, открывает новые явления и свойства материи. Приблизённо все эти знания, отражающие уровень развития цивилизации, можно оценить количеством накопленной информации, измеряемой условной единицей – байтом. Интересно отметить, что потребление энергии и накопление информации имеют примерно одинаковый характер изменения во времени.

Влияние энергетики на культуру, духовное развитие человека образно охарактеризовал К.Г. Паустовский, сказав, что лишняя тонна угля – это лишняя книжка хороших стихов, это тепло, свет, это спрессованная в чёрном блестящем камне сила жизни, сила и богатство мыслей и ощущений нашей эпохи. Огромное значение энергетики и прогресса энергетической техники состоит в том, что они обеспечивают повышение производительности труда, а, следовательно, и увеличение выпускаемой продукции.

Пытаясь проникнуть в тайны природы, человек стремился использовать её возможности для своих нужд. В настоящее время уже известна суть таких явлений природы как молния, солнечное излучение, морские приливы и многие другие, которые для древнего человека были таинственными силами. Преклоняясь перед ними и перед стихиями природы, человек обожествлял их. У многих древних народностей верховным богом считалось Солнце. Это наивное представление о Солнце правильно оценивает его значение как источника почти всей энергии, используемой челове-



## Начала энергетики

чеством, как источника жизни.

От древних греков до наших дней дошла легенда о Прометее, который похитил на небе огонь и принёс его людям. Эта легенда донесла до нас весть о величайшем событии в жизни человечества, о том, что люди научились добывать и поддерживать огонь, применять химическую энергию, запасённую в органическом топливе. Эта форма энергии и в настоящее время наиболее широко используется человеком.

Потребности в энергии постоянно возрастали, что вынуждало изыскивать новые энергоресурсы и новые способы преобразования энергии из одного вида в другой. В настоящее время используются следующие виды энергии: химическая энергия органического топлива, энергия Солнца, механическая энергия воды в реках, морях и океанах, энергия ветра, геотермальная энергия, внутриядерная энергия, получаемая при делении ядер трансураниевых элементов. Весьма перспективным является использование термоядерной энергии, получаемой при синтезе лёгких элементов.

Стремительный прогресс техники и тот уровень, которого она сейчас достигла, был бы невозможен без использования электрической энергии. Электрическая энергия по праву может считаться основой современной цивилизации. Можно без преувеличения сказать, что без электрической энергии невозможна нормальная жизнь современного общества. Электрическая энергия широко используется в промышленности для приведения в действие самых различных механизмов и непосредственно в технологических процессах, на транспорте и в быту. Работа современных средств связи: телеграфа, телефона, радио, телевидения основана на применении электрической энергии. Без неё невозможно было бы развитие кибернетики, вычислительной техники, космической техники и т.д. "...без электричества жизнь не имеет смысла (из переписки Чарлза Дарвина и королевы Великобритании).

Основные отличительные свойства электрической энергии состоят в том, что она может легко передаваться на большие расстояния и относительно просто с малыми потерями преобразовываться в другие виды энергии.

В последнее время энергетика всё большее влияние оказывает на биосферу, то есть на, то пространство, в котором существует всё живое. Это происходит потому, что величина энергии, которую человек научился получать искусственным путём, стала соизмерима с энергией природы, действующей в естественном





## Начала энергетики

порядке на нашу планету. Энергия, получаемая человеком соизмерима с энергией геофизических и геологических процессов, процессов происходящих в атмосфере и океане, и даже космических процессов. Так, средняя мощность воздушных течений на планете составляет  $(25 \div 35) \cdot 10^9$  кВт, такого же порядка средняя мощность ураганов –  $(30 \div 40) \cdot 10^9$  кВт. Суммарная мощность приливов  $(2 \div 5) \cdot 10^9$  кВт уже превышена суммарной мощностью всех электростанций планеты. Стационарные электростанции даже при меньших мощностях оказывают заметное влияние на биосферу, так как у них гораздо больше продолжительность работы в течение года.

Важное значение для выпускников направления «Электроэнергетика и электротехника» имеет техника безопасности при работе в электроустановках. При нарушении правил техники безопасности можно попасть под напряжение. Даже небольшие величины токов, проходящих через живые организмы, могут вызвать трагические последствия. Поэтому уже на первом этапе учебного процесса необходимо усвоить основные требования и понятия правил техники безопасности.



# 1. ОСНОВЫ ТЕРМОДИНАМИКИ И ТЕПЛОВЫХ МАШИН



*Термодинамика основная наука 18 века. Она позволила создать учение об энергии, понять, что такое энергия*

## 1.1. Основы термодинамики

Термодина́мика (греч. *θέρμη* — «тепло», *δύναμις* — «сила») — раздел физики, изучающий соотношения и превращения теплоты и других форм энергии. В отдельные дисциплины выделились химическая термодинамика, изучающая физико-химические превращения, связанные с выделением или поглощением тепла, а также теплотехника.

Современную феноменологическую термодинамику принято делить на равновесную (термодинамику равновесных процессов, она же термодинамика квазистатических процессов, или классическая термодинамика) и неравновесную (термодинамику неравновесных процессов, она же термодинамика необратимых процессов).

При изучении в механике закона сохранения энергии, учитываются только два вида энергии: кинетическая энергия движения всего тела, как целого (движение центра масс тел), и потенциальная энергия взаимодействия с другими телами (гравитационная, упругая). При этом закон сохранения механической энергии выполнялся не всегда: если действовали силы трения или при ударе происходили неупругие деформации, закон сохранения механической энергии не выполнялся.

Однако было замечено, что в этих случаях при трении или неупругом ударе – тела нагреваются. Были поставлены многочисленные и весьма точные опыты, с целью учесть выделяющуюся при этом тепловую энергию. Для этого тела помещали в адиабатическую оболочку, то есть не проводящую тепло, и измеряли изменение температуры тела.

Эти опыты, а также многочисленные неудачные попытки построить вечный двигатель, позволяющий получать работу из



## Начала энергетики

ничего, без каких-либо затрат энергии, позволили в середине XIX века сформулировать принцип сохранения энергии, охватывающий все процессы в природе – первое начало термодинамики, и создать новую науку – термодинамику.

Термодинамика это наука о тепловых процессах, в которой не учитывается атомарно-молекулярное строение тел. В термодинамике изучаются взаимосвязи между макрохарактеристиками системы (например, давление и температура). Основой термодинамики являются так называемые «начала», то есть опытные законы, которые справедливы для всех систем независимо от их строения и агрегатного состояния. Исторически термодинамика стала наукой ещё до того, как более или менее точно узнали о внутреннем строении вещества. Термодинамика стала основной наукой XIX века.

Одно из основных понятий термодинамики – внутренняя энергия тела (системы). Внутренняя энергия тела складывается из кинетической энергии поступательного, вращательного и колебательного движений атомов и молекул и потенциальной энергии их взаимодействия. Кинетическая энергия и потенциальная энергия тела во внешнем поле (например, в поле тяготения) в состав внутренней энергии не входят. Внутренняя энергия зависит только от параметров состояния.

Внутреннюю энергию системы (газа) можно изменить за счёт работы. Работой расширения идеального газа  $A'$  является работа, которую газ совершает над внешними телами. В изобарном процессе ( $p = const$ ) работа расширения определяется по формуле

$$A' = p\Delta V,$$

где  $\Delta V = V_2 - V_1$  - изменение объёма.

Работа  $A$ , совершаемая внешними телами над газом, численно равна работе  $A'$ , но противоположна по знаку, то есть  $A = -A'$ . При расширении  $\Delta V > 0$  газ совершает положительную работу. При сжатии  $\Delta V < 0$  газ совершает отрицательную работу, а работа внешних сил является положительной.

Изменить внутреннюю энергию системы (газа) можно также за счёт нагревания или охлаждения. Процесс передачи энергии от одного тела другому без совершения работы называется теплообменом (теплопередачей). Энергия, передаваемая телу окружающей средой или другим телом без совершения работы на



## Начала энергетики

макроуровне, называется теплотой  $Q$ .

Физическая величина, численно равная количеству теплоты  $\Delta Q$ , которое необходимо сообщить телу для нагревания его на один градус, называется теплоёмкостью

$$C = \frac{\Delta Q}{\Delta T}.$$

Количество теплоты, необходимое для превращения при температуре кипения 1 кг жидкости в пар, называется удельной теплотой парообразования. Необходимо отметить, что при конденсации пара происходит выделение такого же количества тепла, которое было затрачено на превращение жидкости в пар.

Количество теплоты, выделяющееся при полном сгорании 1 кг данного топлива, называется удельной теплотой сгорания.

Термодинамика базируется на опытных законах, носящих всеобщий характер. Прежде всего, это закон сохранения энергии. Закон сохранения и превращения энергии, распространённый на тепловые явления, называется первым законом (началом) термодинамики. Формулируется он следующим образом: изменение внутренней энергии системы при переходе её из одного состояния в другое равно сумме работы внешних сил и количества теплоты, переданного системе:

$$\Delta U = A + Q. \quad (1.1)$$

Как показано выше, работа газа над внешними телами  $A'$  связана с работой внешних сил над газом  $A$  соотношением  $A = -A'$ . С учётом этого соотношения первый закон термодинамики можно представить в виде

$$Q = \Delta U + A'.$$

Суть последнего выражения состоит в том, что количество теплоты, переданное системе, идёт на изменение её внутренней энергии и на совершение системой работы против внешних сил. Принцип сохранения энергии один из главных постулатов физики; до сих пор ни в одном эксперименте не было обнаружено его нарушения.

Необходимо помнить, что величины, входящие в первый закон термодинамики (в зависимости от характера процесса) могут принимать положительные, отрицательные, а также нулевые значения.

Взаимные превращения теплоты и работы неравноценны;



## Начала энергетики

работа может быть полностью превращена в теплоту, а теплоту невозможно полностью превратить в работу. Машина, которая бы полностью превращала теплоту в работу, называется вечным двигателем второго рода. Вечный двигатель второго рода запрещается вторым законом термодинамики, хотя и не противоречит первому закону термодинамики.

Формулировки второго закона термодинамики.

«В природе невозможен процесс, единственным результатом которого была бы механическая работа, полученная за счёт охлаждения теплового резервуара» (*Уильям Томсон*).

«Теплота не переходит самопроизвольно от холодного тела к горячему» (*Рудольф Клаузис*).

Второй закон термодинамики также определяет, какая часть тепловой энергии может быть превращена в механическую.

Ещё этот закон утверждает, что превратить тепло в работу при постоянной температуре нельзя. Закон был открыт французским военным инженером и учёным *Садди Карно* (1824) исторически раньше открытия первого закона.

При работе обратимых машин (равенство Р. Клаузиса)

$$\frac{Q_1}{T_1} = \frac{Q_2}{T_2},$$

и тепло  $Q_1$  при температуре  $T_1$  эквивалентно теплу  $Q_2$  при температуре  $T_2$ ; ведь если поглощается  $Q_1$ , то всегда выделится  $Q_2$ .

При обратимых процессах  $\frac{Q}{T}$  поглощается столько, сколько и выделяется. Иначе говоря,  $\frac{Q}{T}$  не убывает и не прибывает. Отношение  $\frac{Q}{T}$  называется энтропией

$$S = \frac{Q}{T}.$$

За обратимый цикл изменение энтропии равно нулю. Единица измерения энтропии – джоуль на градус.

Если в систему обратимо втекает тепло  $\Delta Q$  при температуре  $T$ , то энтропия системы возрастает на



## Начала энергетики

$\Delta S = \frac{\Delta Q}{T}$ . Если  $T = 0$ , то  $S = 0$ . (третий закон термодинамики).

При обратимых изменениях полная энтропия всех участников не изменяется. При необратимых изменениях полная энтропия всегда возрастает.

Абсолютно обратимых процессов не существует, поэтому энтропия всегда возрастает. Обратимые процессы – это идеализированные процессы с минимальным приростом энтропии.

В силу второго начала термодинамики, энтропия  $S_i$  замкнутой системы не может уменьшаться (закон необувания энтропии). Математически это можно записать так:  $dS_i \geq 0$ , здесь индекс  $i$  означает, так называемую внутреннюю энергию, соответствующую замкнутой системе. В открытой системе возможны потоки тепла, как из системы, так и внутрь её.

Энтропию ещё вводят как функцию, устанавливающую направление самопроизвольных процессов. Энтропия – мера беспорядка в системе: полная упорядоченность частиц в системе (например, в кристаллах), соответствует минимуму энтропии, полный беспорядок – максимуму. Например, энтропия водяного пара больше, чем энтропия воды; в свою очередь энтропия воды больше, чем энтропия льда.

Энтальпия (от греч. *enthalpo* – нагреваю) – тепловая функция или теплосодержание – термодинамический потенциал, характеризующий состояние системы в термодинамическом равновесии при выборе в качестве независимых переменных давления, энтропии и числа частиц  $H(p, S, N)$ .

Энтальпия это та энергия, которая доступна для преобразования в теплоту при определённых температуре и давлении.

Энтальпия или энергия  $E$  системы равна сумме внутренней энергии  $U$  и потенциальной энергии  $E_n$

$$H = E = U + E_n.$$

Энтальпией системы удобно пользоваться в тех случаях, когда в качестве независимых переменных, определяющих состояние системы, выбирают давление  $p$  и температуру  $T$

$$H = H(p, T).$$



Равновесному состоянию системы в условиях постоянства  $S$  и  $p$  соответствует минимальное значение энтальпии. При тепловой изоляции тел (при  $p = const$ ) энтальпия сохраняется, поэтому её называют теплосодержанием. Количественно зависимость между изменением энтальпии ( $\Delta H$ ), энтропии ( $\Delta S$ ) и свободной энергии ( $\Delta G$ ) описывается уравнением Гиббса – Гельмгольца

$$\Delta G = \Delta H + T\Delta S.$$

## 1.2. Тепловые машины

Создание и развитие термодинамики было вызвано, прежде всего, необходимостью описания работы и расчёта [тепловых машин](#). Первыми тепловыми машинами были паровые двигатели, замкнутый термодинамический цикл которых, впервые был описан в 1690 году [Дени Папеном](#). Первые [тепловые двигатели](#) предназначались для подъёма воды из шахт и были изобретены английскими инженерами в 1698 году [Томасом Севери](#) и в 1712 году [Томасом Ньюкоменом](#). Если в насосе Т. Севери использовался пар в качестве тела, непосредственно толкающего воду, то машина Т. Ньюкомена была первой поршневой паровой машиной. Отметим, что идея использования поршня принадлежит Д. Папену.

Широкое применение паровых машин в промышленности началось после изобретения в 1774 году [Джеймсом Уаттом](#) паровой машины, в которой работа совершалась без использования атмосферного давления, что значительно сократило расход топлива. Д. Уатт дополнил свои машины важнейшими механическими изобретениями, такими как преобразователь поступательного движения во вращательное, центробежный регулятор, маховое колесо и т.д. В 1784 году Д. Уатт запатентовал универсальную паровую машину двойного действия, в которой пар совершал работу по обе стороны поршня.

[Джон Уолш](#) разработал паровую машину, предназначенную для работы в качестве двигателя паровоза. Однако это изобретение ещё не было востребовано, так как культура металлургии ещё не позволяла создавать надёжные рельсы и колёса. И вот такое полезное изобретение сначала «не пошло». Это ещё раз подтверждает мысль о том, что необходимо появиться в нужное время в нужном месте.

Тепловыми машинами являются паровые машины, двигатели внутреннего сгорания, реактивные двигатели, различные



## Начала энергетики

тепловые турбины и т.д. Сейчас разработано большое количество разнообразных тепловых машин, в которых реализованы различные термодинамические циклы.

Тепловые машины или тепловые двигатели предназначены для получения полезной работы за счёт теплоты, выделяемой вследствие химических реакций (сгорание топлива), ядерных превращений или по другим причинам (например, вследствие нагрева солнечными лучами). На рис. 1.1. приведена условная схема тепловой машины, рис. 1.2. иллюстрирует её термодинамический цикл. Для функционирования тепловой машины обязательно необходимы следующие элементы: [нагреватель](#), [холодильник](#) и [рабочее тело](#).

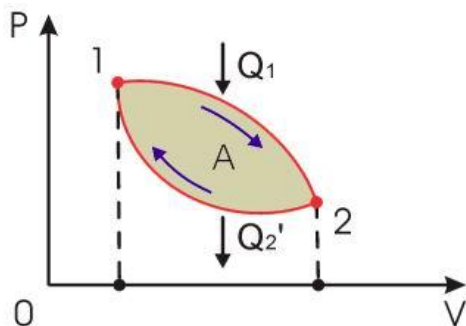
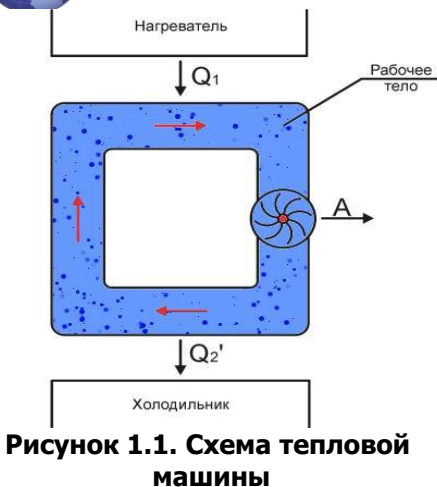
При этом, если необходимость в наличии нагревателя и рабочего тела обычно не вызывает сомнений, то холодильник как составная часть тепловой машины в явном виде зачастую отсутствует, так как в качестве холодильника выступает окружающая среда.

Принцип действия тепловых машин заключается в следующем. Нагреватель передаёт рабочему телу теплоту  $Q_1$ , вызывая повышение его температуры. Рабочее тело совершает работу  $A$  над каким-либо механическим устройством, например, приводит во вращение турбину, и далее отдаёт холодильнику теплоту  $Q'_2$ , возвращаясь в исходное состояние. Величина  $Q_2 = -Q'_2$  представляет собой количество теплоты, передаваемое холодильником рабочему телу, и имеет отрицательное значение.





Начала энергетики



Рабочий процесс протекает по часовой стрелке

**Рисунок 1.2.**  
**Термодинамический цикл**  
**тепловой машины**

Отметим, что наличие холодильника и передача ему части полученной от нагревателя теплоты, является обязательным, так как иначе работа тепловой машины невозможна. Действительно, для получения механической работы необходимо наличие потока, в данном случае потока теплоты. Если же холодильник будет отсутствовать, то рабочее тело неизбежно придёт в тепловое равновесие с нагревателем, и поток теплоты прекратится.

В соответствии с первым началом термодинамики (1.1), при осуществлении кругового процесса, из-за возвращения рабочего тела в исходное состояние, его внутренняя энергия за цикл не изменяется. Поэтому совершённая рабочим телом механическая работа равна разности подведённой и отведённой теплоты:

$$A = Q_1 - Q_2'.$$

Тепловой коэффициент полезного действия цикла любой тепловой машины можно рассчитать как отношение полезной работы  $A$  к количеству теплоты  $Q_1$ , переданной от нагревателя:

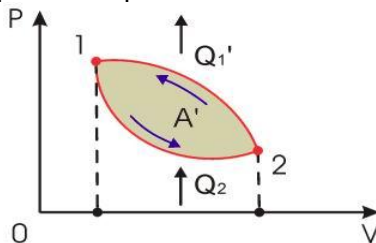
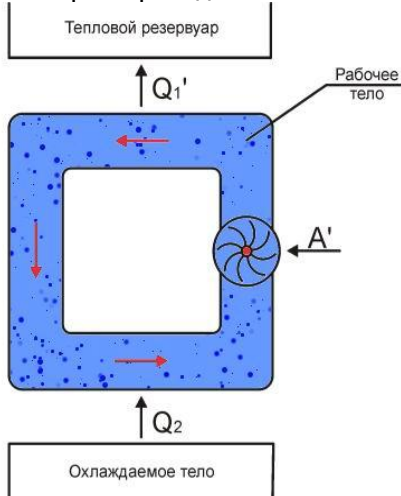
$$\eta = \frac{A}{Q_1} = \frac{Q_1 - Q_2'}{Q_1}. \quad (1.2)$$

Из выражения (1.2) следует, что КПД любой тепловой ма-



шины всегда меньше единицы, так как часть полученной от нагревателя теплоты должна передаваться холодильнику.

Холодильные машины. Термодинамический цикл, осуществляемый в обратном направлении, может быть использован для работы холодильной машины, схема и термодинамический цикл которой приведены соответственно на рис. 1.3 и рис. 1.4.



Рабочий процесс протекает против часовой стрелке

**Рисунок 1.4. Термодинамический цикл холодильной машины**

**Рисунок 1.3. Схема холодильной машины**

Такие машины, в отличие от тепловых двигателей, предназначены не для получения механической работы из теплоты, а позволяют осуществлять охлаждение различных тел за счёт совершения работы.

В холодильной машине за счёт совершения внешними телами работы  $A'$  над рабочим телом происходит отвод теплоты  $Q_2$  от охлаждаемого тела и передача теплоты  $Q_1'$  тепловому резервуару, в качестве которого обычно выступает окружающая среда.

Коэффициент полезного действия или холодильный коэффициент холодильной машины можно определить как отношение отнятой от охлаждаемого тела теплоты  $Q_2$  к затраченной для этого механической работе  $A'$ :



## Начала энергетики

$$\eta_{\text{холод. маш}} = \frac{Q_2}{A'} = \frac{Q_2}{Q_1 - Q_2}. \quad (1.3)$$

Так как в зависимости от конкретной конструкции холодильной машины количество отводимой от охлаждаемого тела теплоты  $Q_2$  может, как превышать затраченную работу  $A'$ , так и быть меньше её, то КПД холодильной машины, в отличие от КПД тепловой машины, может быть как больше, так и меньше единицы.

Тепловые насосы. Холодильная машина может быть использована не только для охлаждения различных тел, но и для отопления помещения. Действительно, даже обычный бытовой холодильник, охлаждая помещённые в нём продукты, одновременно нагревает воздух в комнате. Принцип динамического отопления предложил У. Томсон. Этот принцип положен в основу действия современных тепловых насосов (ТН); он заключается в использовании обращённого цикла тепловой машины для перекачки теплоты из окружающей среды в помещение.

Схема теплового насоса такая же, как и схема холодильной машины (рис.1.3). Основное отличие заключается в том, что теплота  $Q_1'$  подводится к нагреваемому телу, например к воздуху в обогреваемом помещении, а теплота  $Q_2$  забирается из менее нагретой окружающей среды. Термодинамические циклы холодильной машины и теплового насоса совпадают (рис. 1.4).

КПД теплового насоса определяется как отношение полученной нагреваемым телом теплоты  $Q_1'$  к затраченной для этого механической работе  $A'$ :

$$\eta_{\text{тепл. насоса}} = \frac{Q_1'}{A'} = \frac{Q_1'}{Q_1' - Q_2}. \quad (1.4)$$

Учитывая то, что отводимая от окружающей среды теплота  $Q_2$  всегда отлична от нуля, то КПД теплового насоса, в соответствии с его определением, обязательно должен быть больше единицы. Из сравнения формул (1.3) и (1.4) следует, что КПД теплового насоса является величиной, обратной КПД тепловой машины:

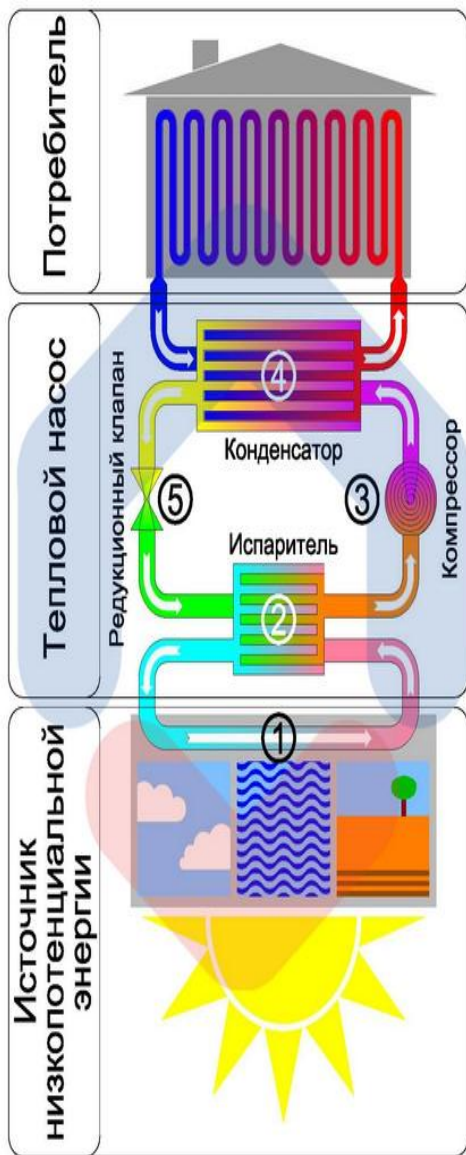


$$\eta_{\text{тепл.насоса}} = \frac{Q_1'}{A'} = \frac{-Q_1}{-A} = \frac{1}{\eta}.$$

КПД теплового насоса тем выше, чем больше теплоты  $Q_2$  отводится от окружающей среды. Это не противоречит законам термодинамики, так как в данном случае для перекачки теплоты от менее нагретой окружающей среды к более нагретому воздуху в помещении используется работа внешних сил. При этом на каких-то участках цикла рабочее тело может совершать положительную работу, так как при тепловом контакте с окружающей средой его температура должна быть ниже температуры среды.

Преимущество теплового насоса по сравнению с электронагревателем заключается в том, что на нагрев помещений используется не только преобразованная в теплоту электроэнергия, но и теплота, отобранная от окружающей среды. По этой причине эффективность тепловых насосов может быть гораздо выше обычных электронагревателей, что определяет их потенциальные возможности для широкого использования. Наибольшее распространение получили парокompрессионные и абсорбционные ТН, в которых в качестве теплопереносящих агентов используются галогенизированные углеводороды (фреоны) и аммиак, имеющие низкую температуру кипения.

Устройство теплового насоса. Принцип действия теплового насоса аналогичен принципу работы холодильных машин. Рассмотрим схему действия на примере насоса непосредственного испарения — так называемого «земляного» или геотермального (англ. *heothermal heat pump*). Принципиальная схема теплового насоса показана на рис. 1.5.



**Рис. 1.5. Геотермальный тепловой насос**

1. Охлаждённый теплоноситель, проходя по внешнему трубопроводу, нагревается на несколько градусов.

2. Внутри **теплового насоса** теплоноситель, проходя через теплообменник, называемый испарителем, отдаёт собранное из окружающей среды тепло во внутренний контур теплового насоса. Внутренний контур теплового насоса заполнен хладагентом. Хладагент, имея очень низкую температуру кипения, проходя через испаритель, превращается из жидкого состояния в газообразное. Это происходит при низком давлении и температуре  $-5^{\circ}\text{C}$ .

3. Из испарителя газообразный хладагент попадает в компрессор, где он сжимается до высокого давления и высокой температуры. Далее горячий газ поступает во второй теплообменник-конденсатор. В конденсаторе происходит теплообмен между горячим газом и теплоносителем из обратного трубопровода системы отопления дома. Хладагент отдаёт своё тепло в систему отопления, охлаждается и снова переходит в жидкое состояние, а нагретый теплоноситель системы отопления поступает к отопительным приборам.

4. При прохождении хладагента через редукционный клапан давление понижается, хладагент попадает в испаритель, и цикл повторяется снова.



## Начала энергетики

Теплоноситель течёт по коллектору — трубе, уложенной в грунт на глубине несколько метров. Теплоноситель нагревается от грунта на несколько градусов. Далее он течёт в теплообменник-испаритель. Испаритель — это камера, в которой происходит передача тепловой энергии от теплоносителя к специальной жидкости — хладагенту. Хладагент превращается в газообразное состояние (пар) при невысокой температуре. Слегка нагревшись от теплоносителя в теплообменнике, хладагент превращается в газ, и поступает компрессор насоса.

Компрессор сжимает хладагент, увеличивая его давление, за счёт этого происходит сильное увеличение температуры. После этого горячий хладагент поступает в другой теплообменник — конденсатор. В этом теплообменнике происходит передача тепловой энергии от хладагента к другому теплоносителю, протекающему в отопительных радиаторах. Одновременно с этим, хладагент охлаждается и конденсируется — переходит в жидкое состояние. Далее хладагент поступает в теплоноситель — испаритель, и цикл повторяется. Так, за счёт агрегатов теплового насоса — теплообменников (испарителя и конденсатора), а также компрессора, энергия земли поступает в отопительные радиаторы. Холодильное оборудование, например бытовой холодильник, работает аналогичным образом, только с учётом того, что тепло из холодильной установки переносится во внешнюю среду.

Воздухоохладитель (чиллер) — теплонасос обратного действия. Аналогичный принцип действия холодильных машин позволяет использовать тепловые насосы в качестве воздухоохладителя (кондиционера). Только перенос энергии осуществляется в противоположном направлении.

В этом случае регулятором температуры воздуха в помещении выступает холод, поступающий из грунта. Вместо отопительного радиатора к насосу подключается фанкойл. Фанкойл — это, по сути, внутренний блок обычной сплит-системы. Распределение поступления теплоносителя между отопительными радиаторами (зимой) и фанкойлами (летом) осуществляется системой разводки насоса.

В режиме пассивного охлаждения оборудование теплонасоса не задействуется, а в режиме активного охлаждения задействуются дополнительные агрегаты — теплообменник и компрессор насоса, которые позволяют получить дополнительное охлаждение.



## Начала энергетики

Существует несколько видов автономных теплонасосных систем отопления помещений, использующих энергию:

- почвы;
- грунтовых вод;
- окружающего воздуха.

Рассмотренные ТН являются парокомпрессионными. В абсорбционных ТН перепад давления в замкнутой системе теплоносителя осуществляется за счёт подвода теплоты от внешнего источника.

Термодинамический цикл Карно. В 1824 году С. Карно опубликовал свою работу "Размышления о движущей силе огня и о машинах, способных развивать эту силу", в которой им были сформулированы основные положения теории тепловых машин и впервые предложено второе начало термодинамики. Но только в 1834 году, после придания *Эмилем Клапейроном* этой теории доступной математической формы, идеи Карно получили широкое распространение для обоснования второго начала термодинамики.

При работе тепловой машины рабочее тело совершает замкнутый термодинамический цикл. Для любой реальной тепловой машины весь цикл, включая его отдельные процессы, необратим, что вызывает необходимость затрачивать часть произведённой работы для перевода рабочего тела в первоначальное состояние, обеспечивая замыкание кругового процесса. Указанные потери приводят к тому, что не вся произведённая работа становится полезной, а часть её теряется в самой тепловой машине, переходя в теплоту.

Максимальным КПД обладает тепловая машина, в которой цикл рабочего тела состоит только из равновесных тепловых процессов, и, следовательно, является обратимым. Однако для осуществления нагревания и охлаждения необходим теплообмен рабочего тела с нагревателем и холодильником тепловой машины, который тем более эффективен, чем большая разность температур. Возникающие при этом тепловые потоки нарушают состояние теплового равновесия и делают эти процессы необратимыми. Чтобы избежать этого, необходимо теплообмен осуществлять при очень малой разности температур, в пределе, для достижения равновесного процесса, при бесконечно малой разности. Поэтому реализовать равновесный процесс при теплообмене можно только в случае теплового равновесия рабочего тела и нагревателя (или холодильника).



## Начала энергетики

Таким образом, теплообмен с нагревателем и холодильником в рассматриваемой тепловой машине должен происходить при изотермических процессах, что эквивалентно требованию бесконечной медленности протекания этих процессов. Очевидно, что такое условие может быть выполнено только приближённо.

Другой процесс, который может протекать без возникновения тепловых потоков - это адиабатический процесс. Если он протекает бесконечно медленно, то такой процесс является равновесным и обратимым.

Указанные два равновесных процесса (изотермический и адиабатический) могут быть использованы для составления обратимого цикла. Такой обратимый круговой процесс в принципе может состоять из большого, в пределе даже бесконечного, числа следующих друг за другом изотермических и адиабатических процессов. Однако, для организации простейшего кругового процесса достаточно использования двух изотерм и двух адиабат. Такой равновесный термодинамический цикл получил название [цикла Карно](#). Возможность осуществления такого циклического процесса обусловлена тем, что с помощью адиабатического процесса всегда возможен переход между любыми изотермами, а с помощью изотермического - между любыми адиабатами.

Составленный таким образом цикл имеет для термодинамики такое же существенное значение, как и материальная точка в механике. Любой квазиравновесный процесс может быть аппроксимирован большим числом таких элементарных циклов. Подобно тому, как в механике вопрос о возможности считать тело материальной точкой решается в зависимости от условий конкретной задачи, так и в термодинамике вопрос о том, является ли циклический процесс квазиравновесным или нет, зависит от условий той задачи, которую необходимо решить.

Очевидно, что между телами, находящимися при одинаковых температурах и, следовательно, в состоянии теплового равновесия, не может происходить теплообмен. Из этого следует, что если считать процессы строго изотермическими, то при их протекании рабочее тело должно нагреваться от нагревателя и охлаждаться холодильником. То есть в циклическом процессе, состоящем из двух изотерм и двух адиабат, не может происходить передача теплоты между нагревателем (или холодильником) и рабочим телом. Однако, на примере такого простейшего идеального цикла (аналогично тому, как это делается в механике на примере материальной точки) можно изучить основные законы термодинамики, произвести их анализ.

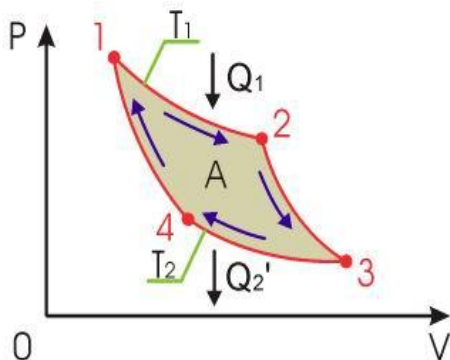




## Начала энергетики

Обратимый цикл Карно состоит из двух изотерм, описывающих процесс теплопередачи от нагревателя к рабочему телу и от рабочего тела к холодильнику, и двух адиабат, описывающих расширение и сжатие рабочего тела в тепловой машине (рис. 1.6). Температура нагревателя считается равной  $T_1$ , а температура холодильника - соответственно  $T_2$ . При этом температуры нагревателя  $T_1$  и холодильника  $T_2$  постоянны, что должно обеспечиваться бесконечно большой теплоёмкостью используемых тепловых резервуаров.

При первом изотермическом процессе (изотерма 1-2) происходит передача рабочему телу теплоты  $Q_1$ , причём эта теплота передаётся бесконечно медленно, при практически нулевой разнице температуры между нагревателем и рабочим телом (температура остаётся равной  $T_1$ ); при этом объём газа становится равным  $V_1' < V_2$ . Для идеального газа кривая 1-2 описывается уравнением  $pV = const$ .



В точке 1: давление -  $p_1$ , объём -  $V_1$ ;

В точке 2: объём -  $V_1'$ ;

В точке 3: давление -  $p_2$ , объём -  $V_2$ ;

В точке 4: объём -  $V_4'$ ;

**Рис. 1.6. Термодинамический цикл Карно**

Затем рабочее тело подвергается адиабатическому расширению без теплообмена с окружающей средой (адиабата 2-3), при этом газ охлаждается до температуры  $T_2 < T_1$ . В случае идеального газа кривая 2-3 описывается выражением  $pV^\gamma = const$ , где  $\gamma$  - постоянная, большая единицы; поэтому адиабатическая кривая падает круче изотермической.

Далее охлаждённый газ изотермически сжимается (изо-



## Начала энергетики

терма 3-4) при температуре  $T_2$ , холодильник забирает у рабочего тела теплоту  $Q'_2$ . Однако в этом процессе газ не вернётся в первоначальное состояние — температура его будет всё время ниже чем  $T_1$ . Поэтому изотермическое сжатие доводят до некоторого промежуточного объёма  $V'_2 < V_1$ .

После этого газ сжимается адиабатически до объёма  $V_1$ , при этом его температура повышается до  $T_1$  (адиабата 4-1). Теперь газ вернулся в первоначальное состояние, при котором объём его равен  $V_1$ , температура —  $T_1$ , давление —  $p_1$ , и цикл можно повторить вновь.

Итак, на участке 1-2-3 газ совершает работу ( $A > 0$ ), а на участке 3-4-1 работа совершается над газом ( $A < 0$ ). На участках 2-3 и 4-1 работа совершается только за счёт изменения внутренней энергии газа. Поскольку изменение внутренней энергии  $U_{2-3} = U_{4-1}$ , то и работы при адиабатных процессах равны:  $A_{2-3} = -A_{4-1}$ . Следовательно, полная работа, совершаемая за цикл, определяется разностью работ, совершаемых при изотермических процессах (участки 1-2 и 3-4). Численно эта работа равна площади фигуры, ограниченной кривой цикла 1-2-3-4.

В полезную работу фактически преобразуется только часть количества теплоты  $QT$ , полученной от нагревателя, равная  $QT_1 - QT_2$ . Итак, в цикле Карно полезная работа  $A = QT_1 - QT_2$ .

Максимальный коэффициент полезного действия идеального цикла, как показал С. Карно, может быть выражен через температуру нагревателя ( $T_1$ ) и холодильника ( $T_2$ ):

$$\eta_{\text{ид}} = \frac{T_1 - T_2}{T_1} = 1 - \frac{T_2}{T_1}.$$

Из формулы видно, что КПД двигателей тем больше, чем выше температура нагревателя и чем ниже температура холодильника.

Среди способов увеличения КПД тепловых машин двига-



## Начала энергетики

тель внутреннего сгорания оказался особенно эффективным. Сущность его состояла в устранении части потерь теплоты путём перенесения места сжигания топлива и нагревания рабочего тела внутрь цилиндра. Отсюда и происхождение названия — «двигатель внутреннего сгорания».

Первый двигатель внутреннего сгорания был создан в 1860 году французским инженером *Этьеном Ленуаром*, но эта машина была ещё весьма несовершенной. В 1862 году французский изобретатель *Бо де Роша* предложил использовать в двигателе внутреннего сгорания четырёхтактный цикл: 1) всасывание; 2) сжатие; 3) горение и расширение; 4) выхлоп. Эта идея была использована немецким изобретателем *Николаусом Отто*, построившим в 1878 году первый четырёхтактный газовый двигатель внутреннего сгорания. КПД этого двигателя достигал 22%, что превосходило значения, полученные при использовании двигателей всех предшествующих типов.

Развитие нефтяной промышленности дало новые виды топлива – керосин и бензин. В бензиновом двигателе для более полного сгорания топлива перед впуском в цилиндр его смешивают с воздухом в специальных смесителях, называемых карбюраторами. Рабочим телом в двигателях внутреннего сгорания фактически является воздух. В отличие от паровых машин здесь топливо сжигается для нагревания газа, а не для превращения жидкости в пар.

Для дальнейшего повышения КПД двигателя внутреннего сгорания в 1892 году немецкий инженер *Рудольф Дизель* предложил использовать ещё большие степени сжатия рабочего тела. Высокая степень сжатия без детонации достигается в двигателе Дизеля за счёт того, что сжатие подвергается не горючая смесь, а только воздух. По окончании процесса сжатия в цилиндр впрыскивается горючее. Для его зажигания не требуется никакого специального устройства, так как при высокой степени адиабатического сжатия воздуха его температура повышается до 600 – 700 °С. Горючее, впрыскиваемое с помощью топливного насоса через форсунку, воспламеняется при соприкосновении с раскалённым воздухом.



### 1.3. Принцип наименьшего действия

Принцип наименьшего действия или принцип Гамильтона — способ получения уравнений движения путём поиска стационарного значения специального функционала — действия. Назван в честь *Уильяма Гамильтона*, использовавшего этот принцип для построения, так называемого гамильтонова формализма в классической механике. Получаемые с его помощью уравнения движения имеют название уравнений Эйлера — Лагранжа. Все фундаментальные законы природы могут быть выведены с помощью принципа наименьшего действия.

Первую формулировку принципа дал *Пьер Луи де Мопертюи* в 1744 году (Кёниг оспаривал его изобретение теории наименьшего действия), сразу же указав на его универсальную природу, считая, что он подходит к оптике и механике. Из данного принципа он вывел законы отражения и преломления света. П. Мопертюи в более ранних работах сформулировал сходный принцип для равновесия тел («Закон тел в покое», 1741) и для света («Согласие нескольких законов природы, до сих пор казавшихся несовместимыми», 1744), интерпретировал принцип Ферма как одно из проявлений принципа наименьшего действия. Принцип Ферма постулирует: свет выбирает из всевозможных путей тот, который требует наименьшего времени на его прохождение. Принцип наименьшего действия имеет и глубокий философский аспект, связанный с принципом причинности.

П. Мопертюи пришёл к этому принципу из ощущения, что совершенство Вселенной требует определённой экономии в природе и противоречит любым бесполезным расходам энергии. Естественное движение должно быть таким, чтобы сделать некоторую величину минимальной. Эта величина является произведением продолжительности (времени) движения в пределах системы на удвоенную величину, которую мы теперь называем кинетической энергией системы.

*Леонард Эйлер* (1748) принимает принцип наименьшего количества действия, называя его «усилием». Его выражение соответствует тому, что мы теперь назвали бы потенциальной энергией, так что его утверждение наименьшего количества действия в статике эквивалентно принципу, что система тел в покое примет конфигурацию, которая минимизирует полную потенциальную энергию.

В классической механике принцип минимального действия формулируется следующим образом: «между двумя заданными



## Начала энергетики

точками материальное тело движется так, чтобы интеграл по времени от разности кинетической и потенциальной энергий был минимальным». Поразительным является тот факт, что вдоль этой траектории некоторая довольно абстрактная величина, составленная из физических характеристик частицы и поля, имеет наименьшее возможное значение. Для любой другой соседней траектории, не являющейся истинной траекторией движения, действие уже будет несколько больше. Движущееся тело как бы само выбирает из множества возможных свой путь, единственный и неповторимый.

В электростатике принцип минимального действия может быть сформулирован следующим образом: электрические заряды в покое распределяются таким образом, что электростатическая энергия системы является минимальной. Другим примером принципа минимального действия в электротехнике является распределение плотности тока в объёмном проводнике - линии тока в проводнике распределяются таким образом, что потеря энергии в нём будет минимальной.

В оптике можно считать, что принципу минимального действия соответствует принцип Ферма (принцип наименьшего времени). Этот принцип, сформулированный в I веке [Героном Александрийским](#) для отражения света, в общем виде был сформулирован [Пьером Ферма](#) в [1662 году](#) в качестве самого общего закона геометрической оптики. Принцип наименьшего времени совсем иначе объясняет причину явлений в природе. Вместо причинной обусловленности, когда из одного действия вытекает другое, этот принцип говорит следующее: «свет выбирает путь с наименьшим, временем».



## КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ И ЗАДАЧИ

1. Основные физические величины в энергетике.
2. Характерный вид кривой зависимости температуры насыщения пара от давления.
3. Как нагреть воду до температуры свыше 100 °С?
4. Какие параметры пара называют критическими?
5. Сверхкритические и суперсверхкритические параметры пара.
6. Какой пар называется влажным?
7. Какой пар называется перегретым?
8. Основные понятия термодинамики.
9. Внутренняя энергия системы.
10. Первое начало термодинамики.
11. Второе начало термодинамики.
12. Третье начало термодинамики.
13. Энтропия.
14. Энтальпия.
15. Тепловые машины.
16. [Холодильные машины.](#)
17. [Тепловые насосы.](#)
18. Устройство теплового насоса.
19. Термодинамический цикл Карно.
20. Что такое степень напряжённости материала?
21. Когда наступает хрупкое разрушение материала?
22. Принцип наименьшего действия.
23. Если идеальный газ совершил работу против внешних сил таким образом, что в любой момент времени совершённая работа равна уменьшению внутренней энергии газа, то какой процесс произошёл (адиабатический, изохорический, изобарический, изотермический, такой процесс невозможен).
24. Передача теплоты идеальному газу производится таким образом, что в любой момент времени переданное количество теплоты равно работе, совершённой газом. Какой процесс при этом произошёл? (адиабатический, изохорический, изобарический, изотермический, такой процесс невозможен).
25. Давление идеального газа увеличилось в два раза при неизменной температуре. Как при этом изменится объём газа. (увеличится в два раза, уменьшится в два раза, увеличится в четыре раза, не изменится)
26. Давление идеального газа уменьшилось в два раза, а температуре газа увеличилась в два раза. Как при этом изменится



## Начала энергетики

объём газа. (увеличится в два раза, уменьшится в два раза, увеличится в четыре раза, не изменится)

27. При сжатии объём неизменного количества идеального газа уменьшился в 2 раза, давление газа уменьшилось в 2 раза. Как при этом изменилась температура газа?

28. Что такое парообразование? Какие виды парообразования Вы знаете?

29. Что такое кипение? Чем отличается процесс кипения от испарения?

30. Опишите механизм испарения. Что происходит с температурой жидкости при испарении? Почему?

31. Что такое насыщенный пар? Как зависит давление насыщенного пара от температуры?

32. Как зависит температура кипения от атмосферного давления? Можно ли привести воду в состояние кипения при комнатной температуре?

33. В сосуде с поршнем находится насыщенный пар. Изобразите графически (в координатах  $p, V$ ), как будет меняться давление в сосуде, если медленно вдвигать поршень?

34. Если идеальный газ совершил работу против внешних сил таким образом, что в любой момент времени совершённая работа равна уменьшению внутренней энергии газа, то какой процесс произошёл (адиабатический, изохорический, изобарический, изотермический, такой процесс невозможен).

35. Передача теплоты идеальному газу производится таким образом, что в любой момент времени переданное количество теплоты равно работе, совершённой газом. Какой процесс при этом произошёл? (адиабатический, изохорический, изобарический, изотермический, такой процесс невозможен).

36. Давление идеального газа увеличилось в два раза при неизменной температуре. Как при этом изменится объём газа. (увеличится в два раза, уменьшится в два раза, увеличится в четыре раза, не изменится)

37. Давление идеального газа уменьшилось в два раза, а температуре газа увеличилась в два раза. Как при этом изменится объём газа. (увеличится в два раза, уменьшится в два раза, увеличится в четыре раза, не изменится)

38. При сжатии объём неизменного количества идеального газа уменьшился в 2 раза, давление газа уменьшилось в 2 раза. Как при этом изменилась температура газа?

39. Что такое парообразование? Какие виды парообразования Вы знаете?



Начала энергетики

40. Что такое кипение? Чем отличается процесс кипения от испарения?

41. Опишите механизм испарения. Что происходит с температурой жидкости при испарении? Почему?

42. Что такое насыщенный пар? Как зависит давление насыщенного пара от температуры?

43. Как зависит температура кипения от атмосферного давления? Можно ли привести воду в состояние кипения при комнатной температуре?

44. В сосуде с поршнем находится насыщенный пар. Изобразите графически (в координатах  $p, V$ ), как будет меняться давление в сосуде, если медленно вдвигать поршень?

45. При неизменной абсолютной температуре концентрация молекул идеального газа была увеличена в 4 раза. Как изменилось при этом давление газа? (увеличилось в 4 раза, увеличилось в 2 раза, уменьшилось в 4 раза, не изменилось).

46. Абсолютное давление перед турбиной составляет 240 ат. Выразите его в мегапаскалях и в барах.

47. Вакуум в конденсаторе составляет 95 %. Чему равно разрежение, если атмосферное давление составляет 105 кПа?

48. Турбину покидает 330 МВт теплоты. Переведите это значение в Гкал/ч.

49. Что такое температура насыщения? Какой основной параметр её определяет?

50. Пар находится в состоянии насыщения? Как изменится его состояние при охлаждении и при нагревании?

51. Назовите виды энергетического топлива. Какое из них обладает

наибольшей калорийностью?

52. Что такое условное топливо?

Задача № 1. Двигатель работает по циклу Карно. Как изменится КПД теплового двигателя, если при постоянной температуре холодильника  $17^{\circ}\text{C}$  температуру нагревателя

повысить со  $127$  до  $447^{\circ}\text{C}$ ? (Ответ:  $\eta_2 / \eta_1 = \frac{60\%}{27,5\%} = 2,2$ ).

Задача № 2. Определить КПД двигателя, которому для выполнения работы  $1,9 \times 10^7 \text{ Дж}$  потребовалось  $1,5 \text{ кг}$  топлива с удельной теплотой сгорания  $4,2 \times 10^7 \text{ Дж/кг}$ . (Ответ:  $\eta \approx 30\%$ ).

Задача № 3. Рабочее тело (газ) тепловой машины, работающей по идеальному циклу Карно, получает от





## Начала энергетики

нагревателя  $8,36 \times 10^3$  Дж теплоты и 80% от неё передаёт холодильнику. Найти КПД цикла и работу, совершённую машиной. (Ответ:  $\eta = 20\%$ ,  $A = 1,67 \times 10^3$  Дж).

Задача № 4. Температура нагревателя идеальной тепловой машины в 3 раза выше, чем холодильника. Нагреватель передал газу количество теплоты 42 кДж. Какую работу совершил газ? (Ответ:  $A = 28 \times 10^3$  Дж).

Задача № 5. Идеальная тепловая машина работает по циклу Карно, КПД которого 40%. Температура приёмника  $0^\circ \text{C}$ . Найти температуру нагревателя и работу изотермического сжатия, если температура изотермического расширения 8 Дж. (Ответ:  $A = 4,8$  Дж).

Задача № 6. Идеальная тепловая машина, работающая по циклу Карно, получает теплоту от нагревателя с температурой  $t_1 = 200^\circ \text{C}$  ( $T = t_1^\circ \text{C} + 273$ ) и отдаёт теплоту холодильнику с температурой  $t_2 = 12^\circ \text{C}$ , совершая за один цикл работу  $A_{12} = 10$  МДж. Определить количество теплоты  $Q_2$ , отдаваемое

холодильнику за один цикл. (Ответ:  $Q_2 = \frac{T_2}{T_1 - T_2} A_{12} = 15,5$

МДж).

Задача № 7. Нагреватель тепловой машины, работающей по циклу Карно, имеет температуру  $t_1 = 200^\circ \text{C}$ . Определить температуру  $T_2$ , охладителя, если при получении от нагревателя количества теплоты  $Q_1 = 1$  Дж машина совершает работу  $A = 0,4$  Дж? Потери на трение и теплоотдачу не учитывать. (Ответ:  $T_2 = 284 \text{ К}$ ).

Задача № 8. В идеальной тепловой машине, абсолютная температура холодильника которой вдвое меньше температуры нагревателя, не меняя температуры нагревателя температуру холодильника понизили вдвое. Как изменится КПД машины.

Задача № 9. Нагреватель тепловой машины, работающей по циклу Карно, имеет температуру  $t_1 = 200^\circ \text{C}$ . Определить температуру  $T_2$ , охладителя, если при получении от нагревателя количества теплоты  $Q_1 = 1$  Дж машина совершает работу  $A = 0,4$



## Начала энергетики

Дж? Потери на трение и теплоотдачу не учитывать. (Ответ:  $T_2 = 284 \text{ К}$ ) – 5 баллов.

Задача № 10. В идеальной тепловой машине, абсолютная температура холодильника которой вдвое меньше температуры нагревателя, не меняя температуры нагревателя, температуру холодильника понизили вдвое. Как изменится КПД машины.

Задача № 11. Чему равна работа, совершаемая идеальной тепловой машиной за один цикл, в котором газ получает от нагревателя 75 кДж теплоты при абсолютной температуре нагревателя, втрое большей абсолютной температуры холодильника?

Задача № 12. В некотором процессе газ совершил работу, равную 5 МДж, а его внутренняя энергия уменьшилась на 2 МДж. Какое количество теплоты передано газу в этом процессе?

Задача № 13. В идеальном тепловом двигателе из каждого килоджоуля теплоты, полученной от нагревателя, 700 Дж отдаётся холодильнику. Если температура нагревателя равна 227 °С, то чему равна температура холодильника?

Задача № 14. Температура нагревателя идеального теплового двигателя 127 °С, а температура холодильника 7 °С. Количество теплоты, получаемое двигателем ежесекундно от нагревателя, равно 50 кДж. Какое количество теплоты отдаётся холодильнику за 1 секунду?

Задача № 15. Температура нагревателя идеального теплового двигателя 227 °С, а температура холодильника 27 °С. Количество теплоты, получаемое двигателем ежесекундно от нагревателя, равно 50 кДж. Какое количество теплоты отдаётся холодильнику за 1 секунду?

Задача № 16. В идеальном тепловом двигателе из каждого килоджоуля теплоты, полученной от нагревателя, 300 Дж отдаётся холодильнику. Определить температуру нагревателя, если температура холодильника равна 7 °С?

Задача № 17. При изотермическом расширении идеальному газу сообщили 10 Дж тепла. Чему равна работа, совершённая газом?

Задача № 18. КПД теплового двигателя равен 25%. Во сколько раз количество теплоты, полученное двигателем от нагревателя, больше совершённой им полезной работы?

Задача № 19. На сколько процентов повысится КПД тепловой машины, если, не изменяя температуру холодильника, повысить температуру нагревателя в  $n$  - раз?

Задача № 20. В некотором процессе газ совершил работу,



## Начала энергетики

равную 2 МДж, а его внутренняя энергия уменьшилась на 3 МДж. Какое количество теплоты газ в этом процессе передал в окружающую среду?

Задача № 21. Температура нагревателя идеальной тепловой машины, работающей по циклу Карно,  $227^{\circ}\text{C}$ . Определить температуру холодильника, если за счёт каждого килоджоуля теплоты, полученной от нагревателя, двигатель совершает 350 Дж механической работы.

Задача № 22. Тепловая машина с КПД 40% за цикл работы, получает от нагревателя 150 Дж. Какую полезную работу машина совершает за цикл?

Задача № 23. Идеальный газ отдал 300 Дж теплоты, а внешние силы совершили над ним работу 100 Дж. Как при этом изменилась внутренняя энергия газа? (увеличилась на 400 Дж, увеличилась на 200 Дж, увеличилась на 200 Дж, увеличилась на 400 Дж)

Задача № 24. Тепловая машина с КПД 60% за цикл работы, получает от нагревателя 50 Дж. Какое количество теплоты машина отдаёт за это время в окружающую среду? (20 Дж, 30 Дж, 50 Дж, 80 Дж)

Задача № 25. Тепловая машина с КПД 60% за цикл работы, получает от нагревателя 100 Дж. Какую полезную работу машина совершает за цикл?

Задача № 26. Идеальный газ сначала охлаждался при постоянном объёме, потом его объём уменьшался при постоянном давлении, затем при постоянной температуре объём газа увеличился до первоначального значения. Нарисовать в координатах  $p$ - $V$  график изменения состояния газа.

Задача № 27. Тепловая машина за цикл работы получает от нагревателя 100 Дж и отдаёт холодильнику 40 Дж. Чему равен КПД тепловой машины? (40%, 60%, 29%, 43%).

Задача № 28. Тепловая машина с КПД 50% за цикл работы, получает от нагревателя 100 Дж. Какую полезную работу машина совершает за цикл? (200 Дж, 150 Дж, 100 Дж, 50 Дж).

Задача № 29. Тепловая машина с КПД 20% за цикл работы, отдаёт холодильнику 80 Дж. Какую полезную работу машина совершает за цикл? (100 Дж, 64 Дж, 20 Дж, 16 Дж).

Задача № 30. Идеальный газ сначала охлаждался при постоянном давлении, потом его давление увеличивалось при постоянном объёме, затем при постоянной температуре уменьшилось до первоначального значения. Нарисовать в координатах  $p$ - $T$  график изменения состояния газа.



## Начала энергетики

Задача № 31. Идеальный газ совершил работу 100 Дж и отдал количество теплоты 300 Дж. Как при этом изменилась внутренняя энергия газа? (увеличилась на 400 Дж, увеличилась на 200 Дж, уменьшилась на 400 Дж, уменьшилась на 200 Дж).

Задача № 32. Тепловая машина за цикл совершает работу 50 Дж и отдаёт холодильнику 40 Дж. Чему равен КПД тепловой машины? (100%, 50%, 33%, 67%).

Задача № 33. Идеальный газ сначала нагревался при постоянном давлении, потом его давление уменьшилось при постоянном объёме, затем при постоянной температуре давление газа увеличилось до первоначального значения. Нарисовать в координатах  $p$ - $T$  график изменения состояния газа.



## 2. ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ЭЛЕКТРОТЕХНИКИ

### 2.1. Философия теоретических основ электротехники

В этом разделе рассматриваются основные этапы формирования философии теоретических основ электротехники (ТОЭ). Анализируется борьба двух основных направлений: картезианства и ньютонианства в процессе становления истоков философии ТОЭ, а также динамика формирования российских научных школ теоретических основ электротехники. Описан вклад таких учёных, как Рене Декарт, Готфрид Лейбниц, Исаак Ньютон, Леонард Эйлер, Христиан Вольф в формирование современной философии ТОЭ.

Семантика слова «философия» (от греч. — любовь к мудрости). Сам термин «философия» при названии особой науки впервые использовался Платоном (427–347 гг. до н. э.). Первой исторической формой философского мышления стала натурфилософия. В дальнейшем возникли такие философские дисциплины, как онтология (учение о бытии), гносеология (теория познания), логика, философия техники, философия науки. «Философия науки — область философии, изучающая науку как специфическую сферу человеческой деятельности и как развивающуюся систему знаний».

Место философии в научном познании определено самим развитием науки и практики, построением различных фундаментальных научных теорий, разработкой самых современных методов исследования. Важно понять и социальный аспект значимости философии, который позволяет осознать закономерную связь развития естествознания с нынешними социальными условиями в России.

«Философия науки рассматривает общие мировоззренческие и социальные проблемы развития научного знания. К их числу относятся: предмет науки и структура научного знания, закономерности развития науки, соотношение научного и ненаучного знания, методология и процесс получения нового знания, соотношение науки и общества, этические проблемы сообщества учёных и др. Все эти философские размышления выходят на центральную проблему философии науки — проблему роста научного знания. Стало быть, философия науки как связующее звено между наукой и философией — это то, что философы думают о науке».



## Начала энергетики

Ученик Платона, древнегреческий философ Аристотель (384–322 гг. до н. э.), считал философию наукой наук. Он первым произвел классификацию наук, ввёл в научный оборот термин «энергия». Явился родоначальником метафизики (суть метафизического метода познания — в отрицании саморазвития, в утверждении о недоступных опыту принципах бытия).

В эпоху Средневековья (III–XIV вв.) философия воспринималась в роли приложения к теологии (совокупность различных доктрин и учений о сущности и действии Бога). В эпоху Возрождения (XV–XVI вв.) изменяется основа философствования, т. е. философия приобрела материалистическую направленность. Эпоха Возрождения (Ренессанса) породила научную революцию (XVI–XVII вв.), которая длилась почти 140 лет. Именно в это время возникла наука в современном её понимании.

Начиная с эпохи Возрождения, по мере обретения самостоятельного статуса, науки отделялись от философии и занимали своё место в общей системе знаний. По определению: «Естествознание — совокупность наук о природе, теоретическая основа промышленности...». Благодаря научным теориям естественных наук появилась возможность представить общую картину природы как единого целого.

Развитие и потребности производства предопределили возникновение ряда самостоятельных наук, одной из основ которых является опытное исследование природы. Таким образом, одними из первых возникли физика (от греч. — *природа*) и химия.

Формирование физики как науки относится к периоду начала XVII века. В начальный период наука физика занималась по существу собиранием фактов и их систематизацией и классификацией (т. е. изучением частного — индукцией). По существу, физика (с её разделами «Электричество» и «Магнетизм»), которая относится к числу одной из основных отраслей современного естествознания, и способствовала возникновению электротехники и её теоретических основ. Этому предшествовал длительный период накопления знаний об электричестве и магнетизме. Универсальность энергетических переходов электричества именно и есть диалектика материальных превращений.

Термин «электричество» предложил ввести в научный оборот Уильям Гильберт. «Электричество — совокупность явлений, обусловленных существованием, движением и взаимодействием электрически заряженных тел или частиц». Картезианское направление в физике сформировалось под влиянием французского философа и учёного Рене (Картезия) Декарта (1596–1650),



## Начала энергетики

одного из виднейших представителей философского рационализма. С него берёт начало философия как рациональная метафизика, философия индивидуального сознания и достоверности знания.

Картезианцы не признавали в физике такое понятие, как сила (одно из основных понятий этой науки) и больше рассчитывали на «силу своего ума». Они представляли все физические явления как результат движения больших и малых частиц (при этом все эти частицы считались образованными из единой материи). По мнению Рене Декарта, которое он высказал в книге «Начала философии»: «Вся философия подобна как бы дереву...ствол — физика, а ветви, исходящие от этого ствола, — все прочие науки, сводящиеся к трём главным: медицине, механике и этике». Под корнями этого «гипотетического дерева» он понимал «учение о началах бытия и познания». В решении основного вопроса философии (об отношении мышления к бытию) он стоял на позициях дуализма.

Философская и научная деятельность Френсиса Бэкона (1561–1626) проходила под девизом «Знание — сила». Он являлся активным сторонником идеи о морском могуществе: «Кто владеет морем, тот владеет миром». В дальнейшем эту идею развили военно-морские теоретики: англичанин Ф. Х. Колумб (1831–1899) и американец А. Т. Мэхэм (1840–1914). Характерно, что Ф. Бэкон явился родоначальником научного метода.

Одним из первых деятелей научной революции стал Галилео Галилей (1564–1642), который, по сути, открыл историю динамики. В 1686 году немецкий физик, философ-идеалист Готфрид Лейбниц (1646–1716) открыл закон сохранения механической энергии: в системе тел, между которыми действуют только консервативные силы, полная механическая энергия сохраняется, т. е. не изменяется со временем (в свою очередь, закон сохранения механической энергии связан с однородностью времени). Определил в качестве количественной меры движения «живую силу» (кинетическую энергию). Он критически переработал идеи Демокрита, Платона, Рене Декарта, Б. Спинозы. Свои физические воззрения он изложил в работе «Доказательство памятной ошибки Декарта» (1686). Его ученик и систематизатор его философии Христиан Вольф (1679–1754) в дальнейшем стал учителем М. В. Ломоносова (1711–1765).

В 1687 году появилась работа И. Ньютона (1643–1727) «Математические начала натуральной философии», в которой он подвёл итог столетнего точного естествознания. У Ньютона впер-



## Начала энергетики

вые появляются обобщения фактов электрической природы молнии, даётся оценка роли электрических и магнитных сил в природных явлениях. Для объяснения природы электрических взаимодействий И. Ньютон впервые использовал гипотезу эфира. Ньютон создал механику, в которой понятие «сила» трактовалось как причина механического движения. Творчеством Ньютона завершилась вторая научная революция.

Одной из главных черт становления физики конца XVII и первых десятилетий XVIII столетия было противоборство двух основных направлений в этой науке: картезианского и ньютоновского. Разногласия между ньютоновцами и картезианцами касались как понимания природы силы тяготения, так и выдвижения различных научных гипотез. В результате борьбы двух концепций победу в XVIII столетии одержали ньютоновцы. При этом электрические и магнитные явления они объясняли на основе представлений об особых материях — электрической и магнитной. Леонард Эйлер (1707–1783) воспринял философские и математические идеи Г. Лейбница, т. е., по сути, явился его учеником.

Апогеем развития философии периода Просвещения (XVII–XVIII вв.) стало учение французского философа Поля Гольбаха (1723–1789) и немецкого учёного Иммануила Канта (1724–1804). В своём труде «Система природы» Поль Гольбах выразил своё материалистическое понимание последней.

Немецкий учёный, представитель классической философии Георг Гегель (1770–1831) пришёл к выводу, что окружающий мир являет собой саморазвивающуюся систему, и сформировал общую теорию развития — диалектику. В своей работе «Философия природы» он отнёс к основной форме природного бытия физику. Диалектическая система Гегеля состоит из трёх частей: логики, философии природы, философии духа. По его мнению, философия природы содержит три раздела: механика, физика, органическая физика. Он подверг критике метафизический метод мышления. «Центральное место в диалектике Гегеля занимает категория противоречия как единства взаимоисключающих и одновременно — взаимопредполагающих друг друга противоположностей (полярных понятий)». Георг Гегель явился автором центральных законов диалектики:

- единства и борьбы противоположностей;
- взаимного перехода количественных и качественных изменений;
- отрицания отрицания.

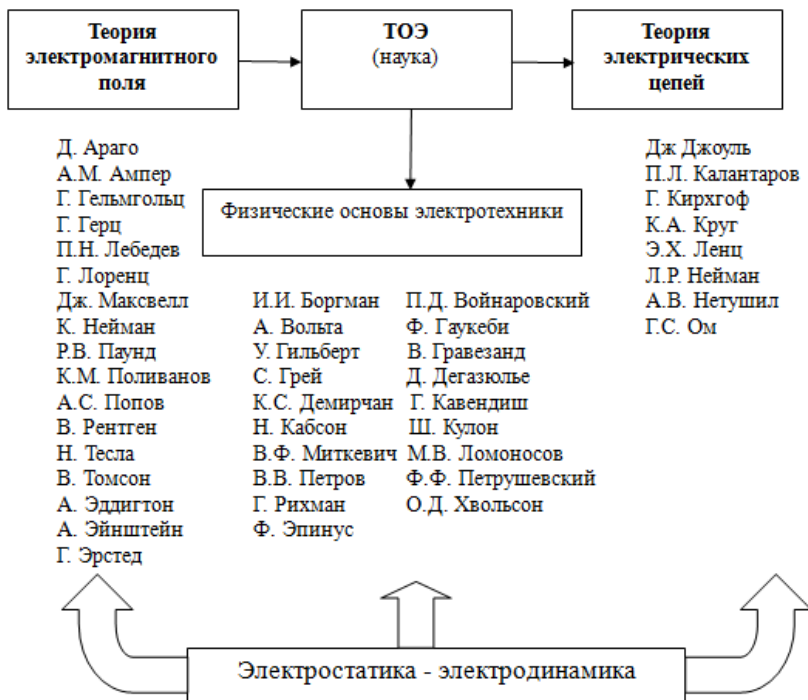
На определённом этапе развития теоретические основы





## Начала энергетики

электротехники трансформировались в самостоятельную отрасль науки и одновременно от собирания и описания фактов учёные перешли к установлению законов и теоретических выводов. Общепринятое время образования самой науки электротехники относится к 1920-м годам.



По определению: «Электротехника — отрасль науки и техники, связанная с применением электрических и магнитных явлений для преобразования энергии, получения и изменения химического состава веществ, производства и обработки материалов, передачи информации, охватывающая вопросы получения преобразования и использования электрической энергии в практической деятельности человека». Во второй половине XIX века в физике разрабатывается концепция электродинамики. Появляется теория гипотетического эфира. Именно в это время получили мощное развитие основополагающие принципы диалектики — принцип развития и принцип всеобщей взаимосвязи.



## Начала энергетики

«Огромные успехи электродинамики — построение электромагнитной теории света, синтез электрических, магнитных и световых явлений и необозримый поток технических приложений электротехники — всё это не могло не привести в конце XIX века к выдвигению программы построения единой электромагнитной картины мира, иначе говоря, сведения всех явлений к электромагнитным и к взаимодействию электромагнитного поля с зарядами».

В дальнейшем учёные-электротехники не могли обойтись без философии, без мировоззрения, без теории познания (гносеологии). Научная философия даёт возможность учёному-исследователю исследовать изучаемую им проблему с более широкой, объективной точки зрения. «Фундаментом электротехники» принято считать открытое в 1831 году английским учёным М. Фарадеем явление электромагнитной индукции. А открытый Джоулем в 1842 году закон, согласно которому количество тепла, выделяющегося при прохождении электрического тока, прямо пропорционально квадрату силы тока, сопротивлению проводника и времени, стал одной из важнейших предпосылок установления закона сохранения и превращения энергии (открыт учёным Г. Гельмгольцем в 1847 году).

До 1905 года существовали два закона: закон сохранения массы и закон сохранения энергии. А. Эйнштейн в разработанной им теории относительности объединил эти два закона в один. Практически он самым радикальным способом изменил стиль физического мышления. Развитие и совершенствование электротехнических устройств и аппаратов способствовало возникновению таких научных дисциплин, как: техника высоких напряжений, теория электрических цепей, теория электрических машин, электропривод, электромеханика, преобразовательная техника и т. д.

В качестве совершенствования междисциплинарных связей представляется целесообразным в высших учебных заведениях на занятиях по гуманитарным дисциплинам при изучении дисциплины «Философия» в качестве примеров приводить: 1-е правило Кирхгофа (алгебраическая сумма токов притекающих и вытекающих из узла равна нулю) как частный случай закона сохранения материи; правило Ленца (наведённый ток всегда имеет такое направление, что его магнитное поле противодействует процессам, вызывающим индукцию) как частный случай третьего закона Ньютона; закон обратных квадратов (закон Кулона — в электростатике, закон Д. Бернулли — в гидродинамике, силы вза-



имодействия между полюсами магнитов).

Философия теоретических основ электротехники является специфической прикладной и самостоятельной областью научных знаний, для которой характерно наличие объективных закономерностей развития на различных исторических этапах её становления.

Представляется целесообразным в настоящее время в качестве философии теоретических основ электротехники как отрасли науки рассматривать диалектический материализм. В свою очередь, диалектический материализм возник как результат исторического развития философии и науки. Характерно, что известный немецкий учёный-электротехник Георг Симон Ом (1787–1854) и нидерландец Хейке Камерлинг-Оннес (1853–1926) (открыл явление сверхпроводимости) имели учёную степень доктора философии. Называл себя философом и Майкл Фарадей (по образованию химик).

Естественные науки взаимодействуют с техническими науками, открывают новые законы природы, формируют теоретическую основу для качественно нового развития науки в целом. Электроэнергия — вторичная энергия. Первична же энергия — природа. Философскими вопросами науки в разное время активно занимались и известные физики: П. Гассенди, Р. И. Бошкович, М. В. Ломоносов, Луи де Бройль, Н. Бор, В. Гейзенберг, М. Планк, А. Эйнштейн. Так, А. Эйнштейн признавал: «...что в наше время физики вынуждены заниматься философскими вопросами в гораздо большей степени, чем приходилось делать физикам предыдущих поколений, что к этому их принуждают трудности их собственной науки».

Универсальной классификации техники еще не создано. Одной из главных особенностей технического знания является то, что оно обеспечивает проектирование как технических, так и социальных систем. «Технические науки основываются на данных естественных наук, но одновременно через... социальные задачи, которые возникают перед ними, оказываются связанными с общественными науками». Многочисленные попытки провести «жесткую» классификацию наук на данный момент не увенчались успехом.

Первым классификацию наук по трём группам предложил Аристотель:

- – теоретические науки (математика, физика, формальная логика);
- – практические науки (этика, политика, экономика);



- – творческие науки (риторика), т. е. науки для достижения прекрасного.

В свою очередь, О. Конт основатель позитивизма в философии, предложил взять за основу классификации наук три стадии интеллектуальной эволюции человечества. В основу классификации наук, по Ф. Энгельсу, положена классификация форм движения материи. В дальнейшем свои версии классификаций предлагали такие учёные, как: В. Дильтей, В. Виндельбанд, Г. Риккерт, К. А. Тимирязев, О. Ю. Шмидт, З. Н. Амбарцумян, О. П. Тесленко, В. И. Вернадский.

Таким образом, электротехника (и её теоретическая база ТЭЭ) как отрасль технической науки на протяжении своего развития либо сама использовала законы философии, либо давала предпосылки для установления ряда общепризнанных законов.

## 2.2. Общие сведения об электромагнитном поле

В 1831 году британский физик *Майкл Фарадей* экспериментально открыл явление электромагнитной индукции — возникновение ЭДС в проводнике, движущемся в магнитном поле. Он также дал математическое описание этого явления. М. Фарадей установил: изменяющееся магнитное поле создаёт электрическое поле. На основе этого открытия была создана предпосылка для последующего создания трёх основных машин электроэнергетики (электротехники) - генератора, трансформатора и двигателя.

Британский физик и математик *Джеймс Клерк Максвелл* заложил основы современной классической электродинамики (уравнения Максвелла), ввёл понятие тока смещения и электромагнитного поля. Д.К. Максвелл впервые выразил закономерности полевой картины М. Фарадея на математическом языке.

Уравнения Максвелла полностью описывают все известные и возможные электромагнитные явления. Д.К. Максвелл создал завершённую теорию классической электродинамики.

Уравнения Максвелла в интегральной форме для покоящейся среды имеют вид:



Начала энергетики

$$\left. \begin{aligned} \int_L \vec{H} d\vec{l} &= \int_s (J + J_{cm}) d\vec{s} \\ \int_L \vec{E} d\vec{l} &= -\frac{\partial}{\partial t} \int_s \vec{B} d\vec{s} \\ \int_s \vec{D} d\vec{s} &= Q = \int_v \rho dV \\ \int_s \vec{B} d\vec{s} &= 0 \end{aligned} \right\}, \quad (2.1)$$

где  $\vec{H}$  – вектор напряжённости магнитного поля (А/м);  $I$  – ток проводимости (А);  $L$  – любой замкнутый контур, охватывающий ток не более одного раза (м);  $\vec{J}$  – плотность тока (А/м<sup>2</sup>);  $d\vec{S}$  – элемент площади контура  $L$  (м<sup>2</sup>),  $\vec{E}$  – напряжённость электрического поля (В/м),  $\vec{B}$  – индукция магнитного поля (Тл).

Плотность тока смещения определяется формулой

$$\vec{J}_{cm} = \frac{d\vec{D}}{dt},$$

где  $\vec{D}$  – электрическое смещение (А·с/м<sup>2</sup>).

В своём Трактате Максвелл привёл систему уравнений электродинамики в дифференциальной форме. Применив для первых двух уравнений системы (2.1) теорему Стокса, а для третьего и четвёртого теорему Остроградского – Гаусса получим систему уравнений Максвелла в дифференциальной форме.

Для записи уравнений электромагнитного поля в дифференциальной форме используются дифференциальные операции векторного анализа: дивергенция и ротор.

Дивергенция (расхождение, истечение) какого-либо вектора  $\vec{F}$  определяется выражением

$$div \vec{F} = \lim_{V \rightarrow 0} \frac{\oint \vec{F} d\vec{S}}{V},$$

где  $V$  – объём,  $d\vec{S}$  – элемент поверхности, ограничивающей объём.

Ротор (вихрь) вектора  $\vec{F}$  находится из выражения



Начала энергетики

$$\operatorname{rot} \vec{F} = \lim_{s \rightarrow 0} \frac{\oint \vec{F} d\vec{l}}{S},$$

где  $d\vec{l}$  – элемент длины контура.

Система уравнений Максвелла в дифференциальной форме имеет вид

$$\left. \begin{aligned} \operatorname{rot} \vec{H} &= \vec{J} + \frac{d\vec{D}}{dt} \\ \operatorname{rot} \vec{E} &= -\frac{d\vec{B}}{dt} \\ \operatorname{div} \vec{D} &= \rho \\ \operatorname{div} \vec{B} &= 0 \end{aligned} \right\}, \quad (2.2)$$

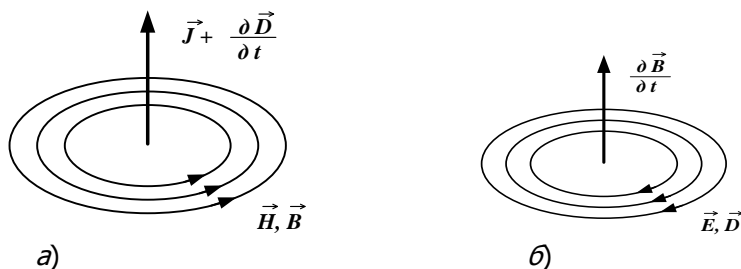
где  $\vec{H}$  – вектор напряжённости магнитного поля (А/м);  $I$  – ток проводимости (А);  $L$  – любой замкнутый контур, охватывающий ток не более одного раза (м);  $\vec{J}$  – плотность тока (А/м<sup>2</sup>);  $d\vec{S}$  – элемент площади контура  $L$  (м<sup>2</sup>),  $\vec{E}$  – напряжённость электрического поля (В/м),  $\vec{B}$  – индукция магнитного поля (Тл),  $\rho$  – плотность заряда.

Плотность тока смещения определяется формулой

$$\vec{J}_{cm} = \frac{d\vec{D}}{dt},$$

где  $\vec{D}$  – электрическое смещение (А·с/м<sup>2</sup>).

Первое уравнение системы (2.2) называют первым уравнением Максвелла в дифференциальной форме. Оно показывает, что как ток проводимости, так и ток смещения вызывают в некоторой точке вихрь магнитного поля ( $\operatorname{rot} \vec{H}$ ), т.е. вызывают в пространстве вихревое магнитное поле (рис.2.1, а).



**Рисунок 2.1. Связь электрического и магнитного полей**

Второе уравнение системы (2.2) называют вторым уравнением Максвелла; его физический смысл заключается в том, что в пространстве, где магнитная индукция изменяется во времени, появляется вихревое электрическое поле; направление вектора напряжённости электрического поля связано с изменением производной вектора магнитной индукции правилом левого винта (рис.2.1, б).

Кроме основных уравнений Максвелла (первого и второго) используются ещё два дополнительных уравнения, обеспечивающих однозначное решение уравнений при заданных начальных и граничных условиях:

$$\operatorname{div} \vec{D} = \rho, \quad (2.3)$$

$$\operatorname{div} \vec{B} = 0. \quad (2.4)$$

Уравнения (2.3) и (2.4) называют также уравнениями Гаусса для электрического и магнитного поля соответственно. Уравнение (2.4) указывает на отсутствие в природе магнитных зарядов.

Градиент, дивергенция и ротор могут быть выражены через дифференциальный оператор Гамильтона (оператор пространственного дифференцирования) - оператор набла  $\nabla$ :

$$\nabla \varphi = \operatorname{grad} \varphi; \quad \nabla \cdot \vec{B} = \operatorname{div} \vec{B}; \quad \nabla \times \vec{E} = \operatorname{rot} \vec{E}.$$

С использованием оператора набла система уравнений Максвелла в дифференциальной форме записывается в виде:



Начала энергетики

$$\left. \begin{aligned} \nabla \times \vec{H} &= \vec{J} + \frac{d\vec{D}}{dt} \\ \nabla \times \vec{E} &= -\frac{\partial \vec{B}}{\partial t} \\ \nabla \vec{D} &= \rho \\ \nabla \vec{B} &= 0 \end{aligned} \right\}. \quad (2.5)$$

В случае гармонического изменения векторов  $\vec{E}$  и  $\vec{H}$  первые два уравнения Максвелла (2.5) можно представить в комплексной форме:

$$\begin{aligned} \nabla \times \dot{H} &= (\sigma + j\omega \varepsilon \varepsilon_0) \dot{E}, \\ \nabla \times \dot{E} &= -j\omega \mu \mu_0 \dot{H}. \end{aligned}$$

Многочисленные теоретические и экспериментальные исследования показали, что система уравнений Максвелла является полной, то есть с её помощью может однозначно определено электромагнитное поле.

Явления, описываемые уравнения Максвелла, могут быть достаточно сложными. Но прежде чем перейти к сложным, начнём со сравнительно простых. Самым лёгким для изучения является случай, который называют статическим. При этом ничего не меняется во времени: все заряды либо неподвижно закреплены на своих местах, либо если они движутся, то их ток постоянен. В этих условиях в уравнениях Максвелла все члены, являющиеся производными по времени, обращаются в нуль, и уравнения приобретают следующий вид:

*ЭЛЕКТРОСТАТИКА*

$$\left. \begin{aligned} \nabla \times \vec{E} &= 0 \\ \nabla \vec{D} &= \rho \end{aligned} \right\}. \quad (2.6)$$





МАГНИТОСТАТИКА

$$\left. \begin{aligned} \nabla \times \vec{H} &= \vec{J} + \frac{d\vec{D}}{dt} \\ \nabla \vec{B} &= 0 \end{aligned} \right\}. \quad (2.7)$$

Анализируя системы уравнений электростатики и магнитостатики, можно сделать заключение, что исходная система уравнений Максвелла (2.5) распалась на две части. Электрическое поле  $\vec{E}$  появляется только в системе (2.6); магнитное поле  $\vec{B}$  – в системе (2.7). Между собой эти два поля совсем не связаны. Это означает, что если заряды и токи постоянны, то электричество и магнетизм – явления разные. Нельзя обнаружить никакой зависимости полей  $\vec{E}$  и  $\vec{B}$  друг от друга, пока не возникают изменения в зарядах или токах. Только когда возникают сравнительно быстрые изменения, так что производные по времени в уравнениях Максвелла достигают заметной величины,  $\vec{E}$  и  $\vec{B}$  начинают влиять друг на друга.

Для изучения математических свойств векторных полей – электростатика и магнитостатика являются идеальными объектами. Электростатика – это чистый пример векторного поля с нулевым ротором и заданной дивергенцией, а магнитостатика – это чистый пример векторного поля с нулевой дивергенцией и заданным ротором.

Сравнивая уравнение магнитостатики  $div\vec{B} = 0$  с аналогичным уравнением электростатики, по которому  $div\vec{D} = \rho$ , можно заключить, что магнитного аналога электрического заряда не существует. Следовательно, окружающий нас мир асимметричен в отношении электричества и магнетизма.

### 2.3. Электрическое поле (электростатика)

Электростатическое поле создаётся неподвижными электрическими зарядами. Однако, как следует из теоремы *С. Ирншоу*, заряды не могут находиться в устойчивом равновесии под действием лишь одних электростатических сил.

*Шарль дю - Фай* установил (1733), что существуют два вида электрических зарядов, названных *Бэнджамином Фрэнклином*



## Начала энергетики

положительными и отрицательными. Немецкий просветитель *Георг Кристоф Лихтенберг* предложил (1778) положительные заряды обозначать знаком «+», отрицательные знаком «-». Причина существования двух видов зарядов пока неизвестна. В настоящее время положительные и отрицательные заряды рассматриваются как противоположные проявления одного «качества», также как понятия «правое» и «левое» являются проявлениями универсальной симметрии природы.

Важнейшим свойством заряда является закон его сохранения, т.е. в замкнутой системе суммарный заряд измениться не может (заряды появляются парами: положительный и отрицательный). Математически закон сохранения заряда (закон сохранения электричества) можно представить как уравнение непрерывности плотности электрического тока  $\operatorname{div} \vec{J} = 0$ .

Наименьший отрицательный заряд существующий в природе – заряд электрона  $e = 1,6 \cdot 10^{-19}$  К, определён *Робертом Э. Милликеном* (1909); наименьший положительный заряд – заряд протона. Заряды электрона и протона равны с фантастической точностью.

Наша вселенная представляет собой хорошо уравновешенную смесь положительных и отрицательных зарядов. Все заряды связаны между собой линиями электрического поля. Линии электрического поля всегда начинаются на положительных зарядах и заканчиваются на отрицательных. Линии поля между зарядами устанавливаются таким образом, чтобы полная энергия всех связей была минимальной, что соответствует минимальной длине силовых линий.

О свойствах поля судят по его силовому воздействию на неполевую форму материи – вещество. Силовой характеристикой электростатического поля является векторная величина - напряжённость  $\vec{E}$ . Для  $\vec{E}$  в каждой точке задаются три проекции на координатные оси  $E_x$ ,  $E_y$  и  $E_z$ , которые в электростатическом поле связаны между собой.

Электростатическое поле можно описать более простой, чем напряжённость – скалярной величиной – потенциалом

$$\varphi_{ab} = \int_a^b \vec{E} d\vec{l},$$

имеющего смысл работы, затраченной на перенос



## Начала энергетики

единицы заряда в поле  $\vec{E}$  из точки  $a$  в точку  $b$ .

Основной задачей электростатики является определение напряжённости электрического поля  $\vec{E}$  (или потенциала  $\varphi$ ) по заданному расположению и форме заряженных тел (электродов) и граничным условиям.

Логично было бы использовать для расчёта электростатического поля систему уравнений (2.5). Но легче начать с другого уравнения, а затем вернуться к этим уравнениям. Результат естественно получится одинаковый. Для расчёта электростатического поля часто используются законы Кулона (1785) или Гаусса (1780).

В соответствии законом Кулона два неподвижных точечных заряда в вакууме взаимодействуют друг с другом с силой  $\vec{F}$  прямо пропорциональной произведению зарядов  $q_1$  и  $q_2$ , и обратно пропорциональной квадрату расстояния  $r$  между ними:

$$\vec{F} = \frac{q_1 q_2}{4\pi\epsilon_0 r^2} \vec{r}_0, \quad (2.8)$$

где  $\vec{r}_0$  – единичный вектор, направленный по линии соединяющей заряды,  $\epsilon_0 = \frac{1}{36\pi} \cdot 10^{-9}$  Ф/м – электрическая постоянная вакуума.

Если заряды имеют одинаковые знаки, то они отталкиваются друг от друга, если противоположные – притягиваются. В принципе закон Кулона это и всё, что есть в электростатике; также как и законы Ньютона заключают всю механику.

Напряжённость электрического поля численно равна силе, действующей на единичный заряд  $\vec{E} = \vec{F}/q$ .

Используя (2.8), получим выражение для модуля напряжённости электрического поля, создаваемого в вакууме зарядом  $q$

$$E = \frac{q}{4\pi\epsilon_0 r^2}. \quad (2.9)$$

Если напряжённость создаётся несколькими зарядами  $q_1, q_2, \dots, q_n$ , то результирующая напряжённость в однородной и изотропной среде равна геометрической сумме напряжённостей от каждого из зарядов в отдельности (используя метод наложе-



ния):

$$\vec{E} = \vec{E}_1 + \vec{E}_2 + \dots + \vec{E}_n.$$

Закон (теорема) Гаусса является одним из важнейших законов электростатики. Он соответствует одновременно закону Кулона и принципу наложения.

Для однородной и изотропной среды закон Гаусса в интегральной форме имеет вид  $\oint_S \vec{D} d\vec{S} = \sum q_{св}$ , или, учитывая, что

$\vec{D} = \varepsilon_0 \varepsilon \vec{E}$  (вектор  $\vec{D}$  не зависит от диэлектрических свойств среды, т.е. от электрической постоянной  $\varepsilon$ )

$$\oint_S \vec{E} d\vec{S} = \frac{\sum q_i}{\varepsilon_0 \varepsilon},$$

где  $\sum q_{св}$  – сумма свободных зарядов, расположенных внутри замкнутой поверхности  $S$ ,  $\sum q_i$  – сумма свободных и связанных зарядов.

В качестве примера найдём напряжённость электрического поля (в вакууме), создаваемого одиночным точечным зарядом  $q$  в точке, удалённой на расстоянии  $r$  (от заряда).

Проведём через заданную точку сферическую поверхность радиусом  $r$ , полагая, что заряд находится в центре сферы. Запишем выражение на основе закона Гаусса

$$\oint_S \vec{E} d\vec{S} = \frac{q}{\varepsilon_0}.$$

В каждой точке сферы  $\vec{E}$  и  $d\vec{S}$  совпадают по направлению, поэтому угол между ними равен  $0^\circ$ . Ввиду симметрии поля числовое значение  $\vec{E}$  во всех точках сферы одно и то же, поэтому  $\vec{E}$  можно вынести за знак интеграла

$$\oint_S \vec{E} d\vec{S} = \oint_S E dS \cos 0^\circ = E \oint_S dS = E \cdot 4\pi r^2 = \frac{q}{\varepsilon_0},$$

откуда

$$E = \frac{q}{4\pi \varepsilon_0 r^2}. \tag{2.10}$$



## Начала энергетики

Потенциал, создаваемый точечным зарядом  $q$ , (как и заряженной сферой) определяется выражением

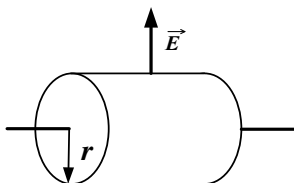
$$\varphi = \frac{q}{4\pi\epsilon_0 r},$$

где  $r$  - расстояние от точечного заряда или от центра сферы (если  $r$  больше её радиуса).

Если заряд положителен, то линии поля  $\vec{E}$  выходят из него, если отрицательный, то входят.

Выражение (2.10) совпадает с (2.9), полученное с помощью закона Кулона. Необходимо, однако, напомнить, что в природе не может быть одиночных зарядов – каждому заряду должен соответствовать такой же по величине заряд противоположного знака. Говоря об одиночном заряде, мы имеем в виду, что он достаточно удалён от других зарядов, так, что в окрестности этого заряда можно пренебречь электрическими полями, создаваемыми другими зарядами (расстояние между зарядами более чем на порядок превышает их размеры); поле исследуемого заряда при этом имеет практически радиальный вид.

В качестве второго примера рассчитаем напряжённость электрического поля (в диэлектрике с проницаемостью  $\epsilon$ ) на расстоянии  $r$  от бесконечно длинного провода, на котором равномерно распределён положительный заряд  $\lambda$  на единицу длины. Представим поверхность, имеющую форму цилиндра радиуса  $r$  и единичной длины, по оси которого расположен заданный провод (рис.2.2).



**Рисунок 2.2. Электрическое поле бесконечно длинного заряженного провода**



## Начала энергетики

Запишем закон Гаусса

$$\oint_S \vec{E} d\vec{S} = q / \epsilon_0 \epsilon' = \lambda / \epsilon_0 \epsilon'$$

так как длина цилиндра равна единице, то весь заряд в цилиндре равен  $\lambda$ . Поле провода является симметричным, линии поля  $\vec{E}$  нормальны к элементу поверхности  $d\vec{S}$ , поэтому

$$\oint \vec{E} d\vec{S} = E \cdot 2\pi r = \lambda / \epsilon_0 \epsilon'$$

откуда

$$E = \frac{\lambda}{2\pi \epsilon_0 \epsilon' r}.$$

Законы Кулона и Гаусса используются для расчёта электрических полей простой конфигурации. Наиболее общий подход основан на использовании уравнений Лапласа и Пуассона. Уравнение Пуассона (1820)

$$\nabla^2 \varphi = \rho / \epsilon_a$$

характеризует любую точку пространства, где имеются заряды. В областях поля, не содержащих зарядов  $\rho = 0$ , уравнение Пуассона превращается в уравнение Лапласа (1780)

$$\nabla^2 \varphi = 0.$$

Уравнения Пуассона и Лапласа являются уравнениями в частных производных. Они допускают существование множество линейно независимых решений, из которых необходимо выбрать одно удовлетворяющее граничным условиям. Отыскание этого решения часто является достаточно сложной задачей.

Потенциальная энергия системы зарядов является полной работой, затраченной на создание этой системы

$$U = \frac{1}{2} \sum_{j=1}^N \sum_{k \neq j}^N \frac{q_j q_k}{r_{jk}},$$

где  $N$  – число зарядов. Однако энергия электростатического поля связана не с зарядами, а с созданным ими полем. Плотность энергии электростатического поля, как уже указывалось, равна  $\epsilon_0 E^2 / 2$  или  $DE / 2$ .

Энергия поля также может быть выражена также через



## Начала энергетики

потенциал  $\varphi: U = \sum q_j \varphi_j$ . Потенциал имеет глубокий физический смысл; если  $\vec{E}$  — градиент скалярного поля, то  $\text{rot } \vec{E} = 0$ . Это второе уравнение электростатики.

Любые два изолированные друг от друга проводника, независимо от их формы и взаимного расположения, имеющие равные заряды противоположного знака представляют собой конденсатор; при этом каждому заряду будет соответствовать заряд противоположного знака (заряды всегда рождаются парами: положительный и отрицательный).

Ёмкость  $C$  между двумя проводниками, имеющими равные по величине и противоположные по знаку заряды определяется отношением заряда к разности потенциалов  $C = q/U$  (из формулы следует и размерность ёмкости: фарада =  $K/B$ ). Конденсаторы являются концентраторами электрических зарядов.

Земной шар совместно с атмосферой с электрической точки зрения представляет собой сферический конденсатор: отрицательной обкладкой этого конденсатора является поверхность Земли, заряд которой равен  $q \approx -6 \cdot 10^5 \text{ А} \cdot \text{с}$ , положительной — распределённый заряд в ионосфере на высоте примерно 50 км. Разность потенциалов между поверхностью Земли и ионосферой равна почти 400000 В. Проводимость ионосферы очень высокая вследствие ионизации воздуха космическими лучами. Атмосфера служит изолятором. Таким образом, в атмосфере существует электрическое поле с напряжённостью у поверхности Земли  $E \approx 100 \text{ В/м}$ ; линии поля перпендикулярны поверхности и направлены вниз. Однако люди не ощущают электрического поля. Наше тело является довольно хорошим проводником и когда человек стоит на земле, он вместе с ней образует эквипотенциальную поверхность. Обычно эквипотенциальные поверхности параллельны земле, но когда на земле оказывается человек, эквипотенциальные поверхности деформируются, огибая тело человека.

Благодаря разности потенциалов и тому, что воздух не является идеальным изолятором в атмосфере постоянно протекает ток, плотность которого примерно равна  $10^{-6} \text{ мкА/м}^2$ . Ток незначительно изменяется во времени. Используя формулу для ёмкости шара, вычислена ёмкость Земного шара, которая оказалась



равной примерно 708 мкФ (площадь поверхности Земного шара  $\approx 5,1 \cdot 10^{14} \text{ м}^2$ ). В технике наиболее часто используются плоские конденсаторы. Ёмкость плоского воздушного конденсатора (без учёта краевого эффекта)  $C = \varepsilon_0 S/d$ , где  $S, d$  – площадь пластин и расстояние между ними соответственно; ёмкость шара  $C = \varepsilon_0 4\pi r$ ,  $r$  – радиус шара (при этом второй обкладкой конденсатора являются удалённые заряды противоположного знака).

Энергия заряженного конденсатора  $W = \frac{Cu^2}{2}$ . У плоского конденсатора поле между пластинами практически однородное. Однако поле сосредоточено не только между пластинами, но и за их рёбрами – краевой эффект; по мере удаления от конденсатора напряжённость плавно снижается до нуля. Благодаря краевому эффекту увеличивается как бы площадь его пластин и, следовательно, его ёмкость, а так как заряд конденсатора остаётся постоянным, то снижается напряжение между его обкладками.

**2.4. Магнитное поле постоянного тока (магнитостатика)**

Магнитное поле постоянного тока создаётся неизменными во времени токами, протекающими по проводникам, неподвижным по отношению к наблюдателю. Форма магнитных полей проводников с током определяется формой этих проводников.

В 1878 году американский физик *Генри Роуланд* впервые установил факт появления магнитного поля при движении электростатически заряженного листа.

В 1879 году американский физик *Эдвин Холл* обнаружил возникновение электрического поля в проводнике с током, помещённым в магнитное поле (эффект Холла). Вектор напряжённости электрического поля перпендикулярен вектору напряжённости магнитного поля ( $\vec{H}$ ) и вектору плотности тока ( $\vec{J}$ ). Эффект Холла используется в основном при исследовании свойств твёрдых тел.

Силовой характеристикой магнитостатического поля является векторная величина - напряжённость магнитного поля  $\vec{B}$ .

Английский физик *Уильям Гильберт* установил (1600), что Земной шар также имеет собственное магнитное (геомагнитное) поле. Линии магнитного поля выходят из северного магнитного полюса и входят в южный. Линии поля параллельны поверх-





ности Земли. Максимальная напряжённость поля в районе экватора и составляет  $B \approx 0,4 \cdot 10^{-3}$  Тл; минимальная у полюсов.

По современным представлениям магнитное поле Земли создаётся протеканием постоянных токов (миллиарды ампер) в жидком металлическом ядре, температура которого выше температуры Солнца и составляет порядка 13 млн. градусов. За последние сто лет напряжённость магнитного поля уменьшилась примерно на 6%. В районе Бразилии имеет место магнитная аномалия – магнитное поле отсутствует. С течением времени северный и южный магнитные полюсы меняются местами; последняя смена полюсов произошла примерно 150 тысяч лет назад. Следующая смена полюсов предполагается через 1500 лет. Считается, что магнитное поле защищает всё живое на Земле от излучения Солнца.

С течением времени ядро Земли остывает, уменьшаются токи в ядре и, соответственно, её магнитное поле. Поэтому через 3-4 млрд. лет жизнь на Земле исчезнет.

Магнитное поле с индукцией ( $1 \div 2$ ) Тл получают в обычном электромагните; с индукцией ( $6 \div 8$ ) Тл в промышленном сверхпроводящем электромагните; максимальное значение индукции магнитного поля  $\approx 60,3$  Тл, достигнуто с помощью установки, предложенной российским физиком *Петром Леонидовичем Капицей* (1923).

В локальных областях на поверхности Солнца (солнечные пятна) магнитные поля имеют порядок примерно 0,01 Тл. Однако известно несколько звёзд, магнитное поле на поверхности которых больше 0,1 Тл. В целом протяжённые магнитные поля во Вселенной довольно слабы. Измерение межзвёздного магнитного поля (с помощью особого типа спектроскопических измерений) в небольшом районе нашей Галактики дало величину около  $10^{-9}$  Тл. В масштабе Галактики даже поле такой величины нельзя считать несущественным. В действительности магнитное поле играет важную, иногда определяющую роль в динамике Галактики.

Основной задачей магнитостатики является расчёт магнитного поля по заданным значениям токов.

Для этой цели логично бы использовать систему уравнений (2.7), однако вначале мы будем использовать более простой подход.



## Начала энергетики

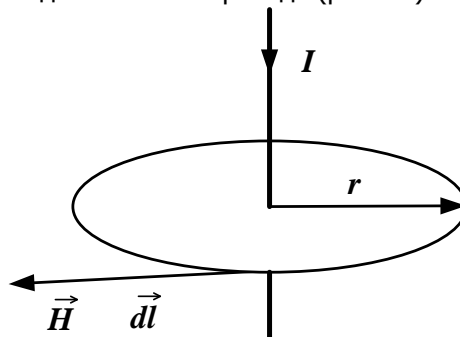
Расчёт магнитных полей наиболее часто производится с помощью закона полного тока. В интегральной форме он имеет вид:

$$\oint_L \vec{H} d\vec{l} = I \quad (2.11)$$

и используется для расчёта симметричных полей. Поле  $\vec{H}$  создаётся только макротоками, поэтому с помощью (2.11) находится поле  $\vec{H}$ , а не  $\vec{B}$ . Напряжённость магнитного поля, создаваемого макротоками в однородном ферромагнетике, будет такое же, как и в пустоте.

Если магнитное поле создаётся несколькими токами, то для его нахождения используется принцип наложения.

Рассмотрим расчёт напряжённости магнитного поля на расстоянии  $r$  от бесконечно длинного одиночного проводника с током  $I$  с помощью закона полного тока. Проведём окружность радиусом  $r$  в плоскости, перпендикулярной оси провода так, чтобы её центр находился на оси провода (рис.2.3).



**Рис.2.3. Магнитное поле одиночного проводника с током**

В силу симметрии магнитного поля напряжённость во всех точках окружности имеет одну и ту же величину, а её направление совпадает с касательной к окружности. Поэтому

$$\oint \vec{H} d\vec{l} = \oint H dl \cos 0^\circ = H \oint dl = H \cdot 2\pi r = I,$$

откуда

$$H = \frac{I}{2\pi r}.$$



## Начала энергетики

Таким образом, напряжённость магнитного поля с удалением от проводника убывает по гиперболическому закону. Конечно, одиночных проводников с током в природе быть не может; линии тока должны быть обязательно замкнуты  $\operatorname{div} \vec{J} = 0$ , поэтому всегда должен быть обратный провод. Предполагается, что расстояние между прямым и обратным проводом довольно большое, такое, что магнитным взаимодействием между ними можно пренебречь.

Закон полного тока может быть использован для расчёта магнитного поля соленоида. Предположим, что длина соленоида  $l$  значительно превышает его радиус, а число витков его равно  $w$ .

Закон полного тока для соленоида имеет вид

$$\oint \vec{H} d\vec{l} = Iw;$$

при этом необходимо, чтобы замкнутый контур проходил как внутри соленоида и совпадал с линией поля, так и вне него.

Магнитное поле соленоида концентрируется внутри обмотки, которое приближённо можно считать однородным и постоянным (как электрическое поле в плоском конденсаторе), а его направление определяется направлением правого винта. Поэтому основной вклад в интеграл  $\oint \vec{H} d\vec{l}$  вносят линии поля внутри соленоида, значит

$$\oint \vec{H} d\vec{l} = Hl = Iw,$$

откуда

$$H = Iw/l.$$

Большая часть энергии поля вне соленоида заключена в объёме цилиндра, радиус которого примерно равен длине соленоида. Таким образом, в цилиндре с радиусом  $r$  и высотой  $l$  сосредоточена практически вся энергия магнитного поля соленоида; при этом распределение энергии таково, что энергия поля должна быть минимальной.

Закон полного тока также используется если возможно выделить контур или часть контура, где  $H = \text{const}$ . Если такой контур выделить нельзя, то расчёт может производиться с помощью формулы закона Био-Савара



Начала энергетики

$$\vec{H} = \frac{I}{4\pi} \oint_L \frac{d\vec{l} \times \vec{r}_0}{r^2},$$

где  $d\vec{l}$  - элемент проводника с током,  $\vec{r}_0$  - единичный радиус – вектор,  $r$  - расстояние до заданной точки.

Рассмотрим пример расчёта поля кругового витка. Поле, создаваемое в центре кругового витка нормально к плоскости витка. Угол между  $d\vec{l}$  и  $\vec{r}_0$  равен  $\pi/2$ , поэтому с помощью закона Био - Савара получим  $H = I/2r$ .

Для расчёта взаимодействия проводников с током используются закон Ампера, который играет в магнитостатике такую же роль, как и закон Гаусса в электростатике. При наличии двух параллельно расположенных проводников, по которым протекают соответственно токи  $I_1$  и  $I_2$ , силы магнитного взаимодействия находятся в плоскости проводников и направлены перпендикулярно проводникам. Модуль силы, действующей на первый проводник (со стороны второго) по формуле Ампера

$$F_{12} = \mu \mu_0 \frac{I_1 I_2}{2\pi r} l_2,$$

где  $l_2$  - длина второго проводника. Сила, действующая на второй проводник со стороны первого  $F_{21} = F_{12}$  (третий закон Ньютона); при этом, если в проводниках протекают токи в одном направлении, то магнитные силы стремятся их сблизить, и наоборот.

Законы полного тока и Био-Савара позволяют выполнить расчёты только простейших магнитных полей. Общим приёмом является использование уравнений Лапласа и Пуассона, записанных относительно векторного потенциала  $\vec{A}$ .  $\vec{A}$  - это векторная величина, ротор которой равен магнитной индукции

$$\vec{B} = \text{rot } \vec{A}. \tag{2.12}$$

Основанием для представления индукции в виде ротора от векторного потенциала служит тот факт, что дивергенция любого вектора тождественно равна нулю. В магнитном поле  $\text{div } \vec{B} = 0$ ,



следовательно,  $\vec{B}$  является чьим-то ротором. Подстановка в это равенство  $\text{rot} \vec{A}$  (вместо  $\vec{B}$ ) даёт выражение, тождественно равное нулю

$$\text{divrot} \vec{A} = 0.$$

Если векторный потенциал найден, то индукцию определяют с помощью выражения (2.12). Векторным потенциалом можно пользоваться как для областей как занятых, так и не занятых электрическим током.

Векторный потенциал  $\vec{A}$  играет принципиально ту же роль для магнитного поля (и других вихревых полей), как скалярный потенциал  $\varphi$  – для электростатического поля. Однако на практике векторным потенциалом пользуются реже, чем скалярным потенциалом для расчёта электрических полей. Для измерения разности электрических потенциалов существуют простые измерительные приборы, а разность потенциалов непосредственно участвует в определении мощности.

Существующие для векторного потенциала  $\vec{A}$  граничные условия лишены наглядности и должны определяться через граничные условия  $\vec{H}$  и  $\vec{B}$ . Наиболее часто векторный потенциал используется для анализа изменяющихся во времени полей и излучения.

Потенциальная энергия магнитного поля некоторой системы является полной работой, затраченной на создание этой системы. Энергия поля связана не с зарядами, а с созданным ими полем. Плотность энергии магнитного поля как уже указывалось, равна  $\mu_0 H^2 / 2$ , или  $BH / 2$ .

## 2.5. Энергия электромагнитного поля

Электромагнитное поле является особой формой материи; как и любая форма материи, оно обладает энергией. Эта энергия может распространяться в пространстве и преобразовываться в другие формы энергии.

В любом объёме должен соблюдаться баланс энергии: если внутри некоторого объёма  $V$  происходит изменение энергии, то через замкнутую поверхность, охватывающую данный объём, должен пройти поток энергии, равный этому изменению.

Мощность потока энергии, отнесённая к единице поверх-



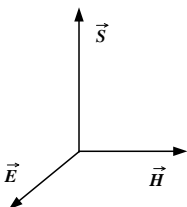
ности, нормальной к вектору скорости  $\vec{v}$ , численно равна количеству энергии, которое проходит через единицу поверхности, нормальной к вектору скорости  $\vec{v}$ , в единицу времени.

Эта величина является вектором  $\vec{S}$ , который направлен так же, как и вектор скорости. Вектор

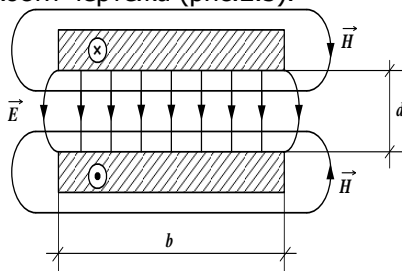
$$\vec{S} = \vec{E} \times \vec{H} \quad (2.13)$$

определяет изменение энергии в единицу времени через единичную площадку, перпендикулярную его направлению и называется вектором Пойтинга. Его величина и направление определяются векторным произведением векторов  $\vec{E}$  и  $\vec{H}$  (рис.2.4), а размерность отношением мощности к площади поверхности ( $\text{Вт}/\text{м}^2$ ).

Рассмотрим процесс передачи энергии постоянного тока по линии электропередачи. Пусть двухпроводная линия состоит из проводников прямоугольного сечения, проходящих в направлении, перпендикулярном плоскости чертежа (рис.2.5).



**Рисунок.2.4. Векторное произведение  $\vec{S} = \vec{E} \times \vec{H}$**



**Рис.2.5. Двухпроводная линия из проводников прямоугольного сечения**

При постоянном напряжении  $U$  между проводами ток в верхнем проводе направлен за плоскость чертежа, в нижнем – к читателю; в конце линии включена нагрузка  $R_{нагр}$ . Расстояние между проводами  $d$  значительно меньше их ширины  $b$ , т.е.  $b \gg d$ .

В терминах теории цепей передаваемая по линии мощность равна

$$P = UI.$$

Электрическое поле при заданной конфигурации провод-



## Начала энергетики

ников можно приближённо считать однородным, а его напряжённость равной  $E = U / d$ .

Напряжённость магнитного поля можно найти с помощью закона полного тока

$$\oint \vec{H} d\vec{l} = I.$$

Магнитное поле между параллельными поверхностями проводов также практически однородно, а циркуляция вектора  $\vec{H} - \oint \vec{H} dl$  создаётся линиями поля только между проводниками, следовательно,

$$\oint_L \vec{H} d\vec{l} \approx Hb = I,$$

откуда  $H = I / b$ .

Вектор Пойтинга  $\vec{S} = \vec{E} \times \vec{H}$  (2.13) параллелен оси проводников и направлен к потребителю энергии (за плоскость чертежа). Его величина равна произведению абсолютных значений векторов  $\vec{E}$  и  $\vec{H}$ , так как они перпендикулярны между собой. Поток вектора  $\vec{S}$  равномерно распределён по всему сечению  $d \times b$  и совпадает по величине с передаваемой мощностью  $P$

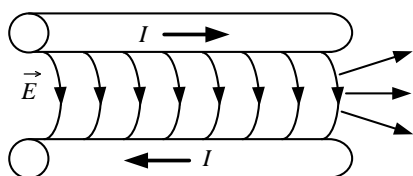
$$P = UI = E \cdot d \cdot H \cdot b = EH \cdot db$$

Таким образом, для постоянного тока величина  $P = UI$ , полученная с использованием подхода теории цепей тождественно равна величине вектора Пойтинга (умноженного на площадь  $d \times b$ ), полученного с использованием подхода теории поля. Однако связанные с этими величинами физические представления различны. В первом случае перенос энергии осуществляется как перенос энергии в трубе с водой; во втором случае поток энергии идёт вне проводников, т.е. в диэлектрике.

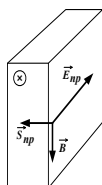
В случае идеальных проводников линии напряжённости электрического поля нормальны к поверхности проводов и внутри таких проводников нет электрического поля. Вследствие этого внутри проводника равен нулю и вектор потока энергии. В реальных проводниках линии электрического поля не перпендикулярны поверхности проводника, а несколько наклонены в направлении потока энергии (рис.2.6).



При этом вектор  $\vec{E}$  может быть разложен на продольную  $\vec{E}_{np}$  (рис.2.7) и нормальную  $\vec{E}_H$  составляющие. Продольная составляющая  $\vec{E}_{np} = \vec{J} / \gamma$  приводит к появлению составляющей потока вектора Пойтинга  $\vec{S}_{np}$ , направленную внутрь провода (искривление линий поля на рис.6.6 несколько завышено - для линий высокого напряжения характерны такие цифры  $E_{np} \cong 1,8 \text{ В/м}$ ,  $E_H \cong 400 \text{ кВ/м}$ ).



**2.6. Линии электрического поля между двумя проводниками**



**Рисунок 2.7. Продольная составляющая вектора Пойтинга**

Поток мощности, входящей внутрь проводника определяет джоулевы потери в проводнике.

## 2.6. Электрические линейные цепи: элементы, схемы, законы, классификация

Теория электрических цепей исходит из приближённой замены реального электроэнергетического устройства идеализированной схемой замещения - электрической цепью.

Электрической цепью называют совокупность элементов, образующих пути для протекания электрического тока, а также источников ЭДС или (и) тока.

В теории электрических цепей предполагаются идеализированные источники электрической энергии: идеальные источники ЭДС и/или идеальные источники тока, а также идеализирован-



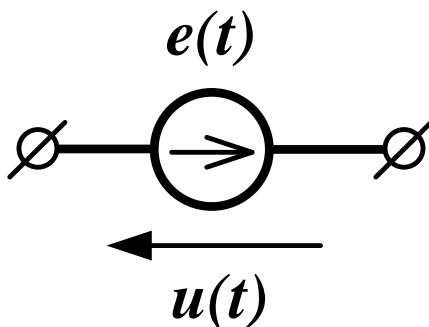


## Начала энергетики

ные потребители (пассивные элементы): резистор (сопротивление), конденсатор, катушка индуктивности. Эти потребители представляют собой минимальный набор простейших элементов, с помощью комбинаций которых можно описывать все реальные элементы энергосистемы. Конденсатор может запасать энергию электрического поля, катушка индуктивности – энергию магнитного поля, а резистор только выделяет тепловую энергию при протекании тока в соответствии с законом Джоуля-Ленца (других простейших элементов нет). Электрическую установку можно представить как электрическую цепь в тех случаях, когда напряжение между её узлами равно разности между их потенциалами.

Свойства конденсатора и катушки индуктивности полностью описываются с помощью токов и напряжений, возникающих на их зажимах; при этом игнорируется сложность полей внутри этих элементов. То, что происходит внутри, отделяется от того, что происходит снаружи. Что происходит внутри элементов можно описать только с помощью уравнений Максвелла.

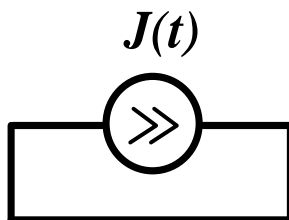
Идеальный источник ЭДС (или напряжения) представляет собой активный элемент с двумя зажимами; его внутреннее сопротивление стремится к нулю, а напряжение не зависит от тока, проходящего через источник (рис.2.8).



**Рисунок 2.8. Идеальный источник ЭДС**

ЭДС источника создаётся за счёт действия сторонних сил. Напряжение на зажимах равно его ЭДС, т.е.  $u(t) = e(t)$ .

Идеальный источник тока представляет собой активный элемент, ток от которого не зависит от величины подключённого сопротивления нагрузки (рис.2.9).



**Рисунок 2.9. Идеальный источник тока**

С увеличением сопротивления нагрузки растёт напряжение на зажимах источника тока, поэтому источник тока не может работать с разомкнутой нагрузочной цепью. На рис.2.9 это отражено шунтированием нагрузочной цепи. Подключение источника тока к цепи производится дешунтированием ключа. Внутреннее сопротивление источника тока стремится к бесконечности.

Сопротивление. Если ток распределён равномерно по сечению проводника, то его сопротивлением определяется выражением

$$R = \rho \frac{l}{S},$$

где  $\rho$  - удельное электрическое сопротивление,  $l$ ,  $S$  - соответственно длина и сечение проводника. Для цепей постоянного тока или переменного с частотой 50 Гц, пренебрегая поверхностным эффектом, величину сопротивления считают одинаковой. В общем случае расчёт сопротивления связан с расчётом поля в проводящей среде между двумя электродами. В схеме замещения электрической цепи резистивные элементы отражают не только собственно резисторы, но и сопротивления проводов линий электропередач, сопротивления проводников, из которых выполнены обмотки трансформаторов, электрических машин и т.п. Идеальное активное сопротивление (резистор) не обладает ни индуктивностью, ни ёмкостью (рис. 6.10).

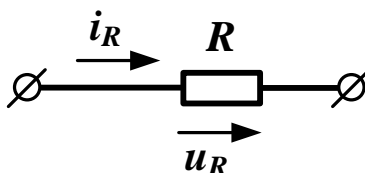
Основной характеристикой резистивного элемента является зависимость  $u(i)$  (или  $i(u)$ ), называемая вольт-амперной характеристикой (ВАХ). Если зависимость  $u(i)$  представляет собой прямую линию, проходящую через начало координат, то резистор называется линейным и описывается соотношением



## Начала энергетики

$$u = Ri \quad (i = Gu, G = 1/R). \quad (2.14)$$

Выражение (2.14) носит название закона Ома, а произведение мгновенных значений напряжения и тока  $p = ui$ , называемое мгновенной мощностью, для резистора  $p = ui = Ri^2$  (закон Джоуля - Ленца). Мощность в данном случае определяет количество теплоты, выделяемое резистором в единицу времени. Резистор является диссипативным элементом, в нём растрачивается (диссипирует) электрическая энергия. Таким образом, резистор - это элемент, предназначенный для использования его электрического сопротивления. Единицей сопротивления является Ом -  $1 \text{ Ом} = 1 \text{ В}/1 \text{ А}$  (проводимости ( $G$ ) - сименс -  $1 \text{ См} = 1 \text{ А}/1 \text{ В}$ ), мгновенной мощности - ватт -  $1 \text{ Вт} = 1 \text{ В} \cdot 1 \text{ А}$ . Условное обозначение резистора показано на рис. 2.10.



**Рисунок 2.10. Условное обозначение резистора**

Катушка индуктивности. Катушка индуктивности (индуктивный элемент) запасает энергию магнитного поля  $W_m = \frac{Li^2}{2}$ , скорость изменения которой определяет её мгновенную мощность

$$p = ui = L \frac{di}{dt} i = \frac{dW_m}{dt}.$$

Идеальная индуктивность не обладает ни активным сопротивлением, ни ёмкостью. Связь между напряжением и производной тока в линейной индуктивности определяется выражением

$$u = L \frac{di}{dt}. \quad (2.15)$$

Конструктивно индуктивность часто выполняется из изолированного провода, намотанного в виде спирали. Ток  $i$  в этом



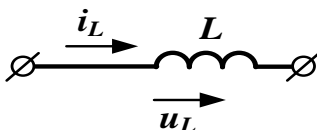
случае создаёт магнитное поле, направление индукции  $\vec{B}$  которого связано с направлением тока правилом правого винта.

Для расчёта индуктивности катушки необходимо рассчитать созданное ею магнитное поле. Индуктивность определяется отношением потокосцепления к току, протекающему по виткам катушки

$$L = \frac{\Psi}{i},$$

где  $\Psi$  – потокосцепление, равное произведению потока на число витков  $w$  катушки  $\Psi = BS_w$ . Индуктивность характеризует связь между этим потокосцеплением и вызывающим его током. Единицей индуктивности является - 1 Гн = 1 Тл/1 А.

Таким образом, индуктивная катушка - это элемент цепи, предназначенный для использования его индуктивности. Индуктивность помимо специально изготовляемых катушек обладают и другие элементы реальных электрических цепей, в частности провода линий электропередач, что необходимо отражать в схемах замещения соответствующих цепей. Условное обозначение индуктивности показано на рис. 2.11.



**Рисунок 2.11. Условное обозначение индуктивности**

Основной характеристикой катушки индуктивности является зависимость  $\Psi(i)$ , называемая вебер-амперной характеристикой. Для линейных катушек индуктивности зависимость  $\Psi(i)$  представляет собой прямую линию, проходящую через начало координат. Нелинейные свойства катушки индуктивности определяет наличие у неё сердечника из ферромагнитного материала, для которого зависимость  $B(H) = \mu_0 \mu H$  магнитной индукции от напряжённости поля является нелинейной.

Конденсатор. Конденсатор (ёмкостной элемент) запасает энергию электрического поля  $W = \frac{Cu^2}{2}$ , скорость изменения



## Начала энергетики

этой энергии во времени его характеризует мгновенную мощность

$$p = ui = uC \frac{du}{dt} = \frac{dW_{\varepsilon}}{dt}.$$

Наиболее часто конденсатор выполняется в виде двух металлических пластин, разделённых слоем диэлектрика. Ёмкость, для использования которой и предназначен этот элемент, представляет собой отношение двух равных по значению, но противоположных по знаку зарядов пластин  $q$ , разнесённых в простран-

стве, к напряжению этого элемента  $C = \frac{q}{u}$  и зависит от геомет-

рии обкладок и свойств диэлектрика, находящегося между ними. Большинство диэлектриков, используемых на практике, линейны, т.е. у них относительная диэлектрическая проницаемость  $\varepsilon = const$ . В этом случае зависимость  $q(u)$  представляет собой прямую линию, проходящую через начало координат. У нелинейных диэлектриков (сегнетоэлектриков) диэлектрическая проницаемость является функцией напряженности поля, что обуславливает нелинейность зависимости  $q(u)$ .

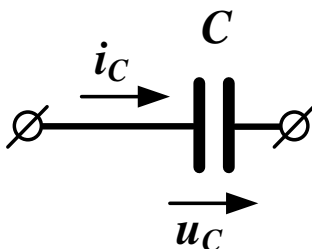
Единицей ёмкости является фарада -  $1 \text{ Ф} = 1 \text{ Кл/1 В}$ . Ёмкостью обладает не только специально изготовленный конденсатор, но и пары проводов электропередач, система провод - земля и т.д. При составлении схемы замещения реальной цепи необходимо отражать подобные связи ёмкостными элементами, входящими в схему наравне с конденсаторами.

Идеальный конденсатор не обладает ни активным сопротивлением, ни индуктивностью. Линейная связь тока элемента с производной напряжения определяется выражением

$$i = C \frac{du}{dt}.$$

(2.16)

Условное обозначение конденсатора показано на рис. 2.12.



**Рисунок 2.12. Условное обозначение конденсатора**

Таким образом, любая электрическая цепь может быть реализована, используя перечисленные выше элементы: резистор, конденсатор, катушка индуктивности. Электрические цепи изображают в виде чертежа, называемого схемой электрической цепи. Такая схема составляется из условных обозначений элементов цепи (рис. 2.10 - 2.12) и показывает их соединение.

Последовательность элементов, по которым протекает один и тот же ток, называется ветвью; точка соединения ветвей называется узлом; замкнутый путь, проходящий по нескольким элементам, называется контуром.

Решить задачу анализа (расчёта) цепи это значит, при заданных значениях параметров элементов схемы и источников ЭДС и тока рассчитать неизвестные токи и напряжения ветвей. Решение задачи анализа заключается в составлении полной системы уравнений цепи и её решении. Для составления уравнений цепи пользуются правилами Кирхгофа.

Первое правило Кирхгофа записывается для узла цепи: алгебраическая сумма токов в узле, равна нулю:

$$\sum i_j = 0. \quad (2.17)$$

При составлении уравнений по первому правилу Кирхгофа необходимо задаться условно-положительными направлениями токов, обозначив их стрелками.

Если стрелки токов направлены от узла, то записываются со знаком «+», направленные к узлу – со знаком «-» (хотя можно и наоборот).

Второе правило Кирхгофа записывается для контура цепи: алгебраическая сумма напряжений на всех элементах любого замкнутого контура равна сумме ЭДС данного контура:



## Начала энергетики

$$\sum u_j = \sum e_k.$$

(2.18)

При записи уравнений по второму правилу Кирхгофа необходимо выбрать независимые контуры и направление их обхода. Независимым является такой контур, в котором имеется хотя бы одна ветвь, не входящая в другие контуры (для цепей без источников тока). Направление обхода всех контуров рекомендуется выбирать по часовой стрелке (хотя можно для каждого контура выбирать произвольно). Знаки напряжений устанавливаются следующим образом: если направление напряжений (направление стрелки напряжения элемента ветви определяется направлением тока в нём) и ЭДС совпадают с направлением обхода контура, то принимают знак «+» и наоборот.

Система уравнений цепи должна быть полной, но не избыточной. Если число ветвей схемы равно  $B$ , а число узлов  $U$ , то число независимых уравнений, которые можно составить по первому правилу Кирхгофа, равно  $U - 1$ , по второму -  $B - U + 1$ . Число уравнений, составленных по первому и второму правилам Кирхгофа, равно числу ветвей схемы  $B = U - 1 + B - U + 1$ , при этом необходимо также использовать соотношения (2.14) – (2.16).

В общем случае решение задачи анализа сложной электрической цепи (т.е. задачи определения всех неизвестных токов и напряжений её элементов при известной схеме и параметрах - сопротивлениях, ёмкостях, индуктивностях, ЭДС и источников тока) оказывается достаточно сложным, поэтому часто используют различные преобразования (упрощения) схем, а также методы составления уравнений, например, метод контурных уравнений, узловых потенциалов и т.п.

Идея метода контурных токов: уравнения составляются только по второму закону Кирхгофа, но не для действительных, а для воображаемых токов, циркулирующих по замкнутым контурам, т.е. в случае выбора главных контуров равных токам ветвей связи. Число уравнений равно числу независимых контуров  $B - U + 1$ . Первый закон Кирхгофа выполняется автоматически. Контуров можно выбирать произвольно, лишь каждый новый контур содержал хотя бы одну ветвь, не входящую в предыдущие. Такие контуры называются независимыми.

Метод узловых потенциалов вытекает из первого закона Кирхгофа. В качестве неизвестных принимают потенциалы узлов, по найденным значениям которых с помощью закона Ома для участка цепи с источником ЭДС затем находят токи в ветвях.



## Начала энергетики

Поскольку потенциал – величина относительная, потенциал одного из узлов (любого) принимается равным нулю. Таким образом, число неизвестных потенциалов,  $a$ , следовательно, и число уравнений равно  $U - 1$ .

Значительно проще задача анализа решается, когда источники энергии являются постоянными или синусоидальными.

Электрические цепи подразделяют на: цепи постоянных токов (если токи и напряжения всех элементов цепей не изменяются во времени) и цепи переменных токов (если токи и напряжения всех элементов цепей изменяются во времени) и, в частности, цепи синусоидальных токов (если эти токи и напряжения цепей изменяются во времени по синусоидальным законам).

Электромагнитные процессы электрических цепей принято делить на установившиеся, когда токи и напряжения всех элементов цепи описываются периодическими функциями времени (как, например, в цепях постоянного и синусоидального токов), и переходные. Последними называются процессы перехода от одного установившегося состояния к другому. Установившиеся процессы принято называть режимами.

### 2.7. Цепи постоянного тока

В схемах замещения цепей постоянных токов при расчёте установившегося режима исключаются ёмкостные и индуктивные элементы. Из допущения о постоянстве тока из уравнения (2.15) для индуктивного элемента следует, что напряжение его будет равным нулю, т.е. сам индуктивный элемент в схеме замещения цепи на постоянном токе представляет собой идеальный проводник с нулевым сопротивлением - так называемую «закоротку». Из допущения о постоянстве напряжения для ёмкостного элемента из уравнения (2.16) следует, что его ток в этом случае будет равен нулю, а сам ёмкостной элемент представляет собой «разрыв» ветви цепи. Полученная резистивная цепь описывается уже не дифференциальными, а чисто алгебраическими уравнениями, решение которых является проще.

Пример 6.1. Составим систему уравнений по правилам Кирхгофа для электрической цепи постоянного тока, приведенную на рис.2.13. Число ветвей схемы равно шести, поэтому полная система уравнений схемы должна состоять из шести уравнений.

Рекомендуется сопротивление и ЭДС одной ветви обозначать одним индексом. Произвольно выберем положительные





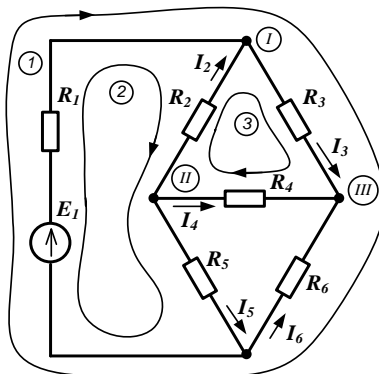
## Начала энергетики

направления токов. Заданная схема содержит 4 узла, поэтому по первому правилу Кирхгофа можно составить 3 независимых уравнения:

$$-I_1 - I_2 + I_3 = 0, \quad (\text{для узла I})$$

$$I_2 + I_4 + I_4 = 0, \quad (\text{для узла II})$$

$$I_1 - I_5 + I_6 = 0. \quad (\text{для узла IV})$$



**Рисунок.2.13. Электрическая схема к примеру 6.1**

Три недостающих уравнения составим по второму правилу Кирхгофа для трёх независимых контуров (направление обхода по часовой стрелке):

$$R_1 I_1 + R_3 I_3 + R_6 I_6 = E_1, \quad (\text{для контура 1})$$

$$R_1 I_1 - R_2 I_2 + R_5 I_5 = E_1, \quad (\text{для контура 2})$$

$$R_2 I_2 + R_3 I_3 + R_4 I_4 = 0. \quad (\text{для контура 3})$$

Таким образом, система уравнений цепи включает 6 независимых уравнений.

## 2.8. Цепи переменного (синусоидального) тока

Синусоидальную ЭДС в любой момент времени можно определить по формуле (в тригонометрической форме)

$$e(t) = E_m \sin(\omega t + \alpha), \quad (2.19)$$

где  $E_m$  - амплитудное значение ЭДС,  $\omega = 2\pi f$  - круговая частота,  $\alpha$  - начальная фаза.

Аналогично выражаются и другие синусоидальные вели-



чины, например, ток

$$i(t) = I_m \sin(\omega t + \alpha). \quad (2.20)$$

Значения  $e(t)$ ,  $i(t)$  называются мгновенными значениями и обозначаются строчными буквами латинского алфавита.

На практике часто синусоидальные величины характеризуются действующими значениями

$$F = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T f^2 dt} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T F_m^2 \sin^2 \omega t dt} = \frac{F_m}{\sqrt{2}} = 0,707 F_m.$$

Аналогично

$$E = \frac{E_m}{\sqrt{2}}, \quad I = \frac{I_m}{\sqrt{2}}.$$

Действующее значение синусоидального тока численно равно значению такого постоянного тока, который за время, равное периоду синусоидального тока, выделяет такое же количество теплоты, что и синусоидальный ток. Действующие и амплитудные значения обозначают прописными буквами. Большинство измерительных приборов показывает действующее значение.

При анализе цепей синусоидального тока часто также пользуются действующими значениями. Так для определения теплового действия тока достаточно знать только его величину. При расчёте взаимодействия двух токов необходимо знать взаимное направление токов.

Для расчётов цепей с синусоидальными источниками ЭДС широко используется символический метод (метод комплексных амплитуд, комплексный метод), введённый в электротехнику инженерами Кеннели и Чарлзом Штейнметцом (1893-1894 гг.). Этот метод основан на представлении гармонических функций в виде проекций вращающихся векторов на комплексной плоскости. Так синусоидальный ток  $i(t) = I_m \cdot \sin(\omega t + \alpha)$  может быть представлен мнимой частью ( $Im$ ) вектора  $I_m e^{j(\omega t + \alpha)}$ , т.е.

$$i(t) = I_m \cdot \sin(\omega t + \alpha) = Im\{I_m e^{j(\omega t + \alpha)}\}.$$

Так как скорости вращения векторов определяются круговой частотой  $\omega$ , которая для всех векторов одинакова, поэтому все векторы являются неподвижными друг относительно друга, что является основанием для построения векторных диаграмм,



## Начала энергетики

при этом вектор  $I_m e^{j(\omega t + \alpha)}$  равен  $\dot{I}_m = I_m e^{j\alpha}$ , где  $\dot{I}_m$  – комплексная величина. Таким образом, синусоидальные токи и напряжения могут быть представлены неподвижными векторами  $\dot{F}_m = F_m e^{j\alpha}$ , направление которых определяется начальной фазой  $\alpha$ , а длина амплитудой. При этом операция взятия производной от действительной функции заменяется умножением на  $j\omega$  её комплексного изображения, а операция интегрирования действительной функции заменяется делением на  $j\omega$  её комплексного изображения. Таким образом, комплексный метод является элегантным методом алгебраизации дифференциальных уравнений. Уравнения по первому и второму правилам Кирхгофа будут не дифференциальными, а алгебраическими – аналогичными уравнениям для цепи постоянного тока, что существенно упрощает их решение.

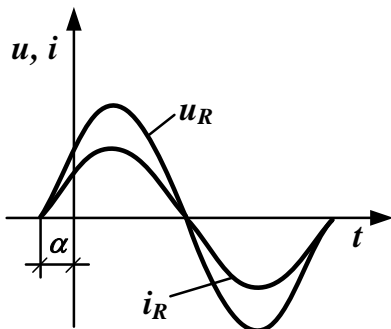
Совокупность векторов токов и напряжений, построенных для электрической цепи, называется векторной диаграммой. Векторные диаграммы широко используются в электроэнергетике при выполнении расчётов и анализе поведения различных электроустановок.

Если в электрическую цепь включены только источники с синусоидальными ЭДС и/или токами, то уравнения связи между напряжениями на элементах и токами в них упрощаются по сравнению с выражениями (2.15) и (2.16).

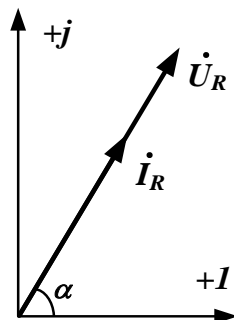
Если к активному сопротивлению приложено синусоидальное напряжение  $u_R(t) = U_m \sin(\omega t + \alpha)$ , ток через сопротивление также будет синусоидальным

$$i_R(t) = \frac{u_R}{R} = \frac{U_m}{R} \sin(\omega t + \alpha) = I_m \sin(\omega t + \alpha). \quad (2.21)$$

В соответствии с (6.21) ток имеет ту же начальную фазу  $\alpha$ , что и напряжение (рис.6.14).



**Рисунок 2.14.** На активном сопротивлении напряжение и ток совпадают по фазе



**Рисунок 2.15.** Векторная диаграмма напряжения и тока для активного сопротивления

Из (2.21) также следует, что  $U_m = R \cdot I_m$  и  $U = R \cdot I$ .  
Переходя от синусоидальных функций напряжения и тока к соответствующим им комплексам

$$U_R(t) = U_m \sin(\omega t + \alpha) \Rightarrow \dot{U}_R = U_R e^{j\alpha};$$

$$i_R(t) = I_m \sin(\omega t + \alpha) \Rightarrow \dot{I}_R = I_R e^{j\alpha},$$

и поделив первый комплекс на второй, получим

$$\frac{\dot{U}_R}{\dot{I}_R} = \frac{U_R e^{j\alpha}}{I_R e^{j\alpha}} = \frac{U_R}{I_R} = R.$$

Векторная диаграмма тока и напряжения для активного сопротивления представлена на рис.2.15.

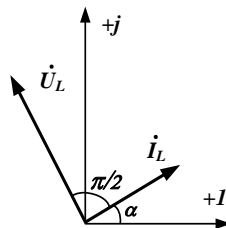
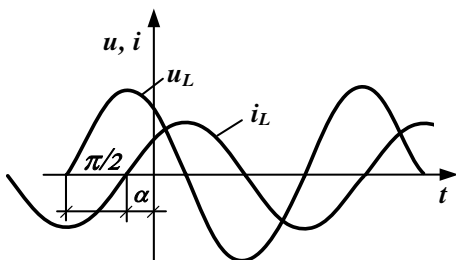
Если через индуктивность протекает синусоидальный ток

$i_L = I_m \sin(\omega t + \alpha)$ , то напряжение на её зажимах

$$u_L = -e = \frac{d\psi}{dt} = \frac{d}{dt}(Li) = \omega LI_m \sin(\omega t + \alpha + \pi/2) = U_m \sin(\omega t + \alpha + \pi/2). \quad (2.22)$$



Следовательно, ток в индуктивности отстаёт от напряжения на угол  $\pi/2$  (рис.2.16).



**Рисунок 2.16. Ток в индуктивности отстаёт от напряжения на угол  $90^\circ$**

**Рисунок 2.17. Векторная диаграмма тока и напряжения для индуктивности**

Из выражения (2.22) следует, что  $U_m = \omega L I_m = X_L I_m$ , где  $X_L = \omega L$  – реактивное индуктивное сопротивление катушки; его размерность – Ом. Величина  $X_L$  линейно зависит от частоты. При  $f = 0$  ( $\omega = 0$ ), т.е. для постоянного тока  $X_L = 0$ , если  $f \rightarrow \infty$ , то и  $X_L \rightarrow \infty$ .

Комплексы тока и напряжения имеют вид:

$$u_L = U_m \sin(\omega t + \alpha + \pi/2) \Rightarrow \dot{U}_L = U e^{j(\alpha + \pi/2)};$$

$$i_L = I_m \sin(\omega t + \alpha) \Rightarrow \dot{I}_L = I e^{j\alpha}.$$

Разделив первый комплекс на второй, получим

$$\frac{\dot{U}_L}{\dot{I}_L} = \frac{U_L e^{j(\alpha + \pi/2)}}{I_L e^{j\alpha}} = \frac{U_L e^{j\alpha} e^{j\pi/2}}{I_L e^{j\alpha}} = X_L e^{j\pi/2} = jX_L,$$

или

$$\dot{U}_L = jX_L \dot{I}_L = \underline{Z}_L \dot{I}_L.$$

Умножение вектора на  $j = e^{j\pi/2}$  соответствует повороту его на угол  $\pi/2$  в положительном направлении (против часовой стрелки) не изменяя его длины.

Векторная диаграмма тока и напряжения для катушки ин-



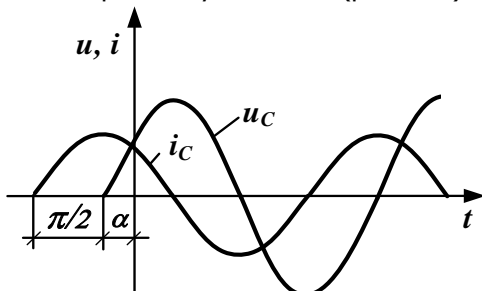
Начала энергетики

дуктивности представлена на рис.2.17.

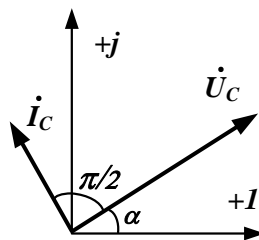
Если к конденсатору приложить синусоидальное напряжение  $u_C = U_m \sin(\omega t + \alpha)$ , то через него будет протекать ток

$$i_C = \frac{d}{dt}(Cu_C) = \omega CU_m \sin(\omega t + \alpha + \pi/2) = I_m \sin(\omega t + \alpha + \pi/2). \quad (2.23)$$

Следовательно, ток в конденсаторе опережает напряжение по фазе на угол  $\pi/2$  (рис.2.18).



**Рисунок 2.18. Ток в конденсаторе опережает напряжение на угол  $90^\circ$**



**Рисунок 2.19. Векторная диаграмма тока и напряжения для конденсатора**

Из (2.23) следует, что

$$U_m = \frac{I_m}{\omega C} = X_C I_m,$$

$$U_C = \frac{I_C}{\omega C} = X_C I_C,$$

где  $X_C = \frac{1}{\omega C}$  – реактивное ёмкостное сопротивление

конденсатора; его размерность – Ом.

Величина  $X_C$  с увеличением частоты уменьшается по гиперболическому закону; при  $f = 0$  ( $\omega = 0$ )  $X_C \rightarrow \infty$ , т.е. для постоянного тока конденсатор является разрывом цепи.



Запишем выражения для комплексов напряжения и тока

$$u_C = U_m \sin(\omega t + \alpha) \Rightarrow \dot{U}_C = U_C e^{j\alpha};$$

$$i_C = I_m \sin(\omega t + \alpha + \pi/2) \Rightarrow \dot{I}_C = I_C e^{j(\alpha + \pi/2)},$$

и поделив первый комплекс на второй, получим

$$\frac{\dot{U}_C}{\dot{I}_C} = \frac{U_C e^{j\alpha}}{I_C e^{j(\alpha + \pi/2)}} = X_C e^{-j \cdot \pi/2} = -jX_C,$$

$$\dot{U}_C = -jX_C \dot{I}_C = \underline{Z}_C \dot{I}_C.$$

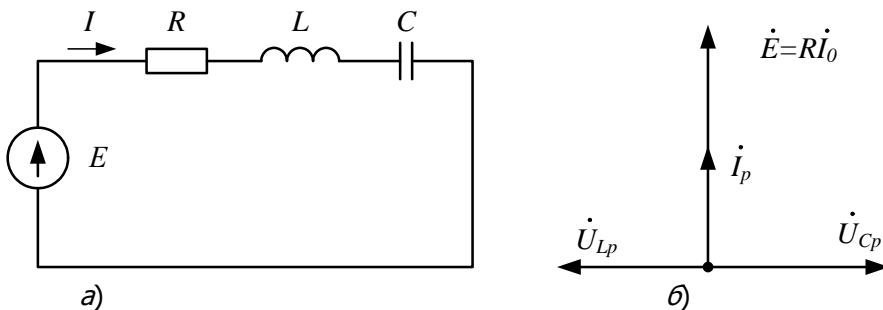
Умножение вектора на  $-j = e^{-j \cdot \pi/2}$  означает его поворот его на угол  $\pi/2$  в отрицательном направлении (по часовой стрелке) не изменяя длины. Векторная диаграмма для тока и напряжения для конденсатора приведена на рис.2.19.

## 2.9. Резонансные (колебательные) цепи. Фильтры

Резонансными или колебательными цепями называются электрические цепи, в которых может возникать явление резонанса напряжений или токов. Резонанс представляет такой режим электрической цепи (содержащей индуктивности и конденсаторы), при котором, реактивное сопротивление или реактивная проводимость цепи равны нулю, соответственно равна нулю реактивная мощность на зажимах цепи.

Рассмотрим цепочку из последовательно соединённых элементов: резистора с сопротивлением  $R$ , катушки с индуктивностью  $L$  и конденсатора с ёмкостью  $C$ , подключённую к источнику ЭДС  $E$  (рис. 2.20, а). Эквивалентное комплексное сопротивление этого участка цепи зависит от частоты

$$Z = R + jX = R + j \left( \omega L - \frac{1}{\omega C} \right).$$



**Рисунок 2.20. Цепочка из последовательно соединённых элементов:  $R L C$ , подключённая к источнику ЭДС  $E$  (а), и векторная диаграмма при резонансе напряжений (б)**

Резонанс напряжений наступает при резонансной частоте  $\omega_p$ , когда  $X = \omega L - \frac{1}{\omega C} = 0$ , откуда

$$\omega_p = \frac{1}{\sqrt{LC}}.$$

При резонансной частоте  $\omega_0$  ток становится максимальным

$$I_p = I_0 = \frac{E}{R},$$

и совпадает по фазе с ЭДС на входе контура, так как реактивное сопротивление равно нулю. Векторная диаграмма при резонансе цепи показана на рис.2.20, б.

При резонансе происходит непрерывное перераспределение энергии магнитного и электрического полей, причём суммарная энергия остаётся неизменной. Таким образом, энергия, первоначально запасённая в контуре при подключении его к источнику напряжения, колеблется между  $L$  и  $C$  без участия в этом процессе источника; поэтому контур называется колебательным.

Если бы колебательный контур не содержал сопротивления  $R$ , то при резонансе энергия не поступала бы в контур от





## Начала энергетики

источника. При наличии сопротивления, вся энергия, которая поступает в контур от источника, расходуется в сопротивлении.

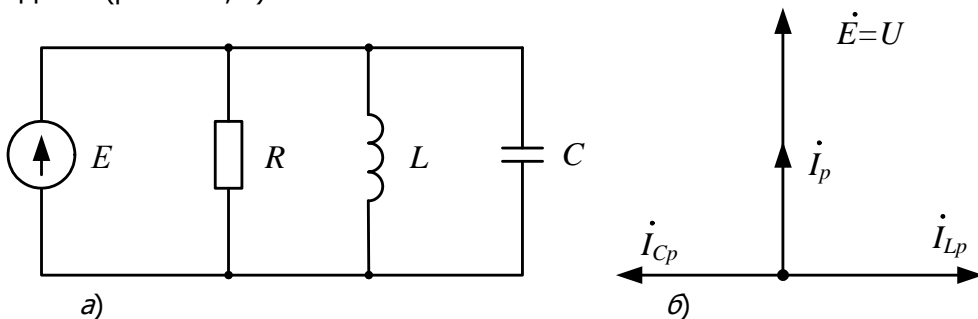
Для оценки динамических характеристик колебательного контура пользуются понятием добротности контура

$$Q = \frac{\omega_p L}{R} = \frac{1}{\omega_p C R}.$$

Добротность контуров, применяемых в радиотехнике, достигает  $Q \approx 100 \div 300$ . Величина обратная добротности  $d = 1/Q$  называется затуханием; величина  $d$  характеризует скорость затухания колебательного процесса, когда контур отключается от источника и замыкается накоротко.

При  $Q > 1$  напряжения на конденсаторе и индуктивности в резонансном режиме превышают по величине напряжение  $U = E$ , приложенное к контуру; добротность показывает, во сколько раз эти напряжения превышают входное. Поэтому резонанс в последовательном колебательном контуре и называют резонансом напряжений.

Рассмотрим цепочку из параллельно соединённых элементов: резистора с сопротивлением  $R$ , катушки с индуктивностью  $L$  и конденсатора с ёмкостью  $C$ , подключённую к источнику ЭДС  $E$  (рис. 2.21, а).



**Рисунок 2.21. Цепочка из параллельно соединённых элементов:  $R L C$ , подключённая к источнику ЭДС  $E$  (а), и векторная диаграмма при резонансе токов (б)**

Комплексная проводи-



тельного контура

$$Y = g - jb = g - j \left( \frac{1}{\omega L} - \omega C \right)$$

по своей структуре аналогична выражению комплексного сопротивления последовательного колебательного контура, а резонансная частота, как и в предыдущем случае, равна:

$$\omega_p = \frac{1}{\sqrt{LC}}.$$

Добротность параллельного контура равна:

$$Q = \frac{R}{\omega_p L} = \omega_p CR,$$

т.е. является обратной величиной добротности последовательного контура.

При резонансе токов полная проводимость параллельного колебательного контура минимальна, следовательно, его входное сопротивление достигает максимума. При этом ток от источника минимален и равен  $I_p = gE$ , а токи в индуктивности и конденсаторе равны по величине и противоположны по знаку.

При  $Q > 1$  эти токи превышают по величине  $I_p$ ; поэтому резонанс в параллельном контуре и называется резонансом токов. Векторная диаграмма при резонансе цепи показана на рис.2.21, б.

## 2.10. Взаимная индуктивность в электрических цепях. Линейный трансформатор

Электрические цепи могут содержать контуры (два или более), в которых магнитный поток одного из них пронизывает другой, например, в случае двух и более параллельных линий электропередачи. Это явление называется взаимной индукцией между контурами. Если магнитный поток изменяется во времени, то в магнитосвязанных контурах наводятся ЭДС, например, ЭДС в  $j$ - том контуре при изменении тока и пропорционального ему магнитного потока в  $k$ - том определяется по формуле



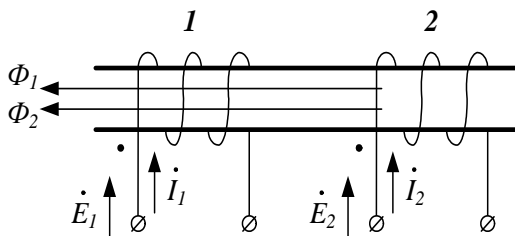
$$e_j = \pm M_{jk} \frac{di_k}{dt} = - \frac{d\Phi_k}{dt},$$

где  $M_{jk}$  - коэффициент взаимной индукции или взаимная индуктивность между контурами  $j$  и  $k$ , характеризует тесноту связи (коэффициент связи) между контурами. Необходимо отметить, что в электрических цепях всегда  $M_{jk} = M_{kj} = M$ . С увеличением расстояния между контурами  $M$  уменьшается. Взаимная индуктивность  $M$ , как и собственная индуктивность  $L$ , измеряется в генри (Гн).

Знаки «+» и «-» перед  $M$  означают, что при выполнении расчётов цепей необходимо знать не только величину  $M$ , но и её знак, который зависит от взаимного расположения контуров; так как магнитные потоки в контуре, наводимые собственным током и током взаимного контура могут по направлению либо совпадать, либо не совпадать. В связи с этим различают согласное и встречное включение контуров (или обмоток катушек). Для определения знака, с которым добавляется потокосцепление (или поток) взаимной индукции  $Mi_k$  (или  $Mi_j$ ) к потокосцеплению самоиндукции  $L_j i_j$  (или  $L_k i_k$ ), необходимо разметить зажимы ветвей, содержащих индуктивно связанные элементы. Обычно один из зажимов первой ветви произвольно принимают за начало и наносят около него точку; вторая точка ставится у зажима второй ветви так, чтобы магнитное потокосцепление обоих индуктивных элементов увеличивалось бы вследствие взаимной индукции, когда токи  $i_j$  и  $i_k$  одинаково направлены относительно отмеченных зажимов своих элементов (рис.2.22).



Начала энергетики



**Рисунок 2.22. Согласное включение обмоток**

Для установившегося синусоидального режима последнее выражение может быть записано для комплексных амплитуд  $E_j = \omega M I_k$ .

Если поток (потокосцепление) сцеплен только со своей обмоткой, то такой поток называется потоком рассеяния, а соответствующая ему индуктивность называется индуктивностью рассеяния. Величины, характеризующие рассеяние обозначаются индексом  $\sigma$ .

Трансформатор в простейшем случае представляет собой две индуктивно связанные обмотки при сильной связи между ними; для этого они должны быть, надеты на общий ферромагнитный магнитопровод (сердечник). Практическое значение трансформаторов заключается, прежде всего, в возможности изменения величин напряжения. При сильной связи между обмотками почти одинаковый поток  $\Phi$  пронизывает каждый из витков, поэтому ЭДС, индуцируемые в обмотках, пропорциональны числам витков  $w$  обмоток. Если к первой (первичной) обмотке с числом витков  $w_1$  приложить напряжение  $U_1$ , то напряжение  $U_2$  на зажимах второй (вторичной) обмотки с числом витков  $w_2$  можно определить по формуле

$$U_2 \approx U_1 \frac{w_2}{w_1}.$$

Отношение вторичного напряжения к первичному напряжению называется коэффициентом трансформации  $k = U_2 / U_1$ .

Если  $k > 1$ , то трансформатор называется повышающим, если



$k < 1$  - понижающим.

Трансформатор, не имеющий потерь в магнитопроводе в проводах обмоток, называется идеальным. Для идеального трансформатора коэффициент трансформации можно определить как отношение чисел витков обмоток

$$k = U_2 / U_1 \approx w_2 / w_1.$$

Кроме того, трансформатор изолирует первичную и вторичную обмотки в электрическом отношении, сохраняя возможность передачи энергии между обмотками.

Ферромагнитный сердечник может привести к нелинейной зависимости между первичным и вторичным напряжениями. Здесь мы ограничимся анализом работы трансформатора лишь в линейном режиме, когда все потокосцепления прямо пропорциональны токам и могут быть выражены через собственные и взаимные индуктивности, величины которых не зависят от тока. В таком режиме работают измерительные трансформаторы и трансформаторы в системах сигнализации, связи, радиотехнической и телевизионной аппаратуре. В режиме близком к линейному работают силовые трансформаторы в энергосистемах; нелинейность их параметров проявляется практически только в режиме холостого хода и некоторых аномальных режимах.

Основные уравнения и векторная диаграмма линейного трансформатора. Предположим, что первичная обмотка трансформатора подключена к источнику синусоидальной ЭДС  $E_1$ . Будем также считать, что числа витков первичной и вторичной обмотки равны  $w_1 = w_2$ , если же  $w_1 \neq w_2$ , то параметры одной обмотки должны быть приведены ко второй (приведение выполняется через коэффициент трансформации).

Уравнения для первичной и вторичной обмоток запишем на основе второго правила Кирхгофа, используя символический метод (рис.2.22, а).

$$\left. \begin{aligned} Z_{11}\dot{I}_1 - Z_{12}\dot{I}_2 &= \dot{E}_1 \\ Z_{21}\dot{I}_1 - Z_{22}\dot{I}_2 - \dot{U}_2 &= 0 \end{aligned} \right\};$$

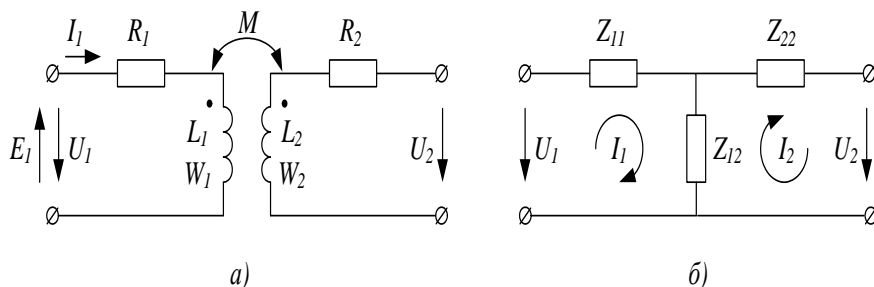
где  $Z_{11} = R_1 + j\omega L_1$ ;  $Z_{22} = R_2 + j\omega L_2$ ;

$Z_{12} = Z_{21} = j\omega M$ ;

$R_1$  и  $R_2$  - активные сопротивления первичной и вторичной



обмоток;  $L_1, L_2, M$  - их собственные и взаимная индуктивности соответственно,  $U_2$  - вторичное напряжение, равное напряжению нагрузки.



**Рисунок 2.22. Линейный двухобмоточный трансформатор (а) и его T-образная схема замещения (б)**

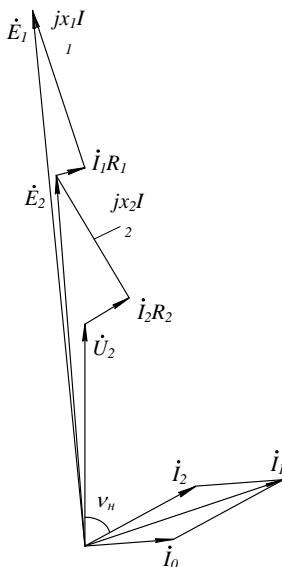
Для практических расчётов пользуются схемами замещения трансформаторов, в которых магнитная связь между обмотками заменяется электрической. Наиболее часто используется T-образная схема замещения (рис.2.22, б). Здесь  $\omega L_{\sigma 1} = \omega(L_1 - M)$  и  $\omega L_{\sigma 2} = \omega(L_2 - M)$  - сопротивления рассеяния первичной и вторичной обмоток соответственно,  $\omega M$  - сопротивление ветви намагничивания (в ней протекает ток намагничивания).

Построим качественную векторную диаграмму трансформатора (рис.2.23). Построение начинают с векторов напряжения и тока вторичной цепи, соответственно,  $\dot{U}_2$  и  $\dot{I}_2$ . Обычно трансформаторы в электроэнергетических установках имеют активно-индуктивную нагрузку; в этом случае вектор тока  $\dot{I}_2$  отстаёт от вектора напряжения  $\dot{U}_2$  на угол  $\phi_n$ , причём  $0 \leq \phi_n \leq \pi/2$ . Вектор падения напряжения от вторичного тока на активном сопротивлении  $\dot{I}_2 R_2$  совпадает по фазе с вектором тока, а на индуктивном сопротивлении рассеяния  $j\omega \dot{I}_2 L_{\sigma 2}$  - опережает его на  $\pi/2$ . Суммируя геометрически векторы:  $\dot{U}_2$ ,  $\dot{I}_2 R_2$  и



$j\omega\dot{I}_2 L_{\sigma 2}$  получим падение напряжения на ветви намагничивания от тока намагничивания  $j\omega\dot{I}_0 M$ . Ток намагничивания равен геометрической разности первичного и вторичного токов

$$\dot{I}_0 = \dot{I}_1 - \dot{I}_2.$$



**Рисунок 2.23. Векторная диаграмма линейного трансформатора**

Падение напряжения на ветви намагничивания это ЭДС, индуцируемая во вторичной обмотке  $\dot{E}_2 = j\omega\dot{I}_0 M$ , а ток намагничивания отстаёт от неё на  $\frac{\pi}{2}$ . Суммируя геометрически векторы вторичного тока  $\dot{I}_2$  и тока намагничивания  $\dot{I}_0$  получим вектор первичного тока  $\dot{I}_1 = \dot{I}_2 + \dot{I}_0$ .

Падение напряжения от первичного тока на активном сопротивлении  $\dot{I}_1 R_1$  совпадает по фазе с вектором тока, а на индуктивном сопротивлении рассеяния  $j\omega\dot{I}_1 L_{\sigma 1}$  - опережает его



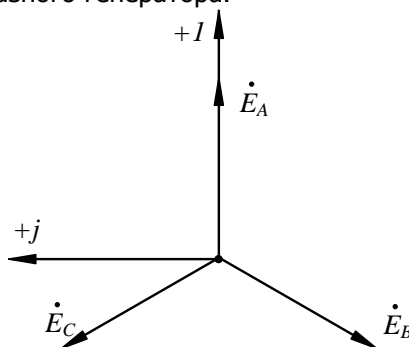
на  $\pi/2$ . Суммируя геометрически векторы:  $\dot{E}_2$ ,  $\dot{I}_1 R_1$  и  $j\omega \dot{I}_1 L_{\sigma 1}$  получим вектор ЭДС, приложенной к первичной обмотке  $\dot{E}_1$ .

## 2.11. Трёхфазные электрические цепи

Многофазные системы переменных токов впервые были предложены Н. Тесла и *Галилео Феррарисом* (1888). Это обеспечило преимущественное развитие энергосистем переменного тока (до Н.Тесла Т. Эдисон строил электростанции с генераторами постоянного тока). В настоящее время преимущественно используются трёхфазные системы токов.

Трёхфазной электрической цепью называют связную совокупность трёх электрических цепей, в которых действуют синусоидальные ЭДС одной и той же частоты, сдвинутые друг относительно друга по фазе и создаваемые общим источником энергии - трёхфазным генератором. Отдельные цепи, входящие в состав такой цепи, называются фазами и обычно обозначаются буквами *A, B, C*, а совокупность ЭДС, действующих в этих фазах, а также совокупность токов и напряжений фаз называется трёхфазной системой ЭДС, токов и напряжений. Трёхфазная система ЭДС (токов, напряжений) называется симметричной, если ЭДС (токи, напряжения) всех фаз равны по амплитуде и сдвинуты относительно друг друга по фазе на угол  $2\pi/3$ , в противном случае трёхфазная система называется несимметричной.

Векторная диаграмма трёхфазной системы ЭДС показана на рис.2.24. Трёхфазная система ЭДС вырабатывается с помощью синхронного трёхфазного генератора.







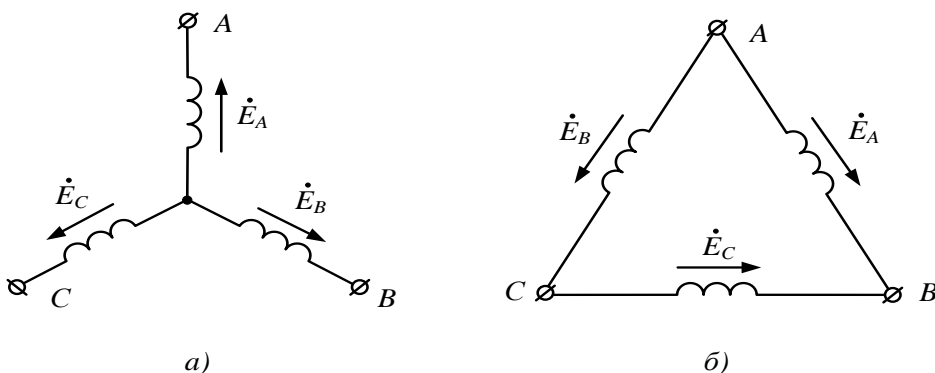
### Рисунок.2.24. Трёхфазная система ЭДС

Трёхфазная система с одной стороны является более экономичной по числу используемых проводников – их три (в двухфазной системе Тесла использовалось четыре провода), с другой стороны – позволяет реализовать простые по конструкции, следовательно, надёжные и дешёвые электрические двигатели – основные потребители электрической энергии (с помощью трёхфазной системы токов создаётся вращающееся магнитное поле, которое впервые описали Тесла и Феррарис).

На электрической схеме трёхфазный генератор принято изображать в виде трёх обмоток, расположенных под углом  $120^\circ$ . Обмотки генератора могут быть соединены звездой или треугольником.

При соединении звездой одноимённые зажимы трёх обмоток объединяют в одну точку (рис.2.25, а), которую называют нулевой точкой генератора  $0$ . Обмотки генератора обозначают буквами  $A, B, C$ .

При соединении обмоток генераторов треугольником (рис.2.25, б) конец первой обмотки соединяют с началом второй, конец второй – с началом третьей, конец третьей – с началом первой. Геометрическая сумма ЭДС в замкнутом треугольнике равна нулю, поэтому если к зажимам генератора  $A, B, C$  нагрузка не присоединена, то ток по обмоткам генератора протекать не будет.

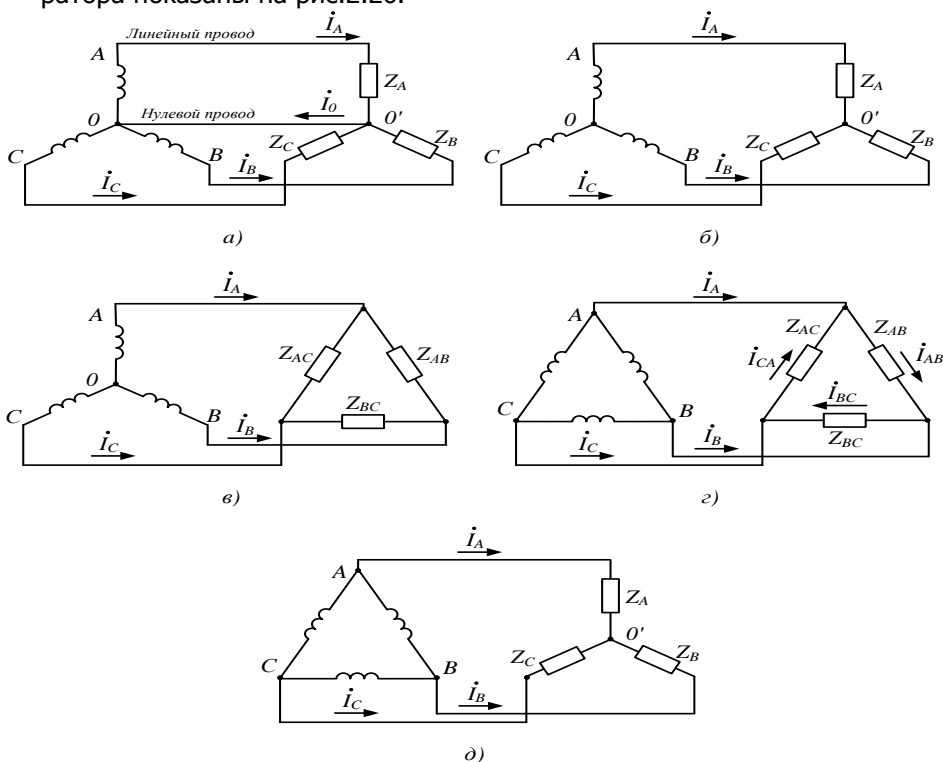


**Рисунок 2.25. Соединение обмоток трёхфазного генератора в звезду (а) и треугольник (б)**

Пять возможных способов соединения трёхфазного гене-



ратора показаны на рис.2.26.



**Рисунок 2.26. Схемы соединения обмоток в трёхфазных цепях**

Точку, в которой объединены три конца трёхфазной нагрузки при соединении её звездой, называют нулевой точкой нагрузки и обозначают  $O'$ . Ток нулевого провода  $I_0$  имеет положительное направление от точки  $O'$  к  $O$ . Схемы на рис.2.26 называют: а) звезда-звезда с нулевым проводом, б) звезда-звезда без нулевого провода, в) звезда-треугольник, г) треугольник-треугольник, д) треугольник-звезда.

Напряжения между линейными проводами называют линейными и обозначают, например,  $U_{AB}$  (линейное напряжение между фазами A и B); модуль линейного напряжения –  $U_{Л}$ .

Токи в линейных проводах называют линейными, их обо-



## Начала энергетики

значают  $\dot{I}_A, \dot{I}_B, \dot{I}_C$ . За положительное направление для них принимается направление от генератора к нагрузке. Модули линейных токов обозначают  $I_L$ .

Каждую из трёх обмоток генератора называют фазой генератора; каждую из трёх нагрузок – фазой нагрузки; протекающие по ним токи - фазовыми токами генератора  $I_\Phi$  или соответственно нагрузки, а напряжения на них – фазовыми напряжениями.

Соотношения между линейными и фазовыми напряжениями и токами. При соединении обмоток генератора в звезду линейное напряжение по модулю в  $\sqrt{3}$  раза больше фазового напряжения генератора ( $U_\Phi$ ):

$$U_L = U_{AB} = \sqrt{3} \cdot U_\Phi.$$

Линейный ток  $I_L$  при соединении обмоток генератора в звезду равен фазовому току генератора

$$I_L = I_\Phi.$$

При соединении обмоток генератора в треугольник линейное напряжение равно фазовому напряжению

$$U_L = U_\Phi.$$

При соединении нагрузки в звезду линейный ток равен фазовому току нагрузки.

При соединении нагрузки в треугольник положительные направления для токов в сторонах треугольника выбирают по часовой стрелке. Индексы у токов соответствуют выбранным для них положительным направлениям: первый индекс для точки, из которой ток вытекает, второй – для точки в которую он втекает

При соединении нагрузки в треугольник линейные токи не равны фазовым токам нагрузки и определяются по первому правилу Кирхгофа

$$\dot{I}_A = \dot{I}_{AB} - \dot{I}_{CA}; \quad \dot{I}_B = \dot{I}_{BC} - \dot{I}_{AB}; \quad \dot{I}_C = \dot{I}_{CA} - \dot{I}_{BC}.$$

Источники ЭДС в трёхфазных цепях являются синусоидальными, поэтому расчёт и исследование процессов в них производится теми же методами, что и однофазных цепей. Для цепей трёхфазного тока также применим символический метод, могут строиться векторные и топографические диаграммы.



## 2.12. Мощность в цепях синусоидального тока

Мощность в цепи однофазного тока. При протекании токов в нагрузке происходит потеря энергии и мощности. Если нагрузка представляет собой активное сопротивление  $R$  (например, электрическая печь, лампы накаливания и т.п.), то протекающий в ней ток по фазе совпадает с приложенным напряжением (или ЭДС). Мгновенная мощность, потребляемая нагрузкой

$$p = ui = U_m \sin \omega t \times I_m \sin \omega t = U_m I_m / 2 (1 - 2 \cos 2\omega t).$$

Выражение для мгновенной активной мощности перепишем в виде

$$p = UI(1 - 2 \cos 2\omega t) = UI - 2UI \cos 2\omega t.$$

Мгновенная мощность колеблется в пределах от 0 до  $2UI$  с удвоенной частотой по сравнению с напряжением и током и принимает только положительные значения. Среднее значение мгновенной мощности, потребляемой нагрузкой с активным сопротивлением  $R$ , называется активной мощностью  $P = UI$ . Эта мощность безвозвратно теряется (рассеивается) в активных сопротивлениях энергосистемы.

Активная мощность измеряется в ваттах (Вт):  $1 \text{ Вт} = 1 \text{ Дж/с}$ . Активную мощность синхронных генераторов электростанций обычно выражают в мегаваттах ( $1 \text{ МВт} = 10^6 \text{ Вт}$ ) или ( $1 \text{ МВт} = 10^3 \text{ кВт}$ ); активную мощность крупных электростанций и энергосистем иногда выражают в гигаваттах ( $1 \text{ ГВт} = 10^3 \text{ МВт}$ ). Для измерения активной мощности используются ваттметры.

Однако потребители электрической энергии в энергосистемах очень редко являются активными сопротивлениями; зачастую потребители представляют собой активно-индуктивные сопротивления. В этом случае активная мощность вычисляется по формуле

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

где  $\varphi$  - угол сдвига между векторами тока и напряжения (в отличие от активных сопротивлений в этом случае вектор тока отстаёт от вектора напряжения на угол  $\varphi$ ).

Величина  $S = UI$  в общем случае активно-реактивной цепи называется полной или кажущейся мощностью. Полная мощность вычисляется в вольт-амперах (ВА); в энергетике полную мощность представляют в мегавольт-амперах (МВА). Физиче-



## Начала энергетики

ский смысл полной мощности - это наибольшая активная мощность электроустановки, возможная при данных значениях  $U$  и  $I$ , т.е. при  $\cos \varphi = 1$ ; её нельзя измерить приборами, а можно только вычислить.

Отношение активной мощности  $P$  к полной мощности  $S$ , называется коэффициентом мощности  $\cos \varphi = P/S$ ; это характеристика энергетической эффективности электроустановки.

В электротехнике используется понятие треугольника мощностей - это прямоугольный треугольник, гипотенузой которого является полная мощность, а катетами активная и реактивная мощности. Реактивная мощность определяется по формуле

$$Q = UI \sin \varphi,$$

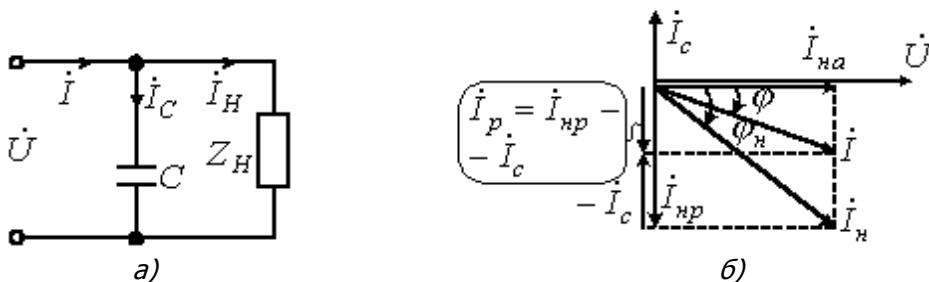
или из треугольника мощностей  $Q = \pm \sqrt{S^2 - P^2}$ .

Реактивная мощность имеет колебательный характер со средним значением равным нулю; полная и активная мощности могут быть только положительными, реактивная мощность может принимать как положительные, так и отрицательные значения. В отличие от активной мощности она не требует для своего производства расхода энергии на электростанциях и не теряется безвозвратно в элементах энергосистемы. Она генерируется реактивными элементами и поочерёдно запасается в индуктивностях и конденсаторах. Реактивная мощность вычисляется в вольтамперах реактивных (ВАр); в энергетике реактивную мощность представляют в мегавольт - амперах реактивных (МВАр). Реактивная мощность может быть измерена специальными электроизмерительными приборами.

Коэффициент мощности характеризует эффективность использования генерирующих мощностей, чем выше  $\cos \varphi$ , тем выше и эффективность. Реактивная мощность циркулирует между источником и потребителем. Реактивный ток, не совершая полезной работы, приводит к дополнительным потерям в силовом оборудовании и, следовательно, к завышению его установленной мощности. В этой связи стремятся увеличить  $\cos \varphi$  в силовых электрических цепях. Подавляющее большинство потребителей (как нагрузка) имеют активно-индуктивный характер. Если параллельно такой нагрузке  $Z_H$  (рис. 2.27, а), включить конденсатор  $C$ , то общий ток  $\dot{I}$  как видно из векторной диаграммы (рис.



2.27, б), приближается по фазе к напряжению, т.е.  $\cos \varphi$  увеличивается, а общая величина тока (и, следовательно, потери) уменьшается при постоянстве активной мощности  $P = UI \cos \varphi$ . На этом основано применение конденсаторов для повышения  $\cos \varphi$ .



**Рисунок 2.27. Повышение  $\cos \varphi$  с помощью конденсаторов**

Из закона сохранения энергии следует, что сумма всех отдаваемых активных мощностей равна сумме всех потребляемых активных мощностей, т.е.

$$\sum_{k=1}^n R_k I_k^2 = \sum_{k=1}^n E_k I_k \cos \varphi_{k2(\text{генераторе})}.$$

В ТОЭ доказывается, что баланс соблюдается и для реактивных мощностей:

$$\sum_{k=1}^n \pm X_k I_k^2 = \sum_{k=1}^n E_k I_k \sin \varphi_{k2(\text{генераторе})}.$$

Мощность трёхфазной системы. Под активной мощностью трёхфазной системы понимают сумму активных мощностей фаз нагрузки и активной мощности в сопротивлении нулевого провода

$$P = P_A + P_B + P_C + P_0.$$

Аналогично реактивная мощность

$$Q = Q_A + Q_B + Q_C + Q_0;$$

полная мощность

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}.$$

Если нагрузка симметричная, то  $P_0 = 0$ ,  $Q_0 = 0$



Начала энергетики

$$P_A = P_B = P_C = U_\phi I_\phi \cos \varphi_\phi; \quad Q_A = Q_B = Q_C = U_\phi I_\phi \sin \varphi_\phi$$

где  $\varphi_\phi$  – угол между напряжением  $U_\phi$  на фазе нагрузки и током  $I_\phi$  фазы нагрузки.

При симметричной нагрузке

$$\left. \begin{aligned} P &= 3U_\phi I_\phi \cos \varphi_\phi, \\ Q &= 3U_\phi I_\phi \sin \varphi_\phi, \\ S &= 3U_\phi I_\phi. \end{aligned} \right\}$$

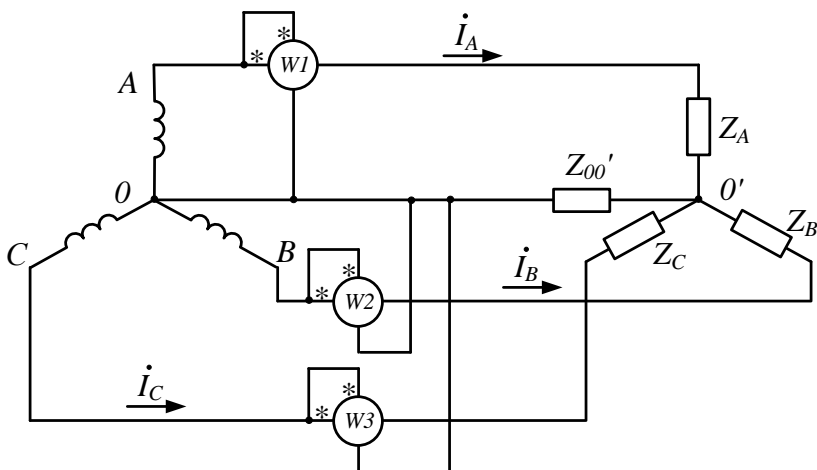
При симметричной нагрузке независимо от её соединения в звезду или треугольник

$$3U_\phi I_\phi = \sqrt{3} \cdot U_\phi \sqrt{3} \cdot I_\phi = \sqrt{3} \cdot U_L I_L,$$

где  $U_L$  – линейное напряжение в нагрузке;  $I_L$  – линейный ток нагрузки. Поэтому часто используют следующие соотношения:

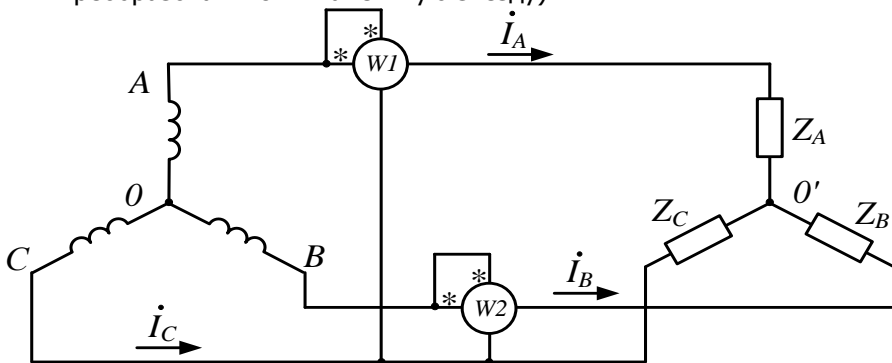
$$\left. \begin{aligned} P &= \sqrt{3} \cdot U_L I_L \cos \varphi_\phi, \\ Q &= \sqrt{3} \cdot U_L I_L \sin \varphi_\phi, \\ S &= \sqrt{3} \cdot U_L I_L. \end{aligned} \right\}$$

Для измерения активной мощности трёхфазной системы в общем случае (несимметричная нагрузка и наличие нулевого провода) необходимо три ваттметра включить по схеме рис.2.28. Активная мощность системы равна сумме показаний трёх ваттметров.



**Рисунок 2.28. Измерение мощности в трёхфазной цепи с помощью трёх ваттметров**

При отсутствии нулевого провода измерение мощности производят двумя ваттметрами, включёнными по схеме на рис.2.29. Сумма показаний двух ваттметров при этом даёт полную мощность системы, независимо от того в звезду или треугольник соединена нагрузка (треугольник нагрузки всегда может быть преобразован в эквивалентную звезду).



**Рисунок 2.29. Измерение мощности в трёхфазной цепи без нулевого провода с помощью двух ваттметров**





Начала энергетики

Показание первого ваттметра равно  $\operatorname{Re} \{ \dot{U}_{AC} I_A \}$ , второго  $\operatorname{Re} \{ \dot{U}_{BC} I_B \}$ , но

$$\dot{U}_{AC} I_A + \dot{U}_{BC} I_B = (\dot{U}_A - \dot{U}_C) I_A + (\dot{U}_B - \dot{U}_C) I_B = \dot{U}_A I_A + \dot{U}_B I_B + \dot{U}_C I_C.$$

При симметричной нагрузке достаточно измерить мощность одной из фаз и результат утроить.



## КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ И ЗАДАЧИ

1. Электромагнитное поле и электрические цепи. Основные элементы электрических цепей.
2. Методы расчёта электрических цепей постоянного тока.
3. Методы расчёта электрических цепей переменного тока.
4. Символический метод цепей синусоидального тока. Векторные диаграммы.
5. Сопротивление синусоидальному току резистора, катушки индуктивности и конденсатора.
6. Взаимная индуктивность электрических цепей.
7. Линейный двухобмоточный трансформатор.
8. Резонанс напряжений.
9. Резонанс токов.
10. Трёхфазные цепи. Схемы соединения обмоток.
11. Преимущества трёхфазных токов. Вращающееся магнитное поле.
12. Линейные и фазные напряжения (токи).
13. Схемы соединения в трёхфазных цепях.
14. Мощность в однофазной цепи переменного тока.
  15. Мощность в трёхфазной цепи переменного тока
  16. Металлическая рамка движется в однородном магнитном поле таким образом, что наводимая в ней ЭДС всегда равна нулю. По каким путям может двигаться рамка?
  17. От чего зависит форма ЭДС, наводимая в контуре, который вращается в магнитном поле? От формы контура или от характера магнитного поля?
  18. Как намотать катушку сопротивления, чтобы её индуктивность была минимальной?
  19. Может ли внешняя характеристика источника проходить через начало координат?
  20. Какой режим (холостой ход или короткое замыкание) является аварийным для источника тока?
  21. Какой практический смысл имеет изображение синусоидальных величин с помощью векторов?
  22. Какой практический смысл имеет представление синусоидальных величин с использованием комплексных чисел?
  23. В чём заключаются преимущества изображения синусоидальных величин с помощью комплексных по сравнению с их векторным представлением?



## Начала энергетики

24. В чём сущность реактивных сопротивлений?
25. Какой из элементов: резистор, катушку индуктивности или конденсатор – можно использовать в качестве шунта для наблюдения за формой тока?
26. Почему катушки индуктивности и конденсаторы не используются в цепях постоянного тока?
27. В чём заключается сущность символического метода расчёта цепей синусоидального тока?
28. В чём состоит сущность метода контурных токов?
29. В чём состоит сущность метода узловых потенциалов?
30. Что такое активная мощность?
31. Что такое реактивная мощность, с какими элементами она связана?
32. Что такое полная мощность?
33. Почему необходимо стремиться к повышению коэффициента мощности?
34. Что определяет вектор Пойтинга?
35. Как распространяется энергия электромагнитного поля в двухпроводной линии?
36. Что такое поток рассеяния?
37. Теория дальнего действия.
38. Теория ближнего действия.

Задача № 1. Для заданных синусоидальных функций ЭДС и тока

$$i = 14,1 \sin(314t - 60^\circ) \text{ В}, e = 220\sqrt{2} \sin(314t + 90^\circ)$$

записать соответствующие им комплексы амплитуд и действующих значений, а также комплексы мгновенных значений.

Задача № 2. Протекающий через катушку индуктивности  $L = 1$  Гн ток изменяется по закону  $i = 141 \sin(314t - 45^\circ)$ . Определить комплекс действующего значения напряжения на катушке.



Начала энергетики

Задача № 3. Найти сумму токов  $i_1 = 2,82 \sin(\omega t - 30^\circ)$  и  $i_2 = 14,1 \sin(\omega t + 45^\circ)$ . (Ответ:  $i_3 = 15,08 \sin(\omega t + 34,6^\circ)$ ).

Задача № 4. Определить комплексное сопротивление цепи состоящей из последовательно соединённых катушки индуктивности  $L = 0,03$  Гн и активного сопротивления  $R = 10$  Ом, если тока  $f = 50$  Гц.

(Ответ:  $\underline{Z} = 13,74e^{j43,3^\circ}$  Ом).

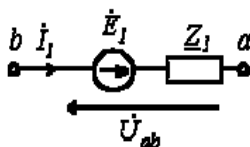
Задача № 5. Определить комплексное сопротивление цепи состоящей из последовательно соединённых конденсатора  $C = 30$  мкФ и активного сопротивления  $R = 100$  Ом, если тока  $f = 50$  Гц. (Ответ:  $\underline{Z} = 145,84e^{-j46,7^\circ}$  Ом).

Задача № 6. Определить комплексные сопротивление и проводимость цепи состоящей из последовательно соединённых конденсатора  $C = 100$  мкФ и активного сопротивления  $R = 20$  Ом, если тока  $f = 50$  Гц. (Ответ:  $\underline{Z} = 16,95e^{-j32,1^\circ}$  Ом,  $\underline{Y} = 0,059e^{j32,1^\circ}$  См).

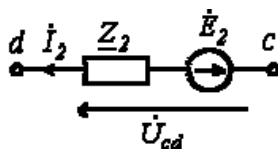
Задача № 7. В ветви на рисунке  $\dot{U}_{ab} = 100e^{-j30^\circ}$  В;  $\dot{E}_1 = 40e^{-j90^\circ}$  В;  $\underline{Z}_1 = 30e^{j60^\circ}$  Ом. Определить ток  $\dot{I}_1$ . (Ответ:  $\dot{I}_1 = 4,54e^{j188,45^\circ}$  А).



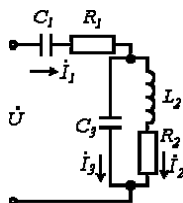
Начала энергетики



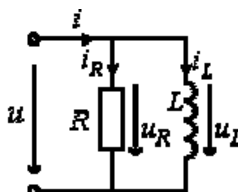
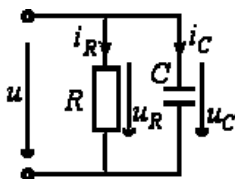
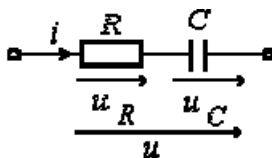
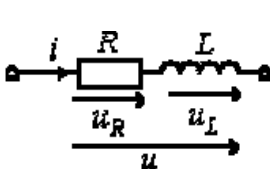
Задача № 8. В ветви на рисунке  $\dot{U}_{dc} = 100e^{-j60^\circ}$  В;  
 $\dot{E}_2 = 40e^{-j30^\circ}$  В;  $Z_2 = 30e^{j60^\circ}$  Ом. Определить ток  $\dot{I}_2$ .



Задача № 9. Для приведенной схемы записать выражение для вектора сопротивления и построить качественную векторную диаграмму.

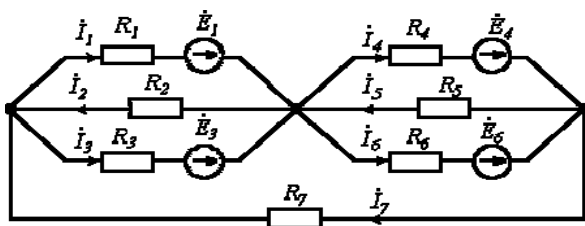
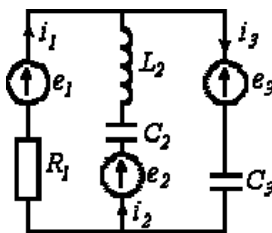
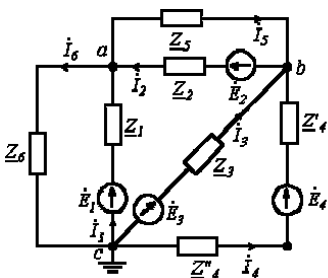


Задача № 10. Для приведенных схем записать выражения для векторов сопротивления, проводимости и построить качественную векторную диаграмму.





Задача № 11. Для приведенных схем записать уравнения по правилам Кирхгофа для мгновенных значений токов и напряжений и комплексных амплитуд.



Задача № 12. Определить индуктивность  $L$  и энергию магнитного поля  $W_M$  катушки, если при токе в ней  $I = 20\text{А}$  потокоцепление  $\Psi = 2\text{ Вб}$ . (Ответ:  $L = 0,1\text{ Гн}$ ;  $W_M = 40\text{ Дж}$ ).

Задача № 13. Определить ёмкость  $C$  и энергию электрического поля  $W_C$  конденсатора, если при напряжении на его обкладках  $U = 400\text{ В}$  заряд конденсатора  $q = 0,2 \times 10^{-3}\text{ Кл}$ . (Ответ:  $C = 0,5\text{ мкФ}$ ;  $W_C = 0,04\text{ Дж}$ ).

Задача № 14. Генератор постоянного тока при токе в нагрузке  $I_1 = 50\text{А}$  имеет напряжение на зажимах  $U_1 = 210\text{ В}$ , а при токе, равном  $I_2 = 100\text{А}$ , оно снижается до  $U_2 = 190\text{ В}$ . Определить параметры последовательной схемы замещения источника



## Начала энергетики

и ток короткого замыкания. (Ответ:  $E = 230 \text{ В}$ ;  $R_{\text{вн}} = 0,4 \text{ Ом}$ ;  $I_{\text{кз}} = 575 \text{ А}$ ).

Задача № 15. Вывести соотношение и определить максимальную мощность, отдаваемую нагрузке, по условиям предыдущей задачи. (Ответ:  $P_{\text{max}} \approx 330 \text{ кВт}$ ).

Задача № 16. Определить напряжение на выходе, силу тока цепи короткого замыкания генератора (в режиме сварки) с ЭДС  $90 \text{ В}$  с внутренним сопротивлением  $0,2 \text{ Ом}$  и нагрузкой при сварке  $1 \text{ Ом}$ . (Ответ:  $I_k = 450 \text{ А}$ ;  $U = 75 \text{ В}$ ).

Задача № 17. Как изменится мощность, потребляемая утюгом при укорочении нагревательной спирали на  $20\%$ ? (Ответ: вырастет в  $1,25$  раз, то есть на  $25\%$ ).

Задача № 18. Какую наибольшую мощность могут потреблять электроприборы в квартире с предохранителем на  $5\text{А}$ .

Задача № 19. Что такое ток, сила тока, сопротивление, от чего они зависят, чему равна работа и мощность, ЭДС и внутреннее сопротивление источников тока?

Задача № 20. Какой ток может дать аккумулятор с ЭДС= $2 \text{ В}$  и внутренним сопротивлением  $0,01 \text{ Ом}$ ? (Ответ:  $I_k = 200 \text{ А}$ ).

Задача № 21. После создания машины для трения и электрического заряда в XVIII веке стали заряжать воду, лейденские банки, для разряда потом. Каков принцип действия таких устройств?

(Лейденская банка представляет конденсатор).

Задача № 22. Чему равна максимальная величина ЭДС, индуцированная в катушке, имеющей  $4000$  витков и средний радиус  $0,12 \text{ м}$ , которая вращается со скоростью  $300 \text{ об/с}$  в магнитном поле Земли  $B = 0,5 \times 10^{-4} \text{ Тл}$ . (Ответ:  $1,7 \text{ В}$ ).

Задача № 23. Цепь, состоящая из соединённых последовательно индуктивности и реостата (активного сопротивления)



## Начала энергетики

подключена к источнику постоянной ЭДС. Какое направление имеет ЭДС самоиндукции при изменении (увеличении и уменьшении) сопротивления реостата. (ЭДС самоиндукции появляется вследствие изменения тока в индуктивности и направлена по правилу Ленца так, чтобы препятствовать изменению тока).

Задача № 24. Цепь, состоящая из соединённых последовательно индуктивности  $L = 0,01$  Гн и активного сопротивления  $R = 15$  Ом подключается к источнику постоянного напряжения, ЭДС которого равна  $E = 10$  В, а внутреннее сопротивление 5 Ом. Найти скорость изменения тока в первый момент замыкания и

установившееся значение тока ( $I_\infty$ ). (Ответ:  $\frac{di}{dt} = \frac{E}{L} = 10^3$  А/с,

$$I_\infty = 0,5 \text{ А}).$$

Задача № 25. В своих опытах М. Фарадей использовал трансформатор с деревянным сердечником. Обе его обмотки были намотаны медным проводом длиной 61 м (каждая) и диаметром 1,25 мм. Первичная обмотка подключалась к батарее, состоящей из 100 пластин, в цепь вторичной обмотки включался гальванометр. Фарадей не указал ни размеров сердечника, ни числа витков обмоток. Оцените приблизительно продолжительность (в секундах) и величину (в амперах) импульса тока, который проходил через гальванометр в опыте Фарадея. В каких пределах меняется величина импульса тока при изменении диаметра и числа витков?

Задача № 26. Вычислите индуктивность цилиндрического соленоида, диаметром 0,1 м и длиной 2 м, если он имеет однослойную обмотку, содержащую 1200 витков. Приблизительно можно считать, что поле однородно и вся энергия магнитного поля сосредоточена внутри соленоида. Оцените величину погрешности, допускаемой при этом. Будет ли истинная индуктивность  $L$  больше или меньше истинного результата? (Ответ:

$$L = 7,1 \cdot 10^{-3} \text{ Гн}).$$

Задача № 27. Какая индуктивность (в Гн) должна быть соединена последовательно с электрической лампочкой (127





## Начала энергетики

В, 60 Вт), чтобы её можно было включить в сеть 220 В, 50 Гц? Сопротивлением катушки индуктивности и индуктивностью электрической лампочки пренебречь.

Задача № 28. Конденсатор ёмкостью 1 мкФ и сопротивление 2000 Ом соединены последовательно и включены в сеть напряжением 220 В, 50 Гц.

Чему равно сопротивление цепи? Чему равно действующее значение тока? Чему равна энергия, рассеянная в контуре? Какое напряжение покажет вольтметр, подключённый к сопротивлению? К ёмкости? Какое изображение будет на экране катодно-лучевой трубки, горизонтальные пластины которой подключены к сопротивлению, а вертикальные – к конденсатору?

Задача № 29. Заряд конденсатора в колебательном контуре изменяется по закону  $q = 3 \cdot 10^{-3} \cos(\omega t + \pi/2)$ , где  $q$  в кулонах,  $t$  в секундах, частота  $f = 50$  Гц. Записать законы изменения тока в контуре и ЭДС самоиндукции в катушке индуктивностью  $L = 0,02$  Гн. Найти максимальные значения тока и ЭДС.

Задача № 30. Напряжение на обкладках конденсатора в колебательном контуре изменяется по закону  $u = 10 \cos(10^3 \pi t)$ , где  $u$  в вольтах,  $t$  в секундах, частота  $f = 50$  Гц. Найти период колебаний, индуктивность контура, закон изменения тока в контуре, если ёмкость конденсатора  $C = 3 \cdot 10^5$  пФ.

Задача № 31. Напряжение на зажимах генератора периодически меняется и имеет форму прямоугольных импульсов. При каких значениях частоты генератора можно ожидать резкого увеличения тока в цепи колебательного контура, если  $L = 100$  мГн,  $C = 10$  мкФ.

Задача № 32. К источнику с напряжением  $u = 141 \sin(314t - 20^\circ)$  В подключена активно-индуктивная нагрузка, ток в которой  $i = 5\sqrt{2} \sin(314t - 80^\circ)$  А. Определить активную, реактивную и полную мощности. (Ответ:  $P = 250$  Вт;  $Q = 433$  Вар;  $S = 500$  ВА). Найти  $\cos \varphi$ .

Задача № 33. В ветви, содержащей последовательно

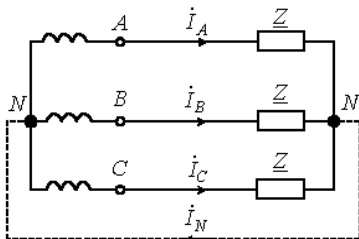


Начала энергетики

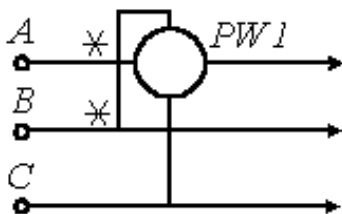
соединённые резистор  $R$  и катушку индуктивности  $L$ , ток  $I = 2$  А. Напряжение на зажимах ветви  $U = 100$  В, а потребляемая мощность  $P = 120$  Вт. Определить сопротивления  $R$  и  $X_L$  элементов ветви. (Ответ:  $R = 30$  Ом;  $X_L = 40$  Ом). Найти  $\cos \varphi$ .

Задача № 34. Мощность, потребляемая цепью, состоящей из параллельно соединённых конденсатора и резистора,  $P = 90$  Вт. Ток в неразветвлённой части цепи  $I_1 = 5$  А, а в ветви с резистором  $I_2 = 4$  А. Определить сопротивления  $R$  и  $X_C$  элементов цепи. (Ответ:  $R = 10$  Ом;  $X_C = 7,5$  Ом). Найти  $\cos \varphi$ .

Задача № 35. Построить векторную диаграмму для симметричной трёхфазной цепи с активно-индуктивной нагрузкой.



Задача № 36. В трёхфазной цепи симметричная нагрузка с фазным сопротивлением  $\underline{Z} = 60 + j80$  Ом соединена звездой. Линейное напряжение  $U = 380$  В. Определить показание ваттметра. (Ответ:  $P_{W1} = 670$  Вт).





***Потребность в энергии постоянно растёт. Основными поставщиками энергии являются тепловые, атомные и гидравлические электрические станции***

### **3. ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ**

#### **3.1. Классификация ТЭС**

Тепловая электростанция (ТЭС) - электростанция, вырабатывающая электрическую энергию в результате преобразования тепловой энергии, выделяющейся при сжигании органического топлива.

Первые ТЭС появились в конце XIX века (в 1882 году - в Нью-Йорке, в 1883 году - в С. Петербурге, в 1884 году - в Берлине) и получили преимущественное распространение. В настоящее время ТЭС - основной вид электрических станций. Доля вырабатываемой ими электроэнергии составляет: в России примерно 70% , в мире около 76%.

Среди ТЭС преобладают тепловые паротурбинные электростанции (ТПЭС), на которых тепловая энергия используется в парогенераторе для получения водяного пара высокого давления, приводящего во вращение ротор паровой турбины, соединённый с ротором электрического генератора (обычно синхронного генератора). Генератор совместно с турбиной и возбудителем называется турбогенератором. В России на ТПЭС производится ~99% электроэнергии, вырабатываемой ТЭС. В качестве топлива на таких ТЭС используют уголь (преимущественно), мазут, природный газ, лигнит, торф, сланцы.

ТПЭС, имеющие в качестве привода электрогенераторов конденсационные турбины и не использующие тепло отработавшего пара для снабжения тепловой энергией внешних потребителей, называются конденсационными электростанциями (КЭС). В России КЭС исторически называется Государственной районной электрической станцией, или ГРЭС. На ГРЭС вырабатывается около 65% электроэнергии, производимой на ТЭС. Их КПД достигает 40 %. Самая крупная в мире Сургутская ГРЭС-2; её мощность 4,8 ГВт; мощность Рефтинской ГРЭС 3,8 ГВт.

ТПЭС, оснащённые теплофикационными турбинами и отдающие тепло отработавшего пара промышленным или ком-



## Начала энергетики

мунально-бытовым потребителям, называются теплоэлектростанциями (ТЭЦ); ими вырабатывается соответственно около 35 % электроэнергии, производимой на ТПЭС. Благодаря более полному использованию тепловой энергии КПД ТЭЦ повышается до 60 - 65 %. Самые мощные ТЭЦ в России ТЭЦ-23 и ТЭЦ-25 Мосэнерго имеют мощность по 1410 МВт.

Все электростанции делятся на районные и промышленные. Районные электростанции – это самостоятельные электростанции общего пользования, которые обслуживают все виды потребителей района.

Промышленные электростанции – это электростанции, обслуживающие тепловой и электрической энергией конкретные производственные предприятия или их комплекс. Промышленные электростанции входят в состав тех промышленных предприятий, которые они обслуживают.

Ниже рассматриваются только районные электростанции.

По типу теплосиловых установок, используемых на ТЭС для преобразования тепловой энергии в механическую энергию вращения роторов турбоагрегатов, различают паротурбинные, газотурбинные и парогазовые электростанции.

Основой паротурбинных электростанций являются паротурбинные установки (ПТУ), которые для преобразования тепловой энергии в механическую используют паровую турбину.

Газотурбинные тепловые электростанции оснащаются газотурбинными установками (ГТУ), работающие на газообразном или, иногда, жидком топливе.

Парогазовые тепловые электростанции оснащаются парогазовыми установками (ПГУ), представляющими комбинацию ГТУ и ПТУ, что позволяет обеспечить высокую экономичность.

По технологической схеме паропроводов ТЭС делятся на блочные ТЭС и на ТЭС с поперечными связями.

Блочные ТЭС состоят из отдельных, как правило, однотипных энергетических установок - энергоблоков. В энергоблоке каждый котёл подаёт пар только для своей турбины, из которой он возвращается после конденсации только в свой котёл. По блочной схеме строят все мощные ГРЭС и ТЭЦ, которые имеют так называемый промежуточный перегрев пара. Работа котлов и турбин на ТЭС с поперечными связями обеспечивается по-другому: все котлы ТЭС подают пар в один общий паропровод (коллектор) и от него питаются все паровые турбины ТЭС. По такой схеме строятся КЭС без промежуточного перегрева и почти все ТЭЦ на докритические начальные параметры пара.



## Начала энергетики

По уровню начального давления различают ТЭС докритического давления и сверхкритического давления (СКД).

Критическое давление - это 22,1 МПа (225,6 ат). В российской теплоэнергетике начальные параметры пара стандартизованы: КЭС и ТЭЦ строятся на докритическое давление 8,8 и 12,8 МПа (90 и 130 ат), и на СКД - 23,5 МПа (240 ат). ТЭС на сверхкритические параметры по техническим причинам выполняются с промежуточным перегревом и по блочной схеме.

Эффективность работы ТЭС оценивается коэффициентом полезного действия (КПД)  $\eta$ , который определяется отношением количества энергии, отпущенной за некоторое время к затраченной теплоте, содержащейся в сожжённом топливе. Наряду с КПД для оценки работы ТЭС используется также другой показатель

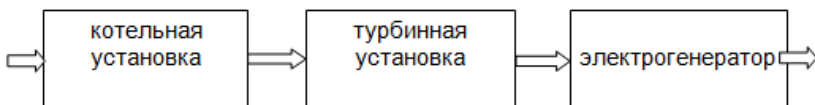
$b_{yc}$  - удельный расход условного топлива (условное топливо это топливо, имеющее теплоту сгорания  $Q_{сг} = 7000$  ккал/кг=29,33 МДж/кг). Между КПД и условным расходом топлива имеется связь

$$b_{yc} = 123 / \eta.$$

### 3.2. Структура ТЭС

Основные элементы ТЭС (рис. 3.1):

- ◆ котельная установка, преобразующая энергию химических связей топлива и производящая водяной пар с высокими температурой и давлением;
- ◆ турбинная (паротурбинная) установка, преобразующая тепловую энергию пара в механическую энергию вращения ротора турбоагрегата;
- ◆ электрогенератор, обеспечивающий преобразование кинетической энергии вращения ротора в электрическую энергию.



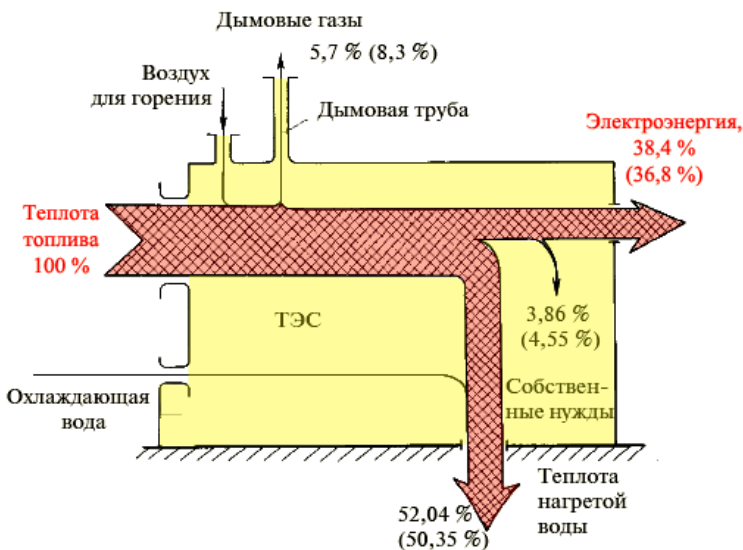
**Рисунок 3.1. Основные элементы ТЭС**



## Начала энергетики

Из турбины отработавший пар поступает в конденсатор, и далее в деаэратор. В деаэраторе происходит удаление из конденсата растворённых в нём газов, ухудшающих работу котла. Из деаэратора питательная вода питательным насосом подаётся в группу подогревателей высокого давления.

Тепловой баланс ТЭС показан на рис. 3.2.



**Рисунок 3.2. Тепловой баланс ТЭС**

Основная потеря энергии на ТЭС происходит из-за передачи теплоты пара охлаждающей воде в конденсаторе; с теплом пара теряется более 50 % теплоты (энергии).

В дымовую трубу уходит менее 10% теплоты.



### 3.3. Парогенератор

Основным элементом котельной установки является парогенератор, представляющий собой П-образную конструкцию с газоходами прямоугольного сечения. Большую часть котла занимает топка; её стены облицованы экранами из труб, по которым подводится питательная вода. В парогенераторе производится сжигание топлива, при этом вода превращается в пар высокого давления и температуры. Для полного сгорания топлива в топку котла нагнетается подогретый воздух; для выработки 1 кВт·ч электроэнергии требуется около 5 м<sup>3</sup> воздуха.

При горении топлива энергия его химических связей превращается в тепловую и лучистую энергию факела. В результате химической реакции сгорания, при которой углерод топлива С превращается в оксиды СО и СО<sub>2</sub>, сера S - в оксиды SO<sub>2</sub> и SO<sub>3</sub> и т.д., и образуются продукты сгорания топлива (дымовые газы). Охлаждённые до температуры 130 - 160 °С дымовые газы через дымовую трубу покидают ТЭС, уносят около 10 - 15% энергии (рис.3.2).

В настоящее время на тепловых электростанциях используются барабанные и прямоточные котлы.

Барабанные котлы (рис.3.3) работают при давлении меньше критического. Вода в барабанном котле, пройдя экономайзер, попадает в барабан (находится сверху котла), из которого под действием силы тяжести (в котлах с естественной циркуляцией) попадает в опускные необогреваемые трубы, а затем в подъёмные обогреваемые, где происходит парообразование (подъёмные и опускные трубы образуют циркуляционный контур). Из-за того, что плотность пароводяной смеси в экранных трубах меньше плотности воды в опускных трубах, пароводяная смесь поднимается по экранным трубам в барабан. В нём происходит разделение пароводяной смеси на пар и воду.

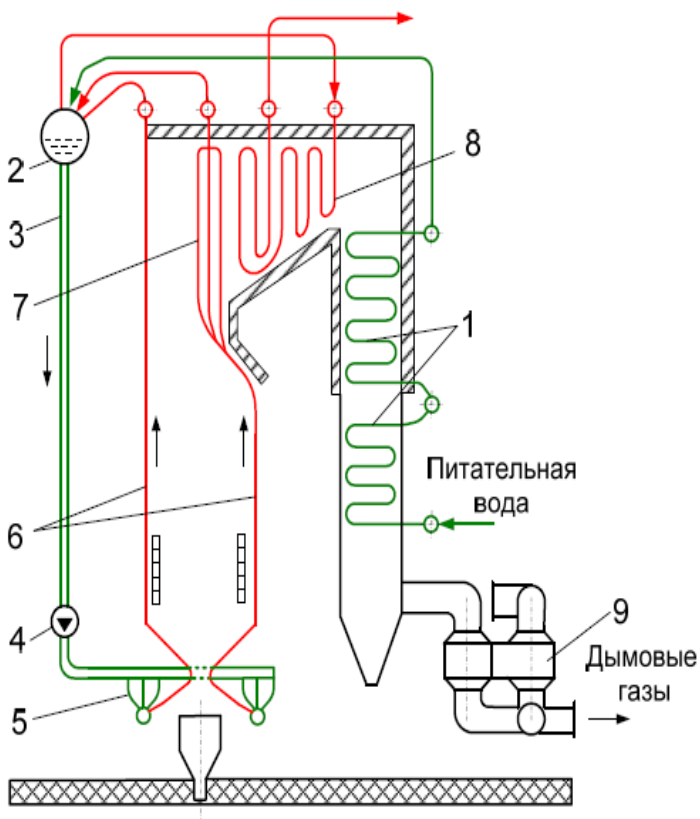
Вода заново идёт в опускные трубы, а насыщенный пар уходит в пароперегреватель. В котлах с естественной циркуляцией кратность циркуляции воды по циркуляционному контуру — от 5 до 30 раз. Котлы с принудительной циркуляцией оснащены насосом, который создаёт напор в циркуляционном контуре. Кратность циркуляции составляет 3—10 раз. Котлы с принудительной циркуляцией на территории постсоветского пространства распространения не получили.

Прямоточные котлы (рис.3.4) не имеют барабана. Через испарительные трубы вода проходит однократно, постепенно



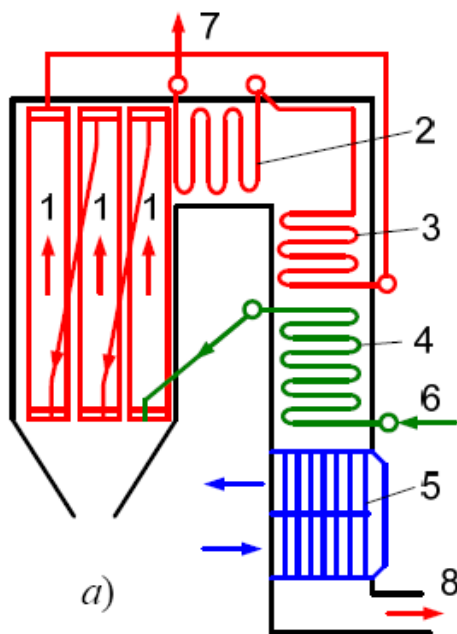
Начала энергетики

превращаясь в пар. Зона, где заканчивается парообразование, называется переходной. После испарительных труб пароводяная смесь (пар) попадает в пароперегреватель. Очень часто прямоточные котлы имеют промежуточный [пароперегреватель](#). Прямоточный котёл является разомкнутой гидравлической системой. В прямоточных котлах вода проходит по трубам экрана только один раз, превращаясь в сухой насыщенный пар (пар в котором нет капелек воды). Такие котлы работают не только на докритическом, но и на сверхкритическом давлении.



**Рисунок 3.3. Схема барабанного парогенератора**





**Рисунок 3.4. Схема прямоточного парогенератора**

КПД прямоточного парогенератора ТПП – 950 – 240, используемого для производства пара для турбогенератора мощностью 300 МВт (изготавливается на таганрогском котельном заводе), составляет 90,2%.

В последнее время для повышения эффективности работы парогенераторов производят сжигание угля при внутри - цикловой газификации и в циркулирующем кипящем слое (угольная пыль находится как бы в подвешенном состоянии); при этом КПД увеличивается на 2,5%.



### 3.4. Паровая турбина

*Турбина* (фр. *turbine* от лат. *turbo* вихрь, вращение) - это тепловой двигатель непрерывного действия, в лопаточном аппарате которого потенциальная энергия сжатого и нагретого водяного пара преобразуется в кинетическую энергию вращения ротора.

Попытки создать механизмы, похожие на паровые турбины, делались ещё тысячелетия назад. Известно описание паровой турбины, сделанное Героном Александрийским в 1-м веке до н. э., так называемая «турбина Герона». Однако только в конце XIX века, когда термодинамика, машиностроение и металлургия достигли достаточного уровня *Густаф Лаваль* (Швеция) и *Чарлз Парсонс* (Великобритания) независимо друг от друга создали пригодные для промышленности паровые турбины. Для изготовления промышленной турбины требовалась значительно более высокая культура производства, чем для паровой машины.

В 1883 году Г. Лаваль создал первую работающую паровую турбину. Его турбина представляла собой колесо, на лопатки которого подавался пар. Затем он дополнил сопла коническими расширителями; что значительно повысило КПД турбины и превратило её в универсальный двигатель. Пар, разогретый до высокой температуры, поступал из котла по паровой трубе к соплам и выходил наружу. В соплах пар расширялся до атмосферного давления. Благодаря увеличению объёма пара получалось значительное увеличение скорости вращения. Таким образом, заключённая в паре энергия передавалась лопастям турбины. Турбина Г. Лавалья была намного экономичнее старых паровых двигателей.

В 1884 году Ч. Парсонс получил патент на многоступенчатую реактивную турбину, которую он создал специально для приведения в действие электрогенератора. В 1885 году он сконструировал многоступенчатую реактивную турбину (для повышения эффективности использования энергии пара), получившую в дальнейшем широкое применение на тепловых электростанциях.

Паровая турбина состоит из двух основных частей: ротора с лопатками - подвижная часть турбины; статора с соплами - неподвижная часть. Неподвижную часть выполняют разъёмной в горизонтальной плоскости для возможности выемки или монтажа ротора.

По направлению движения потока пара различают аксиальные паровые турбины, у которых поток пара движется вдоль оси турбины, и радиальные, направление потока пара в которых -

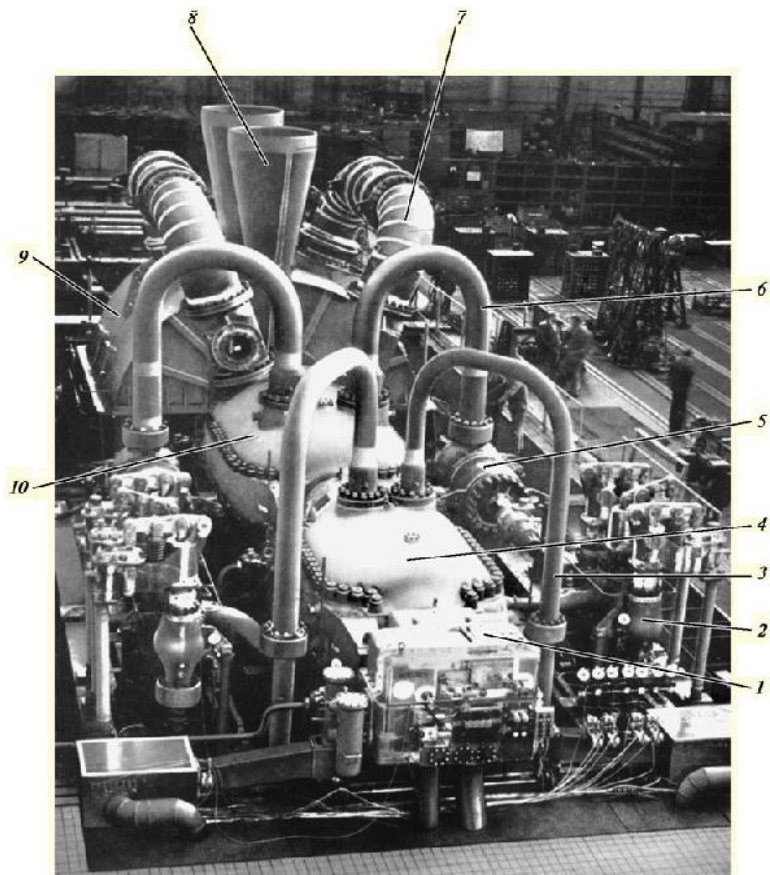


## Начала энергетики

перпендикулярно, а рабочие лопатки расположены параллельно оси вращения. В России и странах СНГ используются только аксиальные паровые турбины.

По способу действия пара турбины делятся на: активные, реактивные и комбинированные. В активной турбине используется кинетическая энергия пара, в реактивной: кинетическая и потенциальная.

Современные технологии позволяют поддерживать частоту вращения с точностью до трёх оборотов в минуту. Паровые турбины для электростанций рассчитываются на 100 тыс. часов работы (до капитального ремонта). Паровая турбина является одним из самых дорогих элементов ТЭС. Достаточно полное использование энергии пара в турбине может быть достигнуто только при работе пара в ряде последовательно расположенных турбинах, которые называются ступенями или цилиндрами. В многоцилиндровых турбинах можно снизить скорость вращения рабочих дисков. На рис.3.5 показана трёхцилиндровая турбина (без кожуха). К первому цилиндру - цилиндру высокого давления (ЦВД) 4 пар подводится по паропроводам 3 непосредственно из котла и поэтому он имеет высокие параметры: для котлов СКД — давление 23, 5 МПа, температура 540<sup>0</sup> С. На выходе ЦВД давление пара составляет 3-3,5 МПа (30 - 35 ат), а температура - 300<sup>0</sup> - 340<sup>0</sup> С.



**Рисунок 3.5. Трёхцилиндровая паровая турбина**

Для снижения эрозии лопаток турбины (влажным паром) из ЦВД относительно холодный пар возвращается обратно в котёл, в так называемый промежуточный пароперегреватель; в нём температура пара повышается до исходной ( $540^{\circ}\text{C}$ ). Вновь нагретый пар подаётся по паропроводам 6 в цилиндр среднего давления (ЦСД) 10. После расширения пара в ЦСД до давления 0,2 - 0,3 МПа (2 - 3 ат) пар с помощью выхлопных труб подаётся в ресиверные трубы 7, из которых направляется в цилиндр низкого давления (ЦНД) 9. Скорость течения пара в элементах турбины 50-500 м/с. Лопатка последней ступени турбины имеет длину 960 мм и массу 12 кг.



## Начала энергетики

КПД тепловых машин и паровой идеальной турбины, в частности, определяется выражением:

$$\eta = \frac{Q_1 - Q_2}{Q_1} 100\%,$$

где  $Q_1$  - теплота, полученная рабочим телом от нагревателя,  $Q_2$  - теплота, отданная холодильнику. С. Карно в 1824 г. теоретически получил выражение для предельного (максимального) значения КПД тепловой машины с рабочим телом в виде идеального газа

$$\eta_{np} = \frac{T_1 - T_2}{T_1} 100\%,$$

где  $T_1$  - температура нагревателя,  $T_2$  - температура холодильника, то есть температуры пара на входе и выходе турбины соответственно, измеряемые градусах Кельвина (К). Для реальных тепловых двигателей  $\eta_{np} \geq \eta$ . КПД тепловой машины не может быть больше единицы, а температура  $T_2$  не может быть отрицательной.

Для повышения КПД турбины понижать  $T_2$  нецелесообразно; это связано с дополнительным расходом энергии. Поэтому для увеличения КПД можно увеличить  $T_1$ . Однако для современного развития технологий здесь уже достигнут предел.

Современные паровые турбины делятся на: конденсационные и теплофикационные. Конденсационные паровые турбины служат для превращения максимально возможной части энергии (теплоты) пара в механическую энергию. Они работают с выпуском (выхлопом) отработавшего пара в конденсатор, в котором поддерживается вакуум (отсюда возникло наименование).

Тепловые электростанции, на которых установлены конденсационные турбины, называются конденсационными электрическими станциями (КЭС). Основной конечный продукт таких электростанций - электроэнергия. Лишь небольшая часть тепловой энергии используется на собственные нужды электростанции и, иногда, для снабжения теплом близлежащего населённого пункта. Обычно это посёлок энергетиков. Доказано, что чем больше мощность турбогенератора, тем он экономичнее, и тем



## Начала энергетики

ниже стоимость 1 кВт установленной мощности. Поэтому на конденсационных электростанциях устанавливаются турбогенераторы повышенной мощности.

Теплофикационные паровые турбины служат для одновременного получения электрической и тепловой энергии. Но основной конечный продукт таких турбин - тепло. Тепловые электростанции, на которых установлены теплофикационные паровые турбины, называются теплоэлектроцентралями (ТЭЦ). Теплофикационные паровые турбины делятся на: турбины с противодавлением, с регулируемым отбором пара и с отбором и противодавлением.

У турбин с противодавлением весь отработавший пар используется для технологических целей (варка, сушка, отопление). Электрическая мощность, развиваемая турбоагрегатом с такой паровой турбиной, зависит от потребности производства или отопительной системы в греющем паре и меняется вместе с ней. Поэтому турбоагрегат с противодавлением обычно работает параллельно с конденсационной турбиной или электросетью, которые покрывают возникающий дефицит в электроэнергии. У турбин с отбором и противодавлением часть пара отводится из 1-й или 2-й промежуточных ступеней, а весь отработавший пар направляется из выпускного патрубка в отопительную систему или к сетевым подогревателям.

Турбины являются самыми сложными элементами ТЭС. Сложность создания турбин определяется не только высокими технологическими требованиями к изготовлению, материалами и т.п., но главным образом, чрезвычайной наукоёмкостью. В настоящее время число стран выпускающих мощные паровые турбины не превышает десяти. Наиболее сложным элементом является ЦНД. Основными производителями турбин в России является Ленинградский металлический завод (г. С. Петербург) и турбомоторный завод (г. Екатеринбург).

Низкое значение КПД паровых турбин и обуславливает эффективность его первоочередного повышения. Поэтому именно паротурбинной установке ниже уделяется основное внимание.

Основными потенциальными методами повышения экономичности паровых турбин являются:

- аэродинамическое совершенствование паровой турбины;
- совершенствование термодинамического цикла, главным образом, путём повышения параметров пара, поступающего из котла, и снижения давления пара, отработавшего в турбине;
- совершенствование и оптимизация тепловой схемы и её



оборудования.

Аэродинамическое совершенствование турбин за рубежом в последние 20 лет обеспечивалось с помощью трёхмерного компьютерного моделирования турбин. Прежде всего, необходимо отметить разработку саблевидных лопаток. Саблевидными лопатками называются изогнутые лопатки, напоминающие по внешнему виду саблю (в зарубежной литературе используются термины «банановая» и «трёхмерная»).

Фирма *Siemens* использует «трёхмерные» лопатки для ЦВД и ЦСД (рис. 3.6), где лопатки имеют малую длину, но зато относительно большую зону высоких потерь в корневой и периферийных зонах. По оценкам фирмы *Siemens* использование пространственных лопаток в ЦВД и ЦСД позволяет увеличить их КПД на 1 - 2 % по сравнению с цилиндрами, созданными в 80-е годы прошлого века.



**Рисунок 3.6.**

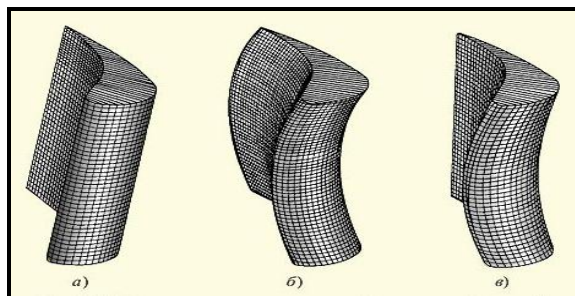
«Трёхмерные»

**лопатки для ЦВД и ЦСД фирмы *Siemens***

На рис. 3.7 показаны три последовательных модификации рабочих лопаток для ЦВД и первых ступеней ЦНД паровых турбин для АЭС фирмы *GEC-Alstom*: обычная («радиальная») лопатка постоянного профиля (рис. 3.7, а), используемая в наших турбинах; саблевидная лопатка (рис. 3.7, б) и, наконец, новая лопатка с прямой радиальной выходной кромкой (рис. 3.7, в). Новая лопатка обеспечивает КПД на 2 % больший, чем исходная (рис. 3.7, а).



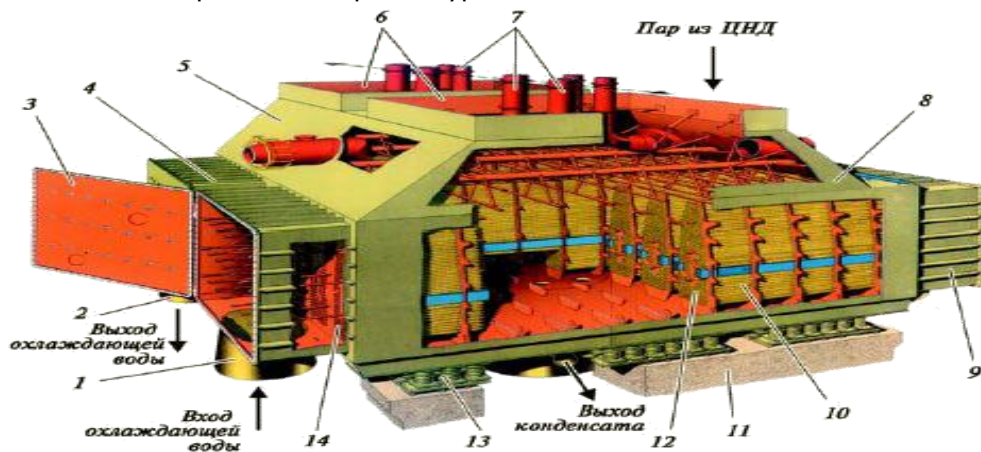
Начала энергетики



**Рисунок 3.7. Рабочие лопатки паровых турбин для АЭС фирмы GEC-Alsthom**

**3.5. Конденсатор**

Отработанный в турбине пар (давление на выходе ЦНД составляет 3 - 5 кПа, что в 25 - 30 раз меньше атмосферного) поступает в конденсатор. Конденсатор представляет собой теплообменник, по трубам которого непрерывно циркулирует охлаждающая вода, подаваемая циркуляционными насосами из водохранилища. На выходе из турбины с помощью конденсатора поддерживается глубокий вакуум. На рис.3.8 показан двухходовой конденсатор мощной паровой турбины.



**Рисунок 3.8. Двухходовой конденсатор мощной паровой турбины**



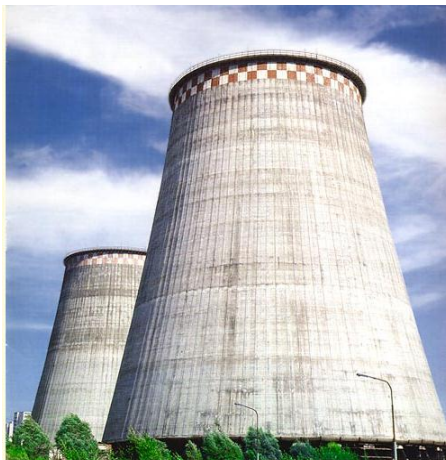


Конденсатор состоит из стального сварного корпуса 8, по краям которого в трубной доске закреплены конденсаторные трубки 14. Конденсат собирается в конденсаторе и постоянно откачивается конденсатными насосами.

Для подвода и отвода охлаждающей воды служит передняя водяная камера 4. Вода подаётся снизу в правую часть камеры 4 и через отверстия в трубной доске попадает в охлаждающие трубки, по которым движется до задней (поворотной) камеры 9. Пар поступает в конденсатор сверху, встречается с холодной поверхностью и конденсируется на них. Поскольку конденсация идёт при низкой температуре, которой соответствует низкое давление конденсации, то в конденсаторе создаётся глубокое разрежение (в 25-30 раз меньше атмосферного давления).

Для того чтобы конденсатор обеспечивал низкое давление за турбиной, и, соответственно, конденсацию пара требуется большое количество холодной воды. Для выработки 1 кВт·ч электроэнергии требуется приблизительно 0,12 м<sup>3</sup> воды; один энергоблок мощностью 300 МВт за 1с использует 10 м<sup>3</sup> воды. Поэтому ТЭС строят либо вблизи природных источников воды, либо строят искусственные водоёмы. В случае невозможности использования большого количества воды для конденсации пара, вместо использования водохранилища, вода может охлаждаться в специальных охладительных башнях - *градирнях*, которые благодаря своим размерам обычно являются самой заметной частью электростанции (рис.3.9).

Из конденсатора с помощью питательного насоса конденсат возвращается в парогенератор.

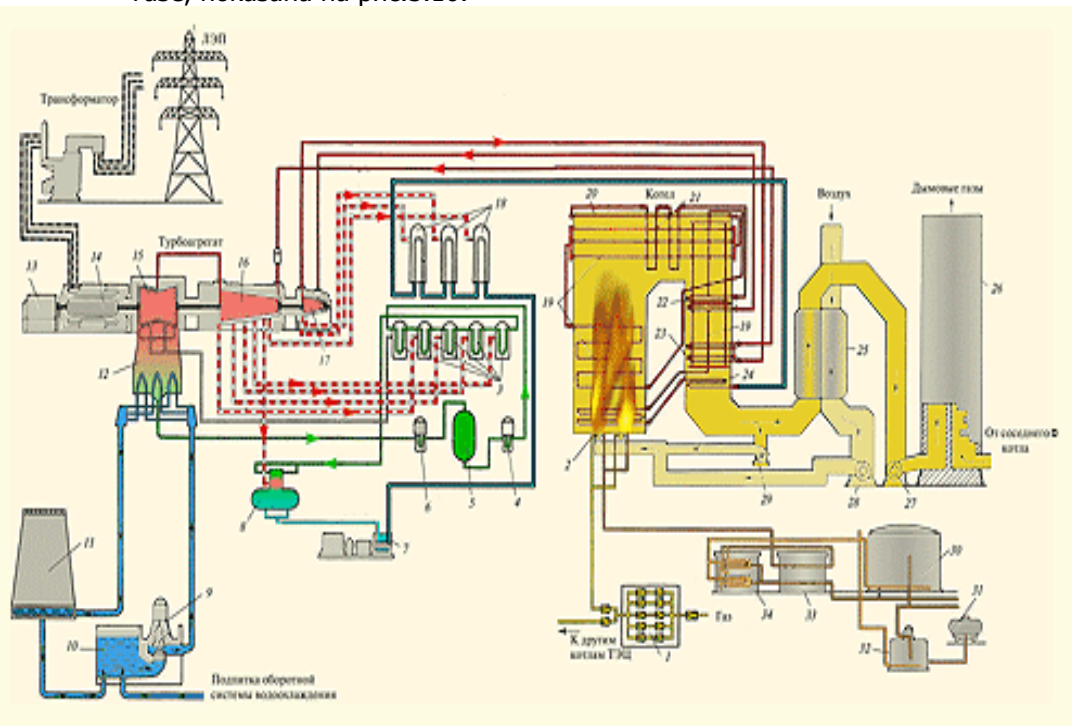


**Рисунок 3.9. Внешний вид градирни ТЭС**



### 3.6. Технологический процесс получения электроэнергии на ТЭС

Технологическая схема ТЭС, работающей на природном газе, показана на рис.3.10.



**Рисунок 3.10. Технологическая схема ТЭС, работающей на природном газе**

От газораспределительного пункта (ГРП) 1 газ поступает в горелки 2, расположенные в топке котла. Для полного сгорания топлива специальным дутьевым вентилятором 28 в топку котла непрерывно подаётся горячий воздух, нагретый в воздухоподогревателе 25. Для повышения температуры воздуха используется рециркуляция: часть дымовых газов уходящих из котла специальными вентиляторами рециркуляции 29 подаётся к основному воздуху и смешивается с ним. Стены топки облицованы экранами 19 - трубами, к которым подаётся питательная вода из экономайзера (экономайзер – теплообменник, в котором вода нагревается, го-



## Начала энергетики

рячим газом) 24. Пространство за топкой котла заполнено трубами, в которых движется пар или вода; они нагреваются горячими дымовыми газами, движущимися к дымовой трубе 26, и постепенно охлаждаются.

Сухой насыщенный пар из топки поступает в основной пароперегреватель, состоящий из потолочного 20, ширмового 21 и конвективного элементов. В основном пароперегревателе повышается температура пара и, следовательно, его потенциальная энергия. Из конвективного пароперегревателя пар поступает в ЦВД 17 турбины (для турбин СКД - давление пара 240 ат, температура 540<sup>0</sup> С). На выходе ЦВД давление пара 30-35 ат, температура 300-340<sup>0</sup> С.

Если бы пар продолжал расширяться в турбине дальше до давления в конденсаторе, то он стал бы очень влажным, что приводило бы к быстрому износу деталей в ЦНД из-за эрозии. Поэтому из ЦВД относительно холодный пар возвращается в промежуточный пароперегреватель 23, где он снова нагревается до исходной температуры (540<sup>0</sup> С). Полученный пар направляется в ЦСД 16 и после расширения в ЦСД до давления 2-3 ат пар поступает в ЦНД 15.

Расширение пара обеспечивает превращение его потенциальной энергии в кинетическую энергию вращения ротора (находится на одном валу с ротором турбины) электрогенератора. Электрогенератор состоит из статора, в котором помещены три фазные обмотки, и ротора, представляющего собой вращающийся электромагнит (постоянный магнит); его питание осуществляется постоянным током от специального возбудителя. Электрогенератор преобразует кинетическую энергию вращающегося ротора в электрическую энергию - в трёх фазных обмотках статора наводится ЭДС.

Частота вращения ротора турбогенератора  $n$  связана с частотой электрического тока  $f$  выражением

$$n = \frac{60f}{p} \text{ (об/мин),}$$

где  $p$  - число пар полюсов (число постоянных магнитов); в двухполюсных генераторах ( $p = 1$ )  $n = 3000$  об/мин, в четырёхполюсных ( $p = 2$ ) -  $n = 1500$  об/мин. Частота электрического тока является одним из главных показателей качества отпускаемой электроэнергии.



## Начала энергетики

Пар, покидающий ЦНД турбины, поступает в конденсатор 12, по трубкам которого непрерывно циркулирует охлаждающая вода с помощью циркуляционного насоса 9. Охлаждённая вода собирается внизу в бассейне и перетекает в аванкамеру, а оттуда циркуляционным насосом 9 она подаётся в конденсатор 12.

Пар, поступающий из турбины в межтрубное пространство конденсатора, конденсируется и стекает вниз; образующийся при этом конденсат конденсатным насосом 6 подаётся через группу регенеративных подогревателей низкого давления (ПНД) 3 в деаэратор 8. В ПНД температура конденсата повышается за счёт теплоты конденсации пара, отбираемого из турбины, что позволяет уменьшить расход топлива в котле и повысить экономичность электростанции.

В деаэраторе 8 происходит удаление из конденсата растворённых в нём газов, ухудшающих работу котла. Из деаэратора питательная вода питательным насосом 7 подаётся в группу подогревателей высокого давления (ПВД).

Регенеративный подогрев конденсата в ПНД и ПВД - это основной способ повышения КПД ТЭС. Пар, который расширился в турбине от входа до трубопровода отбора, выработал определённую мощность, поступив в регенеративный подогреватель, передал своё тепло конденсации питательной воде, а не охлаждающей, повысив её температуру и тем самым сэкономив расход топлива в котле.

Температура питательной воды за ПВД, т.е. перед поступлением в котёл составляет в зависимости от начальных параметров пара 240 - 280° С. Таким образом, замыкается технологический пароводяной цикл преобразования энергии химических связей топлива в механическую энергию вращения ротора турбогенератора.

Газообразные продукты сгорания топлива, отдав свою основную теплоту питательной воде, поступают на трубы экономайзера 24 и в воздухоподогреватель 25, в которых они охлаждаются до температуры 140 - 160° С и направляются с помощью дымососа 27 к дымовой трубе 26. Дымовая труба создаёт разрежение в топке и газоходах котла; кроме того она рассеивает вредные продукты сгорания в верхних слоях атмосферы, не допуская высокой концентрации их в нижних слоях.

Если на ТЭС используется твёрдое топливо, то она дополнительно снабжается пылеприготовительной установкой и топливopодачей. Поступающий на ТЭС уголь в специальных мельницах размалывается до пылевидного состояния. В мельницу непрерыв-



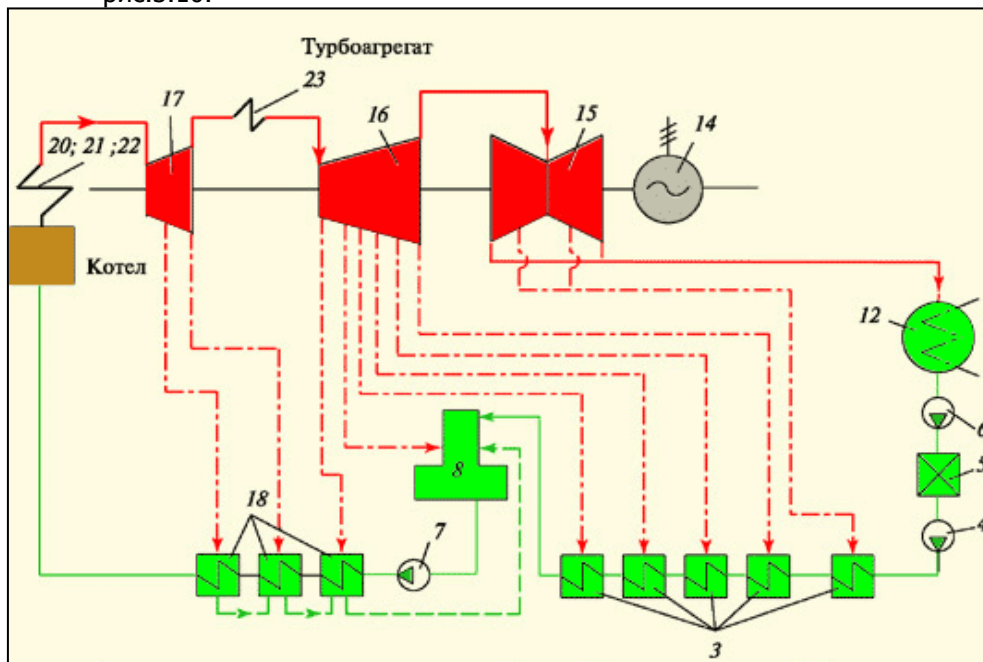
## Начала энергетики

но специальным дутьевым вентилятором подаётся воздух, нагретый воздухоподогревателем. Горячий воздух смешивается с угольной пылью и через горелки подаётся в топку котла.

Пылеугольная ТЭС снабжается специальными электрофильтрами, в которых происходит улавливание сухой летучей золы.

Вследствие больших расходов на собственные нужды и худшей работы котла показатели пылеугольной ТЭС оказываются ниже, чем газомазутной; более низким является и КПД.

Для изображения оборудования электростанции во всей его взаимосвязи по пару, конденсату и питательной воде используют *тепловые схемы* - графическое изображение отдельных элементов и трубопроводов с помощью условных обозначений. На рис.3.11 приведена тепловая схема ТЭС, изображённой на рис.3.10.

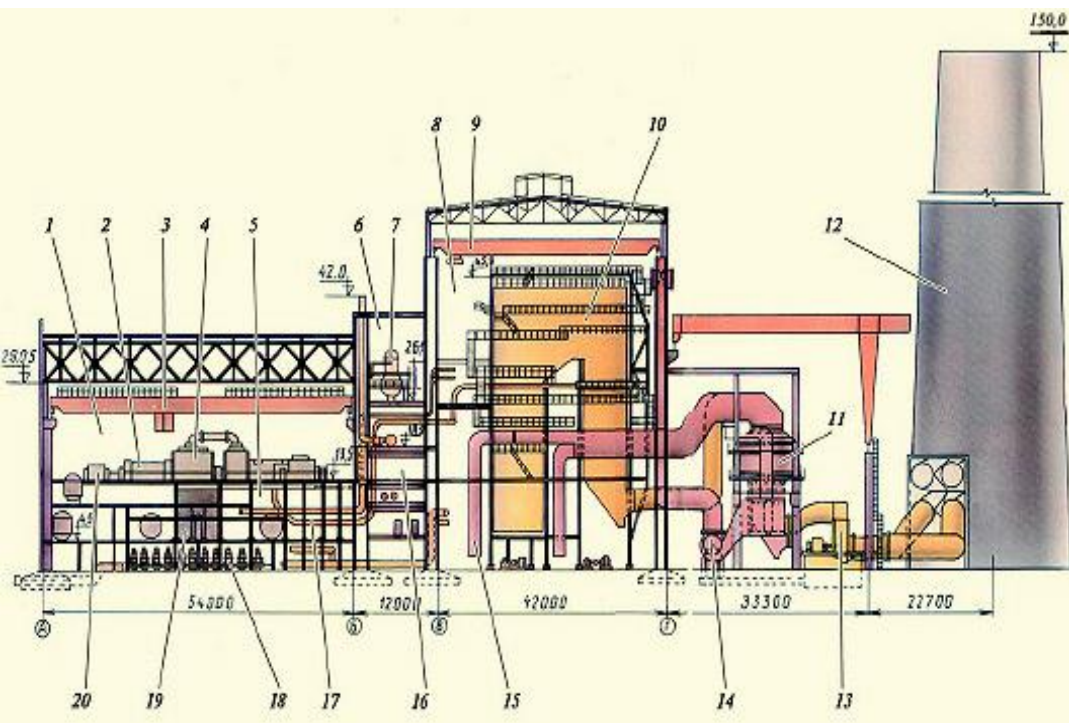


**Рисунок 3.11. Тепловая схема ТЭС**



### 3.7. Компоновка современных ТЭС

Основным строительным сооружением ТЭС является главный корпус, поперечный разрез по которому показан на рис.3.12. Он состоит из трёх отделений: турбинного, деаэрационного и котельного.



**Рисунок 3.12. Поперечный разрез главного корпуса ТЭС**

Турбинное отделение включает в себя рамный фундамент — железобетонное сооружение, состоящее из нижней фундаментной плиты, установленной на грунт, вертикальных колонн и верхней фундаментной плиты, опирающейся на колонны. На верхнюю фундаментную плиту устанавливают цугом паровую турбину, электрогенератор и возбудитель (эту совокупность называют турбоагрегатом).

Помещение, в котором размещается турбина, называется машинным залом (машзалом). Общий вид машзала типичной ТЭС показан на рис.3.13.

Турбоагрегаты закрыты металлическими кожухами



## Начала энергетики

(кожух необходим, прежде всего, для обеспечения постоянного температурного режима изоляции турбины).

Если мощность турбогенераторов не превышает 500 МВт, то они располагаются поперёк машзала; если мощность 800 МВт и выше, то вдоль машзала.

Общий вид турбоагрегата мощностью 800 МВт показан на рис.3.14.

На переднем плане виден возбудитель, далее электрогенератор, а на заднем плане - паровая турбина, закрытая металлическим кожухом.

Под полом машзала находится конденсационное помещение, в котором на нулевой отметке расположен конденсатор. В конденсационном помещении также размещаются конденсатные насосы, насосы маслоснабжения, питательный насос и др.

Котельное отделение находится в правой части главного корпуса. Здесь размещаются парогенераторы. Рядом с котельным отделением на открытом воздухе располагаются воздухоподогреватели, дымососы и дымовая труба, а также при необходимости градирня.

Деаэраторное отделение находится между турбинным и котельным отделениями. На деаэраторной этажерке размещены деаэраторы. Конденсат, подлежащий деаэрации, и пар для его нагрева поступает в деаэраторы из турбинного отделения. Из деаэраторов питательная вода с помощью питательного насоса поступает в ПВД, а затем в парогенератор.



**Рисунок 3.13** Общий вид машзала типичной ТЭС



**Рисунок 3.14.** Общий вид турбоагрегата мощностью 800 МВт

В деаэрационном помещении на высотной отметке машзала расположены щиты управления парогенераторами и турбинами со всеми необходимыми приборами и автоматикой. Здесь находятся операторы, управляющие работой ТЭС.





### 3.8. Газотурбинные установки электростанций

Газотурбинная установка (ГТУ) состоит из воздушного компрессора, камеры сгорания и газовой турбины, а также вспомогательных систем, обеспечивающих её работу. ГТУ, соединённую с электрическим генератором, называют газотурбинным агрегатом. Первая промышленная ГТУ разработана немецким инженером Штольце в 1892 году.

Принципиальная схема ГТУ показана на рис. 3.15. Воздух из атмосферы поступает на вход воздушного компрессора, который представляет собой роторную турбомашину с проточной частью, состоящей из вращающихся и неподвижных решёток. Степень сжатия воздушного компрессора это отношение давления за

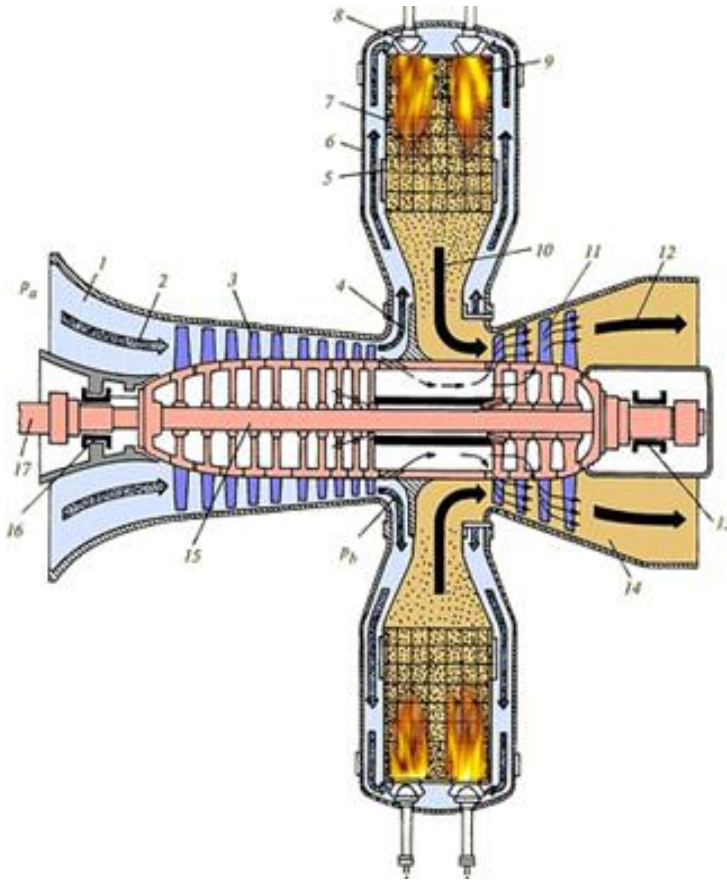
компрессором  $p_b$  к давлению перед ним,  $p_a$  т.е.  $\pi_k = \frac{p_b}{p_a}$ .

Ротор компрессора приводится во вращение газовой турбиной.

Поток сжатого воздуха подаётся в одну, две или более камер сгорания. При этом в большинстве случаев поток воздуха, идущий из компрессора, разделяется на два потока. Первый поток направляется к горелочным устройствам, куда также подаётся топливо (газ или жидкое топливо). При сжигании топлива образуются продукты сгорания топлива высокой температуры. К ним подмешивается относительно холодный воздух второго потока с тем, чтобы получить газы (их обычно называют рабочими газами) с допустимой для деталей газовой турбины температурой.



Начала энергетики

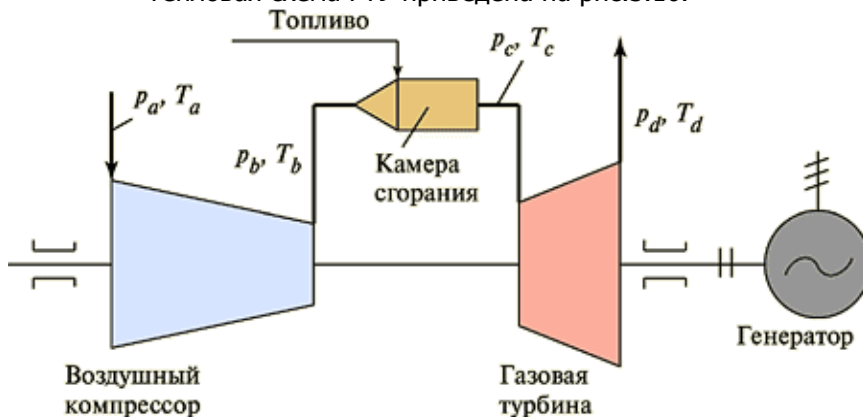


**Рисунок 3.15. Принципиальная схема ГТУ**

Рабочие газы с давлением  $p_c$  ( $p_c < p_b$  из-за гидравлического сопротивления камеры сгорания) подаются в проточную часть газовой турбины, принцип действия которой ничем не отличается от принципа действия паровой турбины (отличие состоит только в том, что газовая турбина работает на продуктах сгорания топлива, а не на паре). В газовой турбине рабочие газы расширяются практически до атмосферного давления  $p_d$ , поступают в выходной диффузор 14, и из него - либо сразу в дымовую трубу, либо предварительно в какой-либо теплообменник, использующий теплоту уходящих газов ГТУ.



Тепловая схема ГТУ приведена на рис.3.16.



**Рисунок 3.16. Тепловая схема ГТУ**

Рассмотренная ГТУ называется ГТУ простого термодинамического цикла. Более простой ГТУ быть не может, так как она содержит минимум необходимых элементов, обеспечивающих последовательные процессы сжатия, нагрева и расширения рабочего тела: один компрессор, одну или несколько камер сгорания, работающих в одинаковых условиях, и одну газовую турбину. Наряду с ГТУ простого цикла, существуют ГТУ сложного цикла, которые могут содержать несколько компрессоров, турбин и камер сгорания.

На рис. 3.17 показано устройство ГТУ V94.3 фирмы *Siemens*. Атмосферный воздух от комплексного воздухоочистительного устройства (КВОУ) поступает в шахту 4, а из неё - к проточной части 16 воздушного компрессора. В компрессоре происходит сжатие воздуха.

Степень сжатия в типичных компрессорах составляет  $\pi_k = 13 - 17$ , и таким образом давление в тракте ГТУ не превышает 1,3-1,7 МПа (13-17 ат). Это важное отличие ГТУ от ПТУ, в которой давление пара больше, чем давление газов в ГТУ в 10-15 раз.

Малое давление рабочей среды обуславливает малую толщину стенок корпусов и лёгкость их прогрева. Это делает ГТУ очень маневренной, то есть способной к быстрым и остановкам. Если для пуска ПТУ требуется несколько часов, то ГТУ может быть введена в работу за 10-15 минут.

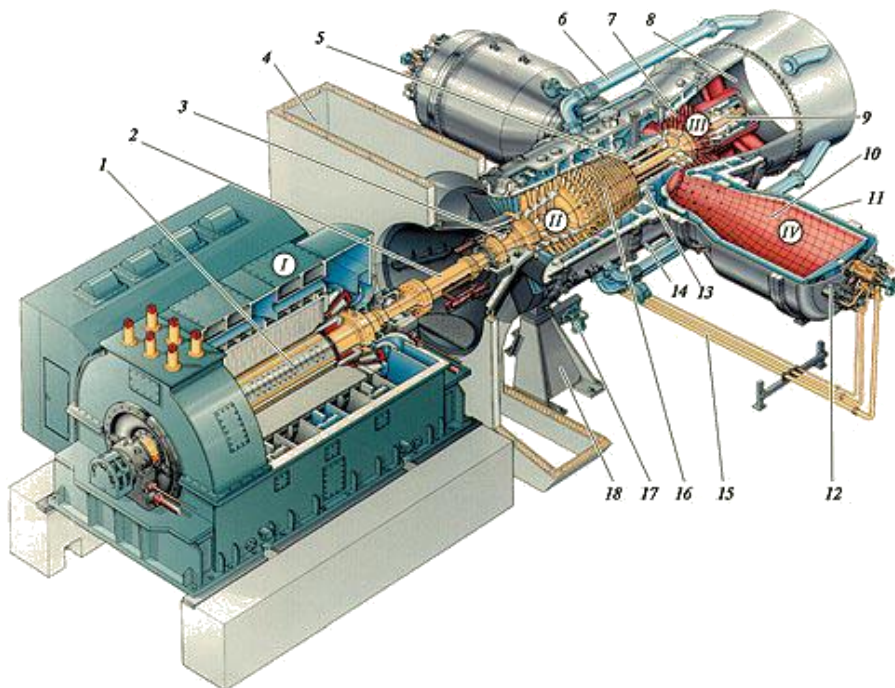


### Начала энергетики

При сжатии в компрессоре воздух нагревается. Оценить этот нагрев можно по приближённому соотношению:

$$\frac{T_b}{T_a} = \pi_{\kappa}^{0,25},$$

где  $T_b$  и  $T_a$  - абсолютные температуры воздуха за компрессором и перед ним.



**Рисунок 3.17. ГТУ V94.3 фирмы Siemens**

Если, например,  $T_a = 300$  К, т.е. температура окружающего воздуха  $27$  °С, а  $\pi_{\kappa} = 16$ , то  $T_b = 600$  К и, следовательно, воздух нагревается на

$$\Delta T = (600 - 273) - (300 - 273) = 300$$

С.

Таким образом, за компрессором температура воздуха составляет  $300$ — $350$  °С. Воздух между стенками пламенной трубы (рис. 3.18) и корпуса камеры сгорания движется к горелочному



## Начала энергетики

устройству, в которое подаётся и топливный газ. Поскольку топливо должно поступать в камеру сгорания, где давление 1,3—1,7 МПа, то давление газа должно быть большим. Для возможности регулирования его расхода требуется давление газа примерно вдвое больше, чем давление в камере. Если в подводящем газопроводе имеется такое давление, то газ подаётся в камеру сгорания прямо с газораспределительного пункта (ГРП). Если давление газа недостаточное, то между ГРП и камерой устанавливают дожимной газовый компрессор.

Расход топливного газа составляет всего примерно 1—1,5 % от расхода воздуха, поступающего от компрессора, поэтому создание высокоэкономичного дожимного газового компрессора представляет определённые технические трудности.

Внутри пламенной трубы 10 образуются продукты сгорания высокой температуры. После подмешивания вторичного воздуха на выходе из камеры сгорания она несколько снижается, но достигает, тем не менее, в типичных современных ГТУ 1350—1400 °С.

Из камеры сгорания горячие газы поступают в проточную часть 7 газовой турбины. В ней газы расширяются до практически атмосферного давления, так как пространство за газовой турбиной сообщается либо с дымовой трубой, либо с теплообменником, гидравлическое сопротивление которого невелико.

В результате расширения газов в газовой турбине их тепловая энергия преобразуется в механическую. Эта энергия частично расходуется на привод воздушного компрессора, а её избыток — на привод ротора электрического генератора. Одна из характерных особенностей ГТУ состоит в том, что компрессор требует примерно половины мощности, развиваемой газовой турбиной. Например, в создаваемой в России ГТУ мощностью 180 МВт (это и есть полезная мощность) мощность компрессора составляет 196 МВт. Это одно из принципиальных отличий ГТУ от ПТУ: в последней мощность, идущая на сжатие питательной воды даже до давления в 23,5 МПа (240 ат) составляет всего несколько процентов от мощности паровой турбины. Связано это с тем, что вода — малосжимаемая жидкость, а воздух для сжатия требует много энергии.

В первом, достаточно грубом приближении, температуру газов за турбиной можно оценить по простому соотношению:



## Начала энергетики

$$\frac{T_c}{T_d} = \pi_{\kappa}^{0,25},$$

где  $T_c$  - температура перед турбиной,  $T_d$  - температура после турбины. Поэтому, если  $\pi_{\kappa} = 16$ , а температура перед турбиной  $T_c = 1400 \text{ }^{\circ}\text{C} = 1673 \text{ K}$ , то температура за ней составляет примерно

$$T_d = \frac{T_c}{\pi_{\kappa}^{0,25}} = \frac{1673}{16^{0,25}} = 836$$

K=563  $^{\circ}\text{C}$ .

Таким образом, температура газов за ГТУ достаточно высока, и значительное количество теплоты, полученной при сжигании топлива, в буквальном смысле уходит в дымовую трубу. Поэтому при автономной работе ГТУ её КПД невелик: для типичных ГТУ он составляет 35—36 %, т.е. существенно меньше, чем КПД ПТУ. Дело, однако, кардинальным образом изменяется при установке на «хвосте» ГТУ теплообменника (сетевого подогревателя или котла-утилизатора для комбинированного цикла).

За газовой турбиной устанавливают диффузор — плавно расширяющийся канал, при течении в котором скоростной напор газов частично преобразуется в давление. Это позволяет иметь за газовой турбиной давление меньшее, чем атмосферное, что увеличивает работоспособность 1 кг газов в турбине и, следовательно, повышает её мощность.

Воздушный компрессор – это турбомашина, вал которой вращается за счёт энергии газовой турбины; эта энергия передаётся воздуху, протекающему через проточную часть компрессора, благодаря чему давление воздуха повышается.

На рис. 3.18 показан ротор ГТУ, уложенный в опорные подшипники.

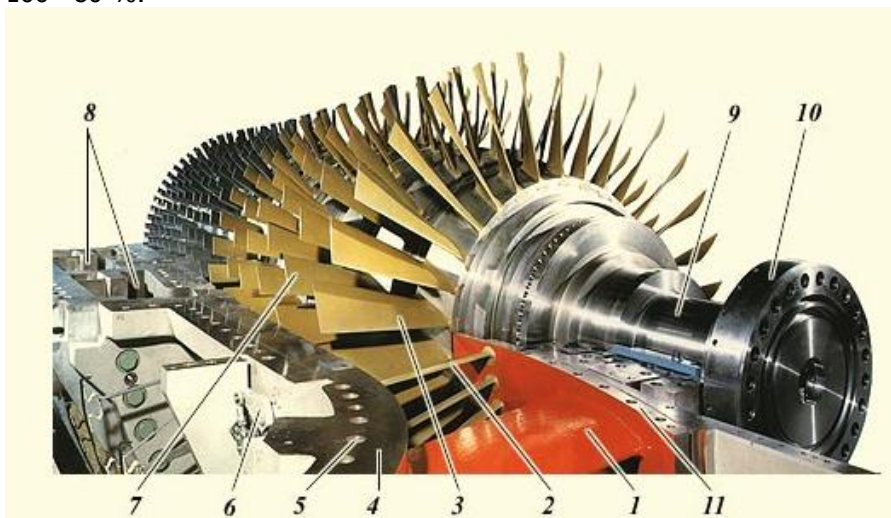
Из шахты 4 воздух поступает в каналы, образованные поворотными лопатками 2 невращающегося входного направляющего аппарата (ВНА). Основная задача ВНА – сообщить потоку воздуха, движущегося в осевом направлении вращательное движение.

В современных ГТУ входной направляющий аппарат делают поворотным. Необходимость в поворотном ВНА вызвана стремлением не допустить снижения экономичности при снижении нагрузки ГТУ. Дело заключается в том, что валы



## Начала энергетики

компрессора и электрогенератора имеют одинаковую частоту вращения, равную частоте сети. Поэтому, если не использовать ВНА, то и количество воздуха, подаваемого компрессором в камеру сгорания, постоянно и не зависит от нагрузки турбины. Изменить мощность ГТУ можно только изменением расхода топлива в камеру сгорания. Поэтому при уменьшении расхода топлива и неизменности количества воздуха, подаваемого компрессором, снижается температура рабочих газов и перед газовой турбиной, и за ней. Это приводит к очень значительному снижению экономичности ГТУ. Поворот лопаток при снижении нагрузки вокруг оси *1* на 25 — 30° позволяет сузить проходные сечения каналов ВНА и уменьшить расход воздуха в камеру сгорания, поддерживая постоянным соотношение между расходом воздуха и топлива. Установка входного направляющего аппарата позволяет поддерживать температуру газов перед газовой турбиной и за ней постоянной в диапазоне мощности примерно 100—80 %.



**Рисунок 3.18. Ротор ГТУ**

Из корпуса воздушного компрессора выполняются отборы воздуха для охлаждения элементов газовой турбины. Для этого в его корпусе вставлены кольцевые камеры, сообщаемые с пространством за соответствующей ступенью. Воздух из камер отводится с помощью трубопроводов.

Компрессор имеет так называемые антипомпажные клапаны

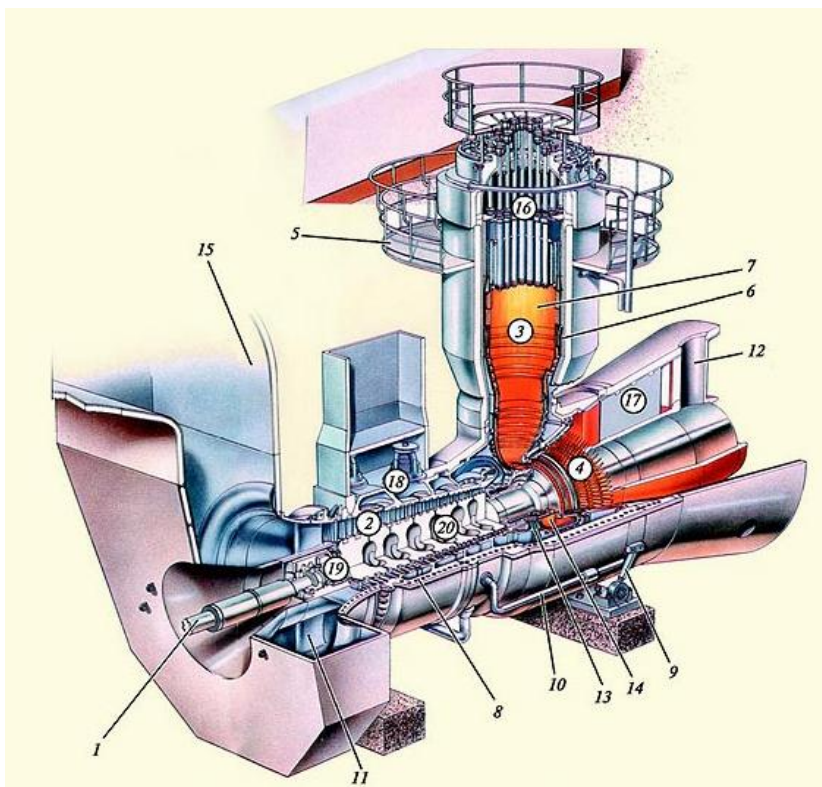


ны и обводные трубопроводы, перепускающие воздух из промежуточных ступеней компрессора в выходной диффузор газовой турбины при её пуске и остановке. Это исключает неустойчивую работу компрессора при малых расходах воздуха (это явление называется помпажом), приводящую к интенсивной вибрации всей машины.

Создание высокоэкономичных воздушных компрессоров представляет собой чрезвычайно сложную задачу, которую, в отличие от турбин, невозможно решить только аналитическим расчётом. Поскольку мощность компрессора равна примерно мощности ГТУ, то ухудшение экономичности компрессора на 1 % приводит к снижению экономичности всей ГТУ на 2—2,5 %. Поэтому создание хорошего компрессора является одной из ключевых проблем создания ГТУ. Обычно компрессоры создаются путём моделирования, используя модельный компрессор, созданный путём длительной экспериментальной доводки.

Камеры сгорания ГТУ отличаются большим разнообразием. На рис. 3.17 показана ГТУ с двумя выносными камерами. На рис. 3.19 приведена ГТУ типа 13E мощностью 140 МВт фирмы АBB с одной выносной камерой сгорания, устройство которой аналогично устройству камеры, показанной на рис. 3.17. Воздух из кольцевого диффузора компрессора поступает в пространство между корпусом камеры и пламенной трубой и затем используется для горения газа и для охлаждения пламенной трубы.





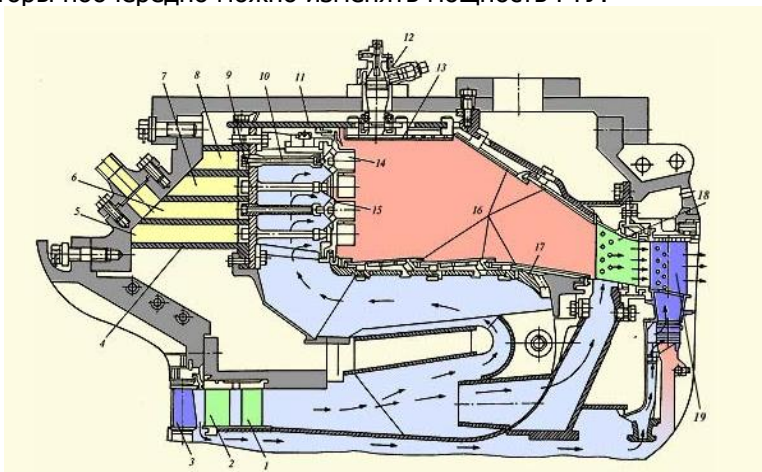
**Рисунок 3.19. ГТУ фирмы АВВ с одной выносной камерой сгорания**

Главный недостаток выносных камер сгорания — большие габариты. В современных ГТУ используют в основном встроенные камеры сгорания: кольцевые и трубчато-кольцевые.

На рис. 3.20 показана встроенная кольцевая камера сгорания. Кольцевое пространство для горения образовано внутренней 17 и наружной 11 пламенными трубами. Изнутри трубы облицованы специальными вставками 13 и 16, имеющими термобарьерное покрытие со стороны, обращённой к пламени; с противоположной стороны вставки имеют оребрение, улучшающее их охлаждение воздухом, поступающим через кольцевые зазоры между вставками внутрь пламенной трубы. Таким образом, достигается температура пламенной трубы 750—800 °С в зоне горения. Фронтное микрофакельное горелочное

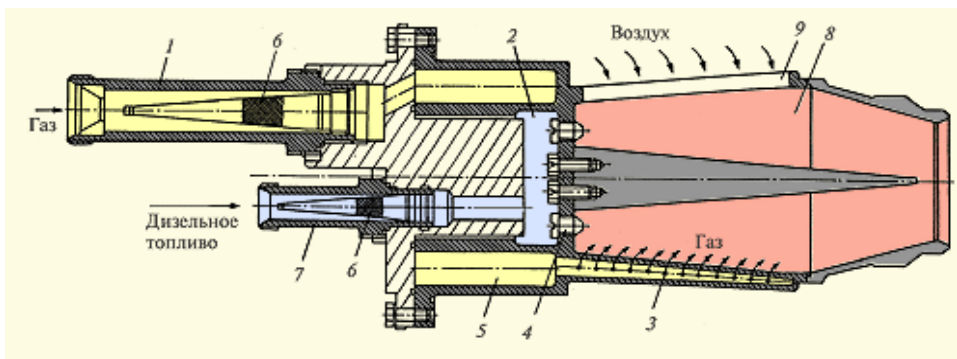


устройство камеры состоит из нескольких сотен горелок 10, к которым подаётся газ из четырёх коллекторов 5–8. Отключая коллекторы поочередно можно изменять мощность ГТУ.



**Рисунок 3.20. ГТУ с встроенной кольцевой камерой сгорания**

На рис. 3.21 показана трубчато-кольцевая камера сгорания ГТЭ-180. В кольцевое пространство 24 между выходной частью воздушного компрессора и входной частью газовой турбины с помощью перфорированных конусов 3 помещено 12 пламенных труб 10. Пламенная труба содержит многочисленные отверстия диаметром 1 мм, расположенные по кольцевым рядам на расстоянии 6 мм между ними; расстояние между рядами отверстий 23 мм. Через эти отверстия снаружи поступает «холодный» воздух, обеспечивая конвективно-пленочное охлаждение, и температуру пламенной трубы не выше 850 °С. На внутреннюю поверхность пламенной трубы наносится термобарьерное покрытие толщиной 0,4 мм.



**Рисунок 3.21. ГТУ с встроенной трубчато-кольцевой камерой сгорания**

Газовая турбина является наиболее сложным элементом ГТУ, что обусловлено в первую очередь очень высокой температурой рабочих газов, протекающих через её проточную часть: температура газов перед турбиной  $1350\text{ }^{\circ}\text{C}$  в настоящее время считается «стандартной», и ведущие фирмы, в первую очередь *General Electric*, работают над освоением начальной температуры  $1500\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Напомним, что «стандартная» начальная температура для паровых турбин составляет  $540\text{ }^{\circ}\text{C}$ , а в перспективе - температура  $600 - 620\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Температура газов за ГТУ достаточно высока, и значительное количество теплоты, полученной при сжигании топлива, в буквальном смысле уходит в дымовую трубу. Поэтому при автономной работе ГТУ её КПД невелик: для типичных ГТУ он составляет  $35 - 36\%$ , т.е. меньше, чем КПД паровой турбины.

Стремление повысить начальную температуру связано, прежде всего, с выигрышем в экономичности, который она даёт.

Для обеспечения длительной работы газовой турбины используется следующее. Во-первых, применение для наиболее нагруженных деталей жаропрочных материалов, способных сопротивляться действию высоких механических нагрузок и температур (в первую очередь для сопловых и рабочих лопаток). Если для лопаток паровых турбин и некоторых других элементов применяются стали с содержанием хрома  $12-13\%$ , то для лопаток газовых турбин используют сплавы на никелевой основе (нимоники), которые способны при реально действующих механических нагрузках и необходимом сроке службы выдержать температуру  $800-850\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Во-вторых, охлаждение наиболее



горячих деталей.

Для охлаждения большинства современных ГТУ используется воздух, отбираемый из различных ступеней воздушного компрессора. Уже работают ГТУ, в которых для охлаждения используется водяной пар, который является лучшим охлаждающим агентом, чем воздух. Охлаждающий воздух после нагрева в охлаждаемой детали сбрасывается в проточную часть газовой турбины. Такая система охлаждения называется открытой. Существуют замкнутые системы охлаждения, в которых нагретый в детали охлаждающий агент направляется в холодильник и затем снова возвращается для охлаждения детали. Такая система не только весьма сложна, но и требует утилизации тепла, отбираемого в холодильнике.

Система охлаждения газовой турбины — самая сложная система в ГТУ, определяющая её срок службы. Она обеспечивает не только поддержание допустимого уровня рабочих и сопловых лопаток, но и корпусных элементов, дисков, несущих рабочие лопатки, запирающие уплотнений подшипников, где циркулирует масло и т.д. Эта система чрезвычайно сильно разветвлена и организуется так, чтобы каждый охлаждаемый элемент получал охлаждающий воздух тех параметров и в том количестве, который необходим для поддержания его оптимальной температуры. Излишнее охлаждение деталей так же вредно, как и недостаточное, так как оно приводит к повышенным затратам охлаждающего воздуха, на сжатие которого в компрессоре затрачивается мощность турбины. Кроме того, повышенные расходы воздуха на охлаждение приводят к снижению температуры газов за турбиной, что очень существенно влияет на работу оборудования, установленного за ГТУ (например, паротурбинной установки, работающей в составе ПТУ). Наконец, система охлаждения должна обеспечивать не только необходимый уровень температур деталей, но и равномерность их прогрева, исключая появление опасных температурных напряжений, циклическое действие которых приводит к появлению трещин.

Газовая турбина обычно имеет 3—4 ступени, т.е. 6—8 венцов решёток, и чаще всего охлаждаются лопатки всех венцов, кроме рабочих лопаток последней ступени. Воздух для охлаждения сопловых лопаток подводится внутрь через их торцы и сбрасывается через многочисленные (600—700 отверстий диаметром 0,5—0,6 мм) отверстия, расположенные в соответствующих зонах профиля. К рабочим лопаткам



## Начала энергетики

охлаждающий воздух подводится через отверстия, выполненные в торцах хвостовиков.

Ввиду трудности механической обработки никелевых сплавов для получения лопаток используется точное литьё по выплавляемым моделям. Рабочие литые лопатки требуют обработки только хвостовика с помощью абразивного инструмента. В самых современных ГТУ используют монокристаллические лопатки, которые выращиваются при литье в виде одного кристалла, так как наличие границ кристаллов приводит к ухудшению свойств материала.

Ротор газовой турбины представляет собой уникальную сборную конструкцию. Перед сборкой отдельные диски компрессора и газовой турбины облоачиваются и балансируются, изготавливаются концевые части, проставочная часть и центральный стяжной болт. Каждый из дисков имеет два кольцевых воротника, на которых выполнены хирты – строго радиальные зубья треугольного профиля. Смежные детали имеют точно такие же воротники с точно такими же хиртами. При хорошем качестве изготовления хиртового соединения обеспечивается абсолютная центровка смежных дисков.

Кроме низкого КПД недостатком ГТУ является невозможность использования в них низкосортных топлив. Они могут хорошо работать только на газе или на хорошем жидком топливе. Паросиловые энергоблоки могут работать на любом топливе, включая самое низкокачественное.

Реальной ГТУ, на базе, которой в ближайшие годы в России будут комплектоваться новые парогазовые электростанции, работающие на природном газе, является ГТЭ-110 мощностью 110 МВт. В своём классе ГТУ она имеет хорошие экономические (КПД 36 %) и массовые показатели. Однако уровень её начальной температуры в 1210 °С был достигнут мировым газотурбостроением ещё в начале 90-х годов. Она имеет и другой серьёзный недостаток: низкую температуру уходящих газов (517 °С), не позволяющую осуществить экономичный парогазовый цикл.

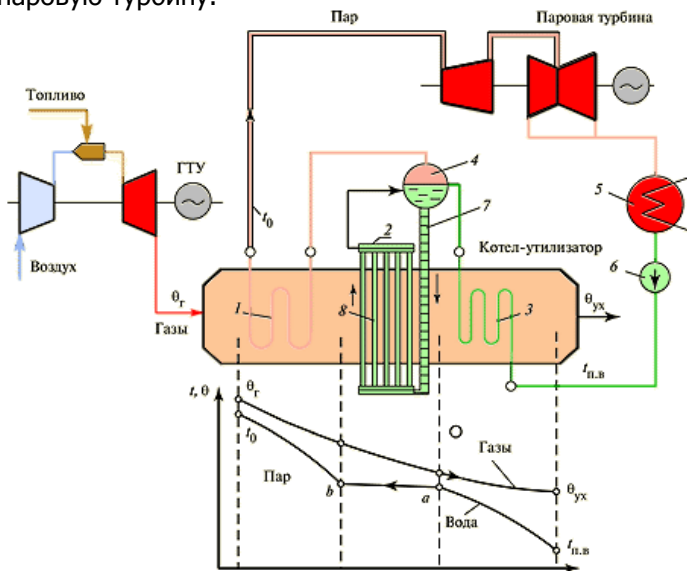
По уровню освоения начальных температур, который является ключевым в создании современных ГТУ, российское газотурбостроение отстаёт на 10-12 лет.



### 3.9. Парогазовые установки электростанций

Парогазовыми называются энергетические установки (ПГУ), в которых теплота уходящих газов ГТУ прямо или косвенно используется для выработки электроэнергии в паротурбинном цикле.

На рис. 3.22 показана принципиальная схема простейшей парогазовой установки, так называемого утилизационного типа. Уходящие газы ГТУ поступают в котёл-утилизатор - теплообменник противоточного типа, в котором за счёт тепла горячих газов получают пар высоких параметров, направляемый в паровую турбину.



**Рисунок 3.22. Принципиальная схема простейшей парогазовой установки**

Котёл-утилизатор представляет собой шахту прямоугольного сечения, в которой размещены поверхности нагрева, образованные оребрѐнными трубами, внутрь которых подаѐтся рабочее тело паротурбинной установки (вода или пар). В простейшем случае поверхности нагрева котла-утилизатора состоят из трёх элементов: экономайзера 3, испарителя 2 и пароперегревателя 1.

Центральным элементом является



## Начала энергетики

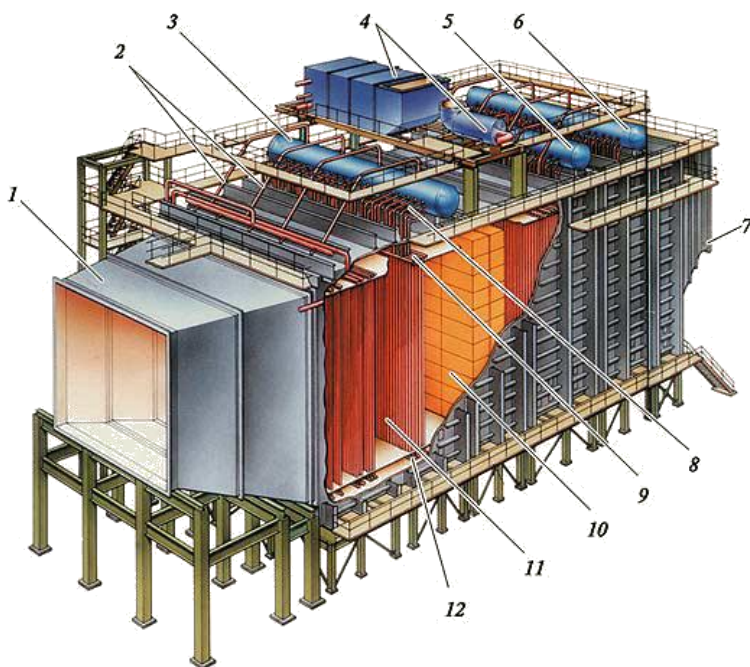
испаритель, состоящий из барабана 4 (длинного цилиндра, заполняемого наполовину водой), нескольких опускаемых труб 7 и достаточно плотно установленных вертикальных труб собственно испарителя 8. Испаритель работает на принципе естественной конвекции. Испарительные трубы находятся в зоне более высоких температур, чем опускаемые. Поэтому в них вода нагревается, частично испаряется и поэтому становится легче и поднимается вверх в барабан. Освобождающееся место заполняется более холодной водой по опускаемым трубам из барабана. Насыщенный пар собирается в верхней части барабана и направляется в трубы пароперегревателя 1. Расход пара из барабана 4 компенсируется подводом воды из экономайзера 3. При этом поступающая вода, прежде чем испариться полностью, многократно пройдет через испарительные трубы. Поэтому описанный котёл-утилизатор называется котлом с естественной циркуляцией.

В экономайзере происходит нагрев поступающей питательной воды практически до температуры кипения. Из барабана сухой насыщенный пар поступает в пароперегреватель, где перегревается сверх температуры насыщения. Температура получаемого перегретого пара  $t_0$  всегда, конечно, меньше, чем температура газов  $t_{г}$  поступающих из газовой турбины (обычно на 25 - 30 °С).

Под схемой котла-утилизатора на рис. 3.25 показано изменение температур газов и рабочего тела при их движении навстречу друг другу. Температура газов плавно уменьшается от значения  $t_{г}$  на входе до значения  $t_{yx}$  температуры уходящих газов. Движущаяся навстречу питательная вода повышает в экономайзере свою температуру до температуры кипения (точка *a*). С этой температурой (на грани кипения) вода поступает в испаритель. В нём происходит испарение воды. При этом её температура не изменяется (процесс *a - b*). В точке *b* рабочее тело находится в виде сухого насыщенного пара. Далее в пароперегревателе происходит его перегрев до значения  $t_0$ .

Образующийся на выходе из пароперегревателя пар направляется в паровую турбину, где, расширяясь, совершает работу. Из турбины отработанный пар поступает в конденсатор, конденсируется и с помощью питательного насоса *б*, повышающего давление питательной воды, направляется снова в котёл-утилизатор.

Общий вид котла – утилизатора приведен на рис.3.23.



**Рисунок 3.23. Общий вид котла – утилизатора**

Таким образом, принципиальное отличие паросиловой установки (ПСУ) ПГУ от обычной ПСУ ТЭС состоит только в том, что топливо в котле-утилизаторе не сжигается, а необходимая для работы ПСУ ПГУ теплота берётся от уходящих газов ГТУ. Необходимо отметить ряд важных технических отличий ПСУ ПГУ от ПСУ ТЭС.

1. Температура уходящих газов ГТУ  $t_{г}$  практически однозначно определяется температурой газов перед газовой турбиной и совершенством системы охлаждения газовой турбины. В большинстве современных ГТУ температура уходящих газов составляет 530—580 °С (хотя имеются отдельные ГТУ с температурой вплоть до 640 °С). По условиям надёжности работы трубной системы экономайзера при работе на природном газе температура питательной воды  $t_{п.в}$  на входе в котёл-утилизатор не должна быть меньше 60 °С. Температура газов  $t_{гх}$  покидающих котёл-утилизатор, всегда выше, чем температура  $t_{п.в}$ . Реально она находится на уровне  $t_{гх} \approx 100$  °С и, следовательно, КПД котла-утилизатора составит





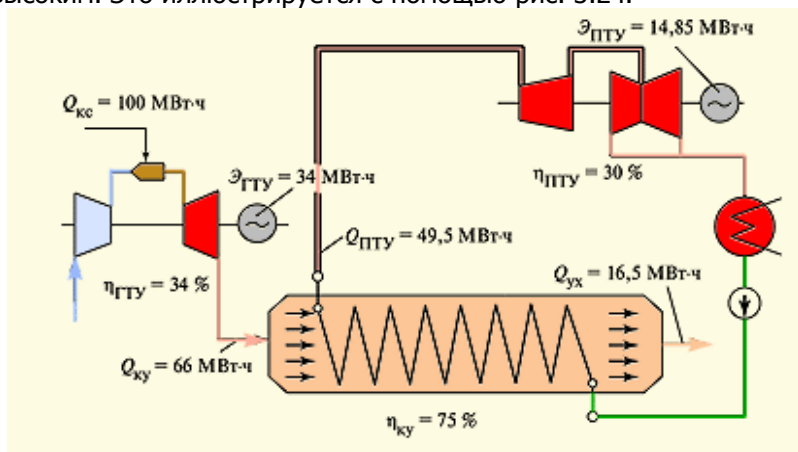
Начала энергетики

$$\eta_{ку} = \frac{555 - 100}{555 - 15} = 0,84,$$

где для оценки принято, что температура газов на входе в котёл-утилизатор равна 555 °С, а температура наружного воздуха 15 °С. При работе на газе обычный энергетический котёл ТЭС имеет КПД на уровне 94 %. Таким образом, котёл-утилизатор в ПГУ имеет КПД существенно более низкий, чем КПД котла ТЭС.

2. КПД паротурбинной установки рассмотренной ПГУ существенно ниже, чем КПД ПТУ обычной ТЭС. Это связано не только с тем, что параметры пара, генерируемого котлом-утилизатором, ниже, но и с тем, что ПТУ ПГУ не имеет системы регенерации. А иметь её она в принципе не может, так как повышение температуры  $t_{п.в}$  приведёт к ещё большему снижению КПД котла-утилизатора.

Тем не менее, при всём этом КПД ПГУ оказывается весьма высоким. Это иллюстрируется с помощью рис. 3.24.



**Рисунок 3.24. Превращение тепла в работу в простейшей парогазовой установке**

Практически универсальное соотношение между мощностями газотурбинной и паротурбинной частью ПГУ:

$$\frac{N_{ГТУ}}{N_{ПТУ}} = \frac{\eta_{ПТУ}}{(1 - \eta_{ГТУ})\eta_{ку}\eta_{ПТУ}}$$

т.е. это отношение определяется только КПД элементов ПГУ. Для рассмотренного выше примера (рис.3.25)

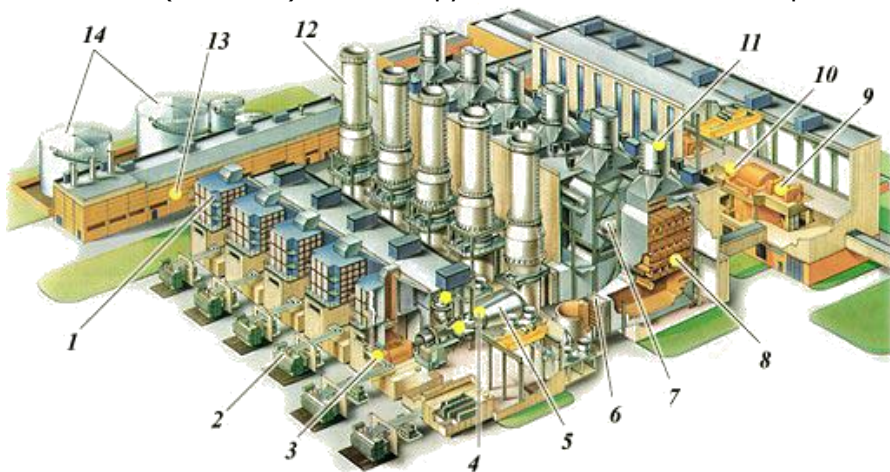


## Начала энергетики

$$\frac{N_{ГТУ}}{N_{ИТУ}} = \frac{0,34}{(1 - 0,34)0,75 \cdot 0,3} \approx 2,$$

т.е. мощность ГТУ примерно вдвое выше, чем мощность паровой турбины. Именно это соотношение объясняет, почему ПГУ-450Т Северо-Западной ТЭЦ Санкт-Петербурга состоит из двух ГТУ и одной паровой турбины мощностью примерно по 150 МВт.

Электростанция с ПГУ показана на рис. 3.25, на котором изображена ТЭС с тремя энергоблоками. Каждый энергоблок состоит из двух рядом стоящих ГТУ 4 типа V94.2 фирмы *Siemens*, каждая из которых свои уходящие газы высокой температуры направляет в свой котёл-утилизатор 8. Пар, генерируемый этими котлами, направляется в одну паровую турбину 10 с электрогенератором 9 и конденсатором, расположенным в конденсационном помещении под турбиной. Каждый такой энергоблок имеет суммарную мощность 450 МВт (каждая ГТУ и паровая турбина имеют мощность примерно 150 МВт). Между выходным диффузором 5 и котлом-утилизатором 8 установлена байпасная (обводная) дымовая труба 12 и газоплотный шибер 6.



**Рисунок 3.25. Электростанция с ПГУ**

Шибер позволяет отсечь котёл-утилизатор 8 от газов ГТУ и направить их через байпасную трубу в атмосферу. Такая необходимость может возникнуть при неполадках в паротурбинной части энергоблока (в турбине, котле-утилизаторе, генераторе и т.д.), когда её требуется отключить. В этом случае мощность энергоблока будет обеспечиваться только ГТУ, т.е. энергоблок может нести нагрузку в 300 МВт (хотя и со



## Начала энергетики

сниженной экономичностью). Байпасная труба весьма помогает и при пусках энергоблока: с помощью шибер котёл-утилизатор отсекается от газов ГТУ, и последние выводятся на полную мощность в считанные минуты. Затем можно медленно, в соответствии с инструкцией, ввести в работу котёл-утилизатор и паровую турбину.

При нормальной работе шибер, наоборот, не пропускает горячие газы ГТУ в байпасную трубу, а направляет их в котёл-утилизатор.

Газоплотный шибер имеет большую площадь и представляет собой сложное техническое устройство, главным требованием к которому является высокая плотность, поскольку каждый 1 % потерянного тепла через неплотности означает снижение экономичности энергоблока примерно на 0,3 %. Поэтому иногда отказываются от установки байпасной трубы, хотя это существенно усложняет эксплуатацию.

Между котлами-утилизаторами энергоблока устанавливают один деаэратор, который принимает конденсат для деаэрации из конденсатора паровой турбины и раздаёт его на два котла-утилизатора.

ПГУ классифицируются по различным признакам.

По назначению ПГУ подразделяют на конденсационные и теплофикационные. Первые из них вырабатывают только электроэнергию, вторые — служат и для нагрева сетевой воды в подогревателях, подключаемых к паровой турбине.

По количеству рабочих тел, используемых в ПГУ, их делят на бинарные и монарные. В бинарных установках рабочие тела газотурбинного цикла (воздух и продукты горения топлива) и паротурбинной установки (вода и водяной пар) разделены. В монарных установках рабочим телом турбины является смесь продуктов сгорания и водяного пара.

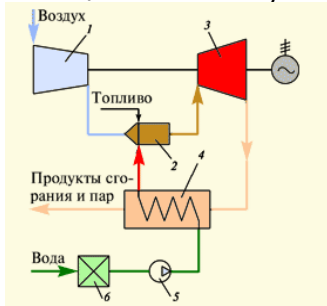
Тепловая схема монарной ПГУ показана на рис. 3.26. Выходные газы ГТУ направляются в котёл-утилизатор, в который подаётся вода питательным насосом 5. Получаемый на выходе пар поступает в камеру сгорания 2, смешивается с продуктами сгорания и образующаяся однородная смесь направляется в газовую (правильнее сказать — в парогазовую турбину 3).

Смысл этого понятен: часть воздуха, идущего из воздушного компрессора и служащая для уменьшения температуры рабочих газов до допустимой по условиям прочности деталей газовой турбины, замещается паром, на повышение давления которого питательным насосом в состоянии воды



## Начала энергетики

затрачивается меньше энергии, чем на повышение давления воздуха в компрессоре. Вместе с тем, поскольку газопаровая смесь покидает котёл-утилизатор в виде пара, то тепло конденсации водяного пара, полученное им в котле и составляющее значительную величину, уходит в дымовую трубу.



**Рисунок 3.26. Электро-станция с ПГУ монарного типа**

За рубежом описанная монарная установка получила название STIG. Их строит в основном фирма *General Electric* в комбинации с ГТУ сравнительно малой мощности.

### Техническая

трудность организации конденсации пара из парогазовой смеси и связанная с этим необходимость постоянной работы мощной водоподготовительной установки является главным недостатком ПГУ монарного типа.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Главным недостатком всех тепловых электростанций является то, что все виды применяемого топлива являются невозполнимыми природными ресурсами, которые постепенно заканчиваются. Кроме того, ТЭС потребляют значительное количество топлива (ежедневно одна ГРЭС мощностью 2400 МВт сжигает за сутки два железнодорожных состава угля) и являются самыми экологически «грязными» источниками электроэнергии, особенно если они работают на высокозольных сернистых топливах.

Все ТЭС имеют низкий КПД из-за наличия тепловой машины – паротурбинной установки для преобразования потенциальной энергии пара в механическую энергию. Именно поэтому в настоящее время, наряду с использованием атомных и гидравлических электростанций, ведутся разработки электрических станций, использующих воспользуемые или другие альтернативные источники энергии.

Однако, несмотря ни на что ТЭС являются основными производителями электроэнергии в большинстве стран мира и останутся таковыми, как минимум в ближайшие 50 лет.



## КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Чем отличается районная ТЭС от промышленной?
2. Структурная схема ТЭС и назначение её элементов.
3. Тепловая схема ТЭС.
4. Назовите типы теплосиловых установок.
5. Чем отличается энергетический блок от ТЭС с поперечными связями?
6. Как классифицируются ТЭС по уровню начального давления пара?
7. На ТЭС сожгли 100 т топлива, имеющего теплоту сгорания 4000 ккал/кг, выработав при этом 320 кВт·ч электроэнергии. Чему равен удельный расход удельного топлива?
8. Назовите назначение основных элементов паротурбинного энергоблока: энергетического котла, паровой турбины, конденсатора, деаэрата и питательного насоса.
9. Зачем в мощных турбоустановках применяют промежуточный перегрев пара?
10. Для чего в паротурбинной установке используется регенеративный подогрев питательной воды и как он осуществляется?
11. Что такое деаэрация конденсата, и в каком аппарате она осуществляется?
12. Тепловой баланс ТЭС.
13. Парогенератор ТЭС. Назначение, типы, структурная схема, КПД.
14. Параметры пара на ТЭС.
15. Паровая турбина. Устройство. Разработки Лавалля и Парсонса.
16. Многоцилиндровые турбины.
17. КПД идеальной турбины.
18. Конденсационные и теплофикационные паровые турбины.
19. Чем отличается КЭС от ТЭЦ? КПД КЭС и ТЭЦ.
20. Конденсатор ТЭС.
21. Тепловая схема ТЭЦ.
22. Преобразование, каких видов энергии происходит в основных элементах ТЭС?
23. Как связана потенциальная энергия пара с его температурой?
24. Какие функции на ТЭС выполняют синхронные генераторы и трансформаторы?
25. Технологический процесс производства электроэнергии на ТЭС.
26. Компоновка современных ТЭС.
27. Какой энергоблок более экономичный: пылеугольный или га-



## Начала энергетики

зоназутный?

28. Из каких отделений состоит главный корпус ТЭС, и какое оборудование в них размещено?

29. Назовите преимущества и недостатки ТЭС по сравнению с ГЭС и АЭС.

30. Особенности ГТУ. Структурная схема ГТУ. КПД ГТУ.

31. Тепловая схема ГТУ.

32. Особенности ПГУ. Структурная схема ПГУ. КПД ПГУ.

33. Тепловая схема ПГУ.

34. Назначение экономайзера

35. Назначение основного и промежуточного пароперегревателя.

36. Назначение регенеративного подогрева конденсата в ПНД и ПВД.

37. Для чего используется рециркуляция воздуха?



**Потребность в энергии постоянно растёт. Основными поставщиками энергии являются тепловые, атомные и гидравлические электрические станции**

## 4. АТОМНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ.

### 4.1. Основные понятия

Атомная электростанция (АЭС) это электростанция, вырабатывающая электрическую энергию путём преобразования тепловой энергии, выделяющейся в ядерном реакторе (реакторах) в результате управляемой цепной реакции деления (расщепления) ядер атомов урана. Принципиальное отличие АЭС от ТЭС только в том, что вместо парогенератора используется ядерный реактор - устройство, в котором осуществляется управляемая цепная ядерная реакция, сопровождающаяся выделением энергии.

Радиоактивные свойства у урана впервые обнаружил французский физик *Антуан Беккерель* в 1896 году. Английский физик *Эрнест Резерфорд* впервые осуществил искусственную ядерную реакцию под действием  $\alpha$  – частиц в 1919 году. Немецкие физики *Отто Ган* и *Фриц Штрассман* открыли в 1938 году, что деление тяжёлых ядер урана при бомбардировке нейтронами сопровождается выделением энергии. Реальное использование этой энергии стало делом времени.

В 1939 году итальянский физик *Энрико Ферми* высказал мысль, что при делении урана следует ожидать испускания быстрых нейтронов и что, если число вылетевших нейтронов будет больше, чем число поглощённых, будет протекать цепная реакция (до него это теоретически предсказал, но не смог получить *Лео Силард*). Поставленный эксперимент подтвердил наличие быстрых нейтронов, хотя их число на один акт деления осталось не очень определённым.

Первый ядерный реактор построен в декабре 1942 года в США группой физиков Чикагского университета под руководством Э. Ферми. Впервые была реализована незатухающая реакция деления ядер урана. Ядерный реактор, названный CP-1, состоял из графитовых блоков, между которыми были расположены шары из природного урана и его двуокиси. Быстрые нейтроны, появляю-



## Начала энергетики

щиеся после деления ядер  $^{235}\text{U}$ , замедлялись графитом до тепловых энергий, а затем вызывали новые деления ядер. Реакторы, в которых основная доля делений происходит под действием тепловых нейтронов, называют реакторами на тепловых (медленных) нейтронах; в таких реакторах замедлителя значительно больше чем урана.

В Европе первый ядерный реактор Ф-1 был изготовлен и запущен в декабре 1946 года в Москве группой физиков и инженеров во главе с академиком Игорем Васильевичем Курчатовым. Реактор Ф-1 был набран из графитовых блоков и имел форму шара диаметром примерно 7,5 м. В центральной части шара диаметром 6 м в отверстиях графитовых блоков были размещены урановые стержни. Реактор Ф-1, как и СР-1, не имел системы охлаждения, поэтому работал на малых уровнях мощности: от долей до единиц ватта.

Результаты исследований на реакторе Ф-1 послужили основой проектов для промышленных реакторов. В 1948 году под руководством И. В. Курчатова начались работы по практическому применению энергии атома для получения электроэнергии.

Первая в мире промышленная атомная электростанция мощностью 5 МВт была запущена 27 июня 1954 года в г. Обнинске Калужской области. В 1958 году была введена в эксплуатацию 1-я очередь Сибирской АЭС мощностью 100 МВт (полная проектная мощность 600 МВт). В том же году развернулось строительство Белоярской промышленной АЭС, а в апреле 1964 года генератор 1-й очереди дал электроэнергию потребителям. В сентябре 1964 года был пущен 1-й блок Нововоронежской АЭС мощностью 210 МВт. Второй блок мощностью 350 МВт запущен в декабре 1969 года.

В Великобритании первая АЭС промышленного назначения мощностью 46 МВт была введена в эксплуатацию в 1956 году в Колдер-Холле. Через год вступила в строй АЭС мощностью 60 МВт в Шиппингпорте (США).

Мировыми лидерами по производству ядерной электроэнергии являются: США (788,6 млрд. кВт·ч/год), Франция (426,8 млрд. кВт·ч/год), Япония (273,8 млрд. кВт·ч/год), Германия (158,4 млрд. кВт·ч/год) и Россия (154,7 млрд. кВт·ч/год). На начало 2004 года в мире действовал 441 энергетический ядерный реактор, российское ОАО «ТВЭЛ» поставляет топливо для 75 из них.

Крупнейшая АЭС в Европе - Запорожская АЭС г. Энергодар (Украина) - 6 атомных реакторов суммарной мощностью 6 ГВт.





## Начала энергетики

Крупнейшая в мире АЭС - Касивадзаки-Карива (Япония) - пять кипящих ядерных реакторов (*BWR*) и два продвинутых кипящих ядерных реактора (*ABWR*), суммарная мощность которых составляет 8,2 ГВт.

В настоящее время в России работают АЭС: Балаковская, Белоярская, Билибинская, Ростовская, Калининская, Кольская, Курская, Ленинградская, Нововоронежская, Смоленская.

В разработках проекта Энергетической стратегии России на период до 2030 года предусмотрено увеличение производства электроэнергии на атомных электростанциях в 4 раза.

Атомные электростанции классифицируются в соответствии с установленными на них реакторами:

- реакторы на тепловых нейтронах, использующие специальные замедлители для увеличения вероятности поглощения нейтрона ядрами атомов топлива;
- реакторы на быстрых нейтронах.

По виду отпускаемой энергии атомные станции делятся на:

- атомные электростанции (АЭС), предназначенные для выработки только электроэнергии;
- атомные теплоэлектроцентрали (АТЭЦ), вырабатывающие как электроэнергию, так и тепловую энергию.

АЭС не использует воздух для окисления топлива, не даёт выбросов золы, в атмосферу, имеет радиоактивный фон ниже, чем на ТЭС.

## 4.2. Топливо для АЭС

Главное отличие АЭС от ТЭС состоит в использовании ядерного горючего вместо органического топлива. Ядерное горючее получают из природного урана, который добывают либо в шахтах (Нигер, Франция, ЮАР), либо в открытых карьерах (Австралия, Намибия), либо способом подземного выщелачивания (Канада, Россия, США). Уран широко распространён в природе, но богатых по содержанию залежей урановых руд нет. Уран содержится в различных горных породах и воде в рассеянном состоянии. Природный уран это смесь в основном неделящегося изотопа урана  $^{238}\text{U}$  (более 99%) и делящегося изотопа  $^{235}\text{U}$  (примерно 0,71%), который и представляет собой ядерное горючее (1 кг  $^{235}\text{U}$  выделяет энергию равную теплоте сгорания примерно 3000 т каменного угля).

Для работы реакторов АЭС необходимо, чтобы концентра-



## Начала энергетики

ция изотопа  $^{235}\text{U}$  была порядка 3,3 - 4,4 %. Для этого природный уран направляется на обогатительный завод на переработку; при этом 90% природного обеднённого урана направляется на хранение, а 10% обогащается до требуемой концентрации.

Из обогащённого урана (точнее диоксида урана  $\text{UO}_2$  или окиси-закуси урана  $\text{U}_2\text{O}_2$ ) изготавливают тепловыделяющие элементы - ТВЭЛы - цилиндрические таблетки диаметром 9 мм и высотой 15-30 мм. Эти таблетки помещают в герметические циркониевые (цирконий поглощает нейтроны в 32,5 раза слабее по сравнению со сталью) тонкостенные трубки длиной около 4 м. ТВЭЛы собирают в тепловыделяющие сборки (ТВС) по несколько сотен штук.

Все дальнейшие процессы расщепления ядер  $^{235}\text{U}$  с образованием осколков деления, радиоактивных газов и т.д. происходят внутри герметичных трубок ТВЭЛов.

После постепенного расщепления  $^{235}\text{U}$  и уменьшения его концентрации до 1,26%, когда мощность реактора существенно уменьшается, ТВС извлекают из реактора, некоторое время хранят в бассейне выдержки, а затем направляют на радиохимический завод для переработки.

Таким образом, в отличие от ТЭС, где топливо стремятся сжигать полностью, на АЭС невозможно расщепить ядерное топливо на 100%. Поэтому на АЭС нельзя рассчитать КПД по удельному расходу условного топлива. Для оценки эффективности работы энергоблока АЭС используется КПД нетто

$$\eta_{\text{нетто}} = \frac{\mathcal{E}}{Q_{\text{реак}}} 100\% ,$$

где  $\mathcal{E}$  - выработанная энергия,  $Q_{\text{реак}}$  - выделившееся в реакторе тепло заодно и тоже время. Подсчитанный таким образом КПД АЭС составляет 30 - 32 %, но сравнивать его с КПД ТЭС, составляющим 37 - 40 %, не вполне правомочно.

Кроме изотопа урана 235 в качестве ядерного топлива также используются:

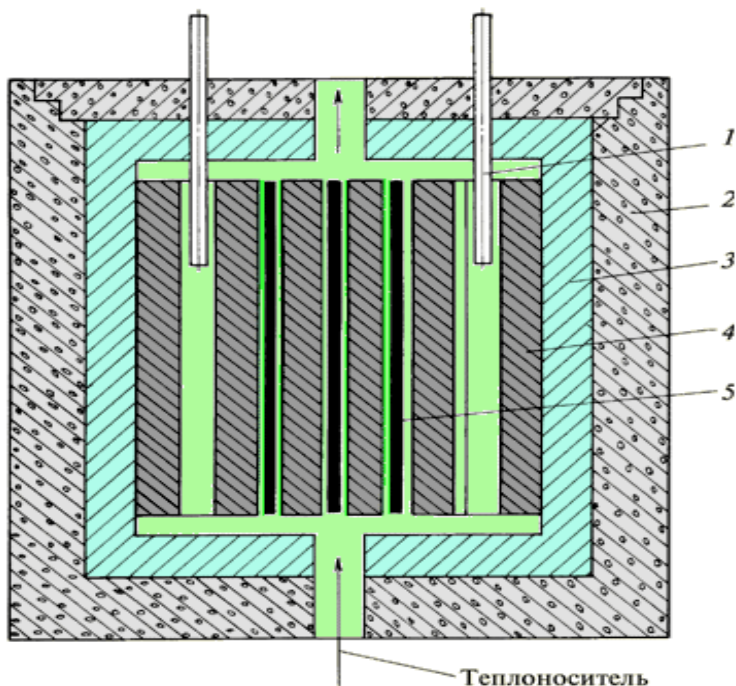
- изотоп урана 233 ( $^{233}\text{U}$ );
- изотоп плутония 239 ( $^{239}\text{Pu}$ );
- изотоп тория 232 ( $^{232}\text{Th}$ ) (посредством преобразования в  $^{233}\text{U}$ ).



### 4.3. Принцип работы ядерного реактора

Принципиальная схема ядерного реактора на тепловых (медленных) нейтронах показана на рис.4.1, здесь 1 - управляющие стержни, 2 - биологическая защита, 3 - тепловая защита, 4 - замедлитель, 5 - ядерное топливо (ТВЭЛы).

При попадании нейтрона в ядро изотопа урана  $^{235}\text{U}$  оно делится на две части и вылетают несколько (2,5-3) новых вторичных нейтронов. Чтобы в ядерном реакторе могла поддерживаться цепная реакция, необходимо чтобы в активной зоне реактора масса ядерного горючего была не менее критической. Реактор должен содержать такое количество  $^{235}\text{U}$ , чтобы в среднем хотя бы один из числа получающихся нейтронов на каждом акте деления смог бы вызвать следующий акт деления, прежде чем он покинет активную зону реактора.



**Рисунок 4.1. Принципиальная схема ядерного реактора на тепловых нейтронах**



## Начала энергетики

Если число нейтронов будет поддерживаться постоянным, то реакция деления будет иметь стационарный характер. Чем выше стационарный уровень числа существующих нейтронов, тем больше мощность реактора. Мощность в 1 МВт соответствует цепной реакции, при которой происходит  $3 \cdot 10^{16}$  делений в 1 секунду.

Если число нейтронов будет увеличиваться, то произойдет тепловой взрыв, если уменьшаться, то реакция прекратится. Регулирование скорости течения реакции производится с помощью управляющих стержней 1.

Текущее состояние ядерного реактора можно охарактеризовать эффективным коэффициентом размножения нейтронов  $k$  или реактивностью  $\rho$ , которые связаны между собой соотношением:

$$\rho = \frac{k - 1}{k}.$$

Для этих величин характерны следующие значения:

- $k > 1$  - цепная реакция нарастает во времени, реактор находится в надкритическом состоянии, его реактивность  $\rho > 0$ ;
- $k < 1$  - реакция затухает, реактор - подкритичен,  $\rho < 0$ ;
- $k = 1$ ,  $\rho = 0$  - число делений ядер постоянно, реактор находится в стабильном критическом состоянии.

Ядерный реактор может работать с заданной мощностью в течение длительного времени только в том случае, если в начале работы он имеет запас реактивности. В процессе работы ядерного реактора из-за накопления в топливе осколков деления изменяется его изотопный и химический состав, происходит образование трансурановых элементов, главным образом *Pu*. Протекающие в реакторе процессы снижают возможность протекания цепной реакции деления ядер атомов.

Для поддержания и осуществления цепной реакции необходимо ограничить поглощение нейтронов материалами окружающими активную зону реактора. Этим достигается использованием таких материалов (для биологической 2 и тепловой 3 защиты), которые хотя бы частично (в идеальном случае 50%) отражали нейтроны, т.е. не поглощали их. Особое значение имеет выбор теплоносителя, служащего для переноса тепла из активной зоны к турбине.

Образующиеся в результате деления нейтроны могут быть быстрыми (иметь большую скорость) и медленными (тепловыми).



Вероятность захвата медленного нейтрона ядром  $^{235}\text{U}$  и его последующего расщепления больше, чем быстрого нейтрона. Поэтому ТВЭЛы 5 окружают специальными замедлителями 4, которые замедляют нейтроны, слабо поглощая их. Для уменьшения утечки нейтронов из реактора его снабжают отражателем. В качестве замедлителей и отражателей наиболее часто используют графит, тяжёлую ( $D_2O$ ), обычную воду и др.

Количество стационарно существующих нейтронов определяет число образующихся осколков деления ядер, которые разлетаются в разные стороны с огромной скоростью. Торможение осколков приводит к разогреву топлива и стенок ТВЭЛов. Для снятия этого тепла в реактор подаётся теплоноситель, нагрев которого и является целью работы реактора. Часто одно и то же вещество, например обычная вода, выполняет функции теплоносителя, замедлителя и отражателя. Подача воды в реактор производится с помощью главных циркуляционных насосов (ГЦН).

Особое значение в реакторах имеют средства управления регулирования хода цепной реакции. Достаточно эффективным средством регулирования являются вещества - поглотители, обладающие исключительной способностью захвата нейтронов, такие как бор и кадмий. Поглотители по мере необходимости вводятся в активную зону реактора для быстрого прекращения ядерной реакции.

#### 4.4. Устройство АЭС с тепловыми реакторами

Наибольшее распространение в мировой энергетике получили реакторы на тепловых нейтронах двух видов: корпусные и каналные.

Основной особенностью корпусных реакторов является то, что их активная зона располагается в толстостенном корпусе. Корпусные реакторы имеют две разновидности:

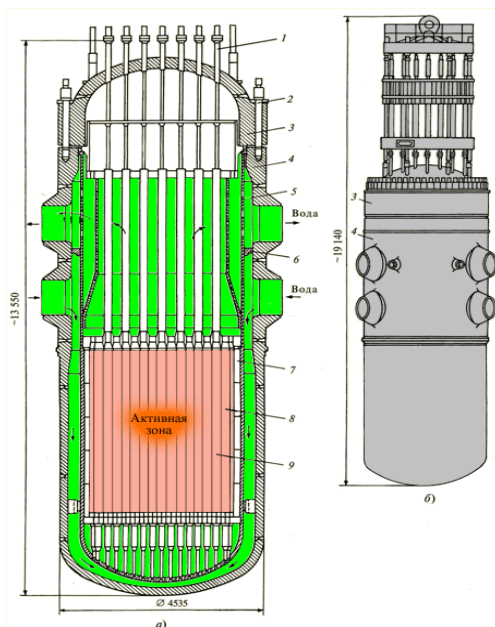
- реакторы с водой под давлением (в английской транскрипции *PWR - pressed water reactor*, ВВЭР - водо - водяной энергетический реактор);
- кипящие реакторы (*BWR - boiling water reactor*).

В водо - водяном реакторе циркулирует только вода под высоким давлением. В кипящем реакторе над поверхностью жидкости образуется насыщенный водяной пар, который направляется в паровую турбину. В корпусных реакторах и теплоносителем, и замедлителем является вода. Реакторы кипящего типа в России не строят.



## Начала энергетики

На рис.4.2 представлен реактор ВВЭР-1000 (электрическая мощность 1000 МВт) (*а* - продольный разрез, *б* - внешний вид).



**Рисунок 4.2. Ядерный реактор ВВЭР-1000**

Корпус реактора состоит из цилиндрического сосуда и крышки 3, притягиваемой к сосуду шпильками 2. В сосуде подвешивается шахта 5, представляющая собой тонкостенный сосуд с уплотнением 6 и системой отверстий, обеспечивающих направленное движение теплоносителя (воды). Теплоноситель с давлением 157 ат и температурой 289<sup>0</sup> С поступает по четырём штуцерам в кольцевое пространство между корпусом и шахтой и движется вниз между ними. На этой стадии вода выполняет функцию отражателя нейтронов. Дно шахты 5 имеет многочисленные отверстия, через которые вода попадает внутрь шахты, в которой располагается активная зона, состоящая из отдельных шестигранных тепловыделяющих сборок, каждая из которых содержит 312 ТВЭЛов.

Поступающий через перфорированное дно шахты теплоноситель движется вверх, омывает ТВЭЛы, разогретые в процессе деления ядерного горючего, нагревается и с температурой 322,5<sup>0</sup>



## Начала энергетики

С через перфорации в верхней части шахты и четыре выходных отверстия направляется в четыре парогенератора.

Корпус реактора представляет собой уникальную конструкцию, сваренную из отдельных элементов, изготовленных ковкой. Эти элементы выполняются двухстенными, а их масса составляет около 100 тонн. Масса корпуса без крышки более 300 тонн, а крышки и шпилек около 100 тонн.

Реактор ВВЭР обязательно имеет компенсатор давления, представляющий собой довольно сложную и громоздкую конструкцию; он служит для выравнивания колебаний давления в контуре во время работы реактора, возникающих за счёт теплового расширения теплоносителя. Давление в 1-м контуре может достигать до 160 атмосфер (ВВЭР-1000).

Помимо воды, в различных реакторах в качестве теплоносителя может применяться также расплавленный натрий или газ. Использование натрия позволяет упростить конструкцию оболочки активной зоны реактора (в отличие от водяного контура, давление в натриевом контуре не превышает атмосферное) и избавиться от компенсатора давления, но создаёт свои трудности, связанные с повышенной химической активностью этого металла.

Парогенераторы относятся к числу наиболее ответственного теплообменного оборудования, поставляемого на атомные электростанции.

Парогенераторы для АЭС с реакторами типа ВВЭР представляют собой рекуперативный теплообменный аппарат с погружённой поверхностью теплообмена, выполненной из горизонтально расположенных U-образных теплообменных змеевиков. Змеевики своими концами закреплены в вертикальные цилиндрические коллектора теплоносителя. Заделка змеевиков в коллектора - комбинированная: сварка, гидравлическая раздача, механическая довальцовка.

Парогенераторы для АЭС с ВВЭР-1000 изготавливаются двух модификаций: ПГВ-1000М и ПГВ-1000У.

В парогенераторах ПГВ-1000М коллектора теплоносителя изготавливаются из высокопрочной стали 10ГН2МФА с аустенитной антикоррозионной наплавкой со стороны первого контура АЭС.

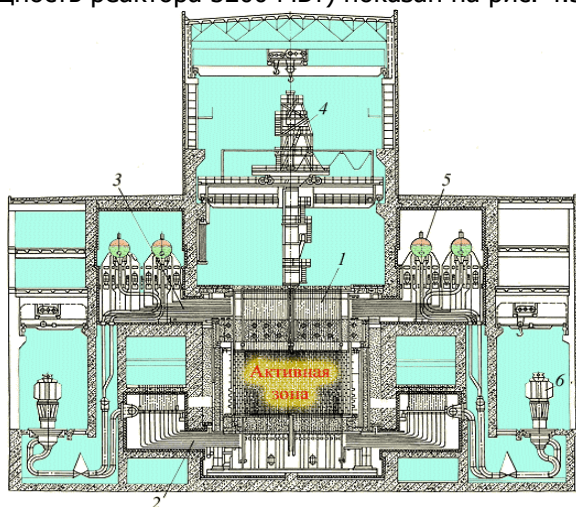
В парогенераторах ПГВ-1000У коллектора теплоносителя выполняются с центральной перфорированной частью, выполненной из аустенитной стали. При этом композитные сварные швы со стороны второго контура защищены высоконикелевой наплавкой. В настоящее время в изготавливаемых парогенерато-



рах внедрены все мероприятия по повышению эксплуатационной надёжности, заложенные основным разработчиком парогенераторов - ФГУП ОКБ "Гидропресс".

Реакторы серии ВВЭР установлены на: Балаковской, Ростовской, Калининской, Кольской и Нововоронежской АЭС.

Канальные реакторы строились только в СССР под названием РБМК - реактор большой мощности канальный. Такой реактор представляет собой графитовую кладку с многочисленными каналами, в каждый из которых вставляется как бы небольшой кипящий реактор малого диаметра. Замедлителем в реакторе служит графит, а теплоносителем - вода. Разрез реактора канального типа РБМК - 1000 (электрическая мощность 1000 МВт, тепловая мощность реактора 3200 МВт) показан на рис. 4.3.



**Рисунок 4.3. Разрез реактора канального типа РБМК - 1000**

Активная часть реактора представляет собой графитовую кладку *10* из блоков сечением  $250 \times 250$  мм. В центре каждого блока сделано вертикальное отверстие (канал), в которое помещается парогенерирующее устройство. Совокупность парогенерирующего устройства, кладки и элементов их установки называется технологическим каналом. Он включает в себя трубу, состоящую из центральной (циркониевой) части *11*, расположенной в области графитовой кладки *10*, и двух концевых частей *4* и *14*, выполненных из нержавеющей стали. Внутри подвешивается ТВС, состоящая из двух последовательно расположенных пучков. Каж-





## Начала энергетики

дый пучок состоит из 18 стержневых ТВЭЛов диаметром 13,6 мм, толщиной стенки 0,9 мм и длиной 3,5 м.

В нижнюю концевую часть трубы 14 каждого канала поступает вода из ГЦН и движется вверх, омывая пучки 9 ТВС. При этом вода нагревается до состояния кипения, частично испаряется и с массовым паросодержанием примерно 15 % направляется в барабан - сепаратор 5. Здесь вода и пар разделяются: пар направляется в паровую турбину, а вода с помощью ГЦН снова возвращается в технологические каналы. Активная зона (графитовая кладка) окружена стальным герметичным кожухом и заполнена смесью гелия и азота при небольшом избыточном давлении.

В период разработки реакторов РБМК температурный предел работы сплавов циркония (оболочки ТВЭЛов) был недостаточно высок. Это определило относительно невысокие параметры пара 70 ат, 284 °С. Реакторы серии РБМК установлены на: Курской, Ленинградской и Смоленской АЭС.

Если сравнивать реакторы типа ВВЭР и РБМК, то основное преимущество ВВЭР в том, что они обладают большей безопасностью:

- реактор ВВЭР имеет защитную оболочку, не допускающую выхода радиоактивных элементов за её пределы;
- в случае потери охлаждения активной зоны цепная реакция в реакторе ВВЭР затухает, в реакторе РБМК - разгорается;
- активная зона реактора ВВЭР не содержит горючего вещества - графита.

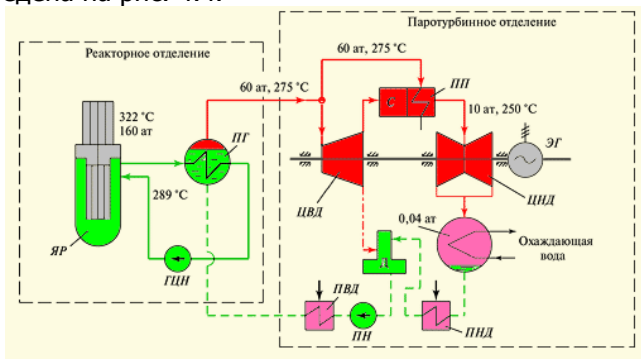
Использование в энергетике России энергоблоков типа РБМК объясняется тем, что до ввода в конце 70-х годов завода «Атомаш» (г. Волгодонск), производящего реакторы типа ВВЭР, СССР мог производить только по одному корпусу реактора в год на Ижорском заводе. Элементы реактора РБМК могли производиться многими общемашиностроительными заводами и не требовали такого уникального оборудования, которое необходимо для изготовления реакторов типа ВВЭР. Сейчас в России производятся только усовершенствованные реакторы типа ВВЭР. Завод «Атомаш» может ежегодно изготавливать до 8 реакторов.

Важным преимуществом реактора РБМК является возможность непрерывной (ежедневной) замены отработавших ТВС перегрузочной машиной без остановки его. Реактор типа ВВЭР необходимо ежегодно останавливать (со снятием верхнего блока и крышки) для замены 1/3 отработанного топлива.



## 4.5. Производство электроэнергии на АЭС с тепловыми реакторами

Тепловая схема двухконтурной АЭС с реакторами типа ВВЭР приведена на рис. 4.4.



**Рисунок 4.4. Тепловая схема двухконтурной АЭС с реакторами типа ВВЭР**

Первый контур находится в реакторном отделении. Он включает реактор типа ВВЭР, через который с помощью ГЦН прокачивается вода под давлением 160 ат. На входе в реактор вода имеет температуру  $289^{\circ}\text{C}$ , на выходе -  $322^{\circ}\text{C}$ .

При давлении 160 ат вода может закипеть только при температуре  $346^{\circ}\text{C}$ . Таким образом, в первом контуре АЭС всегда циркулирует только вода без образования пара.

Из ядерного реактора вода с температурой  $322^{\circ}\text{C}$  поступает в парогенератор. Парогенератор - это горизонтальный цилиндрический сосуд (барaban) частично заполненный водой второго контура. Парогенератор, по существу, является кипятильником, выпаривающим воду при повышенном давлении.

С помощью питательного насоса (ПН) в парогенераторе создаётся давление существенно меньшее, чем в первом контуре (давление свежего пара  $p_0 = 60$  ат). Поэтому уже при нагреве до  $275^{\circ}\text{C}$  вода в парогенераторе закипает вследствие нагрева её теплоносителем с температурой  $322^{\circ}\text{C}$ . Таким образом, в парогенераторе, являющимся связующим звеном первого и второго контура (расположенным в реакторном отделении), получается сухой насыщенный пар с давлением  $p_0 = 60$  ат, температурой



## Начала энергетики

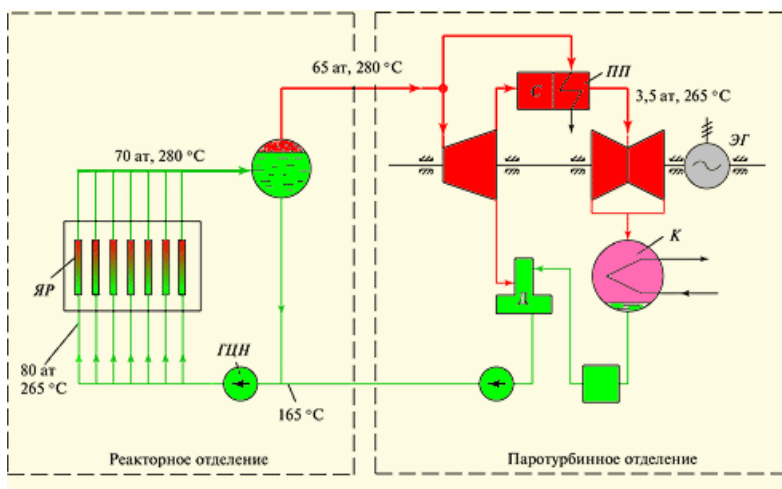
$t_0 = 275^\circ \text{C}$  и небольшой влажностью (0,5%). Необходимо обратить внимание на низкие начальные параметры пара на входе в турбину и наличие влаги (хотя и небольшой).

Полученный пар по паропроводу поступает в ЦВД паровой турбины. Здесь он расширяется до давления примерно 10 ат. При этом влажность пара возрастает до 10-12 %; поэтому после ЦВД пар направляется в сепаратор-пароперегреватель (СПП). В сепараторе от пара отделяется влага, и он поступает в пароперегреватель, где его параметры доводятся до значений 10 ат,  $250^\circ \text{C}$ .

Таким образом, пар на выходе СПП является перегретым и с такими параметрами поступает в ЦНД. Расширившись в ЦНД, пар поступает в конденсатор, а из него в конденсатно-питательный тракт, аналогичный как в обычной ТЭС.

Важно отметить, что во втором контуре циркулирует не-радиоактивная вода, что существенно упрощает эксплуатацию и повышает безопасность АЭС.

Тепловая схема одноконтурной АЭС с реакторами РБМК-1000 приведена на рис.4.5. На таких АЭС один и тот же теплоноситель циркулирует через реактор и паротурбинную установку.



**Рисунок 4.5. Тепловая схема одноконтурной АЭС с реакторами РБМК-1000**

Питательная вода с параметрами 80 ат и  $265^\circ \text{C}$  с помощью ГЦН из раздаточного коллектора поступает в технологиче-



ские каналы, размещённые в активной зоне реактора. На выходе из каналов пароводяная смесь с паросодержанием 14-17% собирается в коллекторе и затем подаётся в барабан-сепаратор, служащий для разделения пара и воды. Образующийся пар с параметрами 65 ат и 280° С поступает в паровую турбину.

Пар, получаемый в реакторе и сепараторе, является радиоактивным вследствие растворённых в нём радиоактивных газов; при этом наибольшую концентрацию имеют паропроводы свежего пара. Поэтому их прокладывают в бетонных коридорах, служащих биологической защитой. По той же причине пар к турбине подводится снизу.

Пар, расширившись в ЦВД до давления 3,5 ат, направляется через СПП в ЦНД и затем в конденсаторы. Конденсатно-питательный тракт такой же, как и обычной ТЭС; но на некоторых его элементах имеется биологическая защита от радиоактивности.

Конденсат, пройдя систему регенеративного подогрева воды, приобретает температуру 165 ° С, смешивается с водой, идущей от барабана-сепаратора

(280 ° С) и поступает в ГЦН, обеспечивающих питание ядерного реактора.

#### 4.6. Реакторы на быстрых нейтронах

Принципиальный недостаток реакторов на тепловых нейтронах - низкая эффективность использования топлива. Тепловые реакторы способны использовать не более 0,5% энергетического потенциала природного урана. Запасы изотопа урана 235 (по энергетическим характеристикам) меньше, чем запасы нефти. При широкомасштабном развитии атомной энергетики и столь нерациональным потреблением урана можно очень быстро столкнуться с его дефицитом. Выход из этой ситуации один - создание реакторов на быстрых нейтронах (БН).

Экспериментальные реакторы на быстрых нейтронах появились в 1950-е годы. В 1960-80-е годы работы по созданию промышленных реакторов на быстрых нейтронах активно велись в СССР, США и ряде европейских стран. К началу 1990-х большинство этих проектов было прекращено из-за риска аварий и высоких эксплуатационных затрат. В настоящее время в промышленном режиме работают два реактора на быстрых нейтронах в России (Белоярская АЭС, блок БН-600) и Франции (*PHENIX*). Однако ранее эксплуатировалось несколько таких реакторов: Вели-



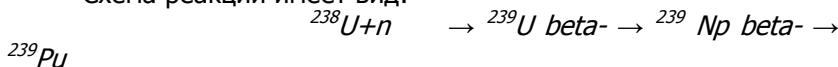
## Начала энергетики

кобритания блок мощностью 250 МВт (1970-1994); США блок мощностью 98 МВт (1963-1972) и мощностью 400 МВт (1982-1992); Франция блок мощностью 1,2 ГВт (1984-1997), г. Шевченко мощностью 350 МВт (БН-350) (1973-1999).

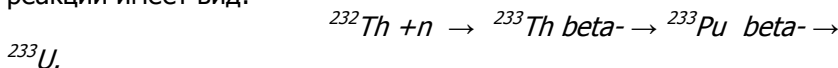
В настоящее время реализуется ряд проектов по разработкам реакторов на быстрых нейтронах. В 2008-2009 гг. Курчатовский институт разработал вариант развития реакторов ВВЭР для работы в замкнутом ядерном топливном цикле с самообеспечением топливом и предложена концепция двухконтурного быстрого пароводяного реактора ПВЭР-650. Разработка таких реакторов ведётся также в Индии, Китае, Южной Корее, Японии. В Индии ведётся строительство демонстрационного быстрого натриевого реактора PBFR-500 мощностью 500 МВт.

Реакторы на быстрых нейтронах позволяют поддерживать цепную реакцию не только с изотопами  $^{235}\text{U}$ , но и с изотопами  $^{238}\text{U}$ , а также изотоп 232 тория ( $^{232}\text{Th}$ ). При попадании быстрых нейтронов в ядро  $^{238}\text{U}$  протекает несколько реакций, в результате которых образуется новое делящееся вещество изотоп плутония 239 ( $^{239}\text{Pu}$ ), которое можно использовать в качестве ядерного топлива.

Схема реакции имеет вид:



В случае использования изотопа 232 тория ( $^{232}\text{Th}$ ) схема реакции имеет вид:



При облучении  $^{232}\text{Th}$  нейтронами образуется неустойчивый изотоп, который после ряда реактивных превращений превращается в расщепляющийся изотоп  $^{233}\text{U}$ .

В реакторе сведены к минимуму всевозможные замедлители и сокращены бесполезные потери нейтронов. В реакторах БН в качестве теплоносителя используется жидкий натрий. Активная зона состоит из топливных сборок со стержнями обогащённого урана. Она окружена экраном из стержней с воспроизводящим материалом:  $^{238}\text{U}$  или  $^{232}\text{Th}$ . Это зона воспроизводства.

Цепная реакция протекает в активной зоне реактора. Поглощение нейтронов в конструкционных материалах и теплоносителе в реакторе БН сравнительно мало.

Регулирование скорости протекания реакции производится изменением количества стержней урана в активной зоне. При делении ядра высвобождается 2,5 - 2,9 нейтрона. Один из них

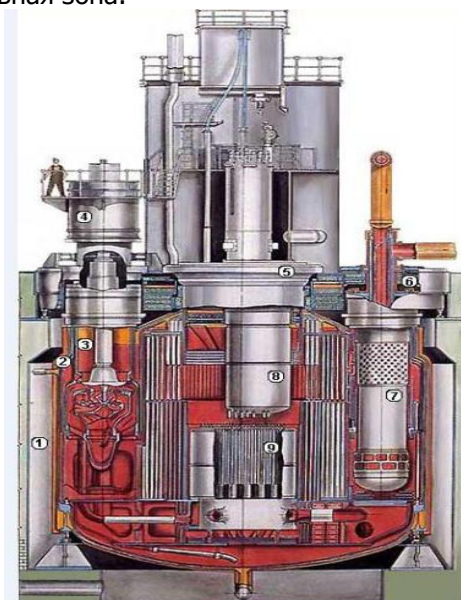


## Начала энергетики

производит новое деление, а остальные 1,5 - 1,9 выходят из активной зоны и поглощаются в экране, состоящем из стержней  $^{238}\text{U}$  или  $^{232}\text{Th}$ .

При этом в экране идёт образование искусственного ядерного горючего  $^{239}\text{Pu}$  или  $^{233}\text{U}$ . Сжигая 1 кг  $^{239}\text{Pu}$ , реактор БН не только воспроизводит его, вырабатывает дополнительно 0,4 - 0,7 кг плутония, который может использоваться как новое горючее. Таким образом, реактор БН является наработчиком ядерного топлива с коэффициентом воспроизводства ( $K_B$ ) 1,4 - 1,7. Ядерно-энергетическая система с реакторами на тепловых нейтронах и реакторами БН может отдавать энергию почти без поступления извне исходного ядерного топлива  $^{235}\text{U}$ .

На рис.4.6 показан разрез реактора БН-600, где 1-шахта, 2-корпус, 3-ГЦН 1 контура, 4-электродвигатель насоса, 5-большая поворотная пробка, 6-радиационная защита, 7-теплообменник натрий - натрий, 8-центральная поворотная колонна с механизмами СУЗ, 9-активная зона.



**Рисунок 4.6. Разрез ядерного реактора на быстрых нейтронах БН-600**

Корпус реактора представляет собой бак цилиндрической формы с эллиптическим дном и конической верхней крышкой,



## Начала энергетики

выполненной с одиннадцатью горловинами - для поворотной пробки, насосов 1 контура, промежуточных теплообменников, элеваторов системы перегрузки ТВС. Цилиндрическая часть корпуса соединена с днищем путём сварки через переходное опорное кольцо, на котором установлен опорный пояс, являющийся основной несущей конструкции внутри корпуса реактора; он образует три сливные камеры для натрия, выходящего из теплообменников.

Активная зона и зона воспроизводства собираются из шестигранных ТВС кассетного типа размерами 96 мм. ТВС состоит из ТВЭЛов, кожуха, головки для захвата ТВС при перегрузках хвостовика, с помощью которого ТВС устанавливается в гнездо напорного коллектора и поддерживается вертикально. ТВЭЛы по длине активной зоны заполнены втулками из обогащённого окиси урана (или смеси окиси урана и окиси плутония), а выше и ниже активной зоны расположены торцевые экраны из брикетов окиси «отвального» урана ( $^{238}\text{U}$ ). ТВЭЛы зоны воспроизводства заполнены брикетами из «отвального» урана.

На АЭС с реакторами на быстрых нейтронах, используется парогенератор ПГН-200М, предназначенный для выработки перегретого пара высокого давления. Парогенератор ПГН-200М - прямоточный теплообменник, состоящий из восьми параллельно включённых по рабочим средам секций. Каждая секция состоит из 3-х модулей: испарителя, пароперегревателя и промежуточного пароперегревателя, объединённых трубопроводами обвязки по воде, пару и натрию. Испаритель представляет собой вертикальный теплообменник с прямыми трубами и состоит из следующих основных узлов:

- входная и выходная камеры для подвода питательной воды и отвода слабо перегретого пара;
- корпус испарителя с камерами подвода и отвода натрия, сильфонного компенсатора для компенсаций разницы температурных перемещений между корпусом и теплообменными трубами;
- трубный пучок, состоящий из 349 труб.

История атомной энергетики охватывает период менее полувека, и к настоящему времени доля выработки электроэнергии на АЭС во многих странах достигала достаточно больших значений. В настоящее время в мире работает 439 АЭС. Установленная мощность АЭС в США составляет около 90 млн. кВт, в России — более 23 млн. кВт.

Главенствующее положение по доле выработки электро-



## Начала энергетики

энергии на АЭС занимает Франция, а по абсолютному производству электроэнергии на АЭС она уступает лишь США.

Россия вырабатывала на АЭС к 2012 году около 15 % электроэнергии, сейчас эта цифра достигла примерно 15 %. Почти все АЭС России сконцентрированы в европейской части, где имеется серьезный дефицит органического топлива. И если оценить долю выработки АЭС для европейской части России, то она достигает примерно 30 %. Еще большее значение АЭС имеют в некоторых регионах: в Северо-Западном регионе России они обеспечивают 40 % энергопотребления, а в Центрально-Черноземном — более 60 %.

В настоящее время, несмотря на ряд аварий АЭС, как в мировой энергетике, так и в российской - ведётся проектирование и строительство новых АЭС.

Концерн «Энергоатом» в 2008 году развернул работы для дальнейшего инновационного развития атомной энергетики. Атомная энергетика 21 века должна строиться на основе замкнутого ядерного топливного цикла главным звеном, которого, должна стать АЭС с реакторами на быстрых нейтронах, использующих в качестве ядерного топлива  $^{238}\text{U}$  и обеспечивающих наработку ядерного топлива с  $K_B=1$ .

Кроме создания замкнутого ядерного топливного цикла в области атомной энергетики ведутся работы в других направлениях.

США и Япония ведут разработки мини-АЭС, с мощностью порядка 10-20 МВт для целей тепло- и электроснабжения отдельных производств, жилых комплексов, а в перспективе - и индивидуальных домов.

С уменьшением мощности установки растёт предполагаемый масштаб производства. Малогабаритные реакторы (например, *Hyperion* АЭС) создаются с использованием безопасных технологий, многократно уменьшающих возможность утечки ядерного вещества.

Правительством США принята Атомная водородная инициатива. Ведутся работы (совместно с Южной Кореей) по созданию атомных реакторов нового поколения, способных производить в больших количествах водород. *INEEL (Idaho National Engineering Environmental Laboratory)* прогнозирует, что один энергоблок атомной электростанции следующего поколения будет производить ежедневно водород, эквивалентный 750000 литров бензина. Финансируются исследования возможностей производства водорода на существующих атомных электростанциях.





## Начала энергетики

Ещё более интересной, хотя и относительно отдалённой перспективой выглядит использование энергии ядерного синтеза. Термоядерные реакторы, по расчётам, будут потреблять меньше топлива на единицу энергии, и как само это топливо (дейтерий, литий, гелий-3), так и продукты их синтеза нерадиоактивны и, следовательно, экологически безопасны. В настоящее время при участии России во Франции ведётся строительство международного экспериментального термоядерного реактора *ITER*.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При работе АЭС в атмосферу выбрасывается некоторое количество ионизированного газа. Обычная тепловая электростанция вместе с дымом выводит ещё большее количество радиационных выбросов, из-за естественного содержания радиоактивных элементов в каменном угле.

Недостатки атомных станций:

- ◆ облучённое топливо опасно, требует сложных и дорогих мер по переработке и хранению;
- ◆ нежелателен режим работы с переменной мощностью для реакторов, работающих на тепловых нейтронах;
- ◆ большие капитальные вложения, как удельные, на 1 МВт установленной мощности для блоков мощностью менее 700 - 800 МВт, так и общие, необходимые для постройки станции, её инфраструктуры, а также в случае возможной ликвидации.



## КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Принципиальное отличие АЭС от ТЭС.
2. Структурная схема АЭС. КПД АЭС.
3. Выделение энергии при делении тяжёлых ядер урана (О. Ган, Ф. Штрассман).
4. Первый в мире ядерный реактор (Э. Ферми, 1942 г.).
5. Первый в СССР ядерный реактор (И. В. Курчатов, 1946 г.).
6. Назовите основные элементы ядерного реактора.
7. Первая в мире промышленная атомная электростанция.
8. Почему АЭС в России сосредоточены в основном в её европейской части?
9. Топливо для АЭС.
10. В чём главное отличие ядерного горючего от органического топлива?
11. Устройство и работа ядерного реактора.
12. По какому показателю оценивается эффективность АЭС? Почему для этого не используется понятие условного топлива?
13. Основные типы атомных реакторов. Чем принципиально отличаются корпусные ядерные реакторы от канальных?
14. Что такое активная зона ядерного реактора? В чём их различие для корпусных и канальных реакторов?
15. Реакторы на тепловых нейтронах.
16. Устройство реактора типа ВВЭР.
17. Устройство реактора типа РБМК.
18. Как устроен технологический канал реактора РБМК?
19. Производство электроэнергии на АЭС с тепловыми реакторами.
20. Чем отличается двухконтурная АЭС от одноконтурной?
21. Параметры пара на АЭС. В чём принципиальная разница в начальных параметрах пара турбоустановок АЭС и ТЭС?
22. Тепловые схемы АЭС.
23. Реакторы на быстрых нейтронах.
24. Надёжность и экология современных АЭС.
25. Основные направления в развитии АЭС.
26. Назовите преимущества и недостатки АЭС по сравнению с ТЭС?



*Потребность в энергии постоянно растёт. Основными поставщиками энергии являются тепловые, атомные и **гидравлические** электрические станции*

## 5. ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

### 5.1. Основные понятия. Гидроресурсы Земли. Классификация ГЭС

Гидравлическая электростанция (ГЭС) - электростанция, вырабатывающая электрическую энергию в результате преобразования механической энергии водного потока.

Гидравлическая энергия является возобновляемым источником энергии. Гидравлическая (механическая) энергия речного стока может быть преобразована в электрическую энергию с помощью гидротурбины и генератора. Гидравлическая турбина вместе с генератором и возбудителем называется гидрогенератором.

Количество воды, протекающей через поперечное водотока в 1 с, называется расход воды  $Q$  ( $\text{м}^3/\text{с}$ ).

Среднегодовой сток всех рек мира составляет 32 тыс. · км<sup>3</sup>. Расход воды наиболее крупных рек планеты приведен в табл. 5.1

Таблица 5.1

река	Амазонка	Амур	Ангара	Волга	Днепр	Дон
Расход воды, $\text{м}^3/\text{с}$	220000	10900	4500	7710	1670	935

Дунай	Енисей	Карони	Конго	Лена	Миссисипи	Нигер
6430	19800	5000	39000	17000	19000	1200

Нил	Обь	Парана	Хуайхэ	Янцзы
2600	12700	15000	1000	34000

Мировые потенциальные гидроэнергетические ресурсы оцениваются в  $35 \times 10^3$  млрд. кВт · ч в год и 4000 ГВт среднегодовой мощности. Потенциальные ресурсы России составляют 2896 млрд. кВт · ч при среднегодовой мощности 330 ГВт.

Запасы поверхностного стока по территории России



## Начала энергетики

распределены неравномерно, что весьма неблагоприятно для хозяйства страны, в том числе и для энергетики. Более 80 % речного стока российских рек приходится на ещё мало освоенные территории бассейнов Северного Ледовитого и Тихого океанов.

Особенностью стока реки является его неравномерное распределение, как по годам, так и в течение года.

Неравномерность стока в течение года неблагоприятна для энергетики. Для большинства рек России маловодный период наблюдается зимой, когда потребность в электроэнергии наибольшая.

Суммарный объём воды, прошедшей через поперечное сечение водотока за некоторое время называется стоком  $W$  (м<sup>3</sup>, км<sup>3</sup>).

Мощность водотока

$$N = 9,81QH$$

где  $H$  - удельная потенциальная энергия жидкости, называемая напором и численно равная падению уровня свободной поверхности водотока.

Выражение для мощности  $N$  определяет потенциальную (теоретическую) выработку энергии и мощность. Механическая энергия речного стока (или гидравлическая энергия) может быть преобразована в электрическую энергию посредством гидротурбин и генераторов.

Самые мощные ГЭС в мире: Санься (Китай) на реке Янцзы 22,4 ГВт; Итайпу (Бразилия, Парагвай) на реке Парана 14,0 ГВт (рис.5.1); Гури (Венесуэла) на реке Карони 10,3 ГВт. В России самая мощная (в настоящее время без учёта Саяно-Шушенской ГЭС) Красноярская ГЭС 6,0 ГВт. Наибольшая мощность гидрогенератора 750 МВт на ГЭС Итайпу (Бразилия, Парагвай); всего 18 таких блоков.



Начала энергетики



а)

б)



в)

**Рисунок 5.1. ГЭС Санься, (Китай) (а), Гури, (Венесуэла), (б) Итайпу, (Бразилия), (в)**

В настоящее время применяют три основные схемы использования гидроэнергии:

- плотинная, при которой напор воды создаётся плотиной;
- деривационная, при которой напор создаётся с помощью деривации (обходной водовод), выполняемой в виде канала, туннеля или трубопровода;
- плотинно - деривационная, в которой напор создаётся плотиной и деривацией.

Плотинная схема использования гидроэнергии обычно выполняется при больших расходах воды и малых уклонах ре-



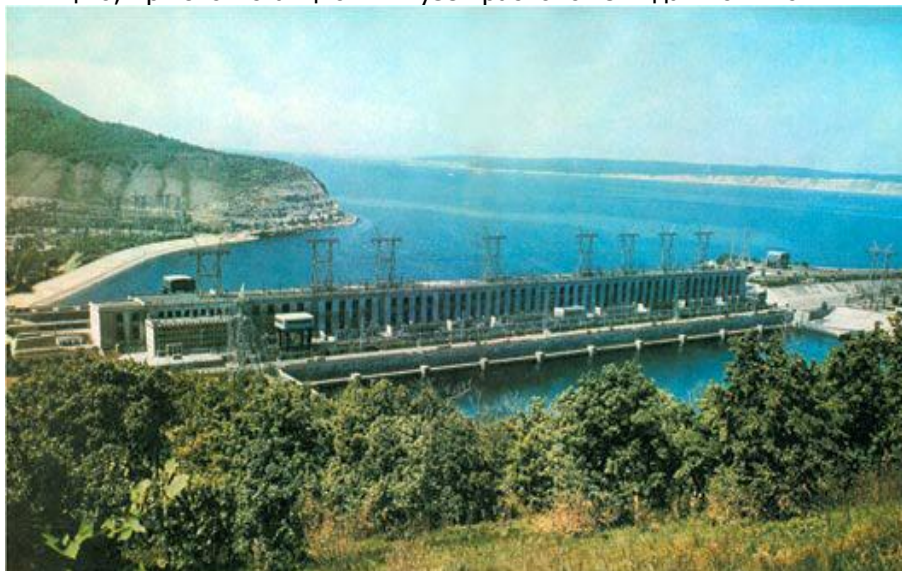
## Начала энергетики

ки. Посредством плотины река подпирается и создаётся напор воды  $H$ . Водное пространство, расположенное выше плотины называется верхним бьефом (франц. *bief*), ниже плотины - нижним бьефом. Плотиновая схема в зависимости от напора воды может быть русловой или приплотинной.

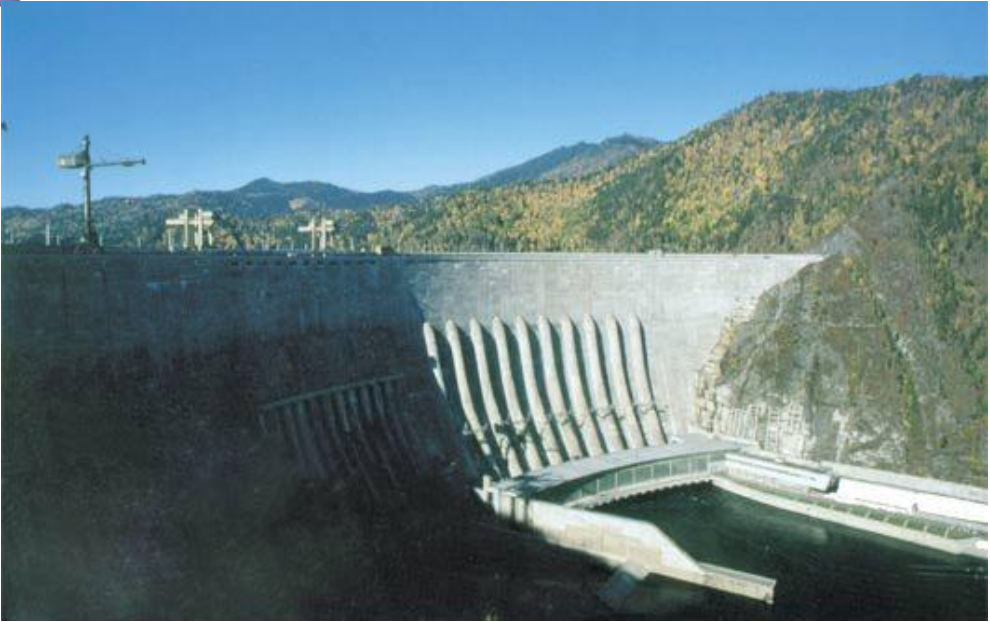
Русловые ГЭС строятся при сравнительно небольших напорах. В этом случае здание ГЭС (машинное здание) находится в плотине. Русловыми ГЭС являются электростанции Волжско-Камского каскада. На рис. 5.2 показан вид на Волжскую ГЭС (г. Самара) со стороны нижнего бьефа.

При средних и больших напорах, превышающих диаметр турбины более чем 6 раз, здание ГЭС находится за плотиной со стороны нижнего бьефа. Такая ГЭС называется приплотинной. Вода к турбинам ГЭС подводится водоводами, размещёнными в теле или поверх бетонной плотины. Примерами таких ГЭС являются: Братская, Красноярская, Саяно-Шушенская (рис.5.3).

ГЭС по деривационной схеме строятся при малых расходах воды и больших уклонах реки. В деривационной схеме плотина возводится невысокой, лишь обеспечивающей забор на деривацию; при этом станционный узел расположен вдали от плотины.



**Рисунок 5.2. Волжская ГЭС (г. Самара)**



**Рисунок 5.3. Плотина Саяно-Шушенской ГЭС**

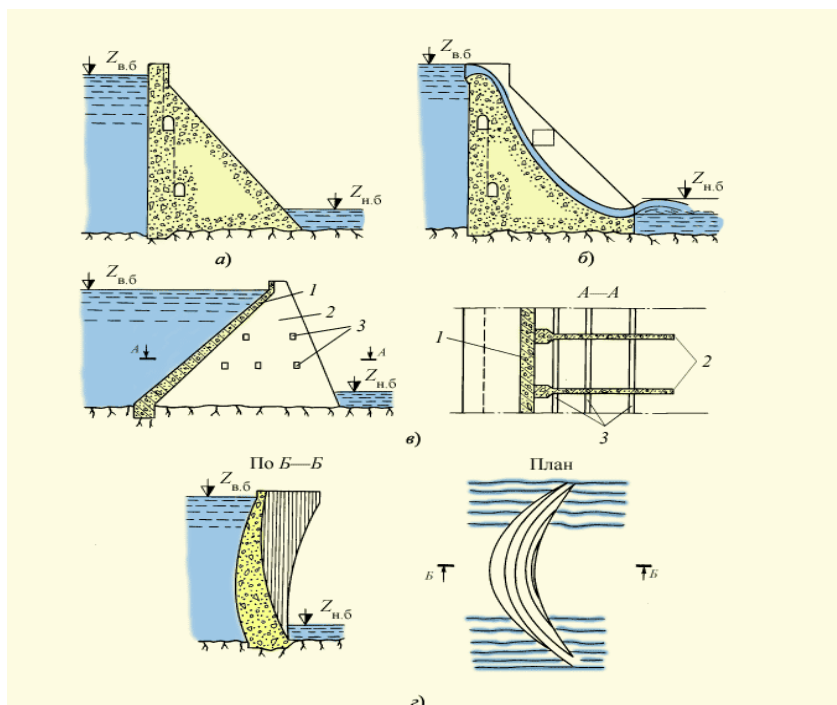
При создании водохранилища ГЭС плотины являются основными гидротехническими сооружениями и входят в состав напорного фронта. Используются две группы плотин: бетонные (железобетонные) и грунтовые.

Бетонные плотины подразделяются на гравитационные, контрфорсные и арочные.

Гравитационная плотина является массивной, её устойчивость обеспечивается собственным весом (гравитацией). Плотина, не допускающая перелив воды через гребень, называется глухой (рис.5.4, а). Плотина, выполненная с поверхностным водосливом или отверстиями для пропуска воды, называется водосливной (рис.5.4, б).



Начала энергетики



**Рисунок 5.4. Основные виды плотин ГЭС**

Контрфорсная плотина выполняется в виде вертикальных железобетонных рёбер (контрфорсов), на которые со стороны верхнего бьефа наклонно укладываются железобетонные плиты, воспринимающие давление воды. Контрфорсы соединяются между собой балками жёсткости (рис.5.4, в).

В узких ущельях на скальном основании возводят арочные плотины. Арочная плотина, выполненная в виде свода, воспринимает давление воды и передаёт часть нагрузки на скальные берега и скальное основание (рис.5.4, г).

Плотины из грунтовых материалов разделяются на земляные и каменные. Земляные плотины по виду возведения могут быть насыпные и намывные. Каменные плотины подразделяются на каменно-набросные и каменной кладки.

На деривационных ГЭС в качестве подводящей или отводящей деривации используются гидротехнические сооружения: туннели, каналы или трубопроводы.





Регулирование стока реки осуществляется водохранилищем.

Водохранилищем называется искусственный водоём, образующийся перед плотиной. Основное отличие водохранилища от естественного водоёма заключается в его возможности регулирования речного стока и уровня режима.

Регулирование стока - это процесс перераспределения его водохранилищем в соответствии с требованиями водохозяйственного комплекса. Речной сток аккумулируется в водохранилище в периоды, когда естественная приточность воды превышает потребности в ней, и расходуется в периоды, когда потребность в воде превышает приточность.

Основные виды регулирования стока: суточное, недельное, годовичное и многолетнее.

Суточное регулирование предназначено для обеспечения неравномерного расхода воды через агрегаты ГЭС в соответствии с требованиями суточных колебаний нагрузки энергосистемы.

Недельное регулирование обеспечивает неравное потребление воды агрегатами ГЭС в течение недели в соответствии с требованием недельных колебаний нагрузки энергосистемы. В выходные дни нагрузка в энергосистеме падает.

Годичное регулирование позволяет перераспределять сток воды в течение года в соответствии с потребностями энергосистемы и водопотребителей. Цикл регулирования равен 1 году. В многоводные периоды водохранилище наполняется, а в маловодные - срабатывается. Для проведения годичного регулирования требуется объём водохранилища, составляющий 5 - 10 % среднегодового стока при частичном (сезонном) и 40 - 60 % при полном годичном регулировании.

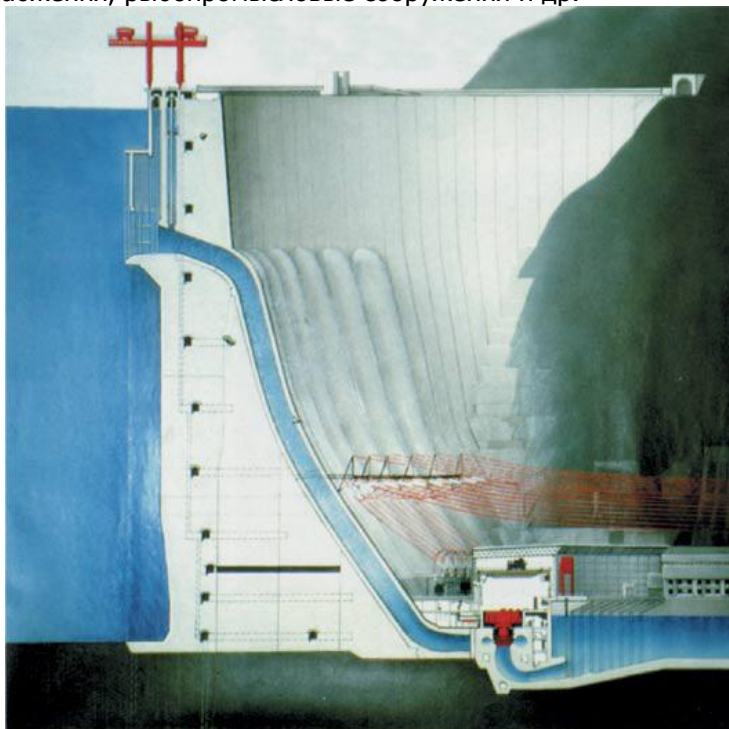
Водохранилище годичного регулирования позволяет осуществлять суточное и недельное регулирование.



## 5.2. Энергомеханическое оборудование ГЭС

Основные сооружения ГЭС на равнинной реке (рис.5.5): плотина, создающая перепад уровней, т.е. напор; здание ГЭС в котором размещаются гидравлические турбины, генераторы, электрическое и механическое оборудование.

В случае необходимости также строятся водосборные и судоходные сооружения, водозаборы для системы орошения и водоснабжения, рыбопромысловые сооружения и др.



**Рисунок 5.5. Разрез по станционной плотине и зданию ГЭС**

Гидравлическая турбина - это гидравлическое устройство с проточной частью, которая включает подводящие органы (турбинную камеру, колонны статора, лопатки направляющего аппарата), рабочие органы (лопастную систему рабочего колеса) и отводящие органы (отсасывающую трубу).

Необходимо отметить, что водяные турбины на ГЭС значи-



## Начала энергетики

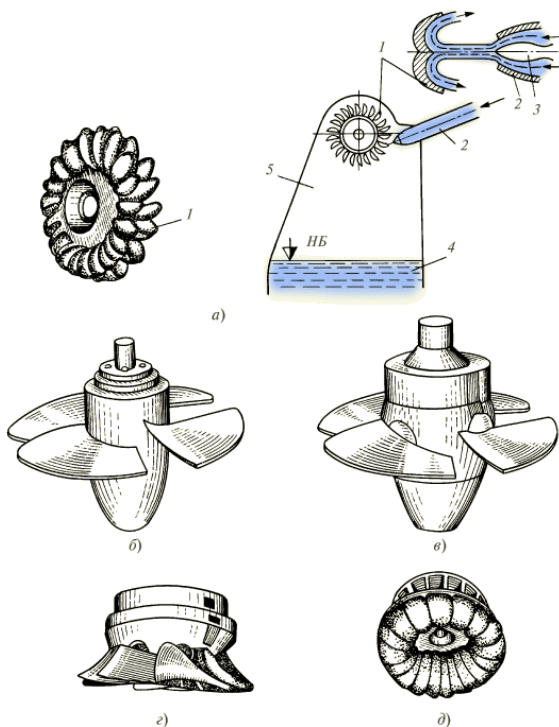
тельно отличаются по конструкции от быстроходных паровых турбин ТЭС.

Напоры воды на ГЭС могут быть от нескольких метров до 1500-2000 м. Для эффективной работы ГЭС в таком широком диапазоне применяются различные системы турбин, отличающиеся формой рабочих органов и принципом воздействия воды. Турбины делятся на два класса: активные и реактивные.

Турбина называется активной, если для её работы используется динамическое давление воды, и реактивной, если используется динамическое и статическое давление.

Наиболее распространёнными активными турбинами являются ковшовые (рис.5.6, а)

К реактивным гидротурбинам относятся: пропеллерные (рис.5.6, б), поворотно-лопастные (рис.5.6, в), диагональные (рис.5.6, г) и радиально-осевые (рис.5.6, д).



**Рисунок 5.6. Общий вид рабочих колёс гидротурбин**

В высоконапорной турбине в конце напорного трубопро-



## Начала энергетики

вода устанавливается суживающая насадка, в которой потенциальная энергия гидростатического давления полностью преобразуется в кинетическую энергию движения воды. Давление на выходе насадки равно атмосферному. Чтобы вода поступала на лопатки турбины без удара и изменяла своё направление  $180^\circ$ , лопаткам придают форму сдвоенного ковша.

При относительно малых напорах предпочтительно использовать реактивные турбины. Вода на рабочие лопатки реактивных турбин поступает через направляющий аппарат, регулирующий расход воды и придающий потоку воды необходимое направление. В суживающихся просветах между лопатками направляющего аппарата происходит частичное преобразование потенциальной энергии в кинетическую. Дальнейшее преобразование энергии производится на рабочих лопатках, где проходное сечение воды постепенно уменьшается.

В современной гидроэнергетике используются в основном три типа турбин:

1. Поворотно-лопастная (ПЛ) турбина (разработана в 1913 году чешским инженером Капланом). Рабочее колесо выполнено в форме винта пропеллера, лопасти которого в зависимости от нагрузки могут поворачиваться для достижения наибольшего КПД. Расход воды регулируется направляющим аппаратом. С его помощью производится пуск и остановка турбины, регулировка мощности и числа оборотов. ПЛ турбины установлены на Куйбышевской, Волжской и др. ГЭС с напорами до 30 м.

2. Радиально-осевая (РО) турбина (турбина Френенса фирмы «Сименс и Гальске»). Рабочее колесо РО турбины имеет неподвижные лопасти, охваченные снизу ободом. Лопасти имеют сложную форму, благодаря чему вода, поступающая на лопасти направляющего аппарата, постепенно меняет направление с радиального на осевое. РО турбина изготавливается на мощности гидрогенератора свыше 100 МВт. Такие турбины установлены на Братской, Красноярской, Усть-Илимской, Саяно-Шушенской и других ГЭС с напорами до 500 м.

3. Поворотно-лопастные для капсульных агрегатов (ПЛК), используемых при весьма малых напорах (установлены на Киевской и др. ГЭС).

Мощность, развиваемая гидротурбиной, определяется по количеству воды, поступающей на лопатки турбины, и давлению этой воды:

$$P = \rho QH,$$



## Начала энергетики

где  $P$  - мощность, кг м /с;  $\rho = 1000$  кг/м<sup>3</sup> - удельный вес воды;  $Q$  - расход воды, м<sup>3</sup>/с;  $H$  - напор, м,  
или в киловаттах

$$P = 9,81QH.$$

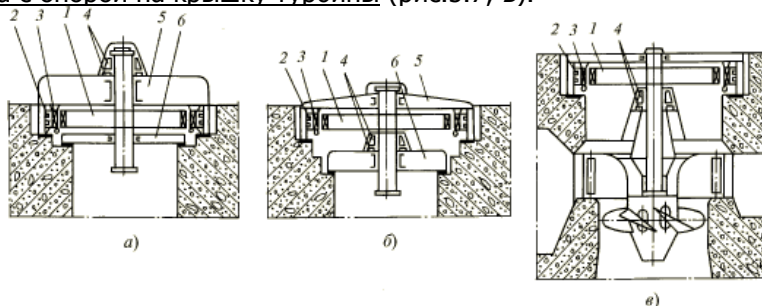
Однако не вся мощность, развиваемая турбиной, превращается в электрическую, поскольку при преобразовании имеют место потери, которые можно учесть, введя суммарный КПД ГЭС  $\eta$ , учитывающий потери в водоприёмнике, водоводах, в турбине и генераторе ( $\eta = 0,87$ ), тогда полезная электрическая мощность определится формулой

$$P = 9,81QH\eta.$$

Приведенные выражения для мощности показывают, что одну и ту же мощность можно получить либо за счёт большого расхода ( $Q$ ) при небольшом напоре ( $H$ ), что характерно для равнинных рек, либо за счёт высокого напора при сравнительно малом расходе - на горных реках.

Электрическая часть ГЭС состоит из электрических машин (генераторов), соединённых с гидротурбинами, трансформаторов и распределительных устройств.

На ГЭС используются генераторы с горизонтальным и вертикальным расположением. Генераторы с вертикальным расположением выполняются: подвешеного типа (рис.5.7, а), зонтичного типа с опорой на нижнюю крестовину (рис.5.7, б), зонтичного типа с опорой на крышку турбины (рис.5.7, в).



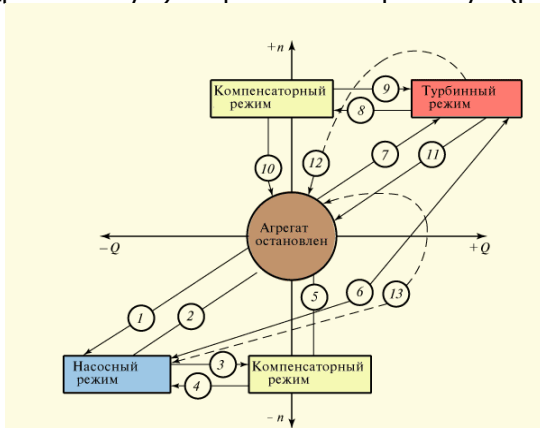
**Рисунок 5.7. Схемы вертикальных синхронных генераторов ГЭС**



### 5.3. Гидроаккумулирующие электростанции

Мощность и энергия ГЭС ограничены природными гидро-ресурсами, поэтому в настоящее время в некоторых энергосистемах используются гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС). Особенностью ГАЭС является то, что её гидроагрегаты являются обратимыми и могут работать в турбинном (генераторном) и насосном режимах, а также наличие двух бассейнов (верхнего и нижнего) расположенных на разных уровнях.

В часы ночного провала нагрузки энергосистемы гидроагрегаты ГАЭС работают в насосном режиме, получая энергию от энергосистемы (ТЭС и АЭС), и перекачивают воду из нижнего бассейна в верхний. В часы прохождения максимума нагрузки гидроагрегаты ГАЭС работают в режиме генераторов - вырабатывают электроэнергию; преобразуют запасённую в ночное время потенциальную (гидравлическую) энергию в электрическую (рис.5.8).



**Рисунок 5.8. Схема режимов работы гидроагрегатов ГАЭС**

КПД ГАЭС составляет 70-75 %. Стоимость строительных работ на ГАЭС значительно ниже, чем на ГЭС, потому что не требуется перекрытия рек, возведения высоких плотин и т.п. Установлено, что эффект от использования ГАЭС можно получить, если разность уровней воды в верхнем и нижнем бассейнах не менее 100 м. На рис. 5.9 показана ГАЭС *Taum Sauk*.



**Рисунок 5.9. ГАЭС *Taum Sauk*, штат Миссури, США**

ГАЭС использует в своей работе либо комплекс [генераторов](#) и [насосов](#), либо обратимые гидроэлектромашинные агрегаты, которые способны работать как в режиме генераторов, так и в режиме насосов. Во время ночного провала энергопотребления ГАЭС получает из энергосети дешёвую электроэнергию и расходует её на перекачку воды в верхний [бьеф](#) (насосный режим). Во время утреннего и вечернего пиков энергопотребления ГАЭС сбрасывает воду из верхнего бьефа в нижний, вырабатывает при этом электроэнергию, которую отдаёт в энергосеть (генераторный режим).

В крупных энергосистемах большую долю могут составлять мощности [тепловых](#) и [атомных](#) электростанций, которые не могут быстро снижать выработку электроэнергии при ночном снижении энергопотребления или же делают это с большими потерями. Этот факт приводит к установлению существенно большей коммерческой стоимости пиковой электроэнергии в энергосистеме, по сравнению со стоимостью электроэнергии, вырабатываемой в ночной период. В таких условиях использование ГАЭС экономически эффективно и повышает как эффективность использования других мощностей (в том числе и транспортных), так и надёжность энергоснабжения.

Опыт использования ГАЭС в целях регулирования электрических режимов показал, что они являются не только



## Начала энергетики

генерирующим источником, но и источником оказания системных услуг, способствующих как оптимизации суточного графика нагрузок, так и повышению надёжности и качества электроснабжения.

ГАЭС характеризуется высокой маневренностью оборудования. Наличие у ГАЭС значительного регулировочного диапазона нагрузки (в турбинном и насосном режимах) и ёмкости аккумулирования позволяет очень эффективно использовать их в энергосистеме в качестве нагрузочного (частотного) и аварийного резервов.

Агрегаты ГАЭС могут использоваться в режиме синхронного компенсатора для выработки реактивной мощности и энергии.

В настоящее время в России эксплуатируется Загорская ГАЭС мощностью 1200 МВт (рис.5.10).



**Рисунок 5.10. Загорская ГАЭС**





## 5.4. Приливные электростанции

Столетиями люди думали и размышляли над природой морских приливов и отливов. Сегодня мы точно знаем, что это грандиозное явление природы – ритмичное движение морских вод провоцируют силы притяжения Солнца и Луны. Так как наше Солнце расположено от Земли в 400 раз дальше, то гораздо более скромная масса Луны оказывает действие на земные воды вдвое большее, чем масса Солнца. Поэтому определяющую роль играет именно прилив, вызванный Луной (лунный прилив). На морских просторах приливы сменяются отливами теоретически через 6 часов 12 минут 30 секунд. Если Луна, Солнце и Земля находятся на одной прямой линии (сизигия), Солнце своим притяжением усиливает воздействие Луны, и тогда наступает более сильный прилив (сизигийный прилив, или большая вода). А когда Солнце находится под прямым углом к отрезку прямой Земля-Луна (квадратура), имеет место слабый прилив (квадратурный, или малая вода). Сильный и слабый приливы сменяют друг друга через семь дней.

Но настоящая природа прилива и отлива весьма сложна. На него оказывают влияние особенности движения небесных тел, характер береговой линии, глубина воды, разнообразные морские течения и ветер.

Самые большие и сильные приливные волны имеют место в мелких и узких заливах или устьях рек, которые впадают в моря и океаны. Приливная волна Индийского океана идёт против течения Ганга на расстояние 250 км от его устья. Приливная волна Атлантического океана движется на 900 км вверх по Амазонке. В закрытых морях, например Чёрном море, возникают малые приливные волны высотой порядка 60–70 см.

Для преобразования энергии приливо-отливных колебаний уровня воды, а фактически кинетической энергии вращения Земли в электрическую энергию используют приливные электростанции (ПЭС). ПЭС представляют собой — особый вид [гидроэлектростанции](#).

ПЭС строят на морском берегу, где приливы имеют большую амплитуду, а контур и рельеф берега позволяют устроить большие замкнутые «бассейны». Колебания уровня воды у берега могут достигать 10–12 [метров](#), а наибольшие приливы наблюдаются в заливе Фанди (Канада) и достигают 19,6 метров. Считается экономически целесообразным строительство приливных электростанций в районах с приливно-отливными колебаниями уровня моря не



менее 4 метров.

Существует мнение, что работа приливных электростанций тормозит вращение Земли, что может привести к негативным экологическим последствиям. Однако ввиду колоссальной массы Земли влияние приливных электростанций пренебрежимо мало. Кинетическая энергия вращения Земли ( $\sim 10^{29}$  Дж) настолько велика, что работа приливных станций суммарной мощностью 1000 ГВт будет увеличивать длительность суток лишь на  $\sim 10^{-14}$  секунды в год, что на 9 порядков меньше естественного приливного торможения ( $\sim 2 \cdot 10^{-5}$  с в год).

При строительстве ПЭС залив или устье реки перекрывают плотиной, в которой устанавливаются гидротурбины, вращающие генераторы (гидроагрегаты). Гидротурбина это лопаточная машина, приводимая во вращение потоком жидкости, обычно речной воды. По принципу действия гидравлические турбины подразделяют на активные (свободоструйные) и реактивные (напороструйные); по конструкции - на вертикальные и горизонтальные.

Гидроагрегаты могут работать как в режиме генератора, так и в режиме насоса (для перекачки воды в водохранилище для последующей работы в отсутствие приливов и отливов). В последнем случае они называются гидроаккумулирующими электростанциями.

В России с 1968 года действует экспериментальная ПЭС в Кислой губе на побережье Баренцева моря. На 2009 год её мощность составляет 1,7 МВт (рис.5.11). Паужетская ПЭС мощностью 5 МВт была построена на Камчатке. На этапе проектирования находится Северная ПЭС мощностью 12 МВт. Технические ресурсы энергии приливов в России оцениваются в 200 – 250 млрд. кВт · ч в год и в основном сосредоточены у побережий Охотского, Берингова и Белого морей.



2005 Dmitry Mukhin

### Рисунок 5.11. Кислогубская ПЭС

В зависимости от расположения оси вращения различают вертикальные и горизонтальные гидрогенераторы; по частоте вращения - тихоходные (до 100 об/мин) и быстроходные (свыше 100 об/мин). Мощность гидрогенераторов от нескольких десятков до нескольких сотен МВт. В ПЭС используются капсульные гидроагрегаты.

Во время прилива вода поступает в бассейн. Когда уровни воды в бассейне и море сравниваются, затворы водопропускных отверстий закрываются. С наступлением отлива уровень воды в море понижается, и, когда напор становится достаточным, турбины и соединённые с ним электрогенераторы начинают работать, а вода из бассейна постепенно уходит.

Проектная мощность приливной электростанции зависит от характера прилива в районе строительства станции, от объёма и площади приливного бассейна, от числа турбин, установленных в теле плотины.

ПЭС эксплуатируются: во [Франции](#), Великобритании, Канаде, Китае, Индии, [США](#) и других странах. [ПЭС «Ля Ранс»](#),



## Начала энергетики

построенная в [эстуарии](#) реки Ранс (Северная Бретань) имеет самую большую в мире плотину, её длина составляет 800 м. Плотина также служит мостом, по которому проходит высокоскоростная трасса, соединяющая города Св. Мало и Динард. Мощность станции составляет 240 МВт (рис.5.12).



**Рисунок 5.12. Крупнейшая в Европе приливная электростанция [Ля Ранс](#)**

Другие известные станции: южнокорейская – [ПЭС Сихва](#) (мощность 254 МВт.), канадская – [ПЭС Аннаполис](#) и норвежская – [ПЭС Хаммерфест](#).

В приливных электростанциях двустороннего действия турбины работают при движении воды из моря в бассейн и обратно. Приливные электростанции двустороннего действия способны вырабатывать электроэнергию непрерывно в течение 4-5 ч с перерывами в 1-2 ч четыре раза в сутки.

Для увеличения времени работы турбин существуют более сложные схемы – с двумя, тремя и большим количеством бассейнов, однако стоимость таких проектов весьма высока. Недостаток приливных электростанции в том, что они строятся только на берегу морей и океанов, к тому же они развивают не очень большую мощность, да и приливы бывают всего лишь два раза в сутки.

ПЭС не являются абсолютно экологически безопасными.



## Начала энергетики

Они нарушают нормальный обмен солёной и пресной воды и тем самым – условия жизни морской флоры и фауны. Влияют они и на климат, поскольку меняют энергетический потенциал морских вод, их скорость и территорию перемещения.

Преимуществами ПЭС является низкая себестоимость производства энергии; недостатками – высокая стоимость строительства и изменяющаяся в течение суток мощность, из-за чего ПЭС может работать только в составе [энергосистемы](#), располагающей достаточной мощностью электростанций других типов.

### 5.5. Волновые электростанции

Океанские волны имеют довольно высокие плотности энергии (рис.5.13). Энергия волн мирового океана, по оценкам на сегодняшний момент, составляет более 2 [ТВт](#). Наибольшей энергией обладают волны в западном побережье [Европы](#), северном побережье [Великобритании](#) и Тихоокеанском побережье [Северной](#), [Южной Америки](#), [Австралии](#) и [Новой Зеландии](#), а также побережье Южной [Африки](#).



**Рисунок 5.13. Энергия морских волн**

В настоящее время для получения электрической энергии всё активнее используется энергия морских волн с помощью волновых электрических станций.

Электрическую энергию получают в основном из кинетической энергии волн и энергии поверхностного качения. Именно эти составляющие энергии используются при проектировании волновых электрических станций.



## Начала энергетики

Для использования кинетической энергии волн, на их пути ставится труба большого диаметра. Поступающие в неё волны вращают лопасти турбины, которая и приводит в движение ротор генератора. В других конструкциях поступающая вода выталкивает из замкнутого пространства трубы, находящийся там воздух. Далее выработка энергии происходит по обычному принципу: выходящий воздух вращает лопасти турбины. Наиболее совершенные волновые электростанции для выработки электроэнергии применяют оба этих способа.

При использовании энергии волнового качения, электроэнергия вырабатывается с помощью расположенных на поверхности воды поплавков; качая их, волны приводят в движение систему поплавков-генератор, что приводит в конечном итоге к выработке энергии.

Однако наиболее удачной конфигурацией волновых электростанций, использующих энергию поверхностного качения, считаются линейно сочлененные поплавки различной длины расположенные на поверхности воды. Такие электростанции уже построены и работают в водах морей возле Португалии и Англии (рис.5.14).



**Рисунок 5.14. Электростанции, использующие энер-**



## гию поверхностного качения волн

Первая волновая электростанция расположена в районе [Агусадора](#), [Португалия](#), на расстоянии 5 километров от берега (рис.5.15). Мощность данной электростанции составляет 2,25 **МВт**, этого хватает для обеспечения электроэнергией примерно 1600 домов. Стоимость проекта составила 8 миллионов **€**.



**Рисунок 5.15. Конвертер волновой энергии Pelamis P-750**

Электростанция состоит из 3-х устройств под названием *Pelamis P-750*. Это большие плавающие объекты змеевидного типа, имеющие параметры:

- длина 120 метров,
- диаметр 3,5 метра,
- вес 750 тонн.

Мощность одного конвертера составляет 750 кВт. Удельные характеристики: мощность 1 кВт/тонну и 650 Вт на кубический метр конструкции. В электрическую энергию превращается примерно 1% энергии волнения.

*Pelamis P-750* состоит из секций, между которыми закреплены гидравлические поршни. Внутри каждой секции установлены гидравлические двигатели и электрогенераторы. Под воздей-



## Начала энергетики

ствием волн конвертеры качаются на поверхности воды, и при этом изгибаются. Их движение приводит в работу гидравлические поршни, которые, в свою очередь, приводят в движение масло. Масло проходит через гидравлические двигатели. Эти гидравлические двигатели приводят в движение роторы электрических генераторов, которые производят электроэнергию.

Существует проблема, связанная с тем, что при создании волновых электростанций штормовые волны гнут и сминают даже стальные лопасти водяных турбин. Поэтому приходится применять методы искусственного снижения мощности, отбираемой от волн.

Человечество пока так и не научилось эффективно перерабатывать энергию волн в электрическую энергию. Одна из успешнейших на данный момент попыток – волновая электростанция *Oceanlinx* в акватории города Порт-Кембла, Австралия (рис.5.16).



**Рисунок 5.16. Волновая электростанция *Oceanlinx***

Принцип работы этой волновой электростанции заключается в том, что проходящие через неё волны толчками заполняют водой специальную камеру, вытесняя содержащийся в этой камере воздух. Сжатый воздух под давлением проходит через турбину, вращая её лопасти (рис.5.17). В результате вырабатывается электричество.





## Начала энергетики



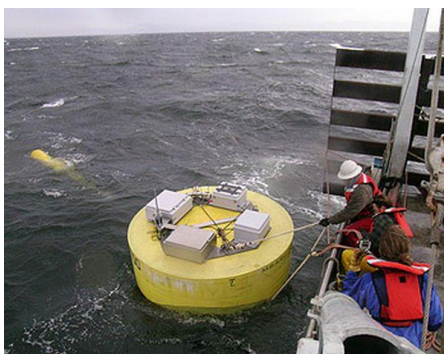
**Рисунок 5.17. Сжатый воздух проходит через турбину и выходит из расширяющейся трубы**

Основным элементом, определяющим эффективность работы волновой электростанции, является турбина. Из-за того, что направление движения волн и их сила постоянно меняются, обычные турбины для выработки волновой электроэнергии непригодны. Поэтому на станции *Oceanlinx* используется турбина *Denniss-Auld* с регулируемым углом поворота лопастей. Одна силовая установка *Oceanlinx* имеет мощность (в пиковом режиме) от 100 кВт до 1,5 МВт. Установка в Порт-Кембла поставляет электрическую энергию в электросеть города.

Волновые электростанции используются и для автономной энергетики. Так инженеры из научно-исследовательского института *Monterey Bay* разработали «энергетический буй» (рис.5.18), который будет посылать электроэнергию для океанографических исследований и инструментариив на судно Монтерей-Бей. Это устройство использует энергию волн и позволит заменить существующую электростанцию и обеспечить полную автономность исследований от центрального энергоснабжения.



## Начала энергетики



**Рисунок 5.18. Общий вид «энергетического буй»**

Принцип действия этого устройства основывается на том, что волновые движения наибольшей амплитуды происходят на поверхности воды. Буй движется вверх-вниз вместе с волнами, тогда как металлическая пластина на глубине остаётся практически неподвижной. Между бумом и пластиной размещён гидравлический цилиндр с поршнем, приводимый в движение бумом. Он проталкивает гидравлическую жидкость через гидравлический двигатель, который в свою очередь приводит в действие ротор электрического генератора.

Достоинства волновых электростанций: могут выполнять роль волногасителей, защищая порты, гавани и берега от разрушения; маломощные волновые электрогенераторы некоторых типов могут устанавливаться на стенках причалов, опорах мостов, уменьшая воздействие волн на них; поскольку удельная мощность волнения моря на 1-2 порядка превышает удельную мощность ветра, волновая энергетика может оказаться более выгодной, чем ветровая; являются одними из самых чистых, безотходных и безопасных источников электроэнергии.

С точки зрения социально-экономических проблем, волновая энергетика может привести к вытеснению рыбаков из продуктивных рыбопромышленных районов и может представлять опасность для безопасного плавания.



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В энергосистеме ГЭС обычно используются для выработки электроэнергии, покрытия графика нагрузки, особенно его пиковой части, регулирования частоты, в качестве резерва и для выработки реактивной мощности в режиме синхронного компенсатора.

ГЭС по сравнению с ТЭС имеют более высокие показатели:

- себестоимость электроэнергии, отпускаемой с ГЭС в среднем в 5-6 раз ниже, чем с ТЭС;
- расход электроэнергии на собственные нужды на ГЭС 0,35 %, а на ТЭС - 6,5 %;
- численность производственного персонала на ГЭС 0,38 чел./МВт, а на ТЭС - 1,65 чел./МВт.

Одним из важнейших преимуществ ГЭС по сравнению с ТЭС является способность эффективно работать при неравномерном графике нагрузки энергосистемы. ГЭС имеют высокую маневренность, высокий КПД, очень высокую скорость пуска агрегатов (2-5 мин) и возможность полной автоматизации. Кроме того, ГЭС являются «чистыми» источниками электроэнергии.

## КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Схемы использования гидроэнергии: плотинная, деривационная, плотинно – деривационная.
2. Руслые и приплотинные ГЭС.
3. Основные виды регулирования стока.
4. Энергомеханическое оборудование ГЭС.
5. Гидравлические турбины (отличие от паровых и газовых).
6. Гидрогенераторы (конструктивное отличие от турбогенераторов).
7. Гидроаккумулирующие электростанции – ГАЭС. Принцип работы ГАЭС.
8. Приливные электростанции (ПЭС). Принцип работы ПЭС.
9. Волновые электрические станции.
10. Достоинства и недостатки ГЭС.



*Мир буквально заморожен идеей перехода от традиционных источников энергии на альтернативную энергетику: повсеместно появляются солнечные и ветровые электростанции, электромобили на топливных элементах и т. п.*

## 6. АЛЬТЕРНАТИВНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

### 6.1. Солнечные электростанции

Процесс переноса энергии Солнца при распределении электромагнитных волн в прозрачной среде называется солнечным излучением (СИ). В соответствии с квантовой теорией электромагнитные волны это поток элементарных частиц или фотонов с нулевой массой покоя, движущихся в вакууме со скоростью света. В космосе через  $1 \text{ м}^2$  за  $1 \text{ с}$  проходит  $3 \cdot 10^{21}$  фотонов, энергия которых зависит от длины волны.

Солнце излучает в окружающее пространство поток энергии, мощность которого примерно равна  $4 \times 10^{23}$  кВт.

Земля находится от Солнца на расстоянии примерно 150 млн. км. Площадь поверхности Земли, облучаемой Солнцем, составляет около  $5 \times 10^8 \text{ км}^2$ . Мощность СИ, достигающего Земли, по разным оценкам составляет  $(7,5 - 10) \cdot 10^7$  кВт ч/год или  $(0,85 - 1,2) \cdot 10^{14}$  кВт, что значительно превышает ресурсы всех других возобновляемых источников энергии. Если использовать всего лишь 0,1 % всей поверхности Земли, для строительства солнечных электростанций (СЭС), то полученная мощность почти в 40 раз превысит потребляемую человечеством на уровне 2010 г.

Мощность потока солнечного излучения на входе в атмосферу Земли, составляет около 1366 ватт на квадратный метр. В то же время, удельная мощность солнечного излучения в Европе в очень облачную погоду даже днём может быть менее  $100 \text{ Вт/м}^2$ . С помощью наиболее распространённых промышленно производимых солнечных батарей можно преобразовать эту энергию в электричество с эффективностью 9—24 %. При этом цена батареи составит около 1—3 долларов США за Ватт номинальной мощности. При промышленной генерации электричества с помощью фотоэлементов цена за кВт·ч составит 0,25 долл.

Солнечная энергетика - отрасль науки и техники, в кото-



## Начала энергетики

рой разрабатываются теоретические основы, методы и средства использования солнечного излучения или для получения электрической, тепловой или других видов энергии.

Солнечное излучение на поверхности Земли зависит от многих факторов: широты и долготы местности, её климатических и географических особенностей, состояния атмосферы, размещения приёмника СИ на Земле и по отношению к Солнцу и т.п.

Суммарное СИ, достигающее поверхности Земли,  $R_{\Sigma}$  делится на три составляющих: прямое СИ, поступающее от Солнца на приёмную площадку в виде параллельных лучей  $R_{np}$ ; диффузное СИ  $R_{\partial}$ ; доля СИ, отражённая земной поверхностью  $R_{отп}$  (для большей части поверхности Земли эта составляющая обычно незначительна). При этом в течение некоторых интервалов времени в данной точке Земли может отсутствовать полностью или частично составляющая  $R_{np}$ . Наконец, в ночные часы отсутствует и  $R_{\Sigma}$  в целом. Это означает, что солнечная энергетическая установка (СЭУ) на Земле имеет нулевую гарантированную мощность при использовании только СИ без сочетания с другими источниками энергии. Кроме того, СИ достигает своего максимума в летний период, когда в России обычно происходит закономерное уменьшение потребления электроэнергии. Соответственно, максимум зимнего потребления энергии в стране приходится на период минимального прихода СИ.

Измерение составляющих СИ на Земле производится на актинометрических станциях. Наиболее распространены измерения СИ на горизонтальную и реже на перпендикулярную к СИ приёмную площадку. В связи с этим возникают существенные сложности при пересчёте этих данных на произвольно ориентированную приёмную площадку. Особенно это касается  $R_{\partial}$ , которое в условиях России имеет большой удельный вес в  $R_{\Sigma}$ . Однако, как показывает мировой опыт, простой перенос имеющихся методов расчёта СИ в одной стране на условия другой с другими климатическими условиями даёт очень большие погрешности.

Поток СИ на Земле существенно меняется, достигая максимума в 2200 (кВт · ч)/(м<sup>2</sup> · год) для северо-запада США, запада Южной Америки, части юга и севера Африки, Саудовской Аравии и Центральной части Австралии. Россия находится в зоне, где по-



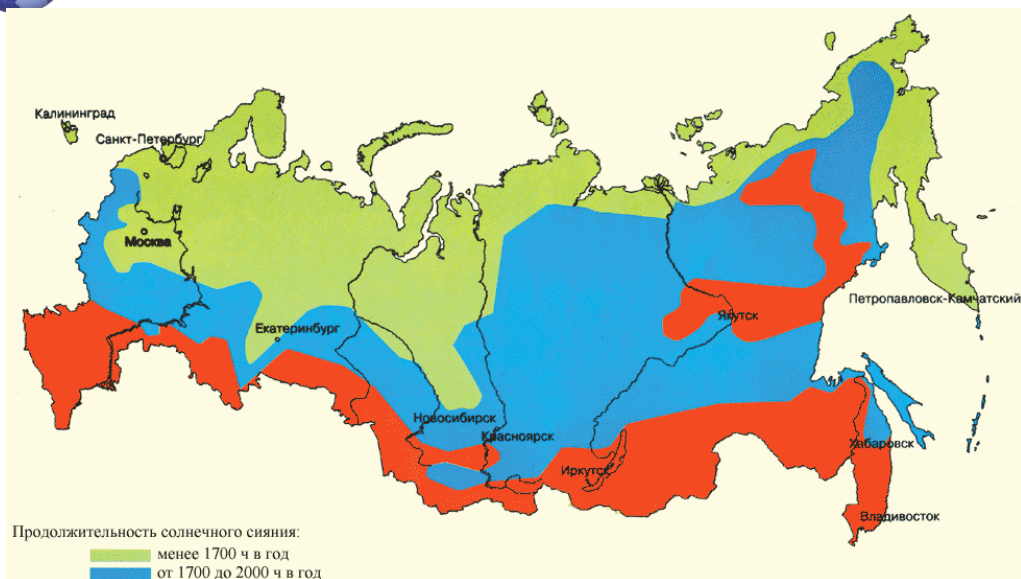
## Начала энергетики

ток СИ меняется в пределах от 800 до 1400 (кВт · ч)/(м<sup>2</sup> · год). При этом продолжительность солнечного сияния в России находится в пределах от 1700 до 2000 ч/год. Максимум указанных значений на Земле составляет более 3600 ч/год. За год на всю территорию России поступает солнечной энергии больше, чем энергия от всех российских ресурсов нефти, газа, угля и урана. На рис. 6.1 представлены энергоресурсы солнечной энергетики России.

В настоящее время солнечная энергетика в мире весьма интенсивно развивается и занимает заметное место в топливно-энергетическом комплексе ряда стран, например в Германии. В этой стране, как и в ряде других развитых и развивающихся стран, принят ряд законов на государственном уровне, которые дают существенную поддержку развитию нетрадиционных возобновляемых источников энергии (НВИЭ) и, в частности, солнечной энергетике. Без принятия указанных законодательных актов использование НВИЭ было бы практически невозможно, особенно на начальных этапах его становления.

Солнечная энергия на Земле используется с помощью солнечных энергетических установок, которые можно классифицировать по следующим признакам:

- по виду преобразования солнечной энергии в другие виды энергии - тепло или электричество;
- по концентрированию энергии - с концентраторами и без концентраторов;
- по технической сложности - простые (нагрев воды, сушилки, нагревательные печи, опреснители и т.п.) и сложные.



**Рисунок 6.1. Энергоресурсы солнечной энергетики России**

Указанные выше различные классификационные признаки СЭУ существенно влияют на их технико-экономические показатели и проблемы их реализации.

Преобразование солнечной энергии в другие виды удобные для использования, производится с помощью солнечных энергетических установок, которые делятся на два вида. Первый базируется на системе преобразования СИ в тепло, которое далее чаще всего используется в обычных схемах тепловых электростанций. К ним относятся солнечные электростанции (СЭС), солнечные пруды, а также солнечные коллекторы, в которых происходит нагрев воды с помощью СИ. Второй вид базируется на прямом преобразовании СИ в электроэнергию с помощью солнечных фотоэлектрических установок (СФЭУ).

Указанные выше различные классификационные признаки СЭУ существенно влияют на их технико-экономические показатели и проблемы их реализации.

Для космических СЭС имеют место следующие основные проблемы: минимизация веса при доставке СЭС в космос; постоянная стабилизация СЭС на Солнце. Система передачи энергии на Землю связана с необходимостью решения целого



ряда проблем по охране окружающей среды. Передача энергии, накопленной в космической СЭС, обычно предполагается или лазерным лучом, или в виде жёсткого ультракоротковолнового излучения. Оба эти способа могут существенно повлиять на состояние атмосферы, радиосвязь и телевидение.

Для СЭС, работающих в большой энергосистеме, расчёты их эффективности могут базироваться на среднесуточных или даже среднемесячных данных по СИ, которые имеются в обычных справочниках.

Для СЭУ, обеспечивающих энергией автономного потребителя, требуются обычно часовые данные прихода СИ на произвольно ориентированную к Солнцу приёмную площадку, которая может стационарно находиться на поверхности Земли или на крыше какого-нибудь строения. В первом случае рекомендуется размещать эти площадки с углом наклона  $\beta$ , равным широте местности  $\varphi$  и ориентированными на юг. Этим обеспечивается максимум прихода прямого СИ на приёмную площадку в течение года. Если же учитывать и диффузную составляющую СИ, то угол наклона  $\beta$  должен быть меньше, чем  $\varphi$ . Особенно это касается средних широт России.

Во втором случае приёмная площадка может быть произвольно ориентирована на Солнце, что вызывает большие сложности в расчёте составляющих СИ. Наконец, приёмная площадка может быть индивидуально ориентирована на Солнце во времени. Экспериментальные данные для условий США ( $\varphi = 35^\circ$  сев. широты, юго-западные штаты) показывают, что переход от горизонтальной площадки к наклонной может дать до 16 % увеличения поступающей энергии за год. Соответственно, если организовать непрерывное слежение за Солнцем во времени, то указанное увеличение СИ за год составит до 54 % при значительном усложнении СЭУ в целом и, как следствие, увеличении затрат на неё.

В настоящее время в мире и России наиболее перспективными считаются два вида СЭУ: солнечные коллекторы (СК) и СФЭУ.

Солнечные коллекторы (СК) - это технические устройства, предназначенные для прямого преобразования СИ в тепловую энергию в системах теплоснабжения (СТС) для нагрева воздуха, воды или других теплоносителей. Системы теплоснабжения обычно принято разделять на пассивные и активные. Самыми





## Начала энергетики

простыми и дешевыми являются пассивные СТС, которые для сбора и распределения солнечной энергии используют специальным образом сконструированные архитектурные или строительные элементы здания или сооружения и не требуют дополнительного оборудования.

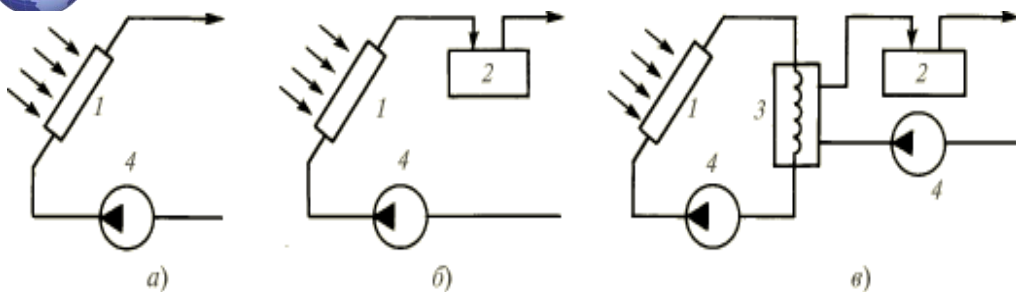
В настоящее время в мире все большее распространение получают активные СТС со специально установленным оборудованием для сбора, хранения и распространения СИ. Активные СТС по сравнению с пассивными позволяют значительно повысить эффективность использования СИ, обеспечить большие возможности регулирования тепловой нагрузки и расширить область применения солнечных систем теплоснабжения в целом.

Выбор, состав и компоновка элементов активной СТС в каждом конкретном случае определяется многими показателями: климатическими факторами, типом объекта, режимом потребления тепла во времени, технико-экономическими показателями. Специфическими элементами этих СТС и является СК. Все прочие элементы таких СТС широко используются в промышленности и строительстве.

Солнечные коллекторы классифицируются по следующим признакам: по назначению - для горячего водоснабжения, отопления, тепло - хладоснабжения; по виду используемого теплоносителя - жидкостные и воздушные; по продолжительности работы - сезонные и круглогодичные; по техническому решению - одно-, двух- и многоконтурные. Кроме того, все СТС делятся на две группы: установки, работающие по разомкнутой или прямоточной схеме (рис. 6.2), и установки, работающие по замкнутой схеме (рис. 6.3).



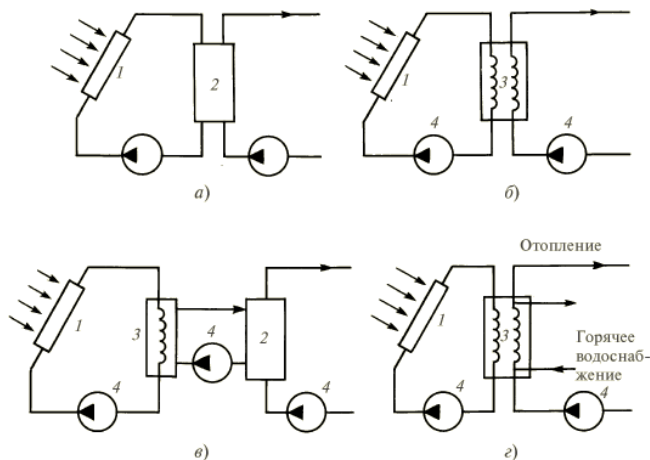
Начала энергетики



а) – без аккумулятора; б) – с аккумулятором; в) – с аккумулятором и теплообменником; 1 – солнечный коллектор; 2 – аккумулятор; 3 – теплообменник; 4 - насос

**Рисунок 6.2. Системы теплоснабжения, работающие по разомкнутой схеме**

Наиболее распространены сегодня так называемые плоские СК, позволяющие использовать как прямую, так и диффузную составляющую СИ, которая весьма значительна в условиях России.



а) – без аккумулятора; б) – с аккумулятором; в) – с аккумулятором и теплообменником; г) - с аккумулятором и теплообменником для нескольких систем теплоснабжения 1 – солнечный коллектор; 2 – аккумулятор, 3 – теплообменник; 4 - насос

**Рисунок 6.3. Системы теплоснабжения, работающие по замкнутой схеме**



## Начала энергетики

Плоский СК представляет собой теплоизолированный с тыльной стороны к СИ и с боков ящик, внутри которого размещены теплопоглощающие каналы, по которым прокачивается теплоноситель. Сверху СК закрыт светопропускающим материалом. За счёт использования СИ в СК температура теплоносителя на выходе из СК оказывается выше, чем на входе. Регулирование рабочей температуры теплоносителя осуществляется с помощью аппаратуры контроля и управления. Возможный диапазон этой температуры существенно зависит от климатических условий.

Циркуляция теплоносителя в СТС (чаще всего воды) может осуществляться принудительно с помощью небольшого насоса или естественным путём за счёт разности гидростатических давлений в столбах холодной и теплой воды. В последнем случае бак должен находиться выше верхней отметки СК.

В ряде стран солнечные коллекторы СТС стали обычным атрибутом жизни. Технологии эффективного нагрева воды для бытовых целей с помощью СИ достаточно хорошо отработаны в мире и весьма доступны на рынке. Наиболее экономически эффективные сферы применения солнечных водонагревательных систем хорошо освоены. Например, в США более 60 %, находящихся в среднем на широте Краснодарского и Ставропольского краёв, частных и общественных бассейнов обогреваются за счёт СИ. При этом используются простейшие и дешёвые СТС - бесстекольные, без тепловой изоляции, пластиковые.

В России область распространения СК в настоящее время весьма ограничена при наличии хорошей производственной базы и отработанных технических решений, отвечающих современным требованиям. Основное препятствие использования СК в России - относительно высокая стоимость.

Современная фотоэнергетика базируется на использовании явления фотоэффекта, которое имеет место в некоторых материалах (например, кремнии).

В настоящее время солнечные фотоэлектрические установки находят всё более широкое применение как источники энергии для средних и малых автономных потребителей, а иногда и для больших солнечных электростанций, работающих в энергосистемах параллельно с традиционными ТЭС, ГЭС и АЭС. Конструктивно СФЭУ обычно состоит из солнечных батарей в виде плоских прямоугольных поверхностей.



## Начала энергетики

За последние десятилетия фотоэнергетика сделала очень большие шаги в решении двух основных проблем: повышении КПД СФЭУ и снижении стоимости их производства.

Наибольшее распространение получили СФЭУ на основе кремния трёх видов: монокристаллического, поликристаллического и аморфного. В промышленном производстве находятся СФЭУ со следующими КПД: монокристаллический – 15 - 16 % (до 24 % на опытных образцах); поликристаллический – 12 -13 % (до 16 % на опытных образцах); аморфный – 8 - 10 % (до 14 % на опытных образцах). Все эти данные соответствуют так называемым однослойным фотоэлементам. Сегодня же разрабатываются двух- и трёхслойные фотоэлементы, которые позволяют использовать большую часть солнечного спектра по длине волны СИ. Для двухслойного фотоэлемента на опытных образцах получен КПД 30 %, а трёхслойного – 35 - 40 %.

Наконец, в последние годы появился весьма перспективный конкурент для кремния в СФЭУ - арсенид галлия. Установки на его основе даже в однослойном исполнении имеют КПД до 30 % при гораздо более слабой зависимости его КПД от температуры.

Известно, что во время работы СФЭУ поверхности их сильно нагреваются, что приводит к снижению их энергетических показателей. Для охлаждения таких установок требуется использовать охлаждающую воду.

Мировая фотоэнергетика в настоящее время представляет собой развивающийся быстрыми темпами сектор энергетического рынка с огромными возможностями для дальнейшего роста. Интерес к фотоэнергетике обусловлен радикальным снижением удельной стоимости 1 кВт мощности СФЭУ за последние 20 лет (в 7 раз) и постепенным приближением её к уровню экономически оправданных энергетических проектов. Если до 1996 г. на мировом рынке преобладала в основном сфера применения фотоэнергетических технологий в потребительском секторе, а также в коммуникации и связи, то сейчас все больше и больше начинает преобладать сфера чисто энергетического применения фотоэлектричества.

В настоящее время СФЭУ с успехом используются в ряде стран мира, особенно в Японии, Германии и США. В Японии и Германии развитию СФЭУ способствовали специальные государственные программы поддержки этого нетрадиционного сектора современной энергетики. В Германии вначале была



## Начала энергетики

принята и успешно реализована в начале 90-х годов XX века программа «1000 солнечных крыш», а сегодня также успешно реализуется программа «100 тысяч фотоэлектрических крыш». В 1995 - 1996 годах в Японии приступили к реализации программы «70000 фотоэлектрических крыш». В 1998 году эта программа была пересмотрена в сторону увеличения до 1 млн. крыш. В США с 1997 года реализуется программа «Миллион солнечных крыш».

В 2000 г. США обнаружена новая перспективная программа развития энергетики страны: строительство солнечной электростанции в Техасе размером 107х107 миль, которая могла бы полностью обеспечить потребности США в электроэнергии.

Вновь вводимая за год мощность СФЭУ в мире в 2011 году составила 700 МВт при среднегодовом приросте около 25 %.

Сегодня в России имеются хорошая научная база для развития фотоэнергетики и мощное промышленное производство (в Москве, Санкт-Петербурге, Краснодаре, Ростове-на-Дону, Рязани, Ставрополе и других городах), которое способно создавать практически любые современные СФЭУ любого назначения.

Для широкого практического внедрения фотоэлектричества необходима его правовая поддержка государством, а также дальнейшее снижение стоимости 1 кВт установленной мощности.



**Рисунок 6.4. Внешний вид солнечных электростанций**



## 6.2. Ветроэлектростанции

Ветер, как физическое явление, обусловлено потоком падающей солнечной энергии и вращением Земли относительно атмосферы. Рельеф земной поверхности в сочетании с водными пространствами формирует локальные ветры, которые и представляют основной интерес для практического применения.

Человечество начало использовать энергию ветра тысячи лет назад. Первое упоминание относится к 5000 годам до нашей эры, когда люди переплывали реку Нил под парусами. Персы применяли ветряные мельницы для накачки воды и размалывания зерна. В Голландии, земли которой часто затоплялись, с помощью мельниц откачивали лишнюю воду. Позже с течением столетий конструкция мельниц была значительно усовершенствована. В конце девятнадцатого века вместо тяжёлых и неэффективных крыльев стали применять стальные, отличавшиеся лёгкостью и долговечностью. Примерно в это время построили первые ветряные мельницы, вырабатывающие электричество. Они стали прообразами современных ветрогенераторов большой мощности.

Отрасль науки и техники, разрабатывающая теоретические основы, методы и средства использования энергии ветра для получения механической, тепловой и электрической энергии и определяющая масштабы целесообразного использования ветровой энергии в хозяйстве страны называется ветроэнергетикой.

Кинетическая энергия  $W_{кин}$  (Дж) воздушного потока определяется по формуле

$$W_{кин} = mv^2 / 2, \quad (6.1)$$

где  $m$  - масса воздуха (кг),  $v$  - средняя скорость потока (м/с).

Величина  $m$  определяется по формуле

$$m = \rho vS, \quad (6.2)$$

где  $\rho = 1,226 \text{ кг/м}^3$  - плотность воздуха,  $S$  - сечение перпендикулярное  $v$  ( $\text{м}^2$ ).

Если в выражении (5.1) принять массу воздуха, проходящую в 1 сек, то с учётом (6.2), получим выражение для мощности (Дж/с или Вт), развиваемой потоком воздуха



Начала энергетики

$$N = 0,5\rho v^3 S .$$

(6.3)

Для  $S = 1\text{м}^2$  из (6.3) получим выражение для вычисления удельной мощности  $N_{y\partial}$  ветрового потока ( $\text{Вт}/\text{м}^2$ ) для скорости ветра  $v$

$$N_{y\partial} = 0,5\rho v^3 .$$

В ветроэнергетике обычно используется рабочий диапазон скоростей ветра не превышающих 25 м/с. Эта скорость соответствует 9-бальному шторму по 12-балльной шкале Босфорта. Значения  $N_{y\partial}$  для указанного диапазона скоростей ветра приведены в табл. 6.1.

Таблица 6.1

$v, \text{м}/\text{с}$	2	3	4	5	10	20	25
$N_{y\partial}, \text{Вт}/\text{м}^2$	4,9	16,6	39,2	76,6	613	4904	9578

Подсчитано, что с земной поверхности площадью 1 км<sup>2</sup> можно получить в среднем 250-750 кВт мощности и выработать 2,2-6,6 млн. кВт ч энергии в год. При этом со всей территории России теоретически можно получить свыше 18000 млрд. кВт ч электроэнергии в год.

Преобразование кинетической энергии ветра в электрическую энергию производится с помощью ветроэнергетических установок (ВЭУ), которые можно классифицировать по следующим признакам:

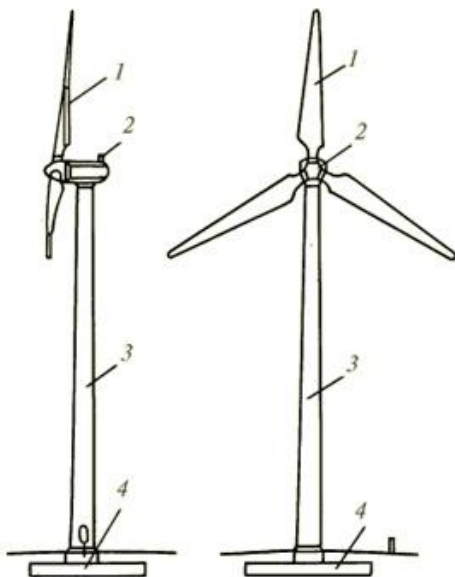
- по мощности - малые (до 10 кВт), средние (10-100 кВт), крупные (100-1000 кВт), сверхкрупные (более 1000 кВт);
- по числу лопастей рабочего колеса - одно-, двух-, трёх- и многолопастные;
- по отношению рабочего колеса к направлению воздушного потока - с горизонтальной осью вращения параллельной (рис.6.5) или перпендикулярной вектору скорости (ротор Дарье) (рис.6.6).

В настоящее время в мире и России наиболее широко используются трёхлопастные ВЭУ с горизонтальной осью вращения, в состав которого входят следующие элементы: рабочее колесо 1,

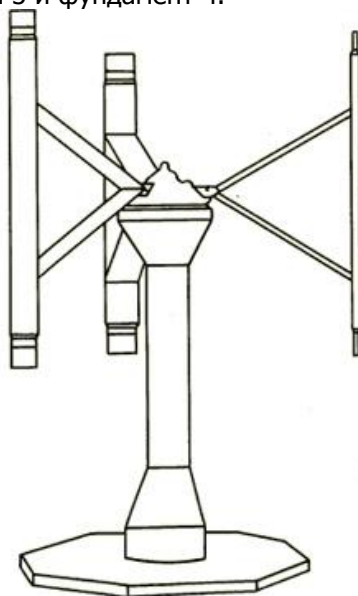


Начала энергетики

гондола с редуктором 2 и генератором, башня 3 и фундамент 4.



**Рисунок 6.5. Ветроэнергетическая установка с горизонтальной осью вращения**



**Рисунок 6.6. Ветроэнергетическая установка с вертикальной осью вращения**

На башне (трубообразной реже – решётчатой) в гондоле размещается основное энергетическое, механическое и вспомогательное оборудование ВЭУ, в том числе рабочее колесо или ротор с лопастями, преобразующий энергию ветра в энергию вращения вала, редуктор для повышения частоты вращения вала ротора и генератор. Лопасти ротора могут быть жёстко закреплены на его втулке или изменять своё положение в зависимости от скорости ветра для повышения полезной мощности ВЭУ. В качестве генератора могут использоваться: синхронные и асинхронные (чаще всего), а также (реже) асинхронизированные синхронные генераторы.

Для ориентировочных расчётов полезная мощность ВЭУ может быть определена по формуле

$$N_{ВЭУ} = 1,85D_1^2v^3,$$

где  $D_1$  - диаметр ротора (м),  $v$  - скорость ветра (м/с).

Уровень шума крупных ВЭУ непосредственно у основания





## Начала энергетики

башни не превышает 95-100 дБ. Обычно для энергетических целей используют кинетическую энергию приземного слоя воздуха высотой не более 200 м с максимальной плотностью  $\rho$ . При этом для повышения мощности увеличивают высоту башни, так как скорость ветра увеличивается с высотой по сложной степенной зависимости.

Чем выше расчётная скорость ветра, тем выше эффективность ВЭУ. Обычно в качестве неё применяется среднегодовая скорость ветра  $v_0$  (м/с), которая относительно мало меняется по годам. В то же время скорость ветра в течение года может существенно меняться во времени (как в течение суток, так и года в целом). Для неё характерны случаи, когда скорость ветра равна нулю (штиль), или не превышает  $v_{min}$  (в этом случае мощность ВЭУ равна нулю из-за малой скорости ветра), или превышает  $v_{max}$  (здесь мощность ВЭУ также равна нулю, но уже по соображениям прочности сооружений). Это означает, что гарантированная мощность ВЭУ в этих случаях равна нулю, и использование ВЭУ может лишь привести к экономии других видов энергоресурсов.

Процесс изменения скорости ветра в течение года имеет свои закономерные зависимости (зимой скорость ветра выше, чем летом; в полдень выше, чем утром). Для описания процесса изменения скорости ветра во времени требуются ежедневные наблюдения за скоростью ветра в данной точке не менее чем в течение 10 - 12 лет. Для описания ветрового процесса используются различные характерные функции распределения для разных географических зон России: распределения Гриневича, Рэля, Вейбулла—Гудрича и др. Обычно они представляют собой зависимость частоты появления скорости  $v_i$  (м/с) в течение года  $t(v_i)$  в часах или относительных единицах. Указанные зависимости называются также кривыми дифференциальной повторяемости скоростей ветра  $t(v)$  и рассчитываются для условий ровной местности и высоты флюгера 10 м. Учёт реальных условий местности (впадин, холмов, строений, леса и т.п.) производится путём пересчёта указанной  $t(v)$  с помощью специальных коэффициентов (в России обычно принимается шкала Милевского).

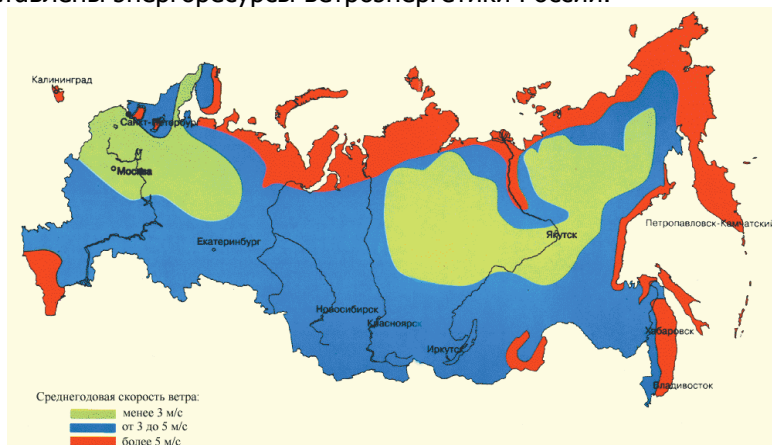
В ветроэнергетических расчётах учитывается также и «роза ветров», т.е. характерные направления скоростей ветра в данной точке в течение года. Особое значение «роза ветров» приобретает в случае строительства ветропарков или ветроэлектростанций (ВЭС), состоящих из нескольких ВЭУ



## Начала энергетики

(десятков и сотен) в данной местности.

Для оценки перспективности ВЭУ в данной местности или регионе необходимо знать его валовые, технические и экономические ветроэнергетические ресурсы. На рис. 6.7 представлены энергоресурсы ветроэнергетики России.



**Рисунок 6.7. Энергоресурсы ветроэнергетики России**

Для России в целом указанные виды ресурсов соответственно равны: 80000; 6218 и 31 ТВт · ч. На сегодняшний день использование указанных ресурсов ветра в России практически неощутимо. Обычно в мировой практике принято считать, что, если среднегодовая скорость ветра в данной местности превышает 5 (или 6) м/с, то использование ВЭУ здесь весьма перспективно. Для среднегодовых скоростей ветра от 3 до 5 (6) м/с необходимы детальные технико-экономические расчёты, в том числе и учёт условий использования ВЭУ - в объединённой или локальной энергосистеме или для питания автономного потребителя, а также конкретные социально-экологические и экономические характеристики рассматриваемого региона.

Весьма перспективным для России представляется совместное использование ВЭУ и дизельных энергоустановок (ДЭУ), которые в настоящее время составляют основы локальных систем электроснабжения обширных северных и приравненных к ним территорий страны. Использование энергии ветра в России весьма незначительно, хотя в стране имеется хороший производственный потенциал для разработки серийных или массовых ВЭУ любой мощности (от сотен ватт до 1 МВт).

Весьма ощутимы успехи развития ветроэнергетики в мире, где ежегодный прирост мощности в последнее пятилетие



## Начала энергетики

составляет 30 % и более в разных странах. На 01.01.2010 г. общая установленная мощность в мире составила 24927 МВт при годовом приросте мощности 6824 МВт (27,37 %). По оценкам экспертов, установленная мощность ВЭУ в мире к 2015 г. вырастет по сравнению с современным уровнем более чем в 3 раза и достигнет 79362 МВт.

Десятки фирм в разных странах мира сегодня представляют на рынок серийные ВЭУ мощностью от нескольких сотен ватт до 2 - 4 МВт.

Абсолютным лидером по использованию ветроэнергии является Германия, где установленная мощность в 2010 г. составила более 9000 МВт (при годовом приросте в 30 %) при прогнозе на 2015 г. - 20484 МВт.

В Дании построена офшорная ветровая электростанция Миддельгрюнден, На момент постройки она была крупнейшей в мире. В настоящее время [Дания](#) получает 25% электрической энергии с помощью ВЭС.

В России построена Крюковская ВЭС мощностью 5,1 МВт (20 агрегатов по 225 кВт и один агрегат 600 кВт, г. Калининград), Анадырская ВЭС (Чукотка) мощностью 2,5 МВт (10 агрегатов по 250 кВт) и строится Элистинская ВЭС (Калмыкия) мощностью 22 МВт (22 агрегата по 1 МВт).

Внешний вид современных ветроэлектростанций представлен на рис.6.8.



**Рисунок 6.8. Внешний вид современных ветроэлектростанций**



Температура в центре Земли составляет около  $6\,650\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Скорость остывания Земли примерно равна  $300\text{-}350\text{ }^{\circ}\text{C}$  в миллиард лет. Земля выделяет  $42 \cdot 10^{12}$  Вт тепла, из которых 2% поглощается в коре и 98% - в мантии и ядре; но и  $840\,000\,000\,000$  Вт (2%) доступной геотермальной энергии могут обеспечить нужды человечества на долгие времена

### 6.3. Геотермальные электростанции

Геотермальные электростанции (ГеоЭС) используют энергию термальных источников.

Развитие геотермальной энергетики в России позволяет в ближайшие годы полностью решить проблему тепло- и электроснабжения больших регионов: Камчатки, Курильских островов, Северного Кавказа и отдельных районов Сибири, и практически на всей территории существенно улучшить систему теплоснабжения на основе тепла Земли с применением тепловых насосов. Тепловой насос — машина, предназначенная для передачи внутренней энергии от теплоносителя с низкой температурой к теплоносителю с высокой температурой с помощью внешнего воздействия для совершения работы. В основе принципа работы теплового насоса лежит обратный цикл Карно.

В России сектор теплоснабжения потребляет более 45 % всей энергии страны, при этом только центральное теплоснабжение будет достигать 33 - 35 %.

При использовании современных технологий локального теплоснабжения можно за счёт тепла Земли сэкономить значительные ресурсы органического топлива (мазута, угля, дизельного топлива).

Практически на всей территории России имеются запасы



## Начала энергетики

тепла Земли с температурой 30 - 40°C (рис. 6.9), а в отдельных районах имеются геотермальные резервуары с температурами до 300°C. Территория России хорошо исследована, и, сегодня известны основные ресурсы тепла Земли, которые имеют значительный промышленный потенциал, в том числе, и энергетический.

На территории России разведано около 50 геотермальных месторождений с запасами термальных вод, которые позволяют получить более  $240 \times 10^3$  м<sup>3</sup>/сут и паро - гидротерм производительностью  $105 \times 10^3$  м<sup>3</sup>/сут. На территории страны пробурено более 3000 скважин для использования геотермальных ресурсов.

В 1965-1967 гг. на Камчатке были построены Паужетская и Паратунская ГеоЭС. Паратунская ГеоЭС - первая в мире ГеоЭС с бинарным циклом, которая явилась прототипом почти 400 ГеоЭС, построенных в других странах. Бинарные электростанции - это двухконтурные станции с использованием в каждом контуре своего рабочего тела; при этом температура геотермальной воды должна быть более 85° С.

Блочные ГеоЭС с бинарным циклом (рис.б.10) мощностью от 300 кВт до 10 МВт позволяют обеспечить ряд удалённых посёлков Камчатки, Чукотки и Сибири теплом и электроэнергией.

Запасы тепла геотермальных вод Камчатки оцениваются в 5000 МВт.

Чукотка также имеет значительные запасы геотермального тепла на границе с Камчатской обл. Уже открытые здесь запасы тепла Земли могут в настоящее время активно использоваться для энергообеспечения близлежащих городов и посёлков.

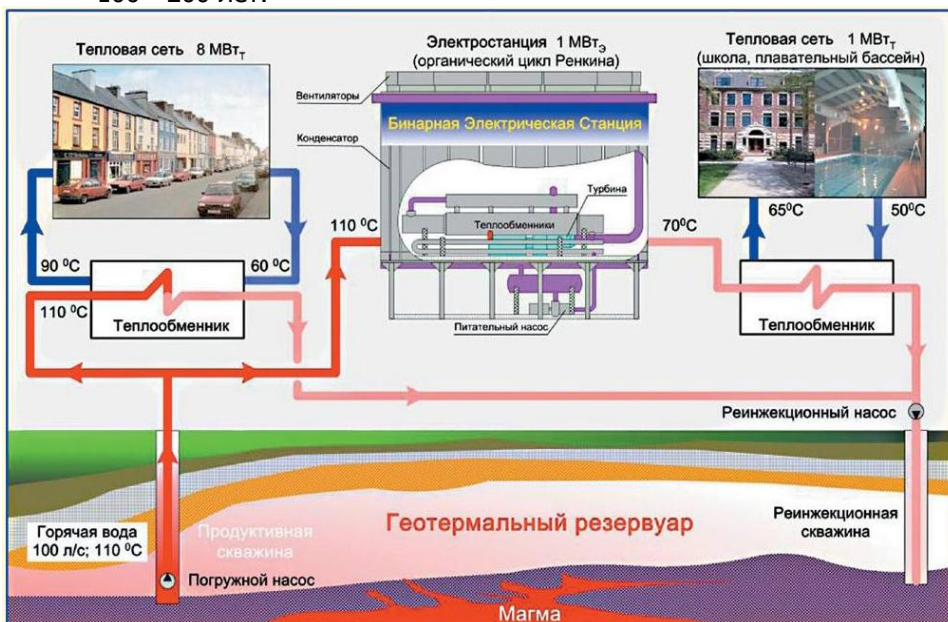


**Рисунок 6.9. Геотермальные ресурсы России**



## Начала энергетики

Курильские острова имеют свои богатые запасы тепла Земли, которых достаточно для тепло- и электрообеспечения на 100 - 200 лет.



**Рисунок 6.10. Бинарная ГеоЭС для выработки электрической и тепловой энергии**

На Северном Кавказе хорошо изучены геотермальные месторождения с температурой в резервуаре от 70 до 180° С, находящиеся на глубине от 300 до 5000 м. Здесь много лет используется геотермальная вода для теплоснабжения и горячего водоснабжения. В Дагестане в год добывается более 6 млн. м<sup>3</sup> геотермальной воды. На Северном Кавказе около 500 тыс. чел. используют геотермальное водоснабжение.

Запасами геотермального тепла, пригодного для широкомасштабного использования в промышленности и сельском хозяйстве также располагают Приморье, Прибайкалье, Западносибирский регион, Магаданская область.

Геотермальное теплоснабжение наиболее выгодно при прямом использовании геотермальной горячей воды, а также при применении тепловых насосов, которые могут эффективно использовать тепло Земли с температурой от 10 до 20° С.



Россия занимает ведущее место в создании и эксплуатации централизованного теплоснабжения больших городов. Однако в нашей стране слабо развиваются локальные сети теплоснабжения на базе тепловых насосов, которые при затрате 1 кВт электрической мощности позволяют выдать в систему отопления от 3 до 7 кВт тепловой мощности.

Тепловые насосы широко применяются во многих странах мира. Наиболее мощная теплонасосная установка работает в Швеции мощностью 320 МВт; в ней используется тепло Балтийского моря.

Наибольшего эффекта в локальном теплоснабжении можно достигнуть с помощью тепловых насосов, используя низкотемпературные геотермальные источники тепла.

#### 6.4. Топливные элементы

Преобразование химической энергии топлива в электрическую через промежуточные стадии – тепловую и механическую – не может совершаться с КПД более высоким, чем КПД цикла Карно. Как отмечалось выше, КПД лучших конденсационных электростанций достигает лишь 40–41%. В связи с этим ведётся разработка генераторов электрической энергии, в которых превращение химической энергии топлива, в электрическую производится, минуя тепловую стадию. Такие устройства называются топливными элементами (ТЭ) или электрохимическими генераторами. В некоторых литературных источниках электрохимическими генераторами называются батареи ТЭ с системой управления. Топливный элемент подобен [гальваническому элементу](#) (или [аккумулятору](#)), но отличается от него тем, что вещества для [электрохимической](#) реакции подаются в него извне.

Топливные элементы относятся к химическим источникам тока. Они осуществляют прямое превращение энергии топлива в электричество минуя малоэффективные, идущие с большими потерями, процессы горения. Это электрохимическое устройство в результате высокоэффективного «холодного» горения топлива непосредственно вырабатывает электроэнергию.

Открытие водородно-кислородного топливного элемента принадлежит английскому учёному У. Грову (1838). Исследуя разложение воды на водород и кислород, он обнаружил побочный эффект – электролизер вырабатывал электрическую энергию.

По большому счёту, принцип работы топливных элементов



## Начала энергетики

позаимствован у природы. В каждой живой клетке присутствует биологический водородно-кислородный топливный элемент. Источником водорода для живого организма является пища, кислород живые существа получают в процессе дыхания.

В процессе горения (окисления) происходит переход электронов от атомов топлива к атомам окислителя с образованием молекул продуктов сгорания, которые обладают меньшей энергией, чем исходные атомы. Выделившаяся энергия и превращается при горении в энергию движения атомов и молекул, т.е. в тепло. Чтобы превратить химическую энергию в электрическую, нужно заставить электроны, переходящие от атомов топлива к атомам окислителя, перемещаться в заданных направлениях.

Реакцию окисления топлива можно разбить на несколько этапов:

- ионизация атомов или молекул топлива с образованием свободных электронов и положительных ионов;
- присоединение образовавшихся свободных электронов к нейтральным атомам окислителя с образованием отрицательных ионов;
- соединение положительных ионов топлива с отрицательными ионами окислителя с образованием нейтральных молекул продуктов реакции окисления (горения).

В топливном элементе в отличие от батареек и аккумуляторов - и горючее, и окислитель подаются в него извне. Топливный элемент является только посредником в реакции и в идеальных условиях мог бы работать практически вечно. Достоинство этой технологии в том, что фактически в элементе происходит сжигание топлива и непосредственное превращение выделяющейся энергии в электрическую энергию. При прямом сжигании топлива оно окисляется кислородом, а выделяющееся при этом тепло идет на совершение полезной работы. В топливном элементе, как и в батарейках, реакции окисления топлива и восстановления кислорода пространственно разделены, и процесс "сжигания" протекает, только если элемент отдаёт ток в нагрузку.

Это всё равно, что дизельный электрогенератор, только без дизеля и генератора, а также без дыма, шума, перегрева и с более высоким КПД. Последнее объясняется тем, что, во-первых, нет промежуточных механических устройств и, во-вторых, топливный элемент не является тепловой машиной и вследствие этого не подчиняется закону Карно (то есть, его эффективность не определяется разницей температур).



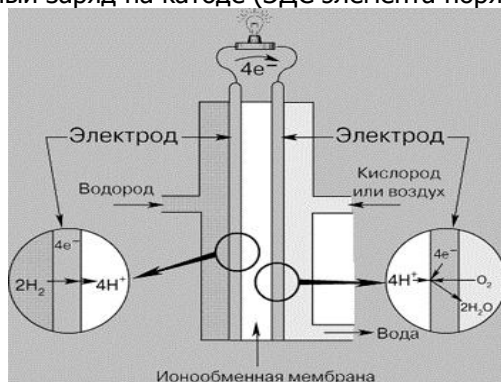


## Начала энергетики

В качестве окислителя в топливных элементах применяется кислород. Причём, поскольку кислорода, вполне достаточно в воздухе, то волноваться о подаче окислителя не надо. Что касается топлива, то им является водород. Итак, в топливном элементе протекает реакция:



В итоге получается полезная энергия и водяной пар. Самым простым по своему устройству является топливный элемент с протонообменной мембраной (рис. 6.11). Работает он следующим образом: попадающий в элемент водород разлагается под действием катализатора на электроны и положительно заряженные ионы водорода  $H^+$ . Электроды разделены специальной мембраной, исполняющей роль электролита в обычной батарейке. В силу своего химического состава она пропускает через себя протоны, но задерживает электроны. Таким образом, скопившиеся на аноде электроны создают избыточный отрицательный заряд, а ионы водорода создают положительный заряд на катоде (ЭДС элемента порядка 1В).



**Рисунок 6.11. Водородно-кислородный топливный элемент**

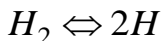
Для создания большой мощности, топливный элемент собирают из множества ячеек. Если включить элемент в нагрузку, то электроны потекут через неё к катоду, создавая ток и завершая процесс окисления водорода кислородом. В качестве катализатора в таких топливных элементах, как правило, применяются микрочастицы платины, нанесённые на углеродное



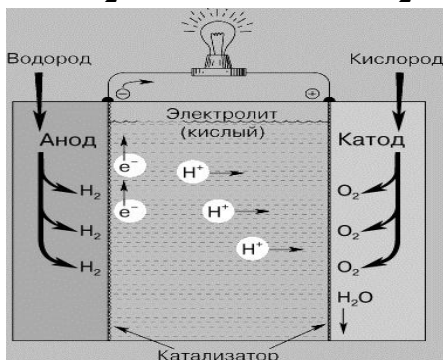
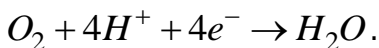
## Начала энергетики

волокно. Мембрана, как правило, изготавливается из серосодержащего полимера нафiona. Толщина мембраны равна десятым долям миллиметра. При реакции, конечно, выделяется и тепло, но его не так уж много, так что рабочая температура поддерживается в области 40-80°C.

В изображенном на рис. 6.12 топливном элементе с кислым электролитом водород подаётся через полый анод и поступает в электролит через очень мелкие поры в материале электрода. Эти элементы непрерывно снабжаются кислородом и водородом для получения электрической энергии в результате постоянно поддерживающейся химической реакции. При этом происходит разложение молекул водорода на атомы, которые в результате хемосорбции, отдавая каждый по одному электрону, превращаются в положительно заряженные ионы. Этот процесс описывается следующими уравнениями:



Ионы водорода диффундируют через электролит к положительной стороне элемента. Подаваемый на катод кислород переходит в электролит и также реагирует на поверхности электрода с участием катализатора. При соединении его с ионами водорода и электронами, которые поступают из внешней цепи, образуется вода:



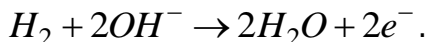
**Рисунок 6.12. Топливный элемент с кислым электролитом**

В топливных элементах со щелочным электролитом

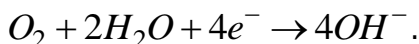


## Начала энергетики

(обычно это концентрированные гидроксиды натрия или калия) протекают сходные химические реакции. Водород проходит через анод и реагирует в присутствии катализатора с имеющимися в электролите ионами гидроксидов ( $\text{OH}^-$ ) с образованием воды и электрона:



На катоде кислород вступает в реакцию с водой, содержащейся в электролите, и электронами из внешней цепи. В последовательных стадиях реакций образуются ионы гидроксидов (а также пергидроксида  $\text{O}_2\text{H}^-$ ). Результирующую реакцию на катоде можно записать в виде:



Поток электронов и ионов поддерживает баланс заряда и вещества в электролите. Образующаяся в результате реакции вода частично разбавляет электролит. В любом топливном элементе часть энергии химической реакции превращается в тепло. Поток электронов во внешней цепи представляет собой постоянный ток, который используется для совершения работы. Большинство реакций в топливных элементах обеспечивают ЭДС около 1 В. Размыкание цепи или прекращение движения ионов останавливает работу топливного элемента.

ТЭ находят применение в стационарной и автономной энергетике. Для большой энергетике решающим фактором является экономичность. Кроме того, установки должны быть долговечными, не содержать дорогих материалов и использовать природное топливо при минимальных затратах на подготовку.

Для автономного использования основными являются удельные характеристики и удобство эксплуатации. Стоимость вырабатываемой энергии не является основным показателем.

Большой экономический эффект достигается при использовании ТЭ в автомобиле. Здесь, как нигде, скажется компактность ТЭ. При непосредственном получении электроэнергии из топлива экономия последнего составит порядка 50%.



## 6.5. Биотопливная энергетика

Биотопливная энергетика основана на получении жидкого, твёрдого или газообразного топлива из возобновляемого биологического сырья. Существует много способов получения биотоплива, к примеру, есть заводы по переработке стеблей сахарного тростника, семян рапса, кукурузы, сои, и других растений. В биотопливо можно переработать также отходы животноводческой деятельности, получая при этом побочный продукт в виде удобрений.

Производство электроэнергии из биотоплива быстро растёт во всем мире. По мнению ряда аналитиков, к 2015 году мощности по производству электричества из биотоплива вырастут на 8 000 МВт.

В настоящее время во всём мире насчитывается 2000 биотопливных ТЭЦ с общей мощностью 22,5 ГВт. Они расположены в 40 разных странах. В Европе находится половина из них.

Около 800 ТЭЦ с общей мощностью 8700 МВт были запущены за последние пять лет. К 2015 году ещё 9000 новых биотопливных теплоэлектростанций должны заработать во всём мире. Вложения в строительство и эксплуатацию этих энергоустановок вырастут с  $€12,2 \cdot 10^9$  до  $€15,5 \cdot 10^9$  в год.

Росту количества биоэнергетических объектов способствуют специально разработанные многими странами тарифы на электроэнергию из биотоплива. Это политика стимулирования. Почти все эти стимулирующие схемы финансируются потребителями электроэнергии, что делает данную политику независимой от национальных бюджетов и финансовых кризисов. Рост цен на ископаемые виды топлива и внедрение «зелёных сертификатов» также повышает конкурентоспособности электроэнергии из биомассы.

Вместе с тем биотопливо в основном используют в Европе, благодаря наличию большого запаса древесины, особенно в Скандинавских странах – Финляндии и Швеции. В Германии много мини-ТЭЦ на биотопливе было построено в связи с интенсивным субсидированием строительства именно таких энергетических установок. Многие из них, действительно, микро-станции.

За пределами Европы ТЭЦ на биотопливе в основном расположены в Бразилии, Китае и Индии. Китай и Индия субсидируют производства электричества из биомассы. В Бразилии около 400 производителей этанола используют собственное сырьё для производства электричества. В США и Канаде находится всего



## Начала энергетики

несколько ТЭЦ на биотопливе, однако, они довольно крупные по объёмам.

В ближайшее время ситуация изменится. В течение пяти лет Азия перегонит Европу по количеству биотопливных электростанций. Вместе с тем по объёмам инвестиций и оборотам в данном секторе Европе всё равно будет принадлежать лидерство, так как здесь находятся крупные станции, которые производят и электричество и тепло. В Китае и Индии в основном строятся электростанции для производства только электричества.

Использование биотоплива, в частности пеллет, может стать более привлекательным и для российских потребителей, так как после вступления в ВТО Россия постепенно должна будет привести внутренние цены на природный газ в соответствие с европейскими.

Биотопливо — топливо из биологического сырья, получаемое, как правило, в результате переработки биологических отходов (рис.6.13). Различается жидкое биотопливо (для двигателей внутреннего сгорания, например, этанол, метанол, бiodизель), твёрдое биотопливо (дрова, брикеты, топливные гранулы, щепа, солома, лузга) и газообразное (биогаз, водород).



**Рисунок 6.13. Заводы по переработке биологических отходов в биотопливо**



## Начала энергетики

В настоящее время производится жидкое биотопливо (для двигателей внутреннего сгорания, например, этанол, метанол, биодизель), твёрдое биотопливо (дрова, солома) и газообразное биотопливо (метан). На ранней стадии разработки находятся технологии по получению топлива из целлюлозы, органических сельскохозяйственных, бытовых отходов, отходов лесной промышленности. Они являются наиболее перспективными и безопасными для окружающей среды. Считается, что биотопливо в большей степени соответствует экологическим стандартам, потому что при сгорании выделяет меньше парниковых газов, губительных для окружающей среды.

В настоящее время наиболее перспективным газообразным топливом является биогаз, интерес, к использованию которого в последние годы постоянно возрастает. Биогаз это газ, получаемый водородным или [метановым брожением](#) [биомассы](#). Метановое разложение биомассы происходит под воздействием трёх видов [бактерий](#). В цепочке питания последующие бактерии питаются продуктами жизнедеятельности предыдущих. Первый вид — бактерии гидролизные, второй — кислотообразующие, третий — метанообразующие. Биогаз состоит из метана (55-85%) и углекислого газа (15-45%). Биогаз плохо растворим в воде, его теплота сгорания составляет от 21 до 27,2 МДж/м<sup>3</sup>. По теплоте сгорания 1 м<sup>3</sup> биогаза эквивалентен: 0,8 м<sup>3</sup> природного газа, 0,7 кг мазута, 0,6 кг бензина, 1,5 кг дров.

Одной из разновидностей биогаза является биоводород, где конечным продуктом жизнедеятельности бактерий является не метан, а водород. Водород получается [термохимическим](#) или [биохимическим](#) способом. При термохимическом методе биомассу нагревают без доступа кислорода до температуры 500—800 °С (для отходов древесины), что намного ниже температуры процесса газификации угля. В результате процесса выделяется  $H_2$ ,  $CO$  и  $CH_4$ . В биохимическом процессе водород вырабатывают различные [бактерии](#), например, *Rodobacter speriodes*.

Кроме отходов биогаз может производиться из специально выращенных энергетических культур, например из силосной кукурузы или силфия. Выход газа может достигать до 500 м<sup>3</sup> с тонны. Биогаз используют в качестве топлива для производства: электроэнергии, тепла или пара, или в качестве автомобильного топлива. При сжигании одного кубического метра биогаза можно выработать 2-3 кВт × ч электроэнергии.

Мировая история насчитывает свыше двух тысячелетий



## Начала энергетики

производства биогаза. Впервые биогаз начали использовать в Китае. Древние германцы использовали биогаз для приготовления пищи в своих жилищах. Биогаз получали из биомассы заболоченной местности бассейна Эльбы.

В XVII веке Ян Баптист Ван Гельмонт обнаружил, что разлагающаяся биомасса выделяет воспламеняющиеся газы. Алессандро Вольта в 1776 году пришёл к выводу о существовании зависимости между количеством разлагающейся биомассы и количеством выделяемого газа. В 1808 году сэр Хэмфри Дэви обнаружил метан в биогазе.

Первая задокументированная биогазовая установка была построена в Бомбее (Индия) в 1859 году. Тогда же установили, что возможности по использованию сырья для производства биогаза поистине безграничны. Перечень только органических отходов, пригодных для производства биогаза, включает в себя: зерновую и меласную послеспиртовую барду, пивную дробину, свекольный жом, отходы рыбного и забойного цеха, траву, бытовые отходы, а также отходы — молокозаводов, от производств биодизеля, соков, крахмала и патоки, переработки картофеля.

Поскольку энергия биогаза определяется только содержанием в нём метана, целесообразно, для описания качества газа, выхода газа и количества газа всё относить к метану, с его нормируемыми показателями.

В зависимости от источника получения биогазы подразделяются на три основных вида:

- газ метантенков, получаемый на городских очистных канализационных сооружениях;
- биогаз, получаемый в биогазовых установках (БГУ) при сбраживании отходов сельскохозяйственных производств;
- газ свалок, получаемый на полигонах отходов, содержащих органические компоненты.

Метантенк биогазовой установки показан на рис.6.14.



**Рисунок 6.14. Метантенк биогазовой установки**

Основа любой биогазовой установки – биореактор и к его конструкции предъявляются достаточно жёсткие требования. Так, корпус биореактора должен быть достаточно прочен при абсолютной герметичности его стенок. Обязательны хорошая теплоизоляция стенок и их способность надёжно противостоять коррозии. При этом необходимо предусмотреть возможность загрузки и опорожнения реактора, а также доступ к его внутреннему пространству для обслуживания.

Для нормального функционирования объём газа, вырабатываемого биогазовой установкой, в идеале должен соответствовать объёму газа, расходуемого потребителем в каждый данный момент. Но очевидно, что на практике такого соответствия добиться невозможно и обычно объём газа используемого либо больше, либо меньше объёма газа производимого. Поэтому, чтобы рационально применять биогаз в хозяйстве, необходимо предусмотреть аккумулирование («собрание») газа в специальной ёмкости, называемой газгольдером.

В настоящее время при производстве биогаза растёт





## Начала энергетики

процент выработки водорода. Себестоимость процесса \$5–7 за килограмм водорода. В будущем возможно снижение до \$1,0–3,0. Снижение цены водорода возможно при строительстве инфраструктуры по доставке и хранению водорода. В США действует 750 километров, а в [Европе](#) — 1500 километров водородных трубопроводных систем. Трубопроводы действуют при давлении 10–20 [ат](#), изготовлены из [стальных](#) труб диаметром 25–30 см. Старейший водородный трубопровод действует в районе [германского](#) Рура. 210 километров трубопровода соединяют 18 производителей и потребителей водорода. Трубопровод действует более 50 лет без аварий. Самый длинный трубопровод длиной 400 километров проложен между [Францией](#) и [Бельгией](#).

После небольших изменений водород может передаваться по существующим газопроводам [природного газа](#).

Водород в настоящее время, в основном, применяется в технологических процессах производства [бензина](#) и для производства [аммиака](#). В США биогаз занимает второе место по важности среди биотоплив (после этанола). Недавно там приняли закон об оборудовании всех полигонов твёрдых бытовых отходов системами по их конверсии в смесь метана и  $CO_2$ . США ежегодно производят около 11 миллионов тонн водорода, что достаточно для годового потребления примерно 35–40 миллионов [автомобилей](#). [Департамент Энергетики США](#) прогнозирует, что стоимость водорода сравняется со стоимостью [бензина](#) к [2015 году](#).

Производство биогаза улучшает экологию, так как позволяет предотвратить выбросы [метана](#) в [атмосферу](#). Метан оказывает влияние на [парниковый эффект](#) в 21 раз более сильное, чем  $CO_2$ , и находится в атмосфере 12 лет. Захват метана — лучший краткосрочный способ предотвращения [глобального потепления](#). Переработанный навоз, барда и другие отходы применяются в качестве [удобрения](#) в сельском хозяйстве. Это позволяет снизить применение химических удобрений, сокращается нагрузка на [грунтовые воды](#).



## КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Что такое солнечное излучение?
2. Мощность солнечной энергии.
3. Задачи солнечной энергетики
4. Отчего зависит солнечное излучение? Его составляющие.
5. Классификация солнечных энергетических установок.
6. Два класса солнечных энергетических установок.
7. Что такое солнечные коллекторы?
8. Что такое солнечные фотоэлектрические установки?
9. КПД солнечных фотоэлектрических установок.
10. Кинетическая энергия воздушного потока.
11. Классификация ветроэнергетических установок.
12. Геотермальные электростанции (ГеоЭС).
13. Принцип работы бинарной ГеоЭС.
14. Принцип работы топливного элемента.
15. Устройство водородно-кислородного топливного элемента.
16. КПД топливного элемента. Чем он обусловлен?
17. Как работает водородно-кислородный топливный элемент.
18. На чём основана биотопливная энергетика?
19. Способы получения биотоплива.
20. Как получают биогаз? Водородное и [метановое брожение биомассы](#).
21. Основные характеристики биореактора.
22. Назначение газгольдера.
23. История использования биогаза. Перспективы его применения



## 7. СИНХРОННЫЕ ТРЁХФАЗНЫЕ ГЕНЕРАТОРЫ

### 7.1. Конструкции синхронных генераторов

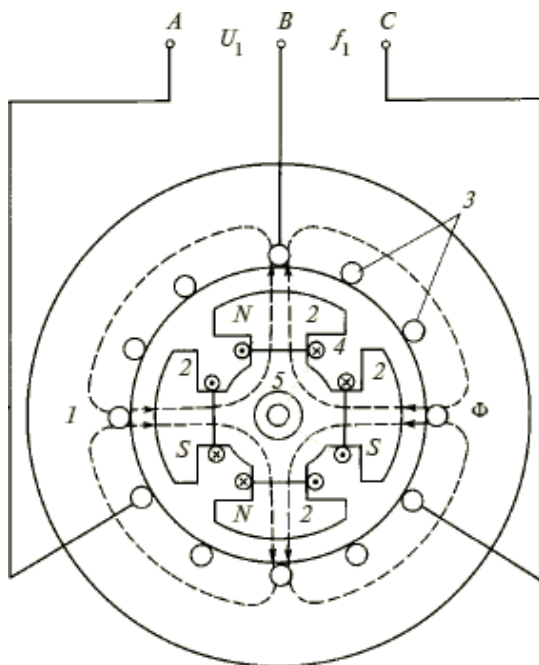
Практически вся электрическая энергия в мире вырабатывается на ТЭС, ГЭС и АЭС. В настоящее время в мире тепловые электростанции вырабатывают примерно 70 %, атомные и гидравлические - по 15 % общего количества электроэнергии. Стоимость единицы вырабатываемой электроэнергии на каждом из этих трёх видов станций резко различается, так как у них: разные капитальные затраты при их сооружении, расходы на эксплуатацию, уровень автоматизации, степень надёжности, зависимость от сезона и особенностей их климатического и географического расположения и многих других обстоятельств. Объединяет их одно - они вырабатывают электрическую энергию со стандартной частотой 50 периодов в секунду, или 50 Гц и номинальным напряжением.

Равенство частот сотен одновременно работающих генераторов обеспечивается специальным типом этих электрических машин - синхронными генераторами (СГ), работающими одновременно, в ритме единого времени, со строго определёнными частотами вращения своих подвижных частей - роторов. Синхронные генераторы (переменного тока) преобразуют механическую энергию вращения турбины в электрическую энергию.

Синхронный генератор состоит из неподвижной части - статора и вращающейся - ротора (рис.7.1).



Начала энергетики



1 — статор; 2 — полюсы ротора; 3 — обмотка якоря (статора); 4 — обмотка возбуждения; 5 — контактные кольца

**Рисунок 7.1. Поперечный разрез явнополюсной синхронной машины**

На статоре размещены три одинаковых фазных обмотки А, В и С, пространственно смещённые друг относительно друга по окружности на  $120^\circ$ ; при протекании тока по фазным обмоткам создаётся вращающееся магнитное поле.

Ротор СГ представляет собой электромагнит постоянного тока. Его обмотка, называемая обмоткой возбуждения, питается постоянным током от постороннего источника (возбудителя, системы возбуждения).

Синхронный генератор является обратимой синхронной машиной - при подключении обмоток статора к источнику трёхфазной ЭДС, а обмотки ротора к источнику постоянного напряже-



## Начала энергетики

ния синхронный генератор становится синхронным двигателем; скорость вращения его ротора равна скорости вращающегося магнитного поля.

Ротор выполняется либо с сосредоточенной обмоткой, в этом случае ротор и сам генератор называются явнополюсными, либо с распределённой при этом ротор и генератор называются неявнополюсными.

Ротор приводится во вращение первичным двигателем (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  $4$  подаётся через контактные кольца  $5$ . При вращении ротора магнитное поле обмотки возбуждения перемещается относительно неподвижной обмотки статора  $3$ , размещённой в пазах сердечника статора  $1$ , при этом в ней индуцируется (наводится) электро-движущая сила (ЭДС). Частота ЭДС  $f$  равна произведению частоты вращения ротора  $n$  в оборотах в секунду на число пар полюсов ротора  $p$  (на рис. 7.1  $p = 2$ , т.е. число полюсов  $2p = 4$ ), отсюда  $f = pn$ .

Синхронные генераторы, вращаемые паро- и газовыми турбинами, называются турбогенераторами (ТГ), а вращаемые гидравлическими турбинами – гидрогенераторами (ГГ).

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

Внешний вид явнополюсного ротора ( $2p = 12$ ) представлен на рис. 7.2.

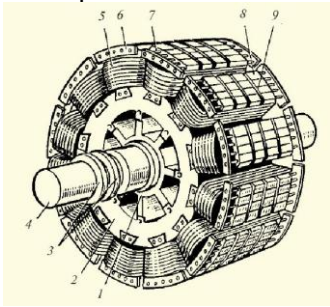
Неявнополюсный ротор, у которого обмотка возбуждения не сосредоточенная, а распределённая по пазам, показан на рис. 7.3.

Ротор турбогенератора является неявнополюсным и пред-

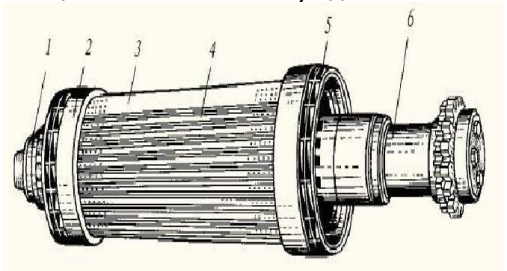


Начала энергетики

ставляет собой стальной массивный цилиндрический сердечник (набранный из изолированных друг от друга ферромагнитных листов - для снижения потерь от протекающих вихревых токов), в котором имеются канавки для размещения обмотки возбуждения.



**Рисунок 7.2. Внешний вид явнополюсного ротора ( $2p = 12$ )**



**Рисунок 7.3. Внешний вид неявнополюсного ротора**

Ротор турбогенератора имеет, как правило, одну пару полюсов ( $p = 1$  один электромагнит), поэтому для генерирования ЭДС со стандартной частотой  $f = 50$  Гц ротор должен вращаться со скоростью  $n = 3000$  об/мин. Иногда ротор турбогенератора имеет две пары полюсов ( $p = 2$ ), в частности роторы турбогенераторов АЭС (параметры пара на АЭС ниже, чем на ТЭС); при этом скорость вращения ротора  $n = 1500$  об/мин. Это очень большие скорости вращения - им соответствуют очень большие центробежные силы. Поэтому неявнополюсный ротор имеет достаточную механическую прочность.

Роторы гидрогенераторов имеют скорость вращения примерно в 6-60 раз меньшую скорости вращения роторов турбогенераторов; при этом центробежные силы, действующие на ротор значительно меньшие, следовательно, требования по механической прочности значительно ниже. Ротор гидрогенератора состоит из массивного стального колеса с закреплёнными на нём полюсными башмаками, на которых размещается обмотка возбуждения в виде катушек. Такая конструкция ротора позволяет разместить на нём большое число пар полюсов, что необходимо для гидрогенераторов, роторы которых вращаются с небольшой скоростью. Число пар полюсов роторов гидрогенераторов может быть даже дробным. Конечно физически не может быть число пар полюсов



дробным, такой эффект достигается соответствующей конструкцией обмотки возбуждения.

Скорости вращения роторов ГГ не стандартизированы; они зависят от используемых для ГЭС водных источников (расход воды, напор и т.д.). Поэтому для каждой ГЭС ГГ проектируются индивидуально.

Диаметры роторов ТГ на  $n = 3000$  об/мин находятся в диапазоне 1,1-1,25 м при длине до 8 м. Роторы ГГ достигают в диаметре 15-20 м при длине до 5 м. Массы ГГ достигают 1,5-2 тыс. тонн и в несколько раз превышают массы аналогичных по мощности ТГ, делая невозможным применение горизонтального расположения валов с простыми подшипниками скольжения. Для формирования магнитного потока заданной конфигурации и уменьшения магнитного сопротивления по пути его прохождения магнитопроводы ротора и статора генератора изготавливают из ферромагнитных материалов. Для этой цели используются магнитомягкие материалы - электротехническая сталь с узкой гистерезисной петлёй (зависимость  $B(H)$ ), так как потери на гистерезис пропорциональны площади петли.

На электростанциях России используются генераторы, изготовленные, в основном, на следующих заводах: «Электросила», г. С. Петербург; «Сибэлектротяжмаш», «Электротяжмаш», г. Харьков.

## 7.2. Принцип действия синхронных генераторов

Принцип действия синхронного генератора основан на законе электромагнитной индукции Фарадея (1831), в соответствии с которым ЭДС, наводимая в контуре, определяется скоростью изменения магнитного потока  $\Phi$ , пронизывающего контур:

$$e = - \frac{d\Phi}{dt}.$$

При вращении ротора с постоянным магнитным потоком  $\Phi$  в трёх обмотках статора наводятся синусоидальные ЭДС, сдвинутые по времени на 120 электрических градусов за счёт пространственного сдвига обмоток на  $120^\circ$ .

При подключении СГ к нагрузке, т.е. к потребителю электрической энергии или к электрической сети, ЭДС обмоток статора создают в ней трёхфазные токи. Магнитное поле обмоток статора вращается с той же частотой, что и ротор. Таким образом, в



СГ магнитное поле ротора, созданное постоянным током возбуждения, и вращающееся магнитное поле статора, созданное переменными токами трёхфазной обмотки, оказываются взаимно неподвижными, вращающимися синхронно (отсюда и название синхронного генератора).

Взаимодействие магнитных полей ротора и статора создаёт тормозящий электромагнитный момент, направленный навстречу механическому вращающему моменту, создаваемому паровой, газовой или гидравлической турбиной. В случае равенства этих двух моментов ротор генератора будет вращаться с постоянной скоростью, обеспечивающей генерирование ЭДС со стабильной частотой. Это нормальный синхронный режим генератора. Задачей персонала является регулирование подачи на турбину, создающую механический момент, требуемого количества рабочего тела (пара, газа, воды) необходимых параметров для обеспечения равновесия вращающего и тормозящего электромагнитного моментов.

При аварийном отключении генератора от нагрузки токи статора становятся равными нулю. Электромагнитный тормозящий момент также исчезает, а из-за сохраняющегося вращающего механического момента ротор начинает разгоняться сверх номинальной скорости до тех пор, пока не будет прекращена подача рабочего тела (т.е. пара, газа, воды и т.п.) на турбину. Очевидно, что наиболее быстро это можно осуществить для паровой или газовой турбин. Частота вращения при этом успеваает возрасти на 10-20 %.

В зависимости от типа применяемого гидравлического колеса частота вращения может возрасти в процессе прекращения подачи воды в 1,8 - 3,5 раза по сравнению с номинальной. Эта предельно возможная частота вращения ротора при наиболее неблагоприятном отказе системы регулирования подачи воды в турбину носит название угонной частоты вращения, или угонной скорости. Механическая прочность ротора генератора рассчитывается так, чтобы при угонной частоте вращения механические напряжения в элементах ротора не превосходили пределов текучести материалов ротора.

### 7.3. Турбогенераторы и гидрогенераторы

Турбогенераторы. В настоящее время на ТЭС России эксплуатируется около 1200 ТГ суммарной мощностью около 150 ГВт. Все генераторы отечественного производства. Мощности турбоге-





## Начала энергетики

нераторов стандартизированы. Около 60% мощности составляют генераторы мощностью 100-320 МВт. Мощности остальных ТГ: 500, 800, 1000, 1200 МВт (1200 МВт один турбоагрегат на Костромской ГРЭС). Номинальные напряжения ТГ также стандартизованы и находятся в диапазоне 6,3 - 24 кВ.

Большинство отечественных ТГ имеют большую надёжность, чем аналогичные генераторы в США, но несколько меньше, чем ТГ новейших серий фирм *ABB* и *Siemens/KWU*.

По сравнению с США структура мощностей турбогенераторов России несколько сдвинута в область меньших мощностей (100 - 200 МВт). В США доля установленной мощности блоков 300 - 500 МВт составляет 40 %, что несколько больше, чем в России (30 %).

В последние 30 - 40 лет в мире имел место рост единичной мощности турбогенераторов. Это обеспечивало снижение удельных затрат материалов генераторов на единицу мощности, удельных капиталовложений при сооружении станции и стоимости электроэнергии. Например, удельные капиталовложения на 1 кВт установленной мощности для турбогенератора 200 МВт почти в 2,5 раза меньше, чем для турбогенератора мощностью 32 МВт. Коэффициент полезного действия турбогенератора мощностью 1200 МВт примерно равен 99 %.

В последние годы рост единичных мощностей турбогенераторов замедлился по причинам технического характера, которые связаны с необходимостью внедрения сложных методов охлаждения, ограничениями по механическим напряжениям ротора и вибрациям. В настоящее время электромашиностроение способно создать генераторы мощностью 2000 - 2500 МВт, однако социально-экономические последствия аварийного выхода из строя такого агрегата пока ограничивают применения машин такой единичной мощности.

Несмотря на то, что КПД ТГ довольно высокий, активные потери в нём всё же большие, так для ТГ мощностью 1200 МВт (КПД примерно равен 99%), потери составляют примерно 12 МВт, что приводит к повышению температуры генератора. Наиболее критичной к повышению температуры является изоляция обмоток. Для нормальной работы генератора требуется интенсивное охлаждение.

По принципу охлаждения ТГ делятся на машины с косвенным (поверхностным) охлаждением и непосредственным охлаждением проводников обмоток статора и ротора различными охлаждающими агентами. В качестве охлаждающих агентов в ТГ



## Начала энергетики

применяется воздух, водород, дистиллированная вода и трансформаторное масло.

Водородное охлаждение, в том числе и водородноводяное, применяется для 64,5 % турбогенераторов (по мощности), водяное, в том числе водомасляное, - для 5,5 % турбогенераторов (по мощности). Отечественные турбогенераторы с водоводородным охлаждением находятся на уровне лучших зарубежных машин, а по ряду показателей их превосходят. Турбогенераторы с полным водяным охлаждением мощностью 50 - 800 МВт за рубежом не изготавливаются.

Несмотря на заметные преимущества водородного и водоводородного охлаждения, многолетний опыт их применения показал, что экономически целесообразно в настоящее время возобновить производство турбогенераторов с полным воздушным охлаждением. Эти машины оказываются более простыми в эксплуатации и менее пожароопасными. За рубежом освоено производство турбогенераторов с воздушным охлаждением до 300 (450) МВт, а в России - до 160 МВт.

ТГ серии ТВМ мощностью 300 и 500 МВт охлаждаются трансформаторным маслом, воздухом и водой. Для обмоток статора масло является хорошей изолирующей средой, что позволяет повысить их напряжение до 36,75 кВ по сравнению с 20-24 кВ с другими агентами охлаждения. В настоящее время в ТГ ТВМ масло заменяют негорючим жидким диэлектриком (совтол, клофен).

Следует отметить, что в связи с изменением организации хозяйственной деятельности в последние два десятилетия и распадом СССР наблюдаются негативные тенденции в состоянии и структуре электроэнергетических мощностей. Так, более 50 % общего числа турбогенераторов России отработали установленные нормами минимальные сроки службы. Например, парк турбогенераторов мощностью 60 МВт и более, отслуживших более 25 лет составляет 55 % против 41 % в США, и в то же время турбогенераторы, прослужившие менее 20 лет в России, составляют 26 %, а в США - 43 %. Такая ситуация диктует необходимость осуществления замены наиболее изношенных генераторов на новые наряду с мероприятиями по продлению срока службы остальных машин путём совершенствования профилактического обслуживания на базе непрерывного контроля и текущего ремонта.

Гидрогенераторы. На 64 ГЭС России работают 395 генераторов с мощностью более 30 МВт. Общая мощность всех ГЭС 44 ГВт. Более половины вырабатываемой на ГЭС электроэнергии приходится на ГГ большой мощности 200-640 МВт.



## Начала энергетики

Основная доля вырабатываемой гидроэлектростанциями электроэнергии (54,2 %) в России приходится на гидрогенераторы большой мощности (200 - 640 МВт). Из 120 ГЭС в мире мощностью 1000 МВт и более российских - 10, т.е. одна двенадцатая часть. Однако использование гидропотенциала по нашей стране неравномерное: в европейской части страны оно составляет 46,4 %, в Сибири 19,7 %, в восточных регионах только 3,3 % и в среднем по стране около 20 %. Экономически целесообразный к использованию гидропотенциал страны составляет 850 млрд. кВт · ч в год, что примерно в 5 раз больше возможностей сегодняшних ГЭС. Во Франции и Германии степень использования экономически целесообразного гидропотенциала более 90 %, в Японии - 84 %, в США - 73 %, Испании - 63 %.

Мощность единичных гидроагрегатов определяется в основном параметрами источников гидроэнергии, однако в настоящее время имеется тенденция увеличения мощности применяемых гидрогенераторов. Наибольшие по мощности ГГ: машины ГЭС Итайпу (Бразилия) по 750 МВт, Саяно-Шушенской ГЭС (Россия) - 745 МВт, Гранд-Кули (США) - 545 МВт.

Обычно в ГГ используется воздушное или водяное охлаждение (косвенное, форсированное или непосредственное). При непосредственном охлаждении охлаждающий агент (воздух или вода) непосредственно соприкасается с проводниками, отводя от них теплоту. Непосредственное водяное охлаждение обмотки статора впервые в мире было применено на ГГ Красноярской ГЭС. Зарубежные фирмы также уделяют большое внимание проблемам использования непосредственного водяного охлаждения ГГ.

КПД ГГ достаточно высок и достигает в генераторах большой мощности 97-98,7%.

Большая доля отечественных гидрогенераторов отработала уже 30 лет и более. Ввод новых мощностей в последние 20 лет существенно отстаёт от среднего мирового уровня. Доля гидрогенераторов со сроком службы менее 30 лет в мире составляет около 65 %, в России только 40 %. Для 77 % отечественных гидрогенераторов по ГОСТ уже истек нормативный срок службы.

Зарубежный опыт многих стран показывает, что полная замена гидрогенераторов может быть экономически выгодной только для машин малой мощности, для остальной же части более целесообразна модернизация действующего оборудования.



## 7.4. Системы возбуждения генераторов

Магнитное поле ротора, необходимое для создания электродвижущей силы обмотки статора любого генератора, создаётся постоянным током, протекающим по обмотке возбуждения (ОВ) (рис. 7.1). Для питания ОВ предназначена система возбуждения, в значительной степени определяющая надёжность работы синхронных генераторов. В связи с этим к системе возбуждения предъявляются следующие основные требования:

- надёжное питание постоянным током ОВ в любых режимах, в том числе при авариях в энергосистемах;
- устойчивое регулирование тока возбуждения при изменении нагрузки генератора;
- необходимое быстродействие;
- форсировка возбуждения, т.е. обеспечение быстрого нарастания тока возбуждения, примерно до двукратного значения;
- быстрое гашение магнитного поля возбуждения при оперативных отключениях генератора от сети.

В зависимости от источника энергии, используемого для питания ОВ, системы возбуждения разделяются на три группы:

1) электромашинное возбуждение с использованием генератора постоянного тока;

2) электромашинное возбуждение с использованием генератора переменного тока с преобразованием этого тока в постоянный;

3) самовозбуждение путём преобразования части электрической энергии переменного тока генератора в энергию постоянного тока возбуждения.

Электромашинные системы возбуждения, где источником энергии является генератор постоянного тока, т.е. возбудитель, использовались в течение длительного времени для большинства генераторов. Обычно они находились на одном валу с генератором и приводились во вращение той же турбиной, что и сам генератор.

Увеличение мощностей генераторов, а, следовательно, мощностей возбудителей привело к необходимости замены генераторов постоянного тока электромашинными системами возбуждения с применением генераторов переменного тока, не имеющих никаких ограничений по мощности. Для преобразования переменного тока в постоянный, ранее использовались ртутные выпрямители, которые в дальнейшем уступили место



## Начала энергетики

управляемым и неуправляемым полупроводниковым преобразователям на основе диодов и тиристоров. Полупроводниковые преобразователи обладают большей надёжностью.

В целом система с генераторами переменного тока с большим быстродействием, позволяет осуществить высокий уровень возбуждения (до четырёхкратного номинального напряжения возбуждения) в течение шести сотых секунды. Широкое внедрение систем возбуждения с управляемыми преобразователями было осуществлено впервые в мире в нашей стране. В дальнейшем переход на такие системы был осуществлён и за рубежом.

Мощность генераторов для системы возбуждения составляет 0,5 - 2 % полной мощности главного генератора. Например, для турбогенератора 320 МВт она достигает 2 МВт, для 800 МВт - 6 МВт, токи возбуждения - тысяч ампер (для мощных турбогенераторов 5-8 тыс. А). Это создаёт большие трудности при организации токоподвода к обмотке возбуждения с помощью скользящего контакта между контактными кольцами ротора и щётками. Поэтому для ряда генераторов была успешно применена бесщёточная система возбуждения, где постоянный ток подаётся непосредственно с вращающегося ротора возбудителя на обмотку возбуждения главного генератора. Переменное напряжение обмотки возбуждения преобразуется в постоянное выпрямительным мостом, установленным на роторе. Силовые роторные вентили должны обладать повышенной механической прочностью и вибростойкостью.

Преимуществом систем самовозбуждения является то, что они не имеют электромашинного возбудителя - генератора. Для питания обмотки ротора главного генератора используется часть энергии статора главного генератора. В результате надёжность системы повышается, стоимость её уменьшается, сокращается длина генератора. Начальное возбуждение генератора осуществляется за счёт остаточного намагничивания машины или током от постороннего источника.

В состав системы возбуждения входит автоматический регулятор возбуждения (АРВ). Он осуществляет поддержание заданного уровня напряжения и устойчивость работы генератора при колебаниях напряжения в электроэнергетической системе при изменении значения и характера нагрузок, отключении электростанции, линии электропередачи, коротких замыканиях. Основные требования, предъявляемые к АРВ, - это



быстродействие, устойчивость регулирования, обеспечение форсировки возбуждения при резких снижениях напряжения в сети.

Ввод в эксплуатацию дальних электропередач, объединение отдельных энергосистем в единую сеть, рост мощностей генераторов потребовали существенного повышения их динамической и статической устойчивости. Были созданы АРВ сильного действия (АРВ СД), реагирующие не только на отклонение параметров режима генератора, но и на скорость их изменения.

При возникновении аварийных режимов, коротких замыканий в генераторе, шинопроводе или трансформаторе, после внезапного отключения генератора необходимо быстро уменьшить магнитное поле обмотки возбуждения генератора. Эта операция носит название гашение поля и осуществляется специальным автоматом гашения поля (АГП). К устройству АГП предъявляются два основных, иногда противоречащих друг другу, требования: время гашения поля должно быть, возможно, меньшим, а возникающее при гашении индуктированное перенапряжение в обмотке ротора не должно превосходить допустимых значений.

## 7.5. Изоляция обмоток синхронных генераторов

Технико-экономические показатели синхронных генераторов в значительной степени определяются типом и качеством изоляционных материалов, используемых для обмоток электрических машин. С ростом мощностей единичных агрегатов почти пропорционально возрастает ток обмотки статора, в то время как уровень напряжения не может быть увеличен из-за опасностей пробоя изоляции, возникновения короны, высокого нагрева изолирующих сред. Следует отметить, что обмотки статора работают в тяжёлых условиях высоких температур, механических воздействий, существенной вибрации, переменных нагрузок. По этим причинам вопросы надёжности, долговечности, уменьшения толщины изоляции постоянно находятся в поле зрения специалистов, связанных с электромашиностроительной отраслью.

До начала 60-х годов большинство генераторов изготавливалось с применением термопластичной изоляции, требующей пропитки битумными компаундами. Её положительные свойства - эластичность и хорошая сопротивляемость влаге.



Однако в процессе эксплуатации этот тип изоляции может подвергаться размягчению и даже частичному вытеканию из зоны пазов. Поэтому в настоящее время термопластичная изоляция имеет очень ограниченное применение.

Для статорных обмоток современных генераторов используют терморезистивную изоляцию, которая полимеризуется и затвердевает при температуре 150-160° С и при повторных нагреваниях не размягчается. Эта изоляция по сравнению с термопластичной имеет более высокую электрическую и механическую прочность.

Применение нового типа изоляции позволило повысить напряжение турбогенераторов до 24—28 кВ, а при использовании масляного типа изоляции (например, для турбогенераторов ТВМ) до 36,75 кВ. Напряжения статорных обмоток гидрогенераторов обычно не превышают 13,8—15,75 кВ.

В 70-е годы в СССР был разработан и создан гидрогенератор нового типа на напряжение 121 кВ, присоединяемый к линии электропередачи 110 кВ непосредственно без повышающего трансформатора. Для обмоток статора была применена бумажно-масляная изоляция кабельного типа. Гидрогенератор имел мощность 14,5 МВт и был установлен на Сходненской ГЭС в черте Москвы. Он успешно прошёл испытания при подключении к сети Мосэнерго, доказав возможность создания гидрогенераторов на принципиально более высокие напряжения.

В 90-е годы в Швеции созданы ГГ и ТГ типа *Power-former*, которых для обмоток статора применялась изоляция из сшитого полиэтилена. Напряжения ГГ и ТГ составили 155 и 136 кВ соответственно, что позволило включить их в сеть непосредственно без повышающего трансформатора.

## 7.6. Автономная работа синхронных генераторов

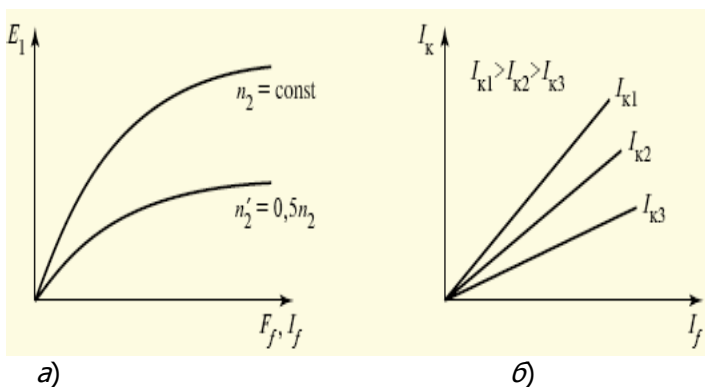
Турбогенераторы и гидрогенераторы большой мощности практически не работают автономно, но эти режимы важны для понимания процессов при включении генераторов в электрические сети, объединяющие несколько генераторов.

Под холостым ходом, или в зарубежной терминологии работа с открытым контуром, понимается режим работы генератора, при котором ток в обмотке статора (якоря) равен нулю. Обмотка статора при этом, не присоединена ни к какой нагрузке. Магнитное поле в генераторе при холостом ходе создаётся только магнитодвижущей силой (МДС



$F_f$ ) обмотки возбуждения, иными словами, произведением тока обмотки возбуждения  $I_f$  на число её витков на одном полюсе ротора. Магнитное поле возбуждения, как уже отмечалось ранее, индуцирует электродвижущую силу (ЭДС) обмотки статора  $E_1$ . Зависимость  $E_1$  от  $F_f$  (или  $I_f$ ) называется характеристика холостого хода (XXX). XXX снимается при постоянной частоте вращения ротора  $n_2 = const$ , т.е. при постоянной частоте изменения ЭДС обмотки статора.

Начальная часть XXX (рис. 7.4, а) линейна, а при дальнейшем увеличении тока возбуждения пропорциональный рост  $E_1$  замедляется. Это явление вызвано так называемым насыщением ферромагнитных материалов магнитопроводов электрических машин. Изменение частоты вращения ротора пропорционально сказывается на значениях ЭДС обмотки статора.



**Рисунок 7.4. Характеристики холостого хода (а) и короткого замыкания (б)**

Важное семейство характеристик генераторов - это зависимости токов обмотки статора  $I_k$  от токов обмотки возбуждения при коротком замыкании зажимов обмотки статора, т.е. характеристики короткого замыкания (ХКЗ) (рис. 7.4, б).

В отличие от XXX, эти характеристики линейны, так как магнитное поле генератора в этом режиме определяется магнитодвижущими силами двух обмоток, статора и

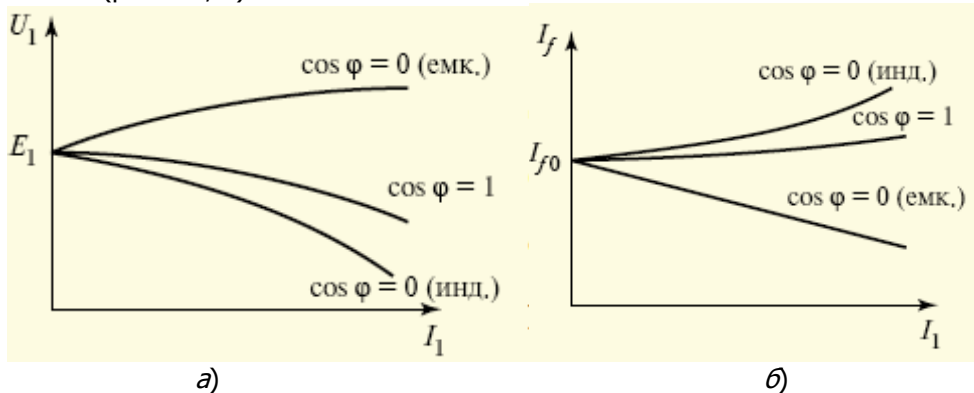




## Начала энергетики

ротора, действующими навстречу друг другу. Это приводит к уменьшению результирующего магнитного потока и исчезновению насыщения магнитопроводов. ХКЗ зависят от вида КЗ (трёхфазное, двухфазное, однофазное).

Зависимости напряжения на зажимах генератора от тока статора называются внешними характеристиками генератора (рис. 7.5, а).



**Рисунок 7.5. Внешние (а) и регулировочные (б) характеристики генератора**

Наибольшее уменьшение напряжения на зажимах обмотки статора при индуктивной нагрузке ( $\cos \varphi = 0$ ). При ёмкостном характере нагрузки [ $\cos(-\varphi) = 0$ ] напряжение будет даже возрастать, что нежелательно, так как может привести к неустойчивому режиму. При активном характере нагрузки ( $\cos \varphi = 1$ ) напряжение обмотки статора уменьшается, но в меньшей степени, чем при  $\cos \varphi = 0$ .

Поддержание постоянного напряжения обмотки статора при нагрузках разного характера осуществляется путём регулирования тока обмотки возбуждения. Зависимости между током возбуждения и током статора генератора называются регулировочными характеристиками (рис. 7.5, б).

Между внешними и регулировочными характеристиками существует взаимная зависимость.



## 7.7. Включение генераторов на параллельную работу

Синхронные генераторы, как правило, работают параллельно с другими генераторами или с энергосистемой, объединяющей весьма большое число генераторов. Характерными для энергосистемы являются неизменные значения напряжения и частоты.

Параллельная работа генераторов позволяет легко маневрировать степенью их нагрузки, обеспечивая максимальный коэффициент полезного действия каждого из них. Совместная работа повышает надёжность энергоснабжения, обеспечивает возможность проведения плановых и аварийных ремонтов оборудования. Сами электрические станции, территориально разобщённые, позволяют наилучшим образом, как с технической, так и с экономической точки зрения решать задачи производства и распределения энергии. Особые условия нашей страны, занимающей несколько часовых поясов со смещением пиковых нагрузок потребления по ним, диктуют необходимость объединения станций с обеспечением параллельной работы синхронных генераторов.

При включении синхронных генераторов на параллельную работу необходимо выполнить определённые условия. Включение может производиться методами точной или грубой синхронизации.

При включении генератора на параллельную работу необходимо обеспечить равенство напряжения сети и электродвижущей силы включаемого генератора по амплитуде, их синфазность и равенство частот. В таком случае в обмотке статора включаемого генератора не появятся дополнительные уравнительные токи, и генератор будет продолжать работу, как и до включения, при холостом ходе. Напомним, что ЭДС обмотки статора регулируется током возбуждения, а её частота - скоростью вращения турбины, приводящей в движение ротор. Если условие жёсткого равенства напряжения сети и ЭДС генератора выполнить относительно несложно, то равенство частот приходится соблюдать с погрешностью не более  $\pm (0,5 - 0,1) \%$ .

В реальных условиях абсолютного совпадения по напряжению и частоте ожидать не приходится и после замыкания генератора на сеть в нём появляются небольшие дополнительные (переходные) токи, вызывающие вращающие электромагнитные



моменты, принудительно синхронизирующие генератор с сетью. Напряжение генератора, очевидно, становится равным напряжению сети. В настоящее время точная синхронизация на станциях осуществляется с помощью автоматических устройств (АС, УТС, АС-М).

Включение способом точной синхронизации требует довольно значительного времени (до 5—10 мин) из-за необходимости осуществления довольно тонких операций, связанных с частотой вращения, и обеспечения синфазности напряжения сети и ЭДС генератора.

Для ускорения включения на параллельную работу генераторов небольшой мощности может использоваться способ самосинхронизации. Его принцип состоит в следующем. Сначала частота вращения ротора устанавливается в пределах диапазона  $\pm (1 - 4) \%$ , отличающейся от частоты, определяемой сетью. После этого с малыми интервалами подаётся напряжение на обмотку возбуждения генератора от возбудителя и после этого обмотка генератора присоединяется к сетевому напряжению. Далее в генераторе начинается переходный процесс, связанный с нарастанием токов обмотки возбуждения и обмотки статора. В результате их взаимодействия появляется электромагнитный момент, под действием которого ротор при определённых условиях СГ «втягивается» в синхронную работу (в синхронизм) с сетью.

Метод самосинхронизации можно использовать при достаточной мощности сети. Основной его недостаток - значительные переходные токи (до 8 значений номинального тока генератора) и вызванные ими электромагнитные силы, которые могут привести к деформациям обмотки статора.

## 7.8. Статическая и динамическая устойчивость работы генераторов при параллельной работе

Бесперебойное электроснабжение потребителей возможно лишь в том случае, если энергосистема в целом и её отдельные элементы сохраняют устойчивую работу во всех нормальных, аварийных и послеаварийных режимах. Различают статическую и динамическую устойчивость работы энергосистем. Первая соответствует медленным, вторая – быстрым изменениям режима работы.

Под устойчивой работой генераторов понимают бесперебойную и надёжную параллельную работу генераторов



## Начала энергетики

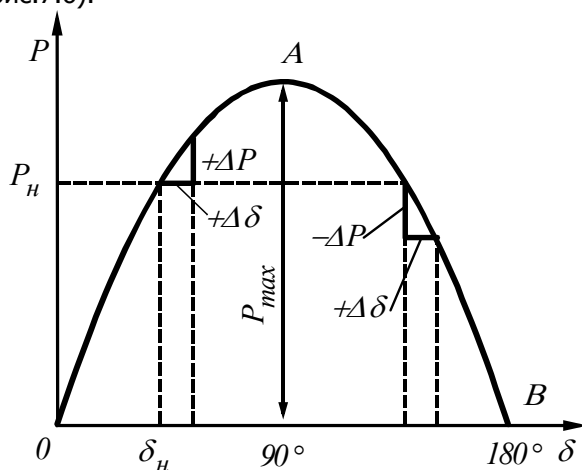
при медленных изменениях нагрузки или внезапных нарушениях режима работы, вызванных КЗ в сети, включением или отключением большой нагрузки и т.п. Нарушение устойчивости параллельной работы синхронных генераторов выражается обычно в том, что они выпадают из синхронизма.

Для оценки статической устойчивости используется выражение для активной электромагнитной мощности генератора, которую он выдаёт в сеть

$$P = \frac{EU_c}{X} \sin \delta,$$

где  $E$  - ЭДС генератора,  $U_c$  - напряжение сети,  $X$  - внутреннее сопротивление генератора и системы,  $\delta$  - угол между векторами  $E$  и  $U_c$ .

В нормальных условиях работы ток возбуждения генератора, а, следовательно, и создаваемая им ЭДС, величины постоянные; напряжение  $U_c$  и сопротивление  $X$  в этом случае также постоянные. При этом величина активной электромагнитной мощности генератора  $P$  в формуле изменяется только в зависимости от угла  $\delta$  (рис.7.6).



**Рисунок 7.6. Угловая характеристика синхронной машины**

Пусть мощность первичного двигателя (турбины)



## Начала энергетики

генератора постоянна и соответствует прямой  $P_H$ . Установившийся режим определяется условием равенства мощности турбины и электромагнитной мощности генератора. Этому условию соответствуют точки пересечения прямой  $P_H$  с кривой. Для угла  $\delta_H$  точка пересечения соответствует устойчивому установившемуся режиму при выдаче генератором мощности в сеть.

В области углов  $\delta$  от  $0$  до  $90^\circ$  синхронный генератор способен самостоятельно поддерживать синхронное вращение, поэтому это допустимая область его работы. Способность самосинхронизировать своё вращение характеризуется удельной синхронизирующей способностью. За пределами угла  $90^\circ$  он теряет эту способность и выпадает из синхронизма.

Нарушение статической устойчивости наиболее вероятно при большом снижении напряжения на шинах электростанции, в результате чего резко снижается статический предел мощности. Однако подобные снижения напряжения в энергосистеме возникают только при КЗ в сети, а это связано не только со статической, но в большей степени с динамической устойчивостью параллельной работы.

Способность генератора выдерживать внезапные нагрузки без выпадения из синхронизма называется динамической устойчивостью. Чем выше статическая устойчивость системы, тем выше и динамическая; однако статически устойчивая система может оказаться динамически неустойчивой.

Расчёт динамической устойчивости параллельной работы генераторов можно наглядно выполнить с помощью метода площадей.



## КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Устройство синхронных генераторов и двигателей. КПД синхронных генераторов.
2. Принцип действия синхронного генератора (двигателя), основные элементы.
3. Конструкция роторов синхронных генераторов (турбогенераторов и гидрогенераторов).
4. Мировые тенденции в генераторостроении.
5. Активная, реактивная и полная мощности в цепях переменного тока. Коэффициент мощности  $\cos \varphi$ . Мощность генератора.
6. Системы возбуждения генераторов.
7. Изоляция обмоток синхронных генераторов.
8. Автономная работа синхронных генераторов.
9. Включение генераторов на параллельную работу.
10. Понятия статической и динамической устойчивости работы электроустановок.
11. Статическая и динамическая устойчивость работы генераторов при параллельной работе.
12. История развития генераторов постоянного тока.
13. История развития генераторов переменного тока.
14. История развития электрических двигателей.



## 8. СИЛОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ И АВТОТРАНСФОРМАТОРЫ

### 8.1. Основные сведения

Трансформаторы и автотрансформаторы применяются для повышения или понижения величины напряжения. В энергосистемах используются несколько ступеней напряжения, поэтому количество трансформаторов и их установленная мощность в несколько раз превышают число и установленную мощность генераторов. В настоящее время на каждый установленный 1 кВт генераторной мощности приходится в среднем 7-8 кВА трансформаторной мощности. Мощности трансформаторов задаются в МВА и кВА.

На мощных электрических подстанциях для связи двух напряжений часто применяются автотрансформаторы; они имеют существенные технико-экономические преимущества по сравнению с трансформаторами. Стоимость автотрансформатора и потери в нём значительно ниже, чем у трансформатора.

На подстанциях 35-750 кВ энергосистем России работает около 2500 силовых трансформаторов и автотрансформаторов общей мощностью более 570 тысяч МВА.

Напряжение 1150 кВ в настоящее время пока используется только в отечественных трансформаторах.

### 8.2. Принцип работы и устройство трансформатора

В трансформаторе передача электрической энергии из первичной обмотки во вторичную обмотку осуществляется, как и во всех электрических машинах, посредством магнитного потока  $\Phi$ , который является переменным, т.е. изменяющимся во времени.

В основе работы трансформатора лежит явление электромагнитной индукции Фарадея, в соответствии с которым значение электродвижущей силы (ЭДС), наведённой в контуре, пропорционально скорости изменения потока  $\Phi$ , пронизывающего этот контур. Если в контуре имеется несколько последовательно соединённых витков  $n$ , то наведённая в катушке ЭДС будет в  $n$  раз больше.

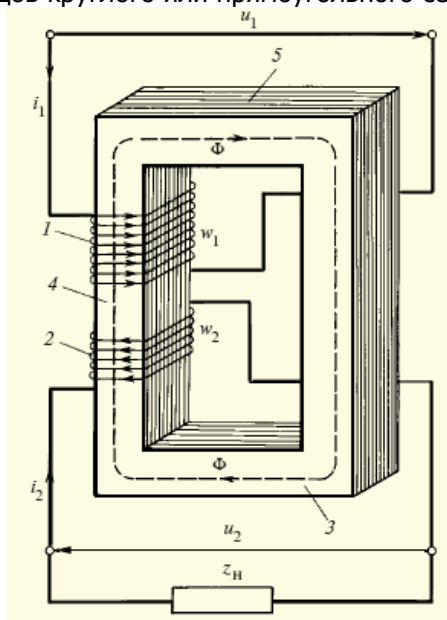
Принцип работы трансформатора рассмотрим на примере простейшего однофазного двухобмоточного трансформатора, электромагнитная система которого представлена на рис. 8.1.

Трансформатор состоит из замкнутого магнитопровода 3,4,5 и двух обмоток 1,2 с числами витков  $n_1$  и  $n_2$ .



Обмотку  $w_1$  трансформатора, к которой подводится электрическая энергия (напряжение  $U_1$ ), называют первичной, а обмотку  $w_2$ , с помощью которой энергия отводится (напряжение  $U_2$ ) - вторичной.

Обмотки выполняются из медных или алюминиевых изолированных проводов круглого или прямоугольного сечения.

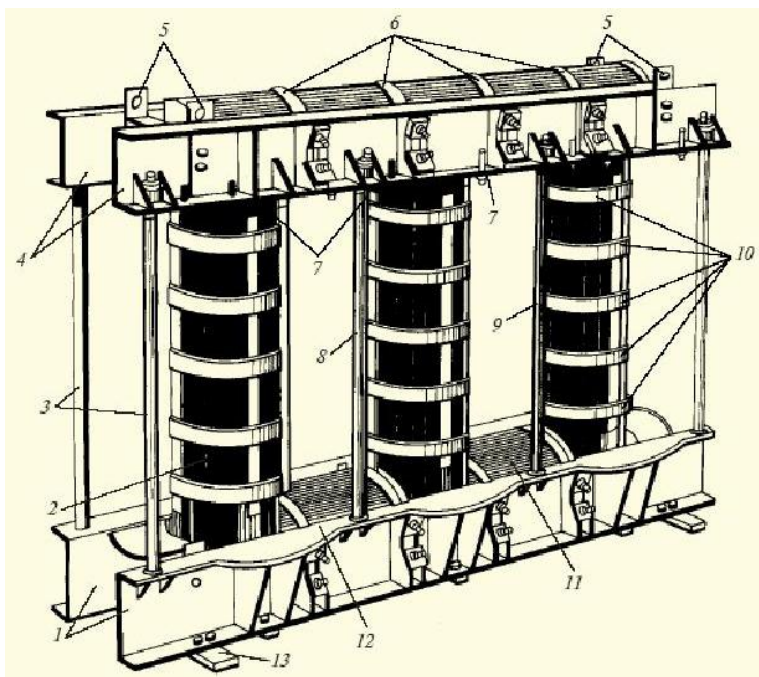


4-стержень; 3,5-ядро

**Рисунок 8.1 Электромагнитная система однофазного двухобмоточного трансформатора**

Магнитопровод служит для усиления магнитной связи между обмотками и является конструктивным основанием (остовом) для установки и крепления обмоток и других деталей трансформатора (рис. 8.2).





**Рисунок 8.2. Остов трёхфазного трансформатора**

Магнитопровод набирают из изолированных листов специальной электротехнической стали с относительным содержанием кремния до 5 %. Толщину листов выбирают из условий получения приемлемого уровня потерь от индуцированных в них вихревых токов при заданной частоте питающего трансформатор источника переменного напряжения и технологических условий при производстве магнитопровода. При частоте 50 Гц в современных силовых трансформаторах толщина листов равна 0,27 - 0,35 мм.

Часть магнитопровода, на которой располагается обмотка, называют стержнем, а часть магнитопровода, замыкающая стержни, на которых не располагаются обмотки, называется ярмом.

Если при разомкнутой вторичной обмотке первичную обмотку трансформатора подключить к источнику переменного тока с напряжением  $U_1$ , то по ней потечёт ток  $I_0$ , называемый током холостого хода; при работе трансформатора в режиме



## Начала энергетики

холостого хода  $I_0 = I_1$ . ( $I_1$ -ток в первичной обмотке). Обусловленная током  $I_0$  магнитодвижущая сила (МДС) первичной обмотки  $I_0 w_1$  создаёт в магнитопроводе трансформатора переменный магнитный поток  $\Phi$ , который почти полностью, за исключением некоторого рассеяния, сцеплён со всеми витками первичной и вторичной обмоток. Магнитный поток  $\Phi$  в соответствии с законом электромагнитной индукции наведёт в первичной обмотке ЭДС самоиндукции  $E_1$ , значение которой пропорционально числу витков  $w_1$ , а во вторичной обмотке - ЭДС  $E_2$ , пропорциональную числу витков  $w_2$ .

Отношение индуктированных в первичной и вторичной обмотках ЭДС, равное отношению чисел витков этих обмоток, называется коэффициентом трансформации

$$k = \frac{w_2}{w_1} \approx \frac{E_2}{E_1}.$$

Если  $E_1 > E_2$  ( $w_1 > w_2$ ), т.е.  $k < 1$ , трансформатор называют понижающим, при  $k > 1$  - повышающим. Таким образом, изменяя числа витков обмоток  $w_1$  и  $w_2$  можно подобрать такой коэффициент трансформации, который позволит получить требуемое напряжение  $U_2 = E_2$  ( $E_2 = kE_1$ ).

При подключении к вторичной обмотке нагрузки с сопротивлением  $Z_n$  по ней потечёт переменный ток  $I_2$ . При этом в первичной обмотке будет протекать ток  $I_1$  (но уже  $I_1 \neq I_0$ ). Первичный и вторичный токи поддерживают магнитный поток постоянным по амплитуде. Вследствие этого обеспечивается равновесие между ЭДС  $E_1$ , наведённой в первичной обмотке, и напряжением в сети  $U_1$ .

Таким образом, при нагрузке трансформатора магнитный поток создаётся совместным действием магнитодвижущих сил первичной и вторичной обмоток.

При замкнутом магнитопроводе, собранном из пластин электротехнической стали, обладающей небольшим магнитным сопротивлением, МДС первичной обмотки  $I_0 w_1$  (при



## Начала энергетики

разомкнутой вторичной обмотке) составляет 0,2 -3,0 % МДС обмоток при номинальной нагрузке, поэтому можно считать, что  $I_1 w_1 \approx I_2 w_2$ . Следовательно, токи, протекающие в первичной и вторичной обмотках, обратно пропорциональны отношению чисел их витков  $I_1 / I_2 = w_2 / w_1$ .

Для силовых трансформаторов установлены стандартные обозначения (маркировка) начал и концов (выводов) обмоток.

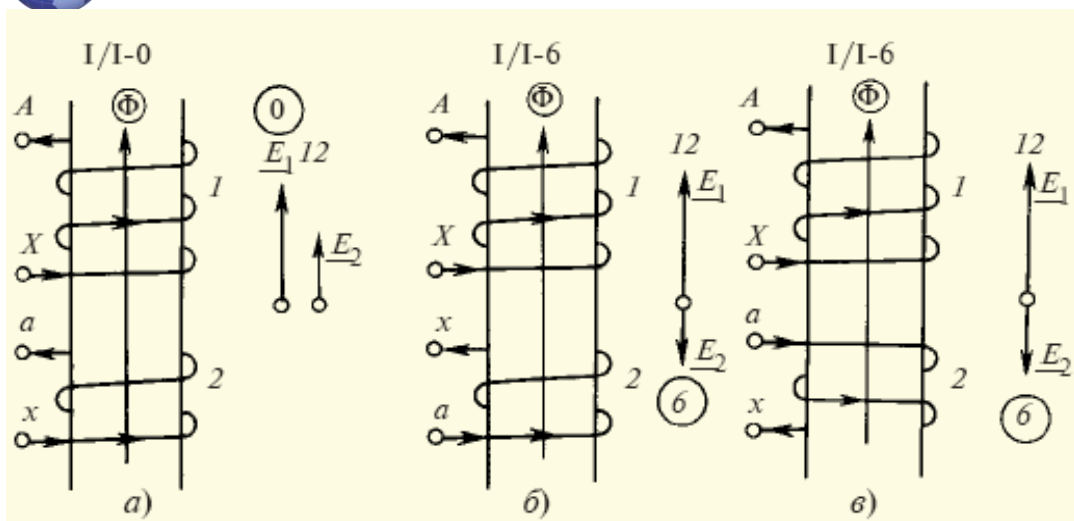
В однофазном трансформаторе начало и конец обмотки высшего напряжения (ВН) обозначается соответственно прописными буквами  $A$  и  $X$ , а обмотки низшего напряжения (НН) - строчными латинскими буквами  $a$  и  $x$ . При наличии третьей обмотки с промежуточным (средним) напряжением (СН) начало и конец обмотки обозначают соответственно  $A_m$  и  $X_m$ .

В трёхфазном трансформаторе начала и концы обмоток ВН обозначаются соответственно  $A, B, C$  и  $X, Y, Z$  и т.д.

В трёхфазных трансформаторах обмотки могут быть соединены по схемам «звезда», «треугольник» или «зигзаг», которые соответственно обозначают буквами кириллицы  $У, Д$  и латиницы  $Z$ . При выводе от нейтрали (общей точки обмоток фаз) у схемы «звезда» или «зигзаг» отвода (ответвления) его обозначают  $0$ , добавляя к буквенным обозначениям схем соединения обмоток индекс «н» ( $У_n$ ).

Схемы соединения трёхфазного трансформатора обозначаются в виде дроби, в числителе которой ставят обозначение схемы соединения обмотки ВН, а в знаменателе - НН, например, для трансформатора с обмоткой ВН, соединённой в звезду с выведенной нейтралью, а НН - по схеме треугольник обозначение имеет вид  $У_n / Д$ .

При эксплуатации трансформаторов кроме схем соединения необходимо знать взаимное направление ЭДС в обмотках ВН и НН. Если две обмотки  $1$  и  $2$  размещены на одном и том же стержне и пронизываются одним и тем же потоком  $\Phi$ , то при одинаковом направлении намотки и обозначении выводов (концов) наведённые ЭДС одинаково направлены (от концов к началу) и, следовательно, совпадают по фазе (рис.8.3).



**Рисунок 8.3. Группы соединений однофазных трансформаторов**

На рис. 8.3, *а* сдвиг между ЭДС  $\dot{E}_1$  и  $\dot{E}_2$  обмоток *АХ* и *ах* равен нулю, поэтому группа соединений обмоток обозначается как I/I-0, где «I» говорит об однофазном варианте трансформатора, при этом вектор ЭДС высшего напряжения  $\dot{E}_1$  представляется минутной стрелкой часов и условно направляется на циферблате часов на цифру 12. Вектор ЭДС низшего напряжения  $\dot{E}_2$  представляется часовой стрелкой часов и обозначает группу соединения обмоток.

Фазовый сдвиг между фазными ЭДС обмоток ВН и НН зависит как от расположения одноимённых выводов обмоток, так и от направления намотки. При размещении обмоток на одном стержне этот сдвиг может быть равным либо 0, либо 180°.

При изменении расположения концов обмотки НН (рис. 8.3, *б*) или изменении направления намотки обмотки НН (рис. 8.3, *в*) вектор ЭДС  $\dot{E}_2$  поворачивается на угол 180°, что даёт группу соединений I/I-6.

Для характеристики сдвига фаз трёхфазных ЭДС обмоток ВН и НН введено понятие группы соединения обмоток трансформатора.

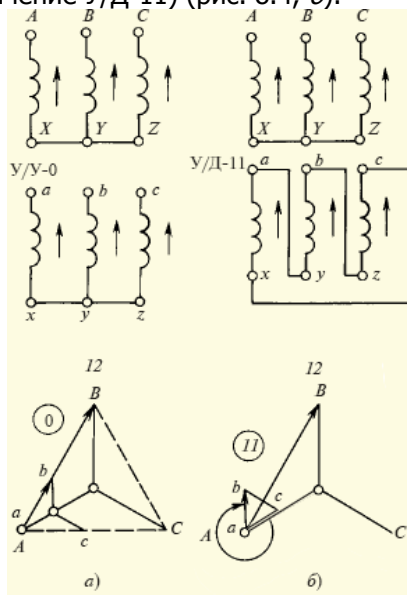


## Начала энергетики

Группа соединения обозначается целым числом, которое получено от деления на  $30^\circ$  угла сдвига между линейными ЭДС на одноимённых выводах обмоток ВН и НН трансформатора, причём отсчёт угла производится от вектора ЭДС обмотки ВН по направлению движения часовой стрелки.

В трёхфазных трансформаторах схемы соединения  $Y, D, Z$  могут образовывать 12 различных групп со сдвигом фаз линейных ЭДС через  $30^\circ$ .

На рис. 8.4 для примера приведены схема соединения обмоток  $U/Y$  и соответствующая векторная диаграмма для нулевой группы, которая обозначается  $U/Y-0$  (рис. 8.4, а), а также векторная диаграмма для одиннадцатой группы при соединении обмоток  $U/D$  (обозначение  $U/D-11$ ) (рис. 8.4, б).



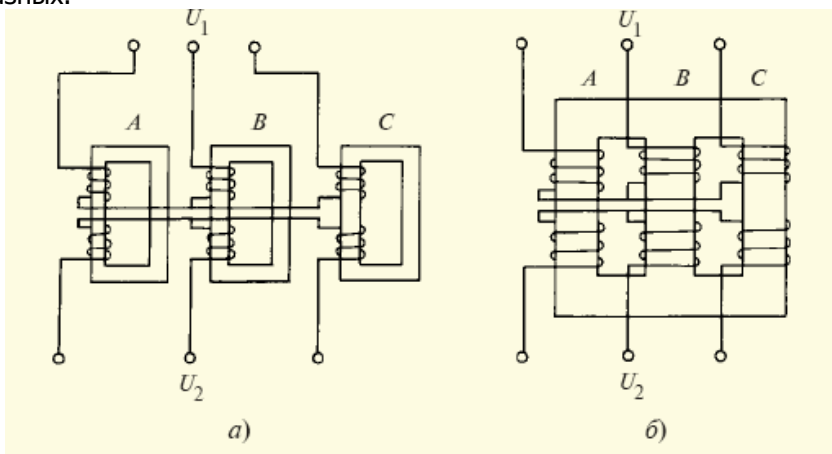
**Рисунок 8.4. Группы соединений трёхфазных трансформаторов**

При этом ЭДС высшего напряжения  $\dot{E}_1$  представляется минутной стрелкой часов и условно направляется на циферблате часов на цифру 12. Вектор ЭДС низшего напряжения  $\dot{E}_2$  представляется часовой стрелкой часов и обозначает группу соединения.



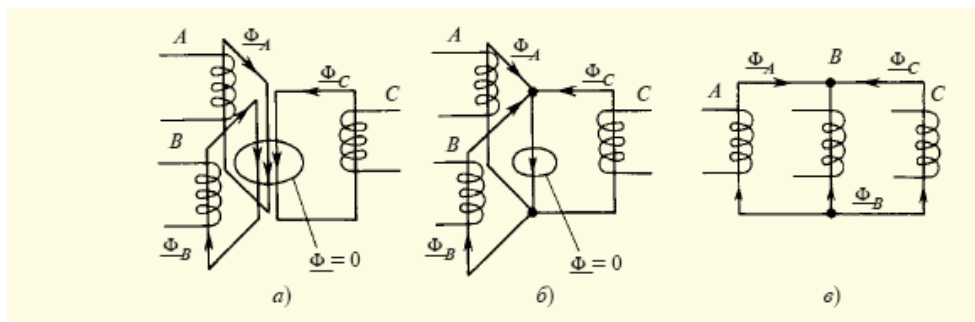
Из всех возможных групп соединения трёхфазных двухобмоточных трансформаторов стандартизировано только две группы: 0 и 11 - с выводом в случае необходимости нулевой точки «звезды» или «зигзага», а для однофазных трансформаторов - только с соединением I/I-0.

Для трансформации трёхфазного тока и напряжения применяют или три однофазных трансформатора (рис. 8.5, а), или один трёхфазный трансформатор (рис. 8.5, б), в котором общий для трёх фаз магнитопровод может быть образован из трёх однофазных.



**Рисунок 8.5. Трансформация трёхфазных токов** (а – группа из трёх однофазных трансформаторов, б – трёхфазный трансформатор)

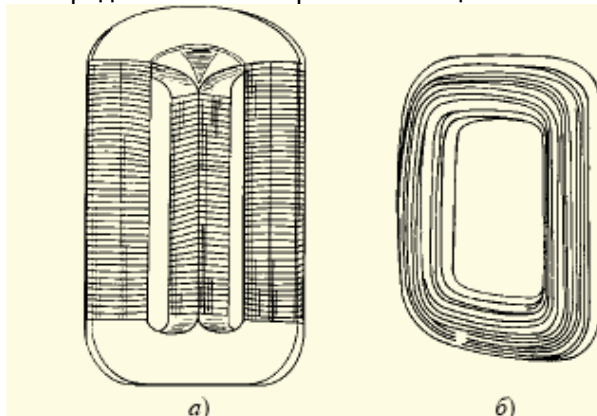
Если три однофазных трансформатора расположить, как показано на рис. 8.6, а, то стержни магнитопроводов, на которых не размещены обмотки, можно конструктивно объединить в один. Учитывая, что в симметричной трёхфазной системе сумма фазных токов  $\dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C = 0$ , а, следовательно, и сумма потоков равна нулю, то надобность в объединённом стержне отпадает. Полученный таким образом магнитопровод (рис. 8.6, б) является пространственным (трёхмерным) трёхфазным. В реальных конструкциях используют магнитопровод, называемый плоским (двухмерным) стержневым трёхфазным; он образуется, если у пространственного магнитопровода убрать ярма фазы В и все три стержня расположить в одной плоскости (рис. 8.6, в).



**Рисунок 8.6. Трёхмерные (а, б) и двумерный (в) магнитопроводы**

Трёхфазные трансформаторы с плоскими стержневыми магнитопроводами получили наибольшее распространение, а свойственная им магнитная несимметрия фаз существенного значения для эксплуатации не имеет.

На рис. 8.7 (а – магнитопровод в сборе, б – секция магнитопровода) представлена конструкция пространственного ленточного магнитопровода, состоящего из трёх овальных секций, имеющих фасонную форму сечения и навитых из ленты холоднокатаной стали переменной ширины при безотходном раскрое стали и высоком коэффициенте заполнения сечения стержня активной сталью. Обмотки наматываются после сборки системы непосредственно на стержни на специальном стенде.

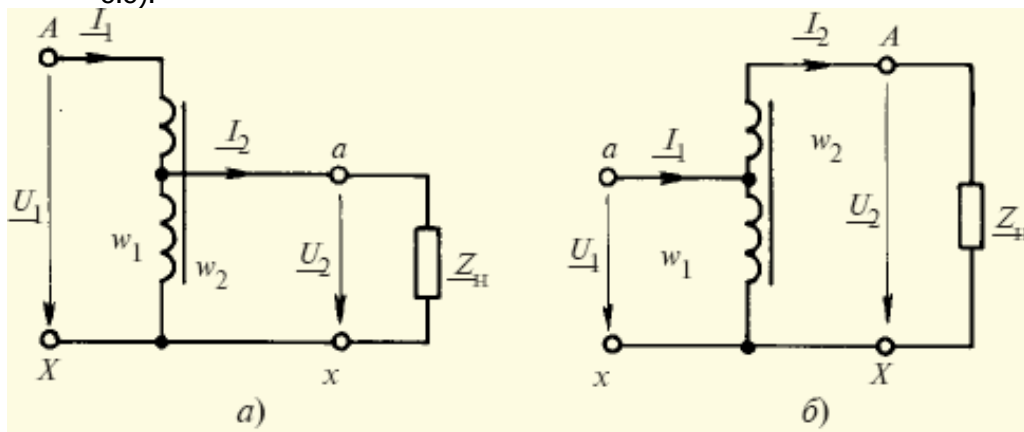


**Рисунок 8.7. Пространственный ленточный магнитопровод**



### 8.3. Автотрансформаторы

На мощных подстанциях для преобразования электрической энергии с незначительным изменением напряжения и тока применяются автотрансформаторы, у которых, в отличие от обычного трансформатора, обмотки имеют не только магнитные, но и электрические связи. Автотрансформатор, как и трансформатор, может быть понижающим или повышающим (рис. 8.8).



**Рисунок 8.8. Однофазный понижающий и повышающий автотрансформаторы**

Электромагнитная (расчётная) мощность автотрансформатора меньше расчётной мощности двухобмоточного трансформатора вследствие того, что часть мощности передаётся во вторичную обмотку за счёт непосредственной электрической связи обмоток.

Благодаря уменьшению массы металла обмоток и стали магнитопровода КПД автотрансформатора выше, чем у трансформатора той же мощности.

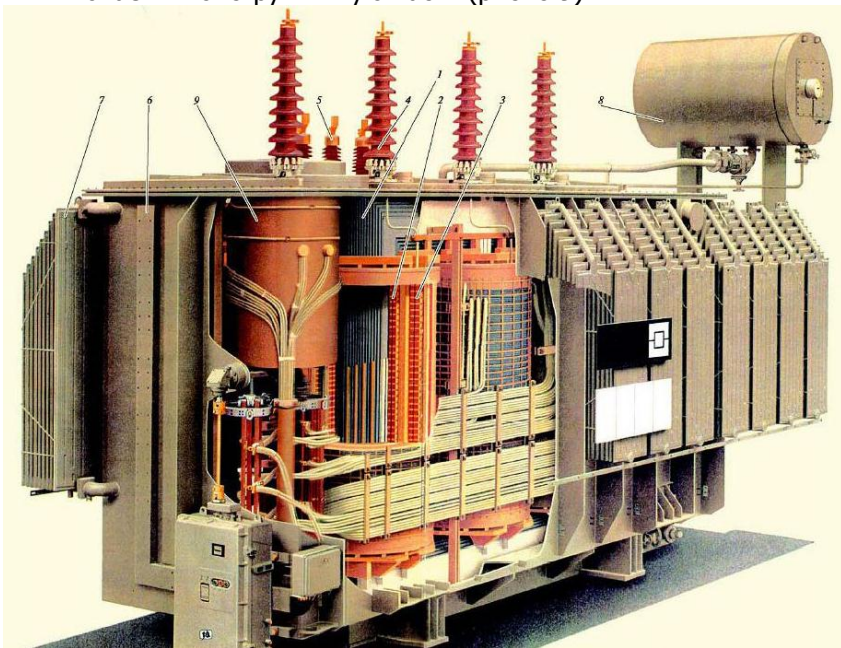
К числу недостатков автотрансформаторов, ограничивающих их применение, относятся: усложнение их релейной защиты и устройства регулирования напряжения, повышенная опасность атмосферных перенапряжений.





## 8.4. Конструкция трансформатора

Трансформатор кроме активной части - магнитопровода и обмоток - включает и конструктивную часть (рис. 8.9).

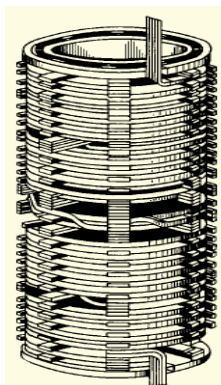


**Рисунок 8.9. Разрез трёхфазного трансформатора**

Активная часть трансформатора, состоящая из магнитопровода 1 и обмоток (2-НН, 3-ВН) помещена в бак 6, который также является резервуаром для трансформаторного масла. Трансформаторное масло выполняет функции хладагента и изоляции.

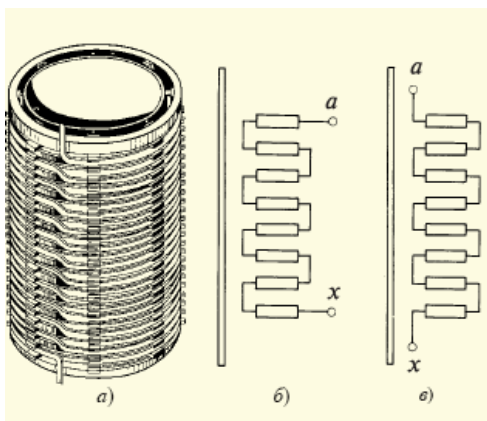
Для присоединения обмоток к сети служат вводы (4-для обмотки ВН, 5-для обмотки НН), состоящие из токоведущей части, фарфоровой оболочки и опорного фланца. Крышка бака используется для установки вводов, крепления расширителя 8, термометров, устройства ПБВ и других деталей.

В мощных силовых трансформаторах в качестве обмоток низшего напряжения в основном применяют винтовые обмотки (рис.8.10). Они могут иметь от 4 до 20 (и более) параллельных проводов.



**Рисунок 8.10. Винтовая обмотка**

(*а* – общий вид, *б*, *в* – расположение концов непрерывной обмотки)



**Рисунок 8.11. Непрерывная обмотка**

В качестве обмоток высшего и низшего напряжения широко используются непрерывные катушечные обмотки ввиду их большой механической прочности и надёжности (рис.8.11).

В тех случаях, когда затруднительно выполнить обмотку непрерывной (по условиям сборки или изоляции обмоток), применяется дисковая обмотка, собираемая из комплекта отдельно намотанных двойных катушек. Обмотку выполняют дисковой, если её катушки имеют дополнительную изоляцию для всех витков катушки.

В трансформаторах классов напряжения 150 кВ и выше применяют переплетённые обмотки. В процессе намотки обеспечивается переплетение витков соседних катушек, что приводит к более равномерному ёмкостному распределению напряжения.

Соединение различных частей обмоток между собой, с вводами и переключателями называют отводами трансформатора.

При работе трансформатора, а также при испытаниях отдельные части (обмотки, отводы и др.) находятся под высоким напряжением относительно магнитопровода, бака, крышки и других заземлённых частей. При этом должна быть обеспечена электрическая прочность всей конструкции трансформатора. Изоляционные детали выполняют из различных твёрдых электроизолирующих материалов - электроизоляционного картона, бумаги, дерева и т.п. Кроме того, для изоляции большинства силовых трансформаторов используются жидкие



## Начала энергетики

электроизоляционные материалы, главным образом трансформаторное (минеральное) масло.

При эксплуатации трансформаторов возникает необходимость изменения их коэффициента трансформации для регулирования напряжения. Регулирование осуществляется либо при отключённом от сети трансформаторе переключателями без возбуждения (ПБВ) путём подсоединения к различным отпайкам обмотки, либо регулированием под нагрузкой (РПН), которое осуществляется при помощи специальной аппаратуры, состоящей из переключателя (избирателя отпаек), контактора, приводного механизма и других элементов (для отсоединения и присоединения выбранной отпайки при номинальном токе обмотки).

Устройство для регулирования напряжения представляет собой самостоятельный конструктивный узел, устанавливаемый на трансформаторе. Для присоединения обмоток к сети служат вводы, состоящие из токоведущей части, фарфоровой оболочки и опорного фланца. Вводы устанавливаются на крышке или стенке бака. При этом нижняя их часть находится внутри бака трансформатора в масле, а верхняя - вне бака в воздухе.

Активная часть с отводами и переключающим устройством помещается в бак, служащий резервуаром для трансформаторного масла. Крышку бака используют для установки вводов, крепления расширителя, термометров, переключающего устройства (ПБВ) и других конструктивных деталей. Расширитель служит для компенсации колебаний уровня масла при всех возможных в эксплуатации колебаниях температуры и предохраняет масло в баке от непосредственного соприкосновения с окружающим воздухом.

На стенке бака укрепляют охлаждающие устройства трансформатора - радиаторы или охладители, контакторы устройства регулирования напряжения под нагрузкой и т.п. В некоторых конструкциях радиаторы устанавливают на отдельном фундаменте рядом с трансформатором.

В современных силовых трансформаторах КПД достигает 0,98-0,995.



## 8.5. Изоляция в трансформаторах

Изоляция в трансформаторах определяет срок его службы. Она обеспечивается правильным выбором соответствующих изоляционных промежутков, которые могут выполнять в трансформаторе роль охлаждающих каналов.

Изоляция в трансформаторах должна без повреждений выдерживать электрические, тепловые, механические и другие воздействия, которым она подвергается в процессе эксплуатации.

Трансформатор постоянно находится в процессе эксплуатации во включённом состоянии, и на его изоляцию длительно воздействует электрическое поле, соответствующее номинальному рабочему напряжению. Это воздействие изоляция должна выдерживать неограниченно длительное время.

При работе трансформатора в энергосистеме возможны кратковременные повышения напряжения (перенапряжения), возникающие вследствие нормальных коммутационных процессов в сети (включение и отключение больших мощностей) или процессов аварийного характера, а также импульсные волны перенапряжения, возникающие из-за грозových атмосферных разрядов.

Обмотки трансформатора и все его токоведущие части при работе нагреваются. Воздействие высоких температур приводит к старению изоляции, вследствие чего она теряет эластичность, становится хрупкой, снижается ее электрическая прочность. В правильно спроектированном трансформаторе и при правильной эксплуатации изоляция может служить 20-25 лет и более. Теплостойкость изоляции, позволяющая обеспечить безаварийную работу трансформатора, достигается применением изоляционных материалов соответствующего класса, а также конструкцией обмоток и деталей изоляции, обеспечивающей их нормальное охлаждение.

В результате контакта изоляции со средой, охлаждающей обмотку (трансформаторным маслом или другим наполнителем), возможны неблагоприятные воздействия на неё, особенно при наличии в изоляции посторонних примесей, в частности влаги. Поэтому одной из важнейших технологических операций обработки изоляции является вакуумная сушка трансформатора после окончания сборки перед заливкой трансформатора маслом, а также защита от увлажнения при эксплуатации.

Уровень перенапряжения на зажимах обмоток трансформатора определяется степенью электрической защиты,



осуществляемой разрядниками (или другими видами защиты), а также тем, заземлена или изолирована нейтраль электрической сети, в которой работает трансформатор.

## 8.6. Тенденции развития трансформаторостроения

В электрических сетях России эксплуатируются трансформаторы напряжением от 6 до 1150 кВ и номинальной мощностью от 5 кВ · А до 1200 МВ · А; общая мощность установленных силовых трансформаторов к 2010 г. составила более 570 ГВ · А. Основная часть силовых трансформаторов имеет маслобумажную изоляцию с естественной или направленной циркуляцией масла. В пожароопасных зонах используются трансформаторы с сухой (полимерной) изоляцией и воздушным охлаждением, а также с элегазовой изоляцией. В последнее время разработаны трансформаторы с обмотками кабельного типа, имеющие полиэтиленовую изоляцию. Большие мощности и сверхвысокие напряжения обмоток трансформаторов вызывают значительные напряжённости электрического и магнитного полей, а также значительные механические воздействия при коротких замыканиях в сети. Поэтому при эксплуатации трансформаторного оборудования необходимыми являются жёсткий контроль теплового режима работы (для предупреждения износа изоляции вследствие старения при повышенных нагревах), периодическая подпрессовка обмоток, тщательная защита масла от увлажнения.

Направления совершенствования силовых трансформаторов характеризуются изменением ряда технических показателей и совершенствованием элементов конструкции.

Одна из существенных задач - уменьшение потерь энергии в трансформаторах, т.е. потерь холостого хода и короткого замыкания.

Уменьшение потерь холостого хода (магнитных потерь) может быть достигнуто при использовании холоднокатаной электротехнической стали с содержанием кремния 3 % и выше, имеющей изотропию магнитных свойств (т.е. одинаковые свойства независимо от направления проката) и сниженные удельные потери при толщине листа 0,23; 0,18 и 0,15 мм.

Сокращение расхода изоляционных материалов, трансформаторного масла, массы обмоток и металла, используемого на изготовление баков и систем охлаждения трансформаторов, может быть достигнуто уменьшением



## Начала энергетики

изоляционных расстояний на основе новых технологий и применения новых средств защиты от перенапряжений. Значительный эффект для экономии конструктивных материалов даёт применение форсированного охлаждения с направленной циркуляцией масла в каналах обмоток и эффективных охладителях.

Для обеспечения экономичной работы сетей и надлежащего качества энергии, отпускаемой потребителям, т.е. для поддержания постоянства напряжения, возникает необходимость в расширении выпуска трансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН).

Разработанные методы исследования поля рассеяния трансформаторов и создание точных методов анализа распределения поля рассеяния и вызываемых ими электродинамических сил, действующих на обмотки при коротком замыкании, позволяют обеспечить электродинамическую стойкость и надёжность силовых трансформаторов мощностью 250 - 1000 МВ · А и более.

Исследование поля рассеяния трансформаторов имеет целью также обеспечить определённую организацию и локализацию этого поля за счёт рационального размещения обмоток и применения магнитных экранов, что позволяет существенно уменьшить добавочные потери в обмотках и конструктивных деталях трансформатора - стенках бака, прессованных деталях обмоток и остова.



## КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Назначение трансформаторов и автотрансформаторов. КПД (авто) трансформаторов.
2. Устройство силовых трансформаторов.
3. Принцип действия основные элементы трансформаторов.
4. Мировые тенденции в трансформаторостроении.
5. Коэффициент трансформации трансформаторов. Регулирование напряжения в сетях. Что такое ПБВ и РПН?
6. Соединение обмоток трёхфазных трансформаторов. Фазные и линейные напряжения и токи трёхфазной сети.
7. Изоляция обмоток трансформаторов.
8. Режимы нейтрали в энергосистемах. Режим нейтрали в сети 380/220 В.
9. Повторное заземление и зануление.
10. Из каких материалов изготавливают магнитопроводы генераторов и трансформаторов? Конструкции магнитопроводов. Характеристики материалов.
11. Из каких материалов изготавливают обмотки генераторов и трансформаторов.



## 9. КОММУТАЦИОННЫЕ, ЗАЩИТНЫЕ И ТОКОГРАНИЧИВАЮЩИЕ АППАРАТЫ

### 9.1. Назначение коммутационных аппаратов, их классификация

По функциональному назначению электрические аппараты высокого напряжения (АВН) подразделяются на следующие виды:

- коммутационные аппараты (выключатели, разъединители, короткозамыкатели, отделители);
- защитные и ограничивающие аппараты (предохранители, токоограничивающие реакторы, разрядники, нелинейные ограничители перенапряжений);
- комплектные распределительные устройства (КРУ).

Коммутационные аппараты используются для формирования необходимых схем передачи энергии от её источника (электростанции) к *потребителю*.

Выключатели предназначены для оперативной и аварийной коммутации в энергосистемах, т.е. выполнения операций включения и отключения отдельных цепей при ручном или автоматическом управлении. Во включённом состоянии выключатели должны беспрепятственно пропускать токи нагрузки. Характер режима работы этих аппаратов несколько необычен: нормальным для них считается как включённое состояние, когда они обтекаются током нагрузки, так и отключённое, при котором они обеспечивают необходимую электрическую изоляцию между разомкнутыми участками цепи. Коммутация цепи, осуществляемая при переключении выключателя из одного положения в другое, производится нерегулярно, время от времени, а выполнение им специфических требований по отключению возникающего в цепи короткого замыкания чрезвычайно редко. Выключатели должны надёжно выполнять свои функции в течение срока службы (25 лет), находясь в любом из указанных состояний, и одновременно быть всегда готовыми к мгновенному эффективному выполнению любых коммутационных операций, часто после длительного пребывания в неподвижном состоянии. Отсюда следует, что они должны иметь очень высокий коэффициент готовности: при малой продолжительности процессов коммутации (несколько минут в год) должна быть обеспечена постоянная готовность к осуществлению коммутаций.

Важным элементом выключателя является привод -





## Начала энергетики

устройство, предназначенное для отключения выключателя. Выключатели в зависимости от их типа и исполнения оснащаются электромагнитными, пружинными или пневматическими приводами.

Разъединители применяются для коммутации обесточенных при помощи выключателей участков токоведущих систем, а также для отделения на время ревизии или ремонта силового электротехнического оборудования и создания безопасных условий от смежных частей линии, находящихся под напряжением. Разъединители способны размыкать электрическую цепь только при отсутствии в ней тока или при весьма малом токе. В отличие от выключателей разъединители в отключённом состоянии образуют видимый разрыв цепи. После отключения разъединителей с обеих сторон объекта, например выключателя или трансформатора, они должны заземляться с обеих сторон либо при помощи переносных заземлителей, либо специальных заземляющих ножей, встраиваемых в конструкцию разъединителя.

Отделитель служит для отключения обесточенной цепи высокого напряжения за малое время (не более 0,1 с). Он подобен разъединителю, но снабжён быстродействующим приводом.

Короткозамыкатель служит для создания искусственного короткого замыкания (КЗ) в цепи высокого напряжения. Конструкция его подобна конструкции заземляющего устройства разъединителя, но снабжённого быстродействующим приводом.

Короткозамыкатели и отделители устанавливаются на стороне высшего напряжения подстанции малоответственных потребителей, когда в целях экономии площади и стоимости подстанции выключатели предусмотрены только на стороне низшего напряжения.

Ограничивающие аппараты подразделяются на аппараты ограничения тока и напряжения.

К токоограничивающим аппаратам относятся предохранители и реакторы высокого напряжения. Плавкие предохранители предназначены для защиты силовых трансформаторов и измерительных трансформаторов напряжения, воздушных и кабельных линий, конденсаторов.

Токоограничивающие реакторы представляют собой катушку индуктивности без стали и служат для ограничения тока короткого замыкания (КЗ) и поддержания напряжения на сборных шинах подстанции. Применение их позволяет существенно снизить требования к выключателям по электродинамической, термической стойкости и отключающей способности в сетях с реак-



## Начала энергетики

торами по сравнению с аналогичными сетями, не защищёнными реакторами.

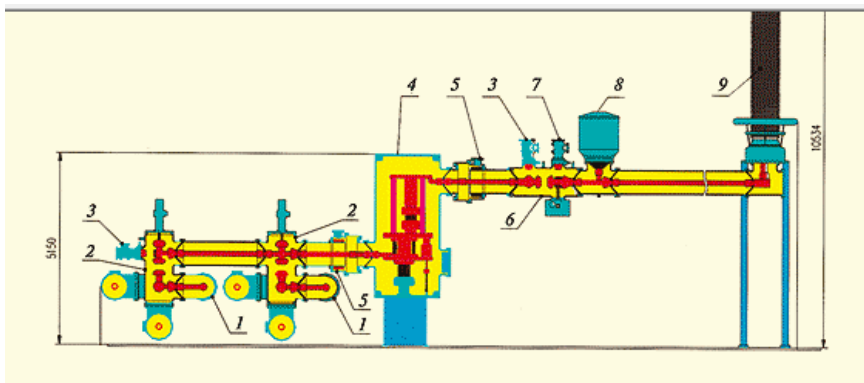
В качестве ограничителей грозовых и внутренних перенапряжений используются разрядники и ограничители перенапряжения. Они должны быть установлены вблизи силовых повышающих трансформаторов и вводов воздушных линий в подстанцию. Они позволяют снизить требования к прочности электрической изоляции аппаратов и оборудования подстанции, уменьшить габаритные размеры электрической установки и значительно снизить её стоимость.

Комплектные распределительные устройства (КРУ) состояются из полностью или частично закрытых шкафов или блоков со встроенными в них АВН, устройствами защиты, автоматики, контрольно-измерительной аппаратуры и поставляемых в собранном на заводе или полностью подготовленном для сборки виде. Различают распределительные устройства внутренней и наружной установки. Комплектные распределительные устройства становятся наиболее распространённым типом распределительных устройств (РУ). В последнее время начали широко применяться герметизированные РУ (ГРУ), в которых все токоведущие элементы и весь комплекс аппаратуры (выключатели, разъединители) расположены внутри герметичной оболочки, заполненной сжатым газом (элегазом). Наиболее эффективно ГРУ будут применяться в крупных городах, что даст значительную экономию городских площадей и повысит надёжность энергосистем.

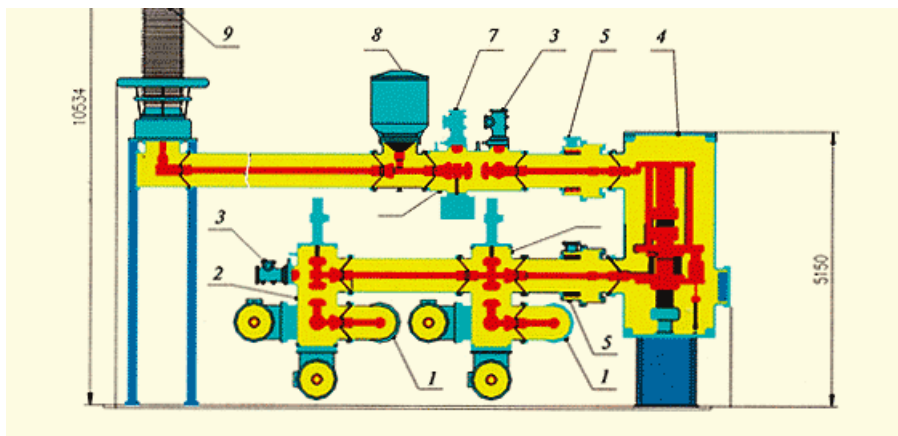
Комплектная элегазовая ячейка РУ (КРУЭ), собираемая блоками в заводских условиях по выбранной схеме из стандартных элементов, показана на рис. 9.1.



Начала энергетики



а)



б)

1-шины, 2-шинный разъединитель, 3-заземлитель, 4- полюс выключателя, 5-трансформатор тока, 6-линейный разъединитель, 7-быстродействующий выключатель, 8- трансформатор напряжения, 9-ввод воздух – элегаз

**Рисунок 9.1. КРУЭ – 500 кВ: вид спереди (а), вид слева (б)**



## 9.2. Условия работы аппаратов высокого напряжения

Аппараты высокого напряжения могут устанавливаться как внутри помещения, так и на открытых распределительных устройствах (ОРУ). Условия работы при этом значительно различаются, и это находит отражение в их конструктивных особенностях. Во время эксплуатации аппараты ОРУ подвергаются воздействию окружающей среды. Эти воздействия особенно вредно сказываются на состоянии изоляции аппаратов. Поэтому все аппараты ОРУ рассчитываются на воздействие гололёда, ветра и загрязнений.

Загрязнения и увлажнения изоляции АВН требуют соответствующего изготовления поверхности изоляторов. Поскольку условия загрязнения на разных ОРУ существенно зависят от конкретных климатических условий (близость водных бассейнов, пустынных зон), наличия вредных выбросов производств в атмосферу, то они значительно различаются.

Аппараты внешней установки оказываются под воздействием коммутационных перенапряжений, зависящих от вида коммутации, типа выключателя, параметров электрической сети и грозовых импульсов, возникающих при воздействии грозовых разрядов на электрическую сеть.

Природа происхождения перенапряжений определяет специфическую форму импульса перенапряжений. Так, грозовой импульс имеет обозначение 1,2/50 мкс, что означает крутизну фронта импульса  $1,2 \pm 0,3$  мкс при общей длительности  $50 \pm 10$  мкс. Коммутационные перенапряжения имитируются аperiodическим импульсом с длительностью фронта  $t_{\phi} = 250 \pm 50$  мкс и длительностью полуспада  $t_{ncn} = 2500 \pm 1500$  мкс.

В процессе эксплуатации при возникновении короткого замыкания все токоведущие элементы сети испытывают мощное термическое и электродинамическое воздействие токов КЗ, превосходящих номинальные токи в десятки раз. При протекании токов КЗ температура токоведущих элементов, повышаясь, не должна превышать нормированных предельных допустимых значений для неизолированных шинопроводов, например для медных 300°C, для алюминиевых 200°C.

Токи КЗ вызывают появление значительных электродинамических усилий, воздействующих на шинопроводы и их несущие механические конструкции (в частности, опорные



изоляторы). Кроме того, контактные системы всех коммутирующих аппаратов должны выдерживать эти нагрузки без сваривания или самопроизвольного размыкания контактов. Электродинамические усилия рассчитываются по наибольшему мгновенному значению (ударного) тока трёхфазного КЗ  $i_{уд}$  с учётом фазового сдвига между токами.

### 9.3. Основные параметры выключателей высокого напряжения

Среди основных параметров выключателей высокого напряжения следует выделить группу номинальных параметров, присущих всем типам выключателей и определяющих условия их работы.

К основным номинальным параметрам выключателей в соответствии с рекомендациями Международной электротехнической комиссии (МЭК) относятся: номинальное напряжение  $U_{ном}$ ; наибольшее рабочее напряжение  $U_{н.р}$ ; номинальный уровень изоляции в киловольтах; номинальная частота  $f_{ном}$ ; номинальный ток  $I_{ном}$ ; номинальный ток отключения  $I_{0,ном}$ ; номинальный ток включения  $I_{в,ном}$ ; номинальное переходное восстанавливающееся напряжение (ПВН) при КЗ на выводах выключателя; номинальные параметры при неудалённых КЗ; номинальная длительность КЗ; номинальная последовательность операций (номинальные циклы); нормированные показатели надёжности и др.

Рассмотрим некоторые наиболее важные параметры. Номинальное напряжение  $U_{ном}$  (линейное) - это базисное напряжение из стандартизованного ряда напряжений, определяющее уровень изоляции сети и электрического оборудования. Действительные напряжения в различных точках системы могут отличаться от номинального, однако они не должны превышать наибольшие рабочие напряжения (номинальное напряжение по МЭК), установленные для продолжительной работы.

Номинальный уровень изоляции выключателя характеризуется значениями испытательных напряжений, воздействующих на основную изоляцию выключателя.

Номинальный ток - действующее значение



## Начала энергетики

наибольшего тока, допустимого по условиям нагрева токоведущих частей выключателя в продолжительном режиме.

Коммутационная отключающая способность выключателя характеризуется номинальным током отключения  $I_{0.ном}$ , который может отключить выключатель при наибольшем рабочем напряжении и нормированных условиях восстановления напряжения. Ток отключения характеризуется действующим значением его периодической составляющей  $I_{0.n}$ , отнесённой к моменту возникновения дуги (момент размыкания дугогасительных контактов) и называемой номинальным током отключения  $I_{0.ном}$ , а также нормированным процентным содержанием  $\beta_n$  аperiodической составляющей, равным отношению аperiodической составляющей  $i_a$  тока отключения к амплитуде периодической составляющей ( $\sqrt{2}I_{0.n} = \sqrt{2}I_{0.ном}$ ) того же тока в момент размыкания дугогасительных контактов. Ток отключения выключателя определяется суммой периодической и аperiodической составляющих.

Номинальный ток включения  $I_{в.ном}$  - наибольший ток, который выключатель может включить при наибольшем рабочем напряжении. При возникновении КЗ в цепи за время около 10 мс ток достигает своего максимального значения, называемого ударным током КЗ ( $i_{yд}$ ). Поэтому номинальный ток включения должен быть не менее ударного тока КЗ из условия возможности включения на существующее КЗ в цепи (в режиме автоматического повторного включения (АПВ)).

Номинальная длительность тока КЗ характеризуется способностью выключателя выдерживать во включённом положении без повреждений ток электродинамической стойкости (ударный ток)  $i_{yд} = 2,55 I_{0.ном}$  и ток термической стойкости

$I_m = I_{0.ном}$ . Время протекания тока  $I_m$  составляет 1 или 2 с для выключателей при  $U_{ном} \geq 330$  кВ и 1 или 3 с для выключателей при  $U_{ном} \geq 220$  кВ.

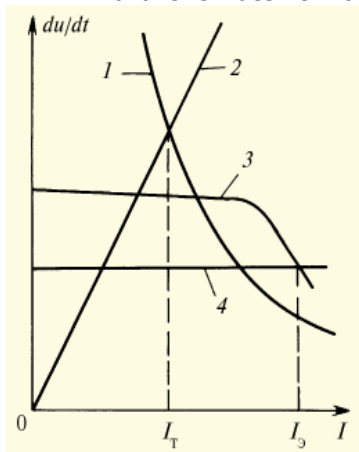
При отключении тока КЗ на выводах выключателя возникает переходный процесс, который при гашении дуги характеризуется переходным восстанавливающимся напряжением



## Начала энергетики

(ПВН), зависящим от собственных параметров отключаемой сети. Воздушные и элегазовые выключатели очень чувствительны к скорости нарастания ПВН ( $du/dt$ ), а масляные - к максимальному ПВН. Этим объясняется нормирование  $I_{0,ном}$ .

Отключающая способность выключателя может быть охарактеризована зависимостью допустимой скорости восстановления напряжения ( $du/dt$ ) от тока отключения (кривая 1 на рис. 9.2). Точки пересечения кривой 1 и прямой 2, описывающей зависимость скорости нарастания ПВН на контактах выключателя при отключении неудалённого КЗ от тока отключения, определяют предельный ток  $I_T$ , который может быть отключён воздушным выключателем без теплового пробоя.



**Рисунок 9.2. Предельные режимы работы выключателя**

При успешном преодолении первого пика напряжения (тепловой пробой не произошёл) возможен пробой на максимальном напряжении. Для каждого типа выключателя может быть определено предельно допустимое максимальное ПВН, зависящее от отключаемого тока - кривая 3. Кривая 4 показывает максимальное ПВН сети, которое не зависит от коммутации. Точка их пересечения указывает предельное значение тока отключения выключателя  $I_0$ , вызывающее возможный электрический пробой.

Выключатель не должен отказывать как при максимальных значениях ПВН при КЗ на контактах выключателя, так и при



## Начала энергетики

воздействии ПВН с высокой начальной скоростью роста при удалённых КЗ. Зависимости  $\mathcal{J}$ ,  $\mathcal{4}$ , характеризующие режим возможного электрического пробоя, определяют предельный ток  $I_{\mathcal{B}}$ , который больше, чем предельный ток при возможном тепловом пробое  $I_{\mathcal{T}}$ . Область применения выключателя ограничена по току значением  $I_{\mathcal{T}}$ , а по напряжению - кривой (кривая  $\mathcal{J}$ ) возможного электрического пробоя.

В большинстве случаев (согласно статистике до 80 %) причина, вызывающая КЗ, самоликвидируется в результате кратковременного отключения напряжения, не превышающего 0,3 с, необходимого для деионизации участка существования открытой дуги КЗ, и появляется возможность повторного включения напряжения системы. Отсюда вытекает определённая последовательность операций, выполняемых выключателем, связанных с отключением КЗ и последующим автоматическим повторным включением (АПВ) этого участка сети.

При размыкании контактов высоковольтного выключателя возникает электрическая дуга, представляющая собой низкотемпературную плазму; в центре столба дуги температура доходит до 25000-50000° К. Когда кривая переменного тока проходит через нулевое значение, дуга гаснет, однако она может снова восстановиться, если электрическая прочность промежутка между контактами окажется меньше восстанавливающегося напряжения. Контакты выключателя в процессе отключения непрерывно расходятся, поэтому при каждом последующем прохождении тока через нулевое значение электрическая прочность промежутка между контактами оказывается всё больше и наконец создаются условия для окончательного гашения дуги. Дуга в современных выключателях может гореть 1-3 полупериода промышленной частоты. Гашение дуги постоянного тока значительно сложнее из-за отсутствия переходов кривой тока через нулевое значение.

Для повышения коммутационной способности выключателя оснащаются дугогасительными камерами различного исполнения.

Высоковольтные выключатели по способу гашения дуги делятся на: воздушные, элегазовые, масляные, вакуумные и электромагнитные.





## 9.4. Воздушные выключатели

Широкое применение воздушных выключателей в энергосистемах обуславливается их высокими техническими характеристиками. Конструктивно воздушные выключатели хорошо приспособлены для различных условий работы современных распределительных устройств высокого напряжения при внутренней и наружной установке. Недостаточно высокая электрическая прочность воздуха ( $E = 20$  кВ/см) не позволяет получать модули с напряжением 350 - 500 кВ, что и приводит в последнее время к интенсивному развитию выключателей с использованием другой дугогасящей среды - элегаза.

Достоинства воздушных выключателей: высокая отключающая способность; пожаробезопасность; высокое быстродействие; способность коммутации токов КЗ с большим процентом апериодической составляющей (вплоть до коммутации цепей постоянного тока).

Недостатки воздушных выключателей: наличие дорогостоящего постоянно действующего компрессорного оборудования; высокая чувствительность к скорости восстанавливающегося напряжения при неудалённом КЗ; возможность «среза» тока при отключении малых индуктивных токов (отключение ненагруженных силовых трансформаторов).

Принцип действия дугогасительных устройств (ДУ) воздушных выключателей. Сжатый воздух является эффективной средой, обеспечивающей надёжное гашение электрической дуги. Это достигается интенсивным воздействием с максимально возможными скоростями потока воздуха на дуговой канал. В ДУ воздушных выключателей гашение электрической дуги происходит в дутьевых каналах (соплах), которые конструктивно в совокупности с оконечной частью контактов дугогасителя образуют дутьевую систему. Столб дуги, образовавшейся на размыкающихся контактах, под действием воздушного потока растягивается и быстро перемещается в сопла, где происходит ее гашение.

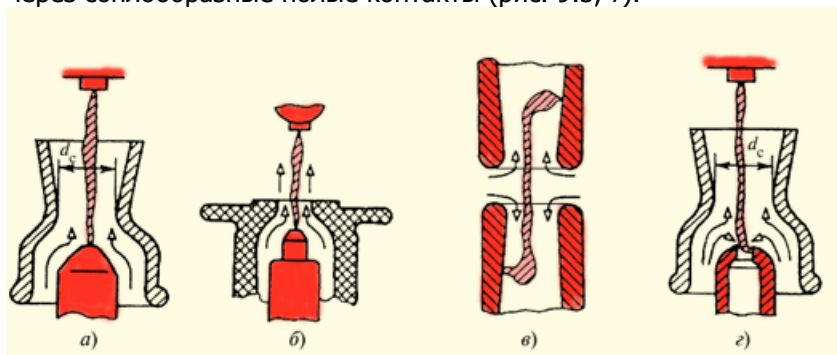
В зависимости от формы и взаимного расположения контактов и сопел гашение дуги в таких устройствах может происходить при:

- одностороннем (продольном) дутье через металлическое сопло (рис. 9.3, а);
- одностороннем (продольном) дутье через изоляционное сопло (рис. 9.3, б);
- двустороннем симметричном (продольном)



дутье через соплообразные полые контакты (рис. 9.3, в);

- двустороннем асимметричном (продольном) дутье через соплообразные полые контакты (рис. 9.3, г).



**Рисунок 9.3. Продольное воздушное дутьё**

Наилучшие показатели имеют выключатели с дугогасительными системами, использующими двустороннее асимметричное дутье.

В механизме гашения электрической дуги имеют место как электрические процессы в столбе дуги, так и газотермодинамические процессы истечения газовой струи.

Своеобразие истечения газа из дугогасительного устройства заключается в том, что поток газа встречает на своём пути мощный источник теплоты, каким является дуга и который тормозит воздушный поток, т.е. уменьшается расход воздуха, протекающего через сопло с дугой. Это явление, называемое «термодинамический эффект», может приводить к полной закупорке сопла электрической дугой, что вызывает разрушение дугогасительной системы. Таким образом, размер (диаметр сопла  $d_c$  на рис. 9.3, а, г) дутьевой системы определяет максимально возможный ток отключения выключателя.

Высокая эффективность охлаждения канала столба дуги аксиальным потоком газа объясняется возникновением интенсивной турбулентной конвекции на границе двух потоков. Увеличение сопротивления дугового промежутка, определяющего электрическую прочность в воздушных выключателях, в большой степени зависит от отключаемого тока.

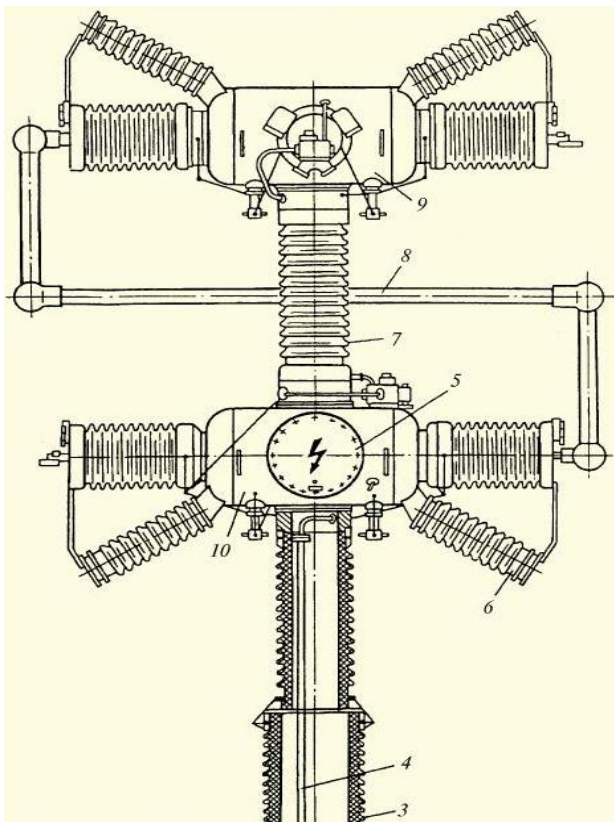
Конструкция воздушных выключателей. Отличительной особенностью современных выключателей высокого напряжения является модульный принцип построения. Это обеспечивает



## Начала энергетики

возможность применения однотипных элементов (модулей) для создания выключателей на напряжения 110 - 1150 кВ. Широко распространены воздушные выключатели с металлическими дугогасительными камерами, заполненными сжатым воздухом. В целях увеличения отключающей способности повышают давление сжатого воздуха до 6-8,5 МПа (60-85 ат).

На рис. 9.4 представлен общий вид выключателя ВВБ-220-12 с номинальным напряжением  $U_{ном} = 220$  кВ, номинальным током отключения  $I_{0,ном} = 31,5$  кА, номинальным током  $I_{ном} = 2000$  А.



**Рисунок 9.4. Разрез выключателя ВВБ-220-12**

Выключатель установлен на раме 1, к которой крепятся шкаф управления 2 и опорный изолятор 3 с двумя



## Начала энергетики

металлическими дугогасительными камерами 9, 10, разведёнными промежуточным опорным изолятором 7. Внутри дугогасительная камера содержит два главных контакта, соединённых единой траверсой, и два вспомогательных контакта. Каждый из главных контактов зашунтирован резистором сопротивлением 100 Ом, служащим для облегчения гашения дуги в главных контактах, выравнивания напряжения между разрывами в процессе отключения и снижения скорости восстановления напряжения. Для тех же целей используются и шунтирующие конденсаторы 6. Вспомогательные контакты отключают ток, протекающий через шунтирующие резисторы. Внутри фарфорового опорного изолятора и в промежуточном изоляторе проходят два воздухопровода из стеклопластика 4. Один служит для постоянной подачи сжатого воздуха в дугогасительные камеры, второй - для импульсной подачи сжатого воздуха в систему управления. Камеры снабжены люками 5, предназначенными для проведения ревизии и ремонта контактной и дугогасительной систем. Дугогасительные камеры 9, 10 включены последовательно токоведущей перемычкой 8.

Внутренние полости имеют незначительный перепад давления по отношению к окружающей среде  $(6-12) \cdot 10^3$  Па. Этим достигается необходимая диэлектрическая прочность по внутренней поверхности фарфоровых элементов, не имеющих прочного глазурованного покрытия. Поэтому все воздушные выключатели должны иметь соответствующее компрессорное хозяйство, обеспечивающее непрерывный расход воздуха (до 1500 л/ч) на вентиляцию.

На рис. 9.5 показаны воздушные выключатели на напряжение 330 кВ.



## Начала энергетики



**Рисунок 9.5. Воздушные выключатели на напряже-  
ние 330 кВ**



## 9.5. Элегазовые выключатели

Физико-химические свойства элегаза. Шестифтористая сера  $SF_6$  - элегаз, относится к «электроотрицательным» газам, получившим такое название из-за способности их молекул захватывать свободные электроны, превращаясь в тяжёлые и малоподвижные отрицательно заряженные ионы. Элегаз при нормальной температуре ( $20^\circ C$ ) и давлении 0,1 МПа представляет собой газ без цвета и запаха. Плотность его почти в 5 раз выше плотности воздуха. Элегаз обладает низкой теплоёмкостью в канале столба дуги и повышенной теплопроводностью горячих газов, окружающих столб дуги (2000 К). Это характеризует элегаз как среду, обладающую высокими теплопроводящими свойствами. Под влиянием электрической дуги или коронного разряда происходит разложение элегаза с образованием химически активных соединений. Однако степень разложения элегаза под воздействием электрической дуги в дугогасительной камере низка из-за того, что большое количество разложившегося газа немедленно восстанавливается в элегазе.

Дугогасительные устройства. В элегазовых выключателях гашение дуги происходит так же, как и в воздушных выключателях при интенсивном охлаждении дуги потоком газа. Дугогасительная способность элегаза в 4 - 4,5 раза выше, чем воздуха при сопоставимых условиях. Это преимущество объясняется различиями теплофизических свойств элегаза и воздуха. Канал столба дуги в элегазе обладает меньшим теплосодержанием по сравнению с воздухом и высокой способностью элегаза захватывать свободные электроны.

В результате количество носителей тока - свободных электронов - в столбе дуги вследствие этого уменьшается, баланс их может стать отрицательным и дуга гаснет. Явление захвата электронов особенно благоприятно сказывается после перехода тока через нуль, вследствие чего элегазовые выключатели малочувствительны к частоте восстанавливающегося напряжения.

В элегазовых дугогасительных устройствах в отличие от воздушных при гашении дуги истечение газа через сопло происходит не в атмосферу, а в замкнутый объём камеры, заполненный элегазом при небольшом избыточном давлении.

Интенсивное газодинамическое воздействие потока элегаза на столб электрической дуги является наиболее эффективным способом гашения дуги. Поэтому оно используется в большинстве современных конструкций элегазовых выключателей. Гашение

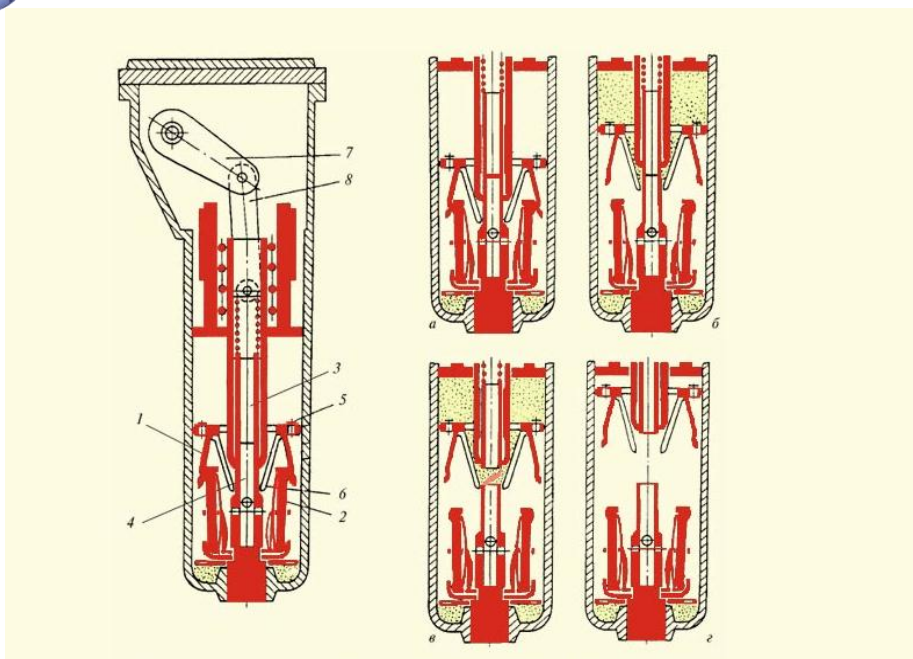


дуги происходит в соплах потоком элегаза высокого давления (0,5 - 0,6 МПа) как при одностороннем, так и при двустороннем несимметричном газовом дутье.

Фирма *Merlin Gerin* выпускает элегазовый выключатель *Fluarc FB4* на напряжение  $U_{ном} = (7,2 - 36)$  кВ, номинальный ток отключения  $I_{о,ном} = 25$  кА, номинальный ток  $I_{ном} = (630 - 1250)$  А. Давление внутри корпуса 1,5 МПа, время гашения дуги 15 мс, полное время отключения 60 - 80 мс, срок службы - 20 лет. На рис. 9.6 представлены полюс автокомпрессионного выключателя и положение механизма, соответствующее различным этапам отключения.

Положение *а* соответствует нормальному включённому состоянию. Ток протекает по главным контактам *1, 2*, дугогасительные контакты *3, 4* замкнуты. Ввиду того что они изготовлены из дугостойкой металлокерамики (*CuW*), токоведущий контур обладает большим сопротивлением. Поэтому через дугогасящие контакты, как правило, проходит ток не более 15—20 %  $I_{ном}$ .

Положение *б* соответствует началу процесса отключения. Подвижный поршень *5* совместно с подвижным главным контактом *1* и соплом *б* перемещается под воздействием приводных рычагов *7, 8*. Этим создаётся избыточное давление в полости над поршнем по сравнению с объёмом под поршнем. Ток из главных контактов *1, 2* перебрасывается в дугогасительную цепь контактов *3, 4*.



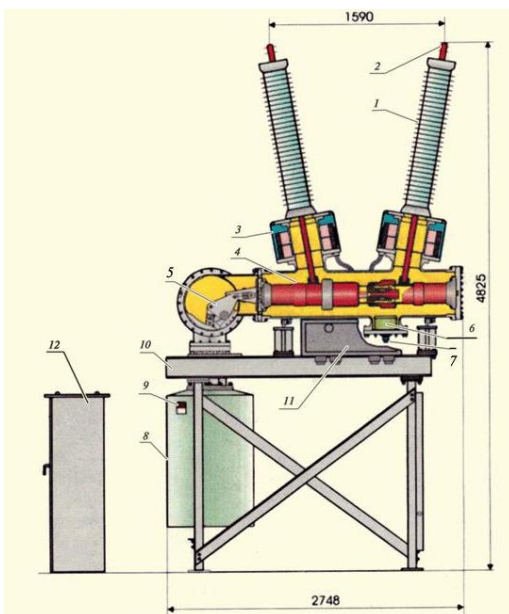
**Рисунок 9.6. Полюс автокомпрессионного выключателя и положение механизма, соответствующее различным этапам отключения**

При дальнейшем перемещении поршня (положение *в*) происходит размыкание контактов *3, 4* с одновременным возникновением дутья через внутренние полости контактов *3, 4* - двустороннее симметричное дутье. При этом выделяющаяся энергия дуги разогревает элегаз, что приводит к повышению перепада давления и усилению интенсивности истечения газовой струи.

После гашения дуги при дальнейшем перемещении поршня (положение *г*) продолжается вентиляция межконтактного промежутка, обеспечивающая необходимую электрическую прочность.

На рис. 9.7 показан разрез отечественного выключателя на номинальное напряжение 110 кВ и номинальный ток отключения 40 кА серии элегазовых баковых выключателей ВГБ.





**Рисунок 9.7. Разрез отечественного элегазового бакового выключателя ВГБ (номинальное напряжение 110 кВ и номинальный ток отключения 40 кА)**

## 9.6. Масляные выключатели

Принцип действия дугогасительных устройств. В дугогасительных устройствах традиционных масляных выключателей гашение дуги осуществляется путём эффективного её охлаждения в потоке газопаровой смеси, вырабатываемой дугой в результате разложения и испарения масла. В зависимости от назначения масла можно выделить две основные группы масляных выключателей:

- баковые (многообъёмные) масляные выключатели, в которых масло используется для гашения и изоляции токоведущих частей от заземлённого бака;
- маломасляные (малообъёмные) масляные выключатели, в которых масло используется только для гашения дуги и изоляции между разомкнутыми контактами одного полюса.

В состав газопаровой смеси, возникающей в результате разложения масла под действием дуги, входит до 70 % водорода



$H_2$ , обладающего по сравнению с воздухом в 8 раз более высокой теплопроводностью, но меньшей предельной электрической прочностью. Поток газопаровой смеси в зоне горения дуги обладает высокой температурой 800 - 2500 К.

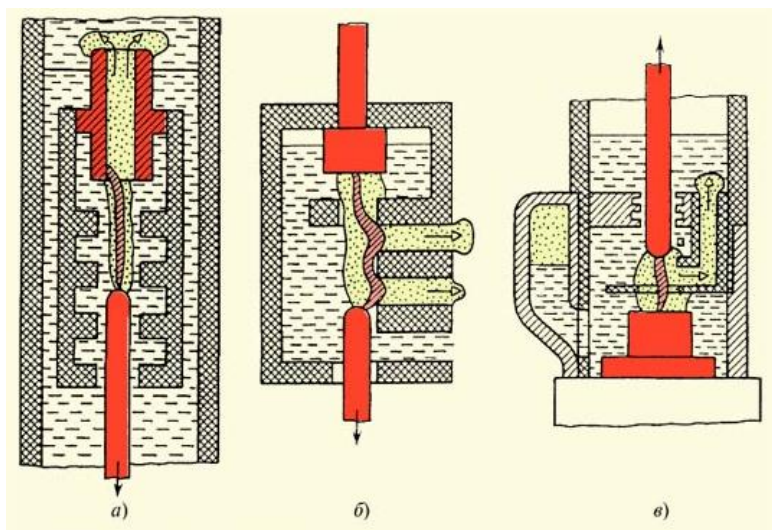
Механизм охлаждения столба дуги при больших (обычно выше 100 А) и малых значениях тока дуги различен. При больших токах охлаждение дуги происходит главным образом за счёт принудительной конвекции в потоке газопаровой смеси при большом давлении. С увеличением тока интенсивность конвективного охлаждения и давление в зоне гашения дуги увеличиваются.

При небольших токах конвекция и давление газа в зоне гашения дуги снижаются, условия охлаждения дуги ухудшаются, и время гашения дуги затягивается. Повышение давления в зоне гашения дуги в результате принудительной подачи масла может существенно улучшить условия гашения дуги при отключении небольших токов.

Основными условиями эффективного гашения дуги являются:

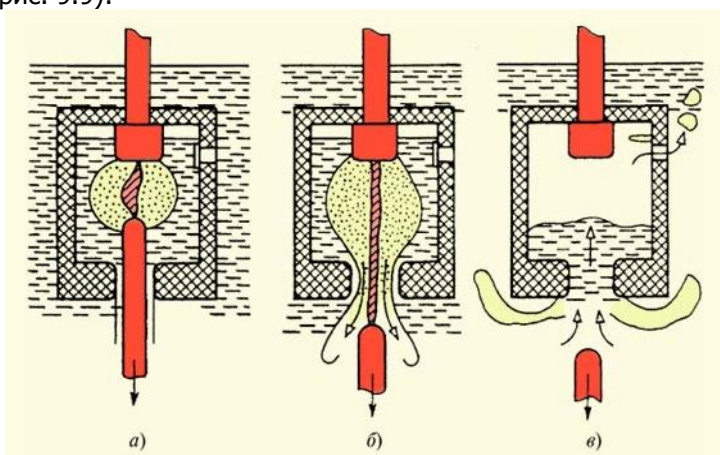
- интенсивное дутье газопаровой смеси в зоне дуги, особенно в момент перехода тока через нулевое значение;
- максимально возможное высокое давление газопаровой смеси в области дуги в конце полупериода тока.

Наиболее широкое применение получили ДУ с автоматическим дутьём благодаря своей эффективности и простоте конструкции. В зависимости от конструкции дугогасительных камер различают продольное дутье (рис. 9.8, *а*), когда поток газопаровой смеси направлен вдоль столба дуги, поперечное (рис. 9.8, *б*), когда поток направлен перпендикулярно или под некоторым углом к столбу дуги, и встречное (рис. 9.8, *в*), когда поток направлен противоположно по отношению к направлению движения подвижного контакта с дугой. Часто в дугогасительных устройствах используется их комбинация.



**Рисунок 9.8, Автодугъё дугогасительных камер масляных выключателей**

Гашение дуги может быть условно разбито на три основных этапа (рис. 9.9):



**Рисунок 9.9. Этапы гашения дуги в масляных выключателях**

- первый этап (рис. 9.9, а). После размыкания контактов ду-



## Начала энергетики

га горит в замкнутом, как правило, небольшом, пространстве, создавая за счёт разложения масла значительное давление. Это так называемый «режим замкнутого пузыря». В течение этого этапа в результате выделяющейся в дуге энергии в замкнутом объёме создаётся высокое давление (до 10 МПа), которое используется на следующем этапе гашения дуги;

- второй этап (рис. 9.9, б) наступает с момента начала истечения газопаровой смеси из области замкнутого объёма через рабочие каналы, открываемые при перемещении подвижного контакта за пределы предкамерного объёма. Этап характеризуется изменением давления газопаровой смеси в камере и рабочих каналах, куда затягивается дуга, а также интенсивного истечения газопаровой смеси и завершается процессами распада столба дуги и восстановления электрической прочности межконтактного промежутка;

- третий этап (рис. 9.9, в). Происходит удаление из камеры оставшихся после гашения дуги горячих газов, продуктов разложения масла и заполнение внутренней полости камеры свежим маслом. На этом этапе происходит подготовка камеры для последующего её включения и нового отключения. В масляных выключателях, предназначенных для работы в цикле АПВ, этот этап имеет очень большое значение.

Эффективность ДУ и ресурс масляных выключателей в значительной мере обуславливаются физико-химическими процессами, происходящими в зоне горения дуги. Образующиеся под влиянием дуги продукты разложения масла ( $H_2$ ,  $C$  и др.), ионизированный газ, пары материала контактов понижают отключающую способность ДУ и ограничивают коммутационный ресурс. Свободные частички углерода, образуя коллоидную взвесь, снижают электрическую прочность изоляционного промежутка и утяжеляют процесс включения на КЗ в режиме АПВ из-за преждевременного пробоя межконтактного промежутка. Продукты разложения масла и изоляционных материалов камеры ДУ влияют на состояние контактов, их структуру и переходное сопротивление. Время горения дуги возрастает по мере накопления продуктов разложения в масле. Всё это, естественно, требует постоянного контроля состояния качества масла и его уровня в ДУ. Коммутационный ресурс в большой степени зависит от тока  $I_{0.ном}$  выключателя и реальных токов отключения. Так, при  $I_{0.ном} = 20$  кА для маломасляного выключателя на



## Начала энергетики

напряжение 35 кВ количество отключений  $N \leq 10$ , а при токе  $I_{0.ном} = 10$  кА допустимое число отключений возрастает до  $N \leq 30$ . Вышеизложенные особенности требуют постоянного контроля технического состояния масляных выключателей.

Конструкции масляных выключателей. Масляные выключатели благодаря простоте конструкции явились первыми выключателями высокого напряжения. Но отмеченные выше технические сложности по их эксплуатации, а также повышенные взрыво- и пожароопасность, необходимость в сложном масляном хозяйстве привели к значительному вытеснению этих типов выключателей. В настоящее время эксплуатируются баковые выключатели на напряжение 220 и 110 кВ. Маломасляные выключатели можно разделить на две группы. Первая, более многочисленная, - с установкой ДУ в нижней части фазы и перемещением подвижного контакта на включение сверху вниз (рис. 9.8, *в*). Вторая - с перемещением подвижного контакта на включение снизу вверх и установкой ДУ в верхней части полюса. Выключатели второй группы более эффективны, так как в них повышаются отключаемые токи и улучшаются динамические процессы при отключении.

На рис. 9.11 представлена одна фаза (полюс) колонкового маломасляного выключателя ВК-10. Он выпускается на напряжение 10 кВ, номинальные токи 630, 1000 и 1600 А, номинальные токи отключения 20; 31,5 кА. Выключатели ВК-10 с пружинным приводом предназначены для работы в шкафах КРУ внутренней и наружной установки, а также в режиме АПВ.

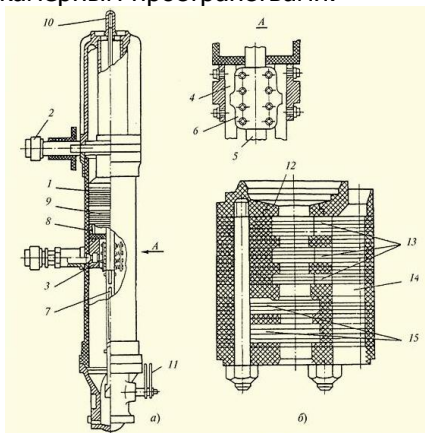
Три полюса выключателя устанавливаются на литое основание, в котором расположены рычаги механизма, связанные со встроенным пружинным приводом. Полюс выключателя (рис. 9.11, *а*) образован изоляционным цилиндром 1, внутри которого проходят токоведущие элементы, соединённые с верхним неподвижным розеточным контактом 2 и обоймой 3, присоединённой к направляющим стержням 4. Токоподвод к подвижному контакту 5 от направляющих стержней осуществляется роликовым устройством 6. Подвижный контакт 5 присоединен к рычагу механизма управления 11 посредством изоляционной тяги 7. На обойму 3 сверху устанавливается распорный цилиндр 8, а на него дугогасительное устройство 9. Маслоуказатели 10 поплавкового типа расположены наверху полюса.

На рис. 9.11, *б* представлена конструкция дугогасительной



## Начала энергетики

камеры комбинированного масляного дутья, состоящей из пакета изоляционных пластин разной конфигурации, стянутых шпильками. Верхняя перегородка имеет кольцо *12*, изготовленное из дугостойкого материала (фторопласта). Камера имеет центральное отверстие для прохода подвижного стержня. В верхней части камеры изоляционные пластины образуют три поперечные, расположенные одна под другой, дутьевые щели *13* для больших токов, связанные вертикальным каналом *14* с подкамерным и надкамерным пространствами.



**Рисунок 9.11. Полюс колонкового маломаляного выключателя ВК-10 (а) и его дугогасительная камера (б)**

В нижней части камеры имеются два глухих масляных кармана *15* для гашения малых токов. При гашении малых токов ввиду недостаточности давления газопаровой смеси, создаваемого в течение первого этапа, дуга не гаснет при движении стержня вдоль дутьевых щелей *13* и достигает глухих карманов *15*. В этом случае вследствие незначительности объёмов этих полостей масло, содержащееся в них, даже при незначительном токе отключения испаряется взрывообразно. Это приводит к попытке отрыва столба дуги за счёт импульсного повышения давления от токоведущего стержня, так как выброс газопаровой смеси будет происходить вверх в зону, свободную от контактной свечи. Конусная втулка, установленная в средней части камеры, служит для предотвращения чрезмерного разгона подвижного стержня под воздействием высокого давления, возникающего в камере при отключении токов КЗ.



В настоящее время масляные выключатели за рубежом практически не выпускаются, но в отечественных сетях ещё используются.

### 9.7. Электромагнитные выключатели

Несмотря на ограниченную область использования по напряжению (6 - 20 кВ) электромагнитные выключатели нашли широкое применение в КРУ, особенно в системах внутренних нужд на ТЭЦ и АЭС. Номинальные токи выключателей достигают 3150 А, а номинальные токи отключения - 40 кА. При этом в отличие от масляных или воздушных выключателей эксплуатационные расходы на них относительно невелики.

Принцип действия электромагнитного выключателя заключается в том, что при воздействии магнитного поля на дугу она удлиняется и направляется в дугогасительную камеру (рис. 9.11) узкощелевого типа, где, тесно взаимодействуя со стенками камеры (диаметр дуги значительно превосходит ширину щели), она охлаждается.

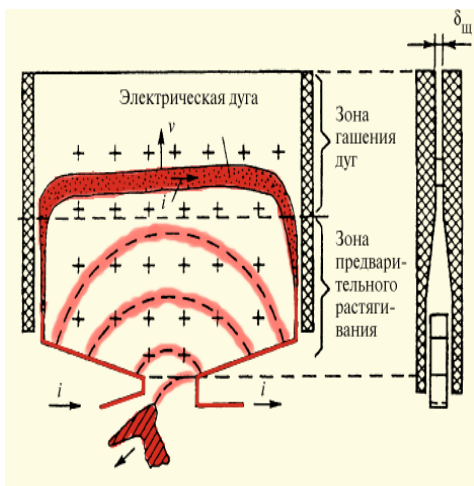


Рисунок 9.11. Процесс гашения дуги в щелевой камере электромагнитного выключателя

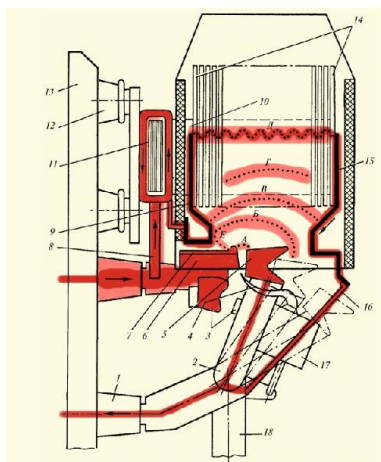


Рисунок 9.12. Дугогасительное устройство электромагнитного выключателя ВЭМ-6



## Начала энергетики

Условия гашения дуги в узкощелевом дугогасителе оказываются значительно легче, чем в других типах выключателей.

На рис. 9.12 представлено дугогасительное устройство электромагнитного выключателя ВЭМ-6 на напряжение  $U_{\text{ном}} = 6$  кВ, номинальный ток отключения  $I_{0.\text{ном}} = 38,5$  кА, номинальный ток  $I_{\text{ном}} = 1600$  А.

На стальной раме 13 при помощи изоляторов 12 укреплены гасительная камера 14 и катушка магнитного дутья 11 с магнитными полюсами 10, охватывающими камеру с боков (показаны штриховыми линиями). Подвижный контакт 2 вращается на опорном изоляторе 1 при помощи изоляционной тяги 18. Выключатель имеет главный 3 и дугогасительные 5, 6 контакты. В зависимости от назначения функции их различны: главный служит для проведения тока во включённом состоянии и имеет серебряные накладки для снижения переходного сопротивления; дугогасительный обеспечивает режим коммутации и армирован дугостойкой металлокерамикой 7.

При размыкании дугогасительных контактов 5, 6 возникающая между ними дуга под воздействием электродинамических сил перемещается вверх. По мере развития дуги на рисунке показаны различные этапы её промежуточного положения (А, Б, В, Г, Д, Е). Неподвижный контакт 6 отделён от дугогасительного рога 9 изоляционным промежутком, необходимым для того, чтобы катушка магнитного дутья 11 включалась посредством связи 8 лишь в момент перехода основания дуги на дугогасительный рог 9 (участок дуги Е шунтируется катушкой магнитного дутья 11). Пройдя этапы последовательного гашения дуги А – Е – Б – В – Г – Д в магнитном поле, образованном катушкой магнитного дутья, связью 16 и дугогасительным рогом 15, дуга приобретает очень большие линейные размеры (до 2 м), что приводит к необходимым условиям для её гашения.

Следует отметить, что при отключении небольших токов (десятки ампер) электродинамические силы на начальном этапе развития дуги недостаточны для её вхождения в ДУ. Для устранения этого недостатка имеется автопневматическое устройство 17. Поршень его связан с подвижным контактом 2, что приводит к выбросу струи сжатого воздуха по трубке 4 автопневматического устройства на контактную поверхность неподвижного дугогасительного контакта 6 и облегчает условия перехода дуги на дугогасительный рог 9.



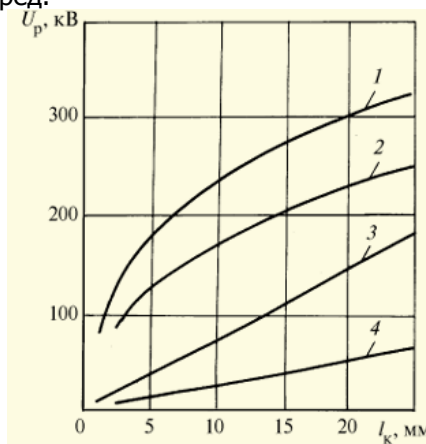


## 9.8. Вакуумные выключатели

В последние годы отмечается интенсивное использование вакуумных коммутаторов в области напряжений 6 - 35 кВ для создания вакуумных контакторов, выключателей нагрузки, вакуумных выключателей для КРУ. Это объясняется рядом бесспорных достоинств: высокое быстродействие, полная взрыво- и пожаробезопасность, экологическая чистота, широкий диапазон температуры (от +200 до -70°C), надёжность, минимальные эксплуатационные затраты, минимальные габаритные размеры, повышенная стойкость к ударным и вибрационным нагрузкам, высокая износостойкость при коммутации номинальных токов и токов нагрузки, произвольное рабочее положение вакуумного дугогасительного устройства.

Принцип использования вакуума для гашения дуги при высоких напряжениях известен достаточно давно. Но практическая реализация стала возможна лишь после появления технических возможностей - создания вакуумночистых сборок материалов и получения высокого вакуума до  $1,3 \cdot 10^{-2} - 10^{-5}$  Па.

На рис. 9.13 показана зависимость напряжений пробоя в однородном поле от расстояния между контактами для различных изоляционных сред.



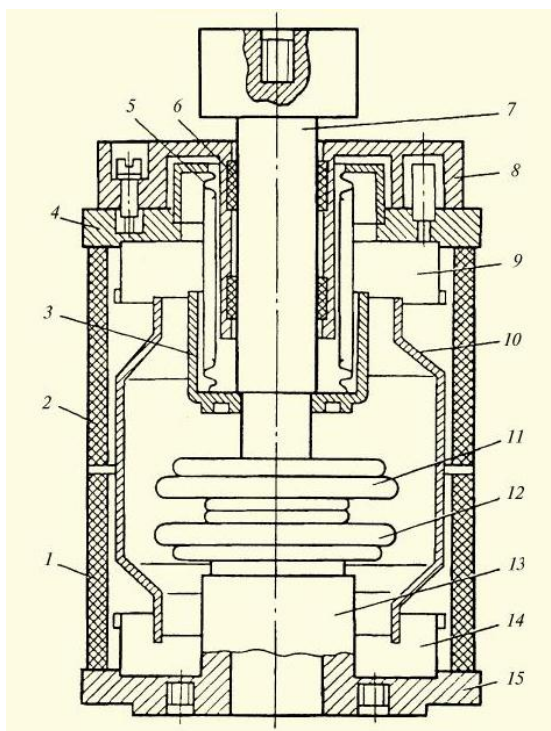
**Рисунок 9.13. Зависимость напряжений пробоя в однородном поле от расстояния между контактами для различных изоляционных сред (1 – вакуум, 2 – масло, 3 – элегаз, 4 – воздух)**



Условия существования и гашения дуги в вакууме имеют свои особенности. При расхождении контактов в вакуумной дугогасительной камере (ВДК) в последний момент между ними образуется жидкометаллический мостик, который затем разрушается. Происходит ионизация паров металла контактного мостика под воздействием приложенного напряжения сети, приводящая к образованию дуги. Таким образом, дуга в вакууме существует из-за ионизации паров контактного материала вначале за счёт материала контактного мостика, а затем в результате испарения материала электродов под воздействием энергии дуги. Поэтому, если поступление паров контактного материала будет недостаточно, вакуумная дуга должна погаснуть. При подходе тока к нулю тепловая энергия, выделяющаяся в дуге, тоже уменьшается, количество паров металла соответственно снижается, и дуга должна погаснуть на первом переходе тока через нуль. Время горения дуги в ВДК не превышает 10 мс. Кроме того, для вакуумной дуги характерна очень высокая скорость деионизации столба дуги (диффузная деионизация носителей тока электронов и ионов), обеспечивающая быстрое восстановление электрической прочности после погасания дуги.

Конструкции вакуумных выключателей. Конструкции вакуумных выключателей близки к маломасляным и часто отличаются только тем, что имеют вакуумную дугогасительную камеру.

Одна из распространённых конструкций дугогасительных камер (рис. 9.14) имеет два изоляционных цилиндрических кожуха *1, 2*, снабжённых по торцам металлическими фланцами *4, 15*. Неподвижный контакт *12* при помощи токоввода *13* жёстко крепится к фланцу *15*, подвижный контакт *11* связан с фланцем *4* при помощи сильфона *5*. Токоподвод *7* подвижного контакта *11* перемещается в направляющих *6* корпуса *8*, соединённого с фланцем *4*. Как правило, в конструкции ВДК имеются экраны *3, 9, 10, 14*, выполняющие функции повышения электрической прочности камеры за счёт выравнивания градиента напряжённости электрических полей и защиты внутренних изоляционных частей от металлизации распылённым контактным материалом.



**Рисунок 9.14. Вакуумная дугогасительная камера ВДК-10-31**

Как следует из рис. 9.13, электрическая прочность контактного промежутка достаточно высока. Это приводит к тому, что расстояние между контактами при напряжениях до 35 кВ не превышает 5 мм. Несмотря на то, что сильфоном создаются определённые усилия на контакт, общее контактное усилие с учётом токов КЗ 40 - 100 кА в ВДК может достигать 1000 - 4000 Н.

Вакуумные выключатели постепенно вытесняют масляные и электромагнитные. Выпуск вакуумных выключателей среднего напряжения от общего выпуска в настоящее время достиг в Японии 50%, в Великобритании 30% и в США 20%.



## 9.9. Разъединители, отделители, короткозамыкатели

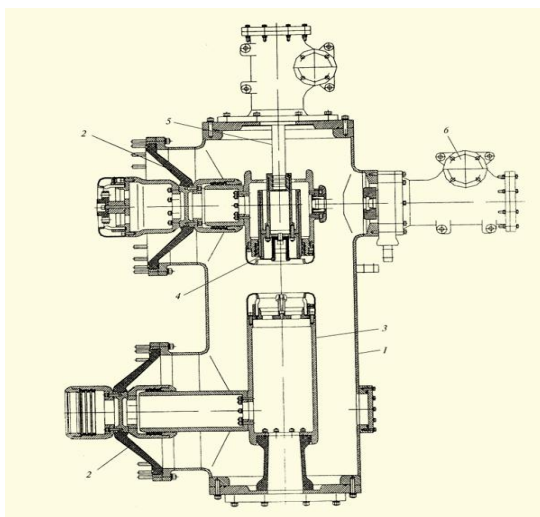
Разъединители служат для коммутации обесточенных цепей в целях проведения ремонта или ревизии АВН, а также для выполнения переключений РУ на резервное питание. При проведении ревизии или ремонта того или иного электротехнического оборудования на высоком напряжении необходимо после отключения тока в данной цепи произвести отключение данного объекта с обеих сторон с созданием видимого разрыва цепи. Кроме того, объект с обеих сторон заземляется либо переносными заземлителями, либо заземлитель предусмотрен в конструкции разъединителя и заблокирован с механизмом привода ножа разъединителя. Исходя из задачи обеспечения безопасности обслуживающего персонала при проведении работ на линии, а также осуществления бесперебойного электроснабжения потребителей, разъединитель должен отвечать следующим требованиям:

- обеспечивать видимый разрыв тока в цепи при отключении;
- быть термически и электродинамически устойчивым;
- иметь требуемый уровень изоляции при любых атмосферных условиях;
- иметь простую и надёжную конструкцию с учётом самых тяжёлых условий работы (обледенение, ветровые нагрузки).

Поэтому разъединитель имеет такую конструкцию, что при появлении недопустимо большого напряжения на полюсе отключённого разъединителя пробой должен произойти между полюсом и землей по его опорной изоляции, а не между разведёнными ножами.

Разъединители наружной установки, как правило, имеют заземлители и могут снабжаться дугогасительными рогами для гашения ёмкостных токов и приспособлениями, разрушающими корку льда.

Большое разнообразие условий эксплуатации электроустановок определяет и конструктивные различия разъединителей. На рис. 9.15 показан элегазовый разъединитель на напряжение 362 кВ.



**Рисунок 9.15. Элегазовый шинный разъединитель на напряжение 362 кВ**

(1 - резервуар, 2 – изолятор, 3 – неподвижный контакт, 4 – подвижный контакт, 5 – тяга, 6 - заземлитель)

Отделители и короткозамыкатели устанавливаются на стороне высшего напряжения в менее ответственных РУ в целях экономии капитальных затрат и места. Выключатели при этом предусматриваются только на стороне низшего напряжения.

При перегрузках силового трансформатора, повреждении его внутренней изоляции, повышенном газовыделении внутри бака происходит срабатывание реле газоанализатора среды либо реле дифференциальной защиты. Срабатывание этих реле даёт команду на автоматическое срабатывание короткозамыкателя, создающего действительное КЗ на стороне высшего напряжения. Информация о величине тока в цепи короткозамыкателя поступает на вход релейной защиты, подающей команду на отключение линейного выключателя (головной подстанции).

После отключения, искусственно созданного КЗ линейным выключателем, часто находящимся на значительном удалении от данного РУ, исчезновение тока КЗ даёт команду на отключение отделителя данного РУ. После чего в соответствии с режимом АПВ питание линии вновь возобновляется, т.е. обеспечивается отключение трансформатора в аварийном состоянии без использования выключателя на стороне высшего напряжения.

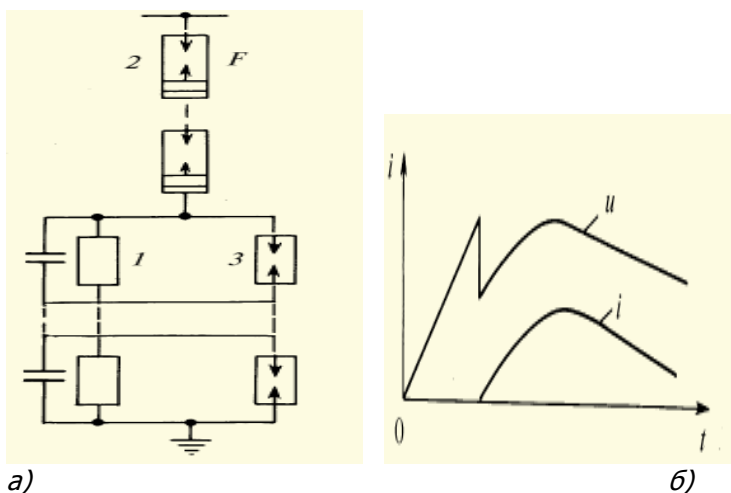


Отключение короткозамыкателя осуществляется приводом, включение - с помощью взведённых пружин. Отделитель отключается автоматически, включается вручную для исключения возможности ошибочного автоматического включения при неотключённом короткозамыкателе.

### 9.10. Защитные и токоограничивающие аппараты

Для защиты изоляционных конструкций РУ от грозовых и коммутационных перенапряжений применяются разрядники и нелинейные ограничители перенапряжения (ОПН).

Основными элементами вентильных разрядников являются искровые промежутки, последовательно соединённые с резистором, имеющим нелинейную вольтамперную характеристику (ВАХ). В некоторых разрядниках параллельно искровым промежуткам  $2, 3$  присоединяются шунтирующие резисторы  $1$  (линейные) и конденсаторы, дающие возможность управлять распределением напряжений различной длительности по искровым промежуткам (рис. 9.16, а). Изменение напряжения на разряднике и тока при его пробое (срабатывании) показано на рис. 9.16, б.

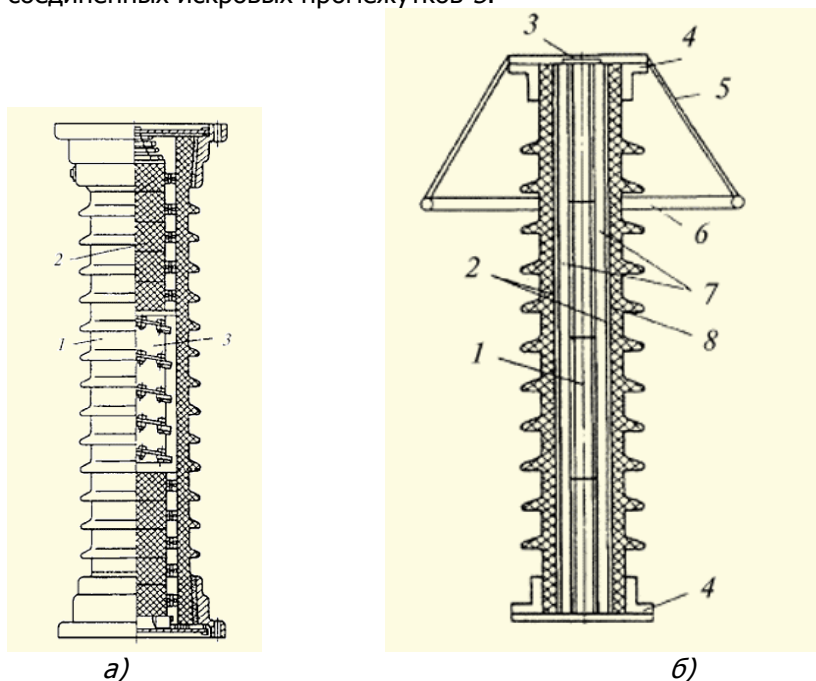


**Рисунок 9.16. Электрическая схема соединения искровых промежутков разрядника (а) и изменение напряжения на разряднике и тока при его пробое (б)**



Начала энергетики

На рис. 9.17, *а* представлен вентильный разрядник на напряжение 33 кВ, состоящий из фарфоровой покрывки 1, колонки нелинейных резисторов из вилита 2 и блока последовательно соединенных искровых промежутков 3.



**Рисунок 9.17. Разрезы вентильного разрядника на напряжение 33 кВ (*а*) и нелинейного ограничителя перенапряжений (*б*)**

Конструкция ОПН показана на рис. 9.17, *б*. Основными элементами ОПН являются фарфоровый корпус 2, фланцы 4, имеющие устройство 3, обеспечивающее герметичность, наружный тороидальный экран 6 с держателями 5, обеспечивающий выравнивание распределения напряжения по варисторам 7. Варисторы имеют внутреннюю полость 1, служащую для сброса избыточного давления при аварийном режиме через клапан взрывобезопасности 3. Тепловая прослойка 8, передающая избыток теплоты от варисторов на корпус, одновременно используется для крепления варисторов 7. В последнее время для изготовления корпусов ОПН стали применять полимерные материалы, например стеклопластик, что позволяет существенно снизить массу



аппаратов и упростить конструкцию ОПН.

Ограничитель подсоединен к сети в течение всего срока службы. Поэтому через варисторы непрерывно протекает ток. Ограничитель сохраняет работоспособность до тех пор, пока воздействием рабочего напряжения и импульсов перенапряжений активная составляющая тока не превысит некоторого критического значения, при котором нарушается тепловое равновесие аппарата.

Токоограничивающим реактором называется электрический аппарат, выполненный в виде катушки линейной индуктивности, предназначенный для ограничения токов КЗ и поддержания напряжения на шинах РУ в аварийном режиме. При возникновении КЗ на одной из отходящих линий низкого напряжения ток КЗ будет ограничиваться реактивными сопротивлениями источника и реактора.

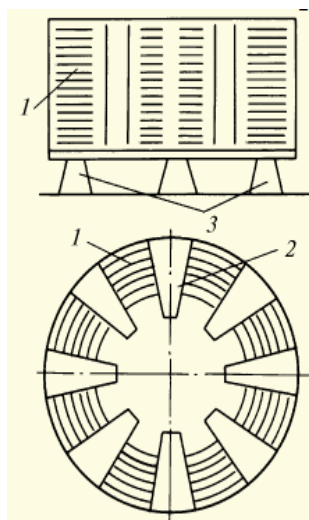
Таким образом, реактивное сопротивление реактора ограничивает уровень ожидаемого тока КЗ. Использование реактора позволяет выбрать коммутационную аппаратуру на более лёгкие режимы по номинальному току отключения и токам термической и динамической стойкости. Как известно, в номинальном режиме на реакторе будут наблюдаться постоянные потери напряжения. Поэтому увеличение индуктивного сопротивления реактора приводит к росту дополнительных потерь напряжения на нём. Увеличение индуктивности позволит более, глубоко ограничить ток КЗ и использовать в сети более простые и дешёвые аппараты. Используя критерий минимума затрат для РУ в целом, можно выбрать реактор с оптимальными электрическими параметрами.

Для обеспечения линейности вольтамперных характеристик реактора применяются конструкции без ферромагнитного магнитопровода. Наиболее просты и дешевы конструкции сухих бетонных реакторов. На рис. 9.18 представлена конструкция однофазного бетонного реактора.





Начала энергетики



**Рисунок 9.18. Однофазный бетонный реактор** (1 – многожильный кабель, 2 – бетонные стойки – колонны, 3 – опорные изоляторы)

Кабель 1 при изготовлении заливается в специальные формы и крепится при помощи бетонных стоек-колонн 2. Основания колонн крепятся к опорным изоляторам 3. Между витками катушки реактора имеются значительные расстояния, которые необходимы для снижения электродинамического усилия при КЗ и охлаждения реактора в номинальном режиме. К недостаткам реакторов кроме больших массы и габаритных размеров, следует отнести и создание значительных магнитных полей рассеяния.



## КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Назначение коммутационной аппаратуры (выключатели, разъединители, короткозамыкатели, отделители).
2. Основные типы высоковольтных выключателей. Воздушные выключатели.
3. Элегазовые выключатели.
4. Масляные выключатели.
5. Электромагнитные выключатели.
6. Вакуумные выключатели.
7. Разъединители, отделители, короткозамыкатели.
8. Защитные и токоограничивающие аппараты.
9. Назначение и конструкция реакторов.
10. Защитная аппаратура.
11. Конструкции элегазовых распределительных устройств.



## 10. ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ

### 10.1. Основные сведения об измерительных трансформаторах

В настоящее время электромагнитные измерительные трансформаторы с замкнутым ферромагнитным магнитопроводом являются самым распространённым видом первичных измерительных преобразователей информации для целей релейной защиты, автоматики и измерений в энергетических системах.

Измерительные трансформаторы позволяют: изолировать цепи релейной защиты и электроизмерительных приборов от высокого напряжения первичной цепи, получить стандартные номинальные вторичные токи и напряжения, а также дают возможность расширять пределы измерения приборов, т.е. измерять большие токи и напряжения с помощью сравнительно несложных приборов, рассчитанных для измерения малых токов и напряжений.

В энергетических системах используют измерительные трансформаторы двух типов: измерительные трансформаторы тока (ИТТ) и измерительные трансформаторы напряжения (ИТН). Вторичные обмотки ИТТ и ИТН обязательно заземляются.

Для установок напряжением 330 кВ и выше изоляцию первичной обмотки сложно выполнить, поэтому ИТТ и ИТН изготавливаются каскадного типа. Наличие двух каскадов (двух сердечников с обмотками) позволяет выполнять изоляцию обмоток каждой ступени не на полное напряжение, а только на половину его.

ИТТ служат для подключения реле тока, токовых обмоток реле и измерительных приборов (например, ваттметров, счётчиков, фазометров) и амперметров, а также других приборов, реагирующих на значение тока. Сопротивления обмоток реле и измерительных приборов имеют небольшую величину, поэтому режим работы ИТТ близок к режиму короткого замыкания. Включение ИТТ с разомкнутой вторичной обмоткой недопустимо, так как это приведёт к пробое изоляции вторичной обмотки.

ИТН используются для подключения реле напряжения, обмоток напряжения различных реле и указанных выше приборов и вольтметров. Измерительные трансформаторы изготавливают мощностью от пяти до нескольких сотен вольт-ампер; номинальный ток вторичной обмотки ИТТ 5 А или 1 А, номинальное напря-



жение вторичной обмотки ИТН 100 В или  $100\sqrt{3}$  В. Сопротивления обмоток реле и измерительных приборов имеют довольно значительную величину, поэтому режим работы ИТН близок к режиму холостого хода. ИТН может включаться в сеть с разомкнутой вторичной обмоткой. Недопустима работа ИТН, если сопротивление нагрузки меньше номинального.

С повышением напряжения в электроустановках значительно возрастает стоимость изоляции ИТН. Поэтому в установках 500 кВ и выше в качестве ИТН применяются ёмкостные делители напряжения.

## 10.2. Измерительные трансформаторы тока

ИТТ имеет одну первичную обмотку  $W_1$  и несколько вторичных  $W_2$  (одни из них используются для подключения обмоток реле, другие для подключения измерительных приборов). ИТТ включают в рассечку фазы, как показано на рис.10.1, а; здесь  $I_1$  - первичный ток,  $I_2$  — вторичный ток.

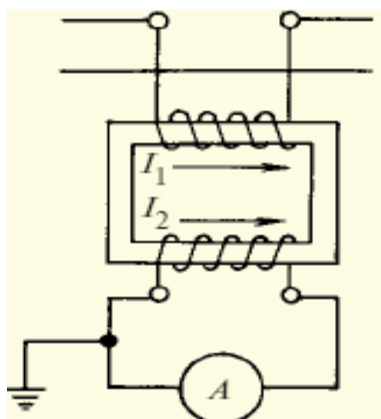
ИТТ могут быть встроенными в конструкции электрических аппаратов и отдельно стоящими, т.е. выносными.

В некоторых конструкциях встроенных ИТТ магнитопровод и вторичная обмотка смонтированы на проходном изоляторе, служащем для подвода высокого напряжения в силовой трансформатор или другую электрическую установку. Первичной обмоткой трансформатора служит токопровод, проходящий через окно магнитопровода и изолятора (рис. 10.1, б). Здесь 1 – клемма первичной обмотки – токопровода 3, 2 – замкнутый магнитопровод из ферромагнитного материала, 4 – вторичная обмотка.

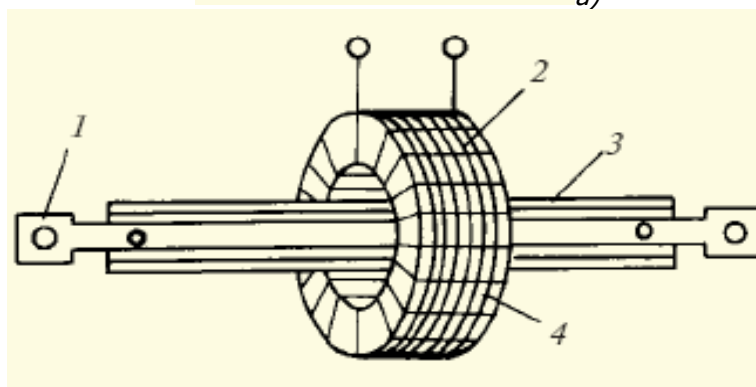
Сопротивления обмоток реле, амперметров и других приборов, подключаемых к ИТТ, очень малы, поэтому он практически работает в режиме короткого замыкания.



Начала энергетики



а)



б)

**Рисунок 10.1. Схема включения трансформатора тока (а) и общий вид проходного трансформатора тока (б) (1 – клемма первичной обмотки – токопровода 3, 2 – замкнутый магнитопровод из ферромагнитного материала, 4 – вторичная обмотка)**

Зажимы обмоток ИТТ маркируются (рис. 10.2, а), так как необходимо знать одноимённые их выводы. Если принять произвольно за начало  $H$  первичной обмотки любой её зажим, то за начало  $H$  вторичной обмотки принимают зажим, из которого вторичный ток  $I_2$  направлен во внешнюю цепь в тот момент времени, когда первичный ток  $I_1$  направлен от начала  $H$  к концу  $K$ . Заводы-изготовители обозначают начало и конец первичной обмотки ИТТ  $L_1$  и  $L_2$ , а начало и конец вторичной обмотки  $I_1$  и  $I_2$ .

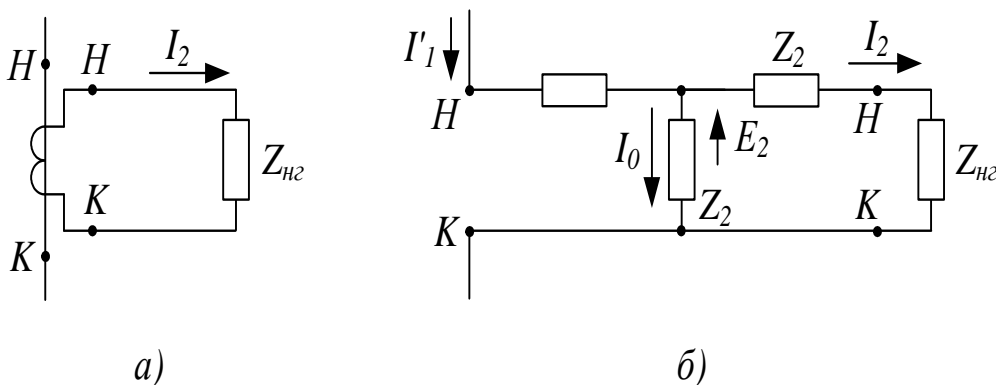


Начала энергетики

Уравнения для обмоток ИТТ запишем на основе первого и второго правила Кирхгофа, используя символический метод (рис.10.2, а).

$$\left. \begin{aligned} I'_1 &= I_2 + I_0 \\ I_0 Z_0 &= I_2 (Z_2 + Z_{нз}) \end{aligned} \right\}$$

Для практических расчётов пользуются схемами замещения ИТТ, в которых магнитная связь между обмотками заменяется электрической. Наиболее часто используется Т-образная схема замещения (рис.10.2, б). Здесь  $Z_0 = \omega M$  - сопротивление ветви намагничивания (в ней протекает ток намагничивания  $I_0$ ).



**Рисунок 10.2. Маркировка зажимов трансформаторов тока (а) и Т-образная схема его замещения (б)**

Рассмотрим стационарный режим работы ИТТ при синусоидальном первичном токе.

При протекании по первичной обмотке переменного тока  $I_1$  в магнитопроводе создаётся магнитный поток  $\Phi_1$ , который наводит ЭДС  $E_2$  во вторичной обмотке. Пусть вторичная обмотка замкнута на некоторую нагрузку  $Z_2$ , тогда в ней будет протекать ток  $I_2$ . Этот ток согласно закону Ленца имеет направление, противоположное направлению первичного тока  $I_1$ . Вторичный ток  $I_2$  создаёт в магнитопроводе магнитный поток  $\Phi_2$ , который направлен встречно потоку  $\Phi_1$ . В результате геометрического



## Начала энергетики

сложения потоков  $\Phi_1$  и  $\Phi_2$  в магнитопроводе устанавливается результирующий магнитный поток  $\Phi_0 = \Phi_1 - \Phi_2$ , составляющий несколько процентов от  $\Phi_1$ . Посредством потока  $\Phi_0$  и осуществляется передача энергии из первичной обмотки во вторичную.

При протекании токов в обмотках создаются магнитодвижущие силы (МДС):

- в первичной обмотке  $F_1 = I_1 w_1$ ,
- во вторичной обмотке  $F_2 = I_2 w_2$ .

При отсутствии потерь энергии в ИТТ МДС  $F_1$  и  $F_2$  численно равны, но направлены в противоположные стороны. Такой ИТТ называется идеальным.

Для идеального ИТТ справедливо равенство

$$\dot{F}_1 = -\dot{F}_2 \quad (10.1)$$

или

$$I_1 w_1 = I_2 w_2. \quad (10.2)$$

Из равенства (10.2) следует, что  $k_I = I_1 / I_2 = w_2 / w_1$

$$k_I = I_1 / I_2 = w_2 / w_1, \quad (10.3)$$

где  $k_I$  - коэффициент трансформации идеального трансформатора тока.

На основе равенства (10.3) можно записать

$$I_2 = I_1 / k_I = I_1', \quad (10.4)$$

здесь ток  $I_1'$  - первичный ток, приведенный к вторичной обмотке.

В реальных ИТТ преобразование тока сопровождается потерями энергии, расходуемой на создание магнитного потока в магнитопроводе, на нагрев и перемагничивание магнитопровода, а также на нагрев проводов обмоток. Поэтому в реальных ИТТ первичная МДС должна обеспечить создание необходимой вторичной МДС, а также дополнительной МДС, расходуемой на намагничивание магнитопровода и покрытие других потерь энергии. Следовательно, для реального ИТТ уравнение (10.1) имеет



вид

$$\dot{F}_1 = -(\dot{F}_2 + \dot{F}_0),$$

где  $F_0$  - полная МДС намагничивания, затрачиваемая на проведение магнитного потока  $\Phi_0$  по магнитопроводу, на перемагничивание и нагрев его.

В соответствии с этим, равенство (10.2) примет вид

$$I_1 w_1 = I_2 w_2 + I_0 w_1, \quad (10.5)$$

где  $I_0$  - ток намагничивания, создающий в магнитопроводе магнитный поток  $\Phi_0$ . Разделив выражение (10.5) на  $w_2$ , получим

$$I_2 = (I_1 - I_0) \frac{w_1}{w_2} = (I_1 - I_0) / k_I. \quad (10.6)$$

Сравнивая выражения (10.4) и (10.6), можно отметить, что они отличаются друг от друга слагаемым  $F_0$  (или  $I_0 w_1$ ).

Следовательно, из-за наличия тока намагничивания реальный ИТТ не обеспечивает пропорциональности первичного и вторичного токов, т.е. работает с погрешностью. Качество работы ИТТ характеризуется: полной  $\varepsilon$ , токовой  $f$  и угловой  $\delta$  погрешностями.

В качестве регламентируемой погрешности установлена полная погрешность при синусоидальном первичном токе, которая определяется по формуле

$$\varepsilon = \frac{I_0}{I_1'} 100\%.$$

В зависимости от значения допускаемых погрешностей трансформаторы тока подразделяют на пять классов точности: 0,2; 0,5; 1; 3 и 10. Приведенные цифры соответствуют допускаемой для данного класса погрешности при номинальном значении тока.

Построим векторную диаграмму ИТТ (рис.10.3). Построение начинается с вектора вторичного тока  $\dot{I}_2$ , направление которого выбирается произвольно (в нашем случае по оси ординат). Вторичная ЭДС при вторичной активно-индуктивной нагрузке  $\dot{E}_2 = R_2 \dot{I}_2 + jX_2 \dot{I}_2$  опережает вектор тока  $\dot{I}_2$  на угол  $\alpha$ ;





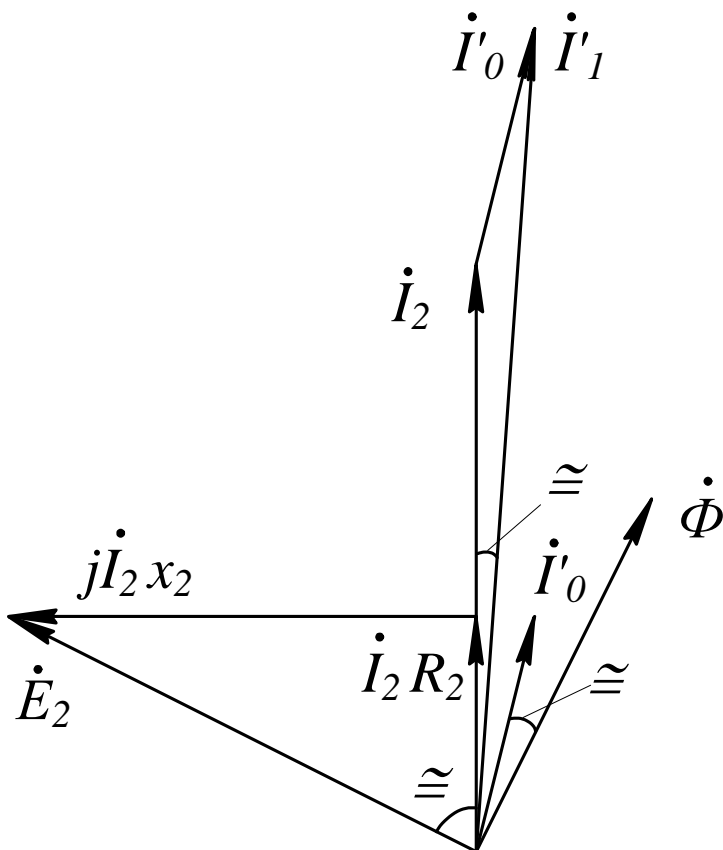
Начала энергетики

а ЭДС  $\dot{E}_2$  опережает поток  $\dot{\Phi}_0 = \dot{E}_2 / (222w_2)$  - на угол 90 град.

Ток намагничивания  $\dot{I}'_0$ , приведенный также к вторичной обмотке, опережает поток на угол потерь в стали  $\gamma$ . Первичный ток  $\dot{I}'_1$  получают путём векторного суммирования векторов токов  $\dot{I}_2$  и  $\dot{I}'_0$

$$\dot{I}'_1 = \dot{I}_2 + \dot{I}'_0.$$

Величина вторичного тока зависит от кратности первичного тока  $k = \frac{I_1}{I_{1ном}}$  ( $I_{1ном}$  - номинальный первичный ток ИТТ) и сопротивления нагрузки  $Z_2$ .



**Рисунок 10.3. Векторная диаграмма трансформатора тока с активно-индуктивной вторичной нагрузкой**

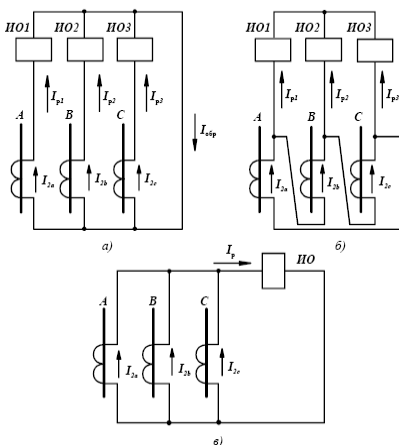
С увеличением  $k$  и  $Z_2$  вторичный ток уменьшается по сравнению со значением  $\dot{I}'_1$  из-за увеличения намагничивающего тока  $\dot{I}'_0$ . Допустимая погрешность трансформации обеспечивается работой ИТТ в режиме, близком к короткому замыканию вто-



Начала энергетики

ричной обмотки  $w_2$ , т.е. с небольшим  $Z_2$ . При размыкании вторичной обмотки  $I'_1 = I'_0$  поток  $\Phi_0$  резко возрастает и мгновенные значения ЭДС во вторичной обмотке  $e_2$  могут оказаться недопустимо большими, что может вызвать пробой изоляции обмотки  $w_2$  и выход из строя ИТТ. Поэтому при протекании тока по первичной обмотке ИТТ вторичную обмотку нельзя размыкать. При необходимости замены измерительного прибора или реле вторичная обмотка ИТТ предварительно накоротко замыкается (или шунтируется обмотка реле, прибора).

При выполнении релейной защиты схемы цепей тока строятся так, чтобы была обеспечена необходимая её чувствительность при использовании наименьшего количества оборудования. По числу фаз, в которые включены используемые в схеме ИТТ, различают: трёхфазные схемы (ИТТ включены в три фазы) и двухфазные (ИТТ включены в две фазы), которые могут использоваться лишь в защитах от многофазных КЗ. Основные схемы соединения обмоток ИТТ приведены на рис. 10.4 (здесь  $ИО_i$  – измерительные органы - токовые обмотки реле).



**Рисунок 10.4. Схемы соединения обмоток ИТТ** (а – схема полной звезды, б – схема соединения с полным треугольником, в – схема соединения ИТТ в фильтр токов нулевой последовательности)



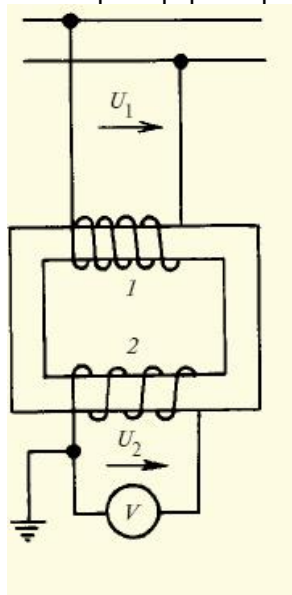
Схема полной звезды – трёхфазная, трёхрелейная (рис. 10.4, *а*) – может быть использована от всех видов многофазных и однофазных замыканий.

Соединение ИТТ полным треугольником – трёхфазная, трёхрелейная - (рис. 10.4, *б*) – может быть использована от всех видов многофазных и однофазных замыканий.

Соединение ИТТ в фильтр токов нулевой последовательности (рис. 10.4, *в*). ИТТ устанавливаются в трёх фазах, одноимённые зажимы соединяются параллельно.

### 10.3. Измерительные трансформаторы напряжения

ИТН выполняют в виде двухобмоточного понижающего трансформатора. Схема подключения однофазного трансформатора напряжения показана на рис. 10.5. Для обеспечения безопасности работы обслуживающего персонала вторичную обмотку заземляют. Условное обозначение трансформатора напряжения такое же, как двухобмоточного трансформатора.



**Рисунок 10.5. Схема включения однофазного трансформатора напряжения**

Особенностью работы ИТН является режим близкий к холостому ходу его вторичной цепи. Первичная обмотка ИТН с



## Начала энергетики

числом витков  $w_1$  включается на напряжение сети  $U_1$ . В режиме холостого хода под действием напряжения  $U_1$  по обмотке  $w_1$  протекает намагничивающий ток  $I_0$ , создающий в магнитопроводе магнитный поток  $\Phi_0$ . Магнитный поток, в свою очередь, наводит в первичной  $w_1$  и вторичной  $w_2$  обмотках ЭДС с действующими значениями соответственно

$$E_1 = 4,44 f w_1 \Phi_0 \text{ и } E_2 = 4,44 f w_2 \Phi_0$$

Откуда получаем следующее отношение:

$$\frac{E_1}{E_2} = \frac{w_1}{w_2} = k_U,$$

где  $k_U$  - коэффициент трансформации ИТН.

В режиме холостого хода ток  $I_2 = 0$ , а ток в первичной обмотке равен току намагничивания  $I_1 = I_0$ . При этом  $U_2 = E_2$  и напряжение  $U_1$  незначительно отличается от ЭДС  $E_1$ . Следовательно,

$$k_U = \frac{w_1}{w_2} = \frac{U_1}{U_2}.$$

Работа ИТН с нагрузкой  $Z_2$  сопровождается протеканием тока  $I_2$  и увеличением (по сравнению с холостым ходом) тока  $I_1$ . Появление тока во вторичной обмотке увеличивает первичный ток по сравнению с током холостого хода на величину, пропорциональную вторичному току ( $I_2 w_2 / w_1$ ). Вторичный ток как бы проходит через первичную цепь с соответствующим пересчётным множителем  $w_2 / w_1$ .

Эти токи создают падение напряжения  $\Delta U$  в первичной и вторичной обмотках, вследствие чего  $\dot{U}_2 = \dot{U}'_1 - \Delta U$ . ( $U'_1$  - напряжение первичной обмотки, приведенное к вторичной). Таким образом, вторичное напряжение  $U_2$  отличается от приведенного первичного  $U'_1$  по значению на  $\Delta U$  и по фазе на



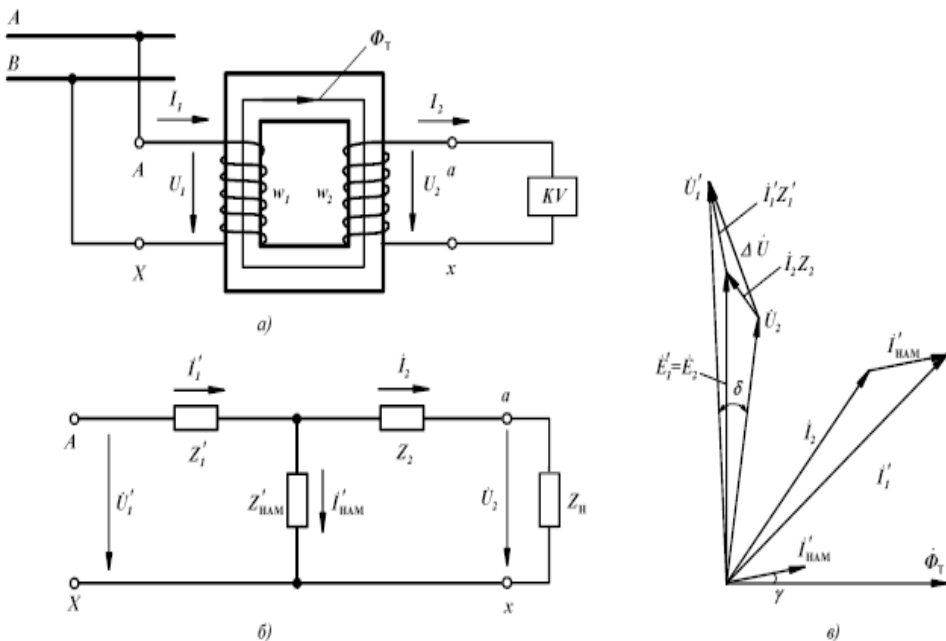
Начала энергетики

угол  $\delta$ . Поэтому ИТН имеет две погрешности: погрешность напряжения в %

$$f_U = \frac{\Delta U}{U_1} 100\%,$$

и угловую погрешность, которая определяется углом  $\delta$  между векторами напряжений  $\dot{U}_1$  и  $\dot{U}_2$ .

На рис. 10.6 показана маркировка зажимов ИТН (а), его Т-образная схема замещения (б) и векторная диаграмма (в). Векторная диаграмма строится также как, и для однофазного трансформатора (п.2.5).



**Рисунок 10.6. Маркировка зажимов ИТН (а), его Т-образная схема замещения (б) и векторная диаграмма (в)**

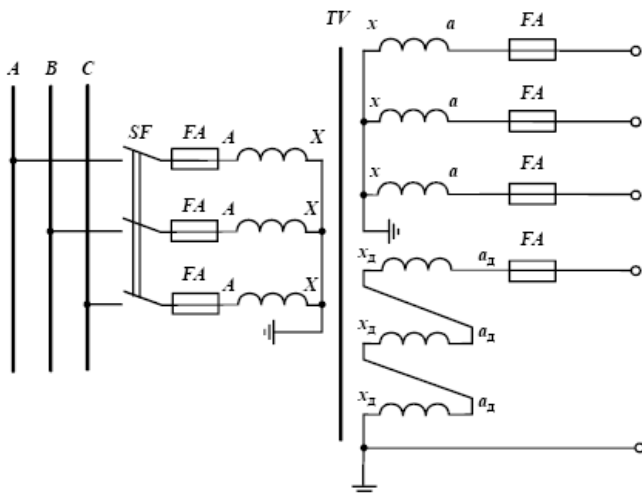
В зависимости от значения допускаемых погрешностей ИТН подразделяют на три класса точности: 0,5; 1 и 3. Обозначение класса соответствует значению относительной погрешности



при номинальном напряжении  $U_{1ном}$ .

Измерительные органы, в частности реле напряжения, включаются на фазные и междуфазные напряжения. Для этого используются однофазные и трёхфазные ИТН.

Основные схемы соединения обмоток однофазного трёхобмоточного ИТН приведены на рис. 10.7.



**Рисунок 10.7. Типовая схема соединения обмоток однофазного трёхобмоточного ИТН**

Первичная обмотка соединена в звезду с заземлённой нейтралью. Вторичны обмотки соединены в звезду (верхняя) и разомкнутый треугольник (нижняя).

Для измерения фазных и междуфазных напряжений первичная обмотка соединена в звезду с заземлением нейтрали, которое называется рабочим заземлением.

Для защиты цепей ИТН от замыканий используются предохранители (в цепях ИТТ они недопустимы).

Заземление вторичных обмоток называется защитным.

С повышением напряжения в электроустановках значительно возрастает стоимость изоляции ИТН. Поэтому в установках 500 кВ и выше в качестве ИТН применяются ёмкостные делители напряжения с использованием конденсаторов высокочастотной связи.



## КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Измерительные трансформаторы тока, назначение.
2. Конструкция ИТТ.
3. Основные характеристики ИТТ. Погрешности работы.
4. Схемы включения ИТТ.
5. Векторная диаграмма ИТТ.
6. Измерительные трансформаторы напряжения, назначение.
7. Конструкция ИТН. Векторная диаграмма.
8. Основные характеристики ИТН. Погрешности работы.
9. Схемы включения ИТН. Основные характеристики.





## 11. СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ.

### 11.1. Общие сведения

Для электрической связи различных элементов электрооборудования на электрических станциях (ЭС) и подстанциях (ПС) применяются распределительные устройства (РУ).

Распределительным устройством называется электроустановка, которая служит для приёма и распределения электрической энергии и содержит коммутационные аппараты, сборные и соединительные шины, токопроводы, вспомогательные устройства (компрессорные, аккумуляторные и другие установки), а также устройства релейной защиты и автоматики, измерительные и вычислительные комплексы.

В РУ все присоединения подключаются посредством выключателей и разъединителей к общим участкам токоведущих шин (сборным шинам). В общем случае на ЭС сооружаются РУ на нескольких напряжениях, которые, как правило, связаны между собой через трансформаторы (автотрансформаторы). Различают РУ генераторного (ГРУ), высшего (ВН) и среднего (СН) напряжений, а также РУ собственных нужд (СН).

По способу исполнения РУ бывают открытого (ОРУ) и закрытого (ЗРУ) исполнения. Все основное оборудование ОРУ располагается на открытом воздухе (вне помещения), тогда как оборудование ЗРУ располагается в специальном здании. Как ОРУ, так и ЗРУ могут быть *комплектными* внутренней (КРУ) или наружной (КРУН) установки, т.е. состоящими из полностью или частично закрытых шкафов или блоков со встроенными в них аппаратами, устройствами релейной защиты и автоматики. Шкафы КРУН и КРУ поставляются заводами-изготовителями в собранном или полностью подготовленном к сборке виде.

ГРУ сооружаются на электрических станциях в тех случаях, когда определённая доля электрической энергии отпускается потребителям на генераторном напряжении. Как правило, это - ТЭЦ и ГЭС малой и средней мощности. Современные ТЭЦ сооружаются с агрегатами единичной мощности 100 МВт и более, выдача мощности на таких электростанциях производится на повышенных напряжениях (110 кВ и выше), как это осуществляется и на конденсационных (КЭС) и атомных (АЭС) электростанциях, на которых нет



необходимости иметь ГРУ.

Схему электрических соединений ЭС и ПС разделяют на две основные части: главную схему электрических соединений и схему соединения собственных нужд.

Главная схема электрических соединений представляет собой совокупность основного электрооборудования (генераторы, трансформаторы, линии электропередачи), сборных шин, коммутационной и другой первичной аппаратуры со всеми выполненными между ними соединениями.

Схема электрических соединений собственных нужд (СН) - это схема электрических соединений потребителей собственных нужд ЭС (ПС).

Кроме указанных схем различают принципиальные, оперативные и монтажные схемы электрических соединений, а также схемы вторичных соединений.

К схемам вторичных соединений относятся электрические схемы цепей управления, релейной защиты и автоматики, контроля состояния оборудования, автоматизированной системы управления и т.п.

Принципиальные электрические схемы выполняются при проектировании, используются при обучении и анализе.

Оперативные схемы служат для отображения истинного состояния элементов схемы на текущий момент времени и используются оперативным персоналом в работе.

Монтажные схемы применяют при монтаже и наладке электрооборудования.

Главная, принципиальная и оперативная схемы изображаются в однолинейном исполнении, как правило, при отключённом положении всех элементов электроустановки (исключая оперативную схему). Все элементы схемы и связи между ними изображаются в соответствии со стандартами Единой системы конструкторской документации (ЕСКД) в виде условных графических обозначений.

## 11.2. Классификация схем распределительных устройств

Выбор схем РУ производится с учётом следующих факторов:

- тип электрической станции;
- количество и мощность установленных генераторов;
- количество линии связи с энергосистемой и категория



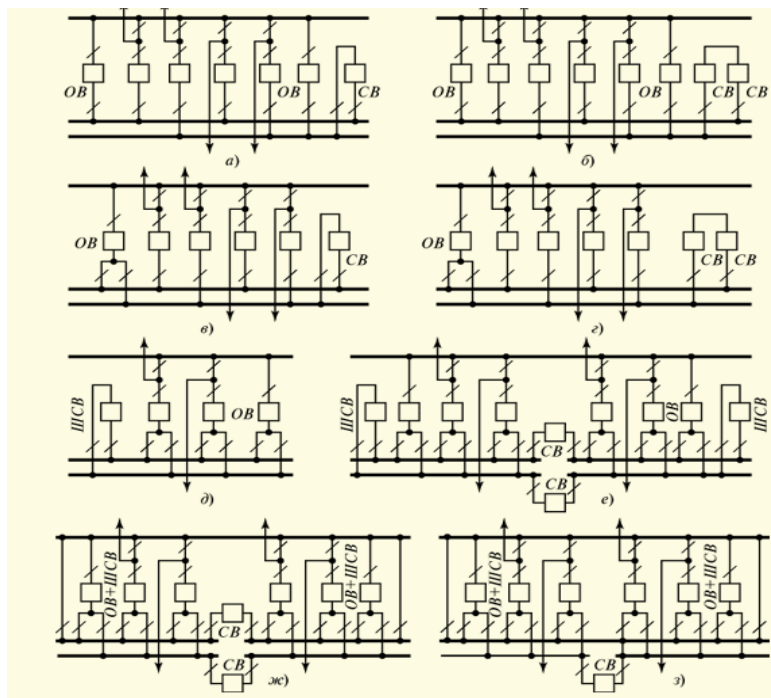
их ответственности;

- схема и уровень напряжения электрических сетей энергосистемы;

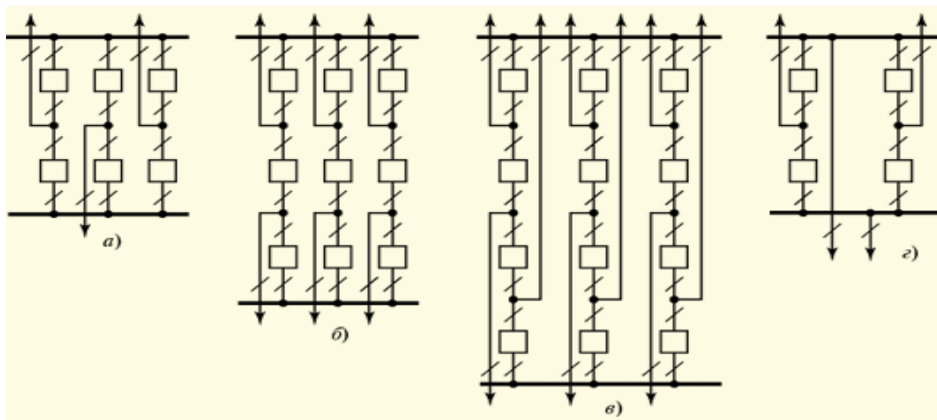
- величины токов короткого замыкания (КЗ) и др.

В принятом условном делении схем РУ определяющим условием послужило количество выключателей на одно присоединение. Под присоединением понимаются один или несколько трансформаторов, линии электропередачи, средства компенсации реактивной мощности, подключаемые через отдельные коммутационные аппараты. В соответствии с принятым условным делением различают четыре основные группы схем РУ:

- схемы с коммутацией присоединения одним выключателем (рис. 11.1) - одна-две (в западных странах одна-две-три, реже - четыре и даже пять) системы сборных шин с обходной системой шин либо без неё;



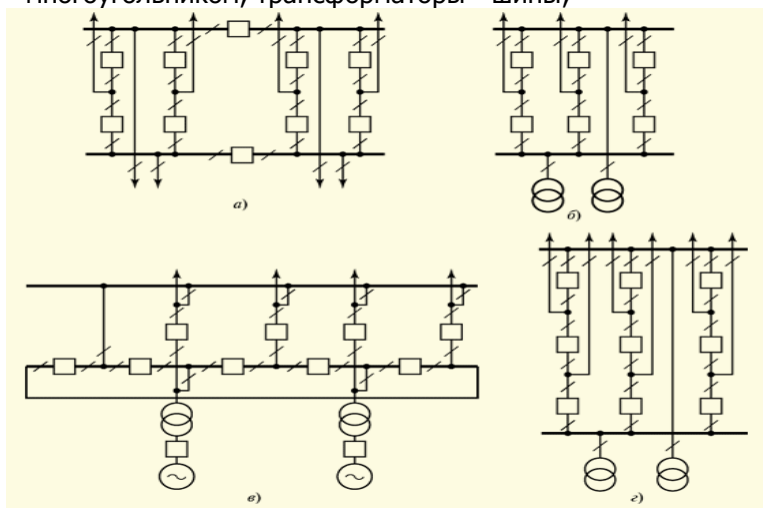
**Рисунок 11.1. Схемы РУ первой группы при наличии обходной системы шин**



**Рисунок 11.2. Примеры РУ второй группы:**

*а* – схема 2/1, *б* – схема 3/2, *в* – схема 4/3, *г* – многоугольник (четырёхугольник)

- схемы с коммутацией присоединения тремя и более выключателями (рис. 11.5) - связанные многоугольники, генератор – трансформатор - линия с уравнительно - обходным многоугольником, трансформаторы - шины;



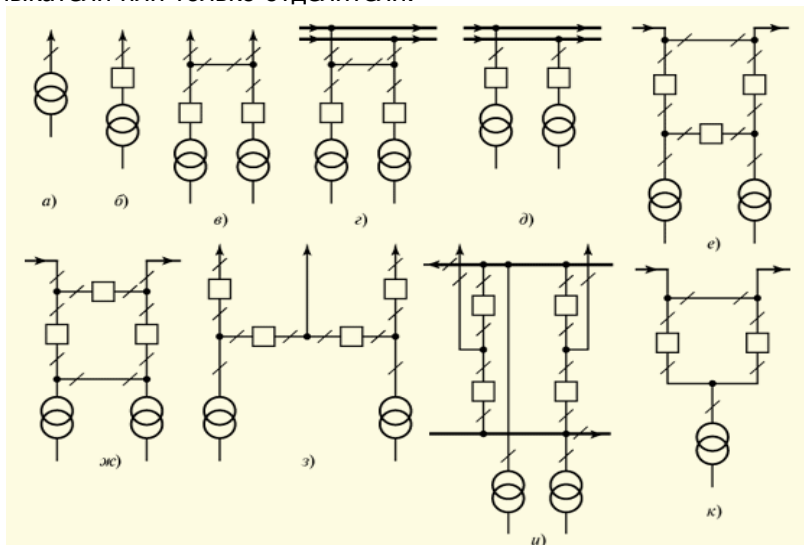
**Рисунок 11.3. Примеры РУ третьей группы:**

*а* – связанные четырёхугольники, *б* – трансформаторы –



шины,  $B$  – генератор - трансформатор – линия,  $G$  – трансформаторы – шины с полуторным присоединением линий

- схемы упрощённые, в которых число выключателей меньше числа присоединений (рис. 11.4) - блочные, ответвления от проходящих линий, мостики, расширенный четырёхугольник, заход-выход. В некоторых схемах выключатели могут отсутствовать, вместо них используются отделители и короткозамыкатели или только отделители.



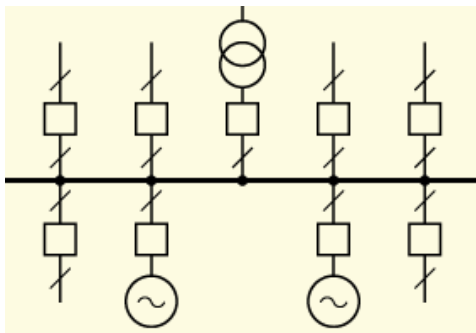
**Рисунок 11.4. Примеры РУ четвёртой группы**

### 11.3. Схемы, применяемые на генераторном напряжении

Одиночная система сборных шин (несекционированная) является простейшей схемой РУ. В этой схеме число выключателей равняется числу присоединений к сборным шинам (рис. 11.5).



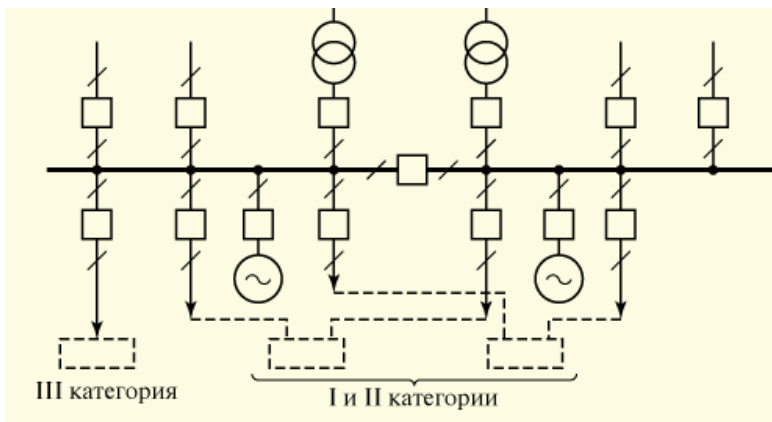
Начала энергетики



**Рисунок 11.5. Схема с одиночной несекционированной системой сборных шин**

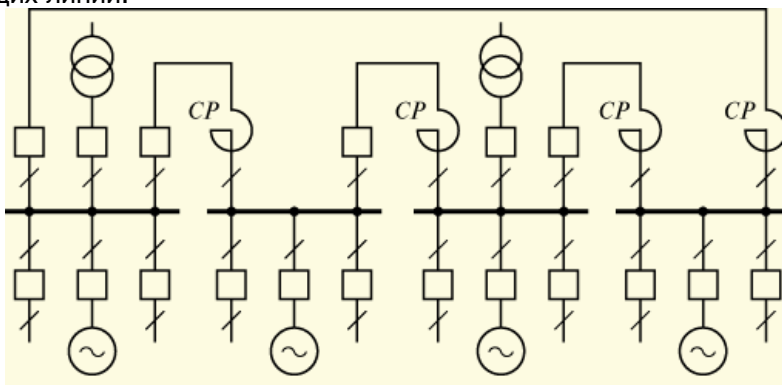
В каждой цепи кроме выключателя предусмотрена установка шинного и выходного (линейного) разъединителей, обеспечивающих отделение выключателя от других частей схемы (от шин и от сети) во время ремонта. Для ремонта любого выключателя и выходного разъединителя необходимо отключить от сборных шин соответствующее присоединение. Ремонт сборных шин и шинных разъединителей требует отключения всего РУ. При КЗ на сборных шинах происходит отключение всей установки, поэтому такие схемы применяются только для питания электроустановок потребителей 2-й категории надёжности.

Одиночная секционированная система сборных шин (рис.11.6) по степени надёжности превосходит предыдущую схему. Она позволяет распределить присоединения источников энергии и резервирующих друг друга линий электроснабжения потребителей I категории надёжности таким образом, чтобы при аварии на одной из секций сборных шин или её ремонте питание ответственных потребителей могло осуществляться от секции, оставшейся в работе. Количество секций РУ выбирают исходя из числа и мощности генераторов. Выход из строя одной секции не должен приводить к отключению генераторной мощности, невозполнимой за счёт резерва мощности ближайшего узла электрической системы.



**Рисунок 11.6. Схема с одиночной секционированной системой сборных шин**

При большом числе секций, во избежание перетоков мощности вдоль сборных шин и для создания для крайних и средних секций одинаковых условий эксплуатации, одиночная секционированная система сборных шин замыкается в кольцо (рис. 11.7). Для ограничения токов КЗ применяются токоограничивающие реакторы (СР), которые устанавливаются между секциями и в цепях питающих линий.



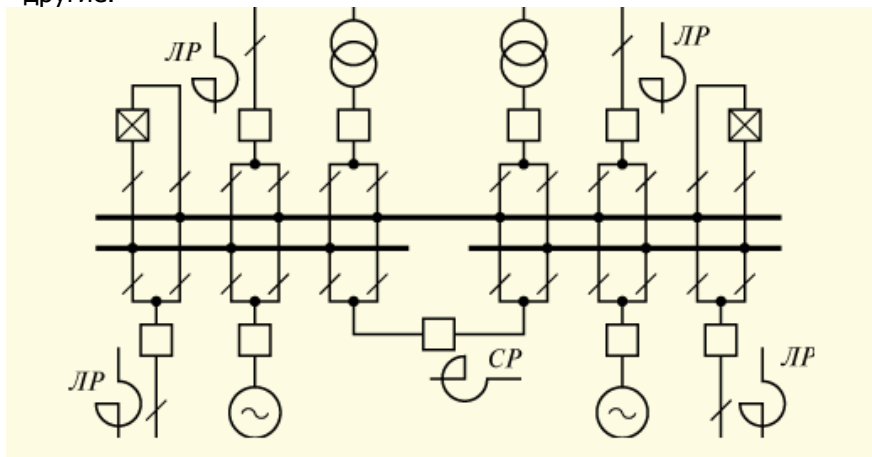
**Рисунок 11.7. Схема с одиночной секционированной системой сборных шин, замкнутых в кольцо:**

СР - секционный токоограничивающий реактор



Приведенные схемы имеют общий недостаток - во время ремонта одной рабочей секции питание ответственных потребителей осуществляется по одной рабочей линии, что существенно снижает их надёжность.

Для повышения надёжности питания потребителей применяется двойная система сборных шин (рис. 11.8), где кроме секций рабочих шин предусмотрена резервная система шин. Каждое присоединение имеет развилку из двух разъединителей, позволяющих подключать его к рабочей секции или резервной системе шин. В данной схеме оба шинных разъединителя помимо функции отделения ремонтируемого выключателя от шин выполняют и функцию аппаратов, с помощью которых производятся оперативные переключения при переводе присоединения с одних шин на другие.



**Рисунок 11.8. Схема с двойной системой сборных шин:**

*ЛР* – линейный токоограничивающий реактор, *СР* – секционный реактор

Во избежание ошибочных операций с разъединителями (разрыв цепи с током) данная операция производится в строго установленной последовательности. Например, перевод присоединений со 2-й рабочей секции на резервную систему шин следует производить в следующем порядке:

- подаётся напряжение на резервную систему шин, для чего включаются оба шинных разъединителя шиносоединительного выключателя (ШСВ) 2-й секции, а затем и сам ШСВ;





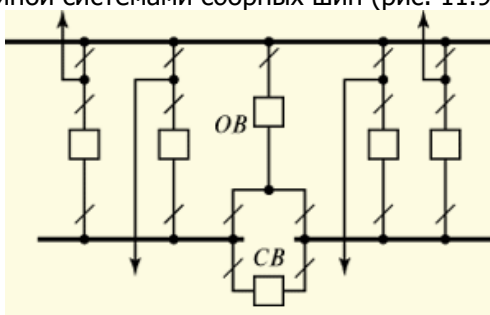
## Начала энергетики

- включается шинный разъединитель переводимого присоединения на резервную систему шин и затем отключается шинный разъединитель от рабочей секции. Во избежание разрыва разъединителем цепи с током предусмотрена блокировка, запрещающая отключение одного из указанных разъединителей при отключённом другом;
  - повторяются указанные операции поочередно с каждым из переводимых присоединений, включая секционный выключатель (СВ);
  - по окончании перевода отключается ШСВ 2-й секции и с этого момента роль 2-й рабочей секции переходит к резервной системе шин.

Схема с резервной системой шин позволяет производить ремонт рабочих секций при сохранении резерва цепей питания ответственных потребителей. Ограничение токов КЗ осуществляется путём установки секционных и линейных токоограничивающих реакторов. Наряду с указанными преимуществами данная схема имеет следующие недостатки: вдвое увеличивается число шинных разъединителей; усложняется конструкция, а, следовательно, и обслуживание РУ; увеличивается стоимость РУ.

### 11.4. Схемы, применяемые на высшем и среднем напряжениях

На высшем и среднем напряжениях применяются схемы с одиночной и двойной системами сборных шин (рис. 11.9)



**Рисунок 11.9. Одиночная система сборных шин с обходной системой шин**

Эта схема применяется в сочетании с обходной системой



## Начала энергетики

сборных шин, позволяющей производить поочередный ремонт выключателей без отключения присоединений путём замены ремонтируемого выключателя обходным выключателем (ОВ).

Вывод в ремонт выключателя присоединения производится в следующей последовательности:

- включаются оба разъединителя ОВ;
- включается ОВ и тем самым подаётся напряжение на обходную систему шин. Наличие напряжения на обходной системе шин свидетельствует об исправности ОВ;
- отключается ОВ;
- включается шинный разъединитель обходной системы шин ремонтируемого присоединения;
- включается ОВ;
- отключается выключатель ремонтируемого присоединения;
- отключаются шинный и выходной разъединители ремонтируемого присоединения.

Теперь присоединение, выключатель которого выведен в ремонт, будет подключено к рабочей секции через ОВ. По окончании ремонта в обратной последовательности восстанавливается исходная схема питания.

Аналогичные операции необходимо произвести при выводе в ремонт выключателя присоединения и в схеме с двойной системой сборных шин с обходной системой шин.

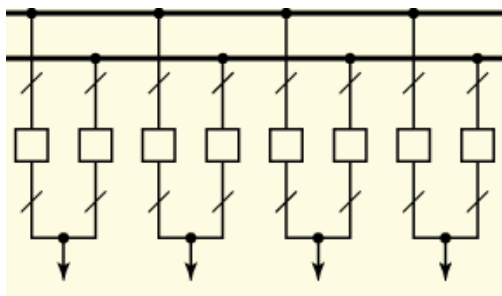
Следует заметить, что идея использования обходной системы шин и ОВ в РУ генераторного напряжения применения не нашла.

В приведенных схемах каждое из присоединений подключается к сборным шинам через один выключатель.

На практике используют схему, в которой присоединение подключается к сборным шинам через развилку из двух выключателей (рис. 11.12). Наличие двух выключателей позволяет производить поочерёдный их ремонт без отключения присоединения (для этого необходимо отключить только ремонтируемый выключатель и его разъединители). Данная схема является самой дорогостоящей, так как требует двойного комплекта оборудования (выключателей).



Начала энергетики

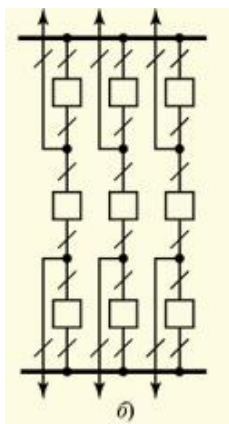


**Рисунок 11.10. Двойная система сборных шин с двумя выключателями на присоединение**

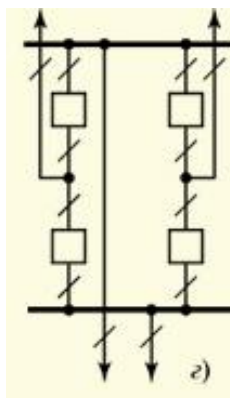
Капитальные вложения в схему с двумя выключателями на присоединение можно уменьшить, сохранив все её основные преимущества, если через три выключателя к двум сборным шинам подключить два присоединения (схема 3/2, или полуторная, рис. 11.11).

В данной схеме отключение присоединения производится двумя выключателями, что даёт возможность производить их поочерёдный ремонт. Однако в случае аварийного отключения одного из присоединений смежное присоединение оказывается подключённым только к одной системе сборных шин через один выключатель. Парное подключение к трём выключателям источников энергии и линий электропередачи позволяет продолжать электроснабжение потребителей даже в случае отключения обеих систем сборных шин. Аналогичными свойствами обладает и схема с двойной системой сборных шин с четырьмя выключателями на три присоединения.

В РУ ВН также используются схемы, получившие название *многоугольников* (рис. 11.12).



**Рисунок 11.11. Полуторная система сборных шин**



**Рисунок 11.12. Схема многоугольника (четырёхугольника)**

В этих схемах, каждое присоединение подключается к узлу через два выключателя, что даёт возможность производить их поочередный ремонт без отключения присоединения. В схемах многоугольников число выключателей равно числу присоединений, поэтому такие схемы значительно дешевле. На практике схемы с числом углов более шести не применяются. Это обусловлено тем, что с ростом числа углов увеличивается время, в течение которого один из выключателей находится в ремонте. Во время ремонта одного из выключателей схема многоугольника превращается в одиночную многократно секционированную систему сборных шин. Такая схема при КЗ на любом из присоединений распадается на две несинхронно работающие части, что может привести к нарушению транзита энергии.

### 11.5. Структурные схемы электрических станций и подстанций

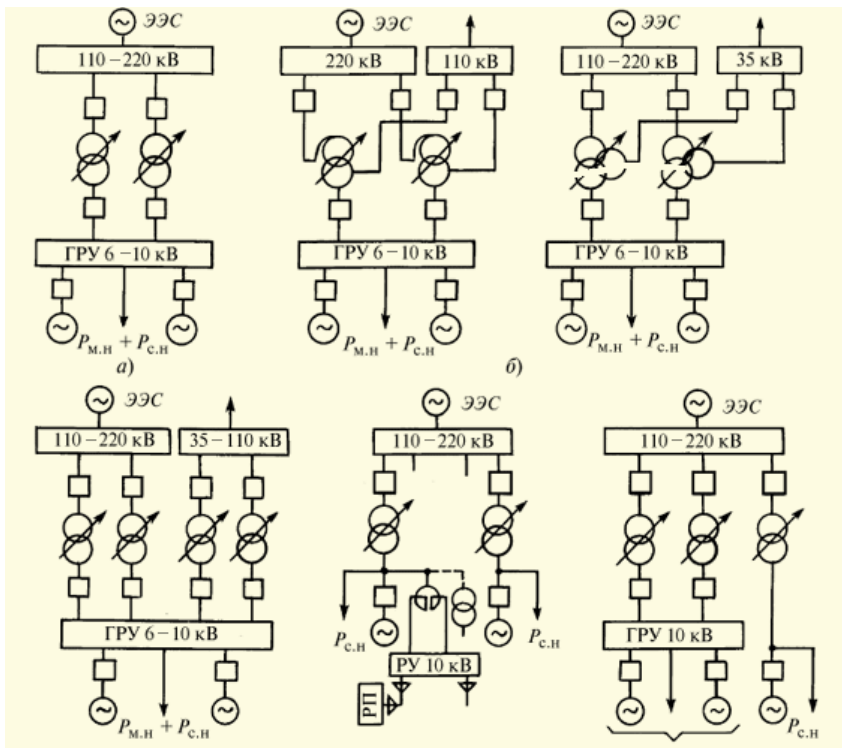
Структурная электрическая схема зависит от состава оборудования (числа и мощности генераторов и трансформаторов), распределения генерирующих мощностей и нагрузки потребителей между РУ различного уровня напряжения и определения связей между этими РУ. На рис. 11.13 представлены структурные схемы ТЭЦ.

Если мощность местной нагрузки  $P_{м.н}$  относительно велика и составляет не менее 30—50 % суммарной мощности



Начала энергетики

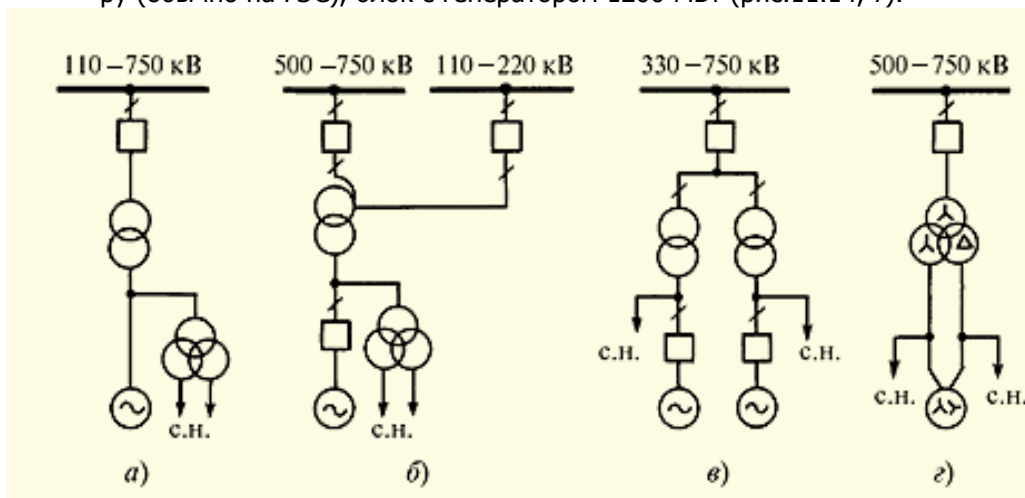
установленных генераторов, то целесообразно сооружение РУ генераторного напряжения (ГРУ 6—10 кВ), к которому подключаются генераторы и кабельные линии местной нагрузки (рис. 11.13, а). При наличии местной нагрузки не только на генераторном напряжении, но и на напряжениях 35 и 110 кВ структурная схема выполняется по вариантам, приведенным на рис. 11.13, б, в. Если мощность местной нагрузки относительно невелика и составляет менее 30 % суммарной мощности установленных генераторов, то структурную схему ТЭЦ можно строить по блочному принципу (рис. 11.13, г). Возможно также присоединение двух (трёх) генераторов мощностью 60—100 МВт к ГРУ 10 кВ, к которому подключается местная нагрузка, а другие генераторы работают по блочному принципу (рис. 11.13, д).



**Рисунок 11.13. Структурные схемы ТЭЦ неблочного (а, б, в), блочного (г), смешанного (д) видов**



напряжении отсутствует, поэтому в основу построения их электрической схемы положен блочный принцип, а именно: единственный блок генератор—трансформатор с генераторным выключателем (рис. 11.14, б) или без него (рис. 11.16, а — ранее принятое решение); объединённый (рис. 11.14, в) или укрупнённый блоки, когда два, три генератора подключаются к одному трансформатору (обычно на ГЭС), блок с генератором 1200 МВт (рис.11.14, г).



**Рисунок 11.14. Схемы энергоблоков генератор - трансформатор**

(с.н. – собственные нужды электростанции)

## КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Назначение распределительных устройств электрических станций и подстанций.
2. Классификация схем распределительных устройств.
3. Схемы электрических соединений электростанций и подстанций на высоком напряжении).
4. Схемы электрических соединений электростанций и подстанций на низком напряжении.
5. Структурные схемы электрических станций и подстанций.



## 12. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И СЕТИ.

### 12.1. Электроэнергетические системы

Основные понятия об энергетической системе. Современное электроснабжение потребителей электроэнергии производится от тепловых, атомных и гидравлических электростанций. Электростанции могут находиться вблизи потребителей и, наоборот, могут быть удалены от них на значительные расстояния. И в том, и в другом случае передача электроэнергии от электростанции к потребителю осуществляется по электрическим линиям. Однако когда потребители удалены от электростанции, передачу электроэнергии приходится осуществлять при повышенном напряжении. Тогда между электростанцией и потребителями необходимо сооружать повышающие и понижающие подстанции.

Часто источники энергии (бассейны топлива, водные бассейны) расположены на значительном расстоянии от крупных заводов, населённых пунктов и других центров потребления. Передача топлива может быть произведена по газопроводам и нефтепроводам, перевозка высококачественных углей - по железным дорогам. Передача тепловой энергии возможна по специальным трубопроводам. Но во многих случаях перевозка топлива, например, угля, может быть нерентабельной; более выгодными оказываются сооружение электростанций вблизи бассейна топлива и передача электроэнергии по линиям сети. Это особенно существенно в условиях России, где большая часть наиболее экономичных топливно-энергетических ресурсов находится в азиатской части страны, а основная часть потребителей электроэнергии в настоящее время сосредоточена в центральной части, на юге, западе и Урале. В связи с этим возникает необходимость переброски на большие расстояния значительных потоков электроэнергии. Это требует строительства мощных линий электропередачи высокого напряжения.

В этом отношении исключение могут представлять лишь отдельные промышленные электростанции небольшой мощности либо теплоэлектроцентрали (ТЭЦ). Последние располагаются вблизи потребителей, так как передача пара и горячей воды может быть осуществлена на расстояние не более нескольких километров.

Электростанции при помощи электрических линий (через



## Начала энергетики

подстанции) связывают друг с другом для параллельной работы на общую нагрузку. Такая совокупность электростанций, подстанций и приёмников электроэнергии, связанных между собой линиями электропередачи, называется *энергетической системой*.

При этом достигаются следующие технико-экономические преимущества:

- увеличение единичной мощности генераторов и электростанции; это снижает стоимость 1 кВт установленной мощности, позволяет повысить производительность электромашиностроительных заводов при тех же производственных площадях и трудозатратах;
- повышение надёжности электроснабжения потребителей;
- повышение экономичности работы различных типов электростанций, при этом обеспечиваются наиболее эффективное использование мощности ГЭС и более экономичные режимы работы ТЭС;
- снижение необходимой резервной мощности на электростанциях.

В соответствии с действующими «Правилами устройства электроустановок»:

- энергетической системой (энергосистемой) называется совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей, соединённых между собой и связанных общностью режима в непрерывном процессе производства, преобразования и распределения электрической и тепловой энергии при общем управлении этим режимом;
- электроэнергетической системой (ЭЭС) называется электрическая часть энергосистемы и питающиеся от нее приёмники электроэнергии, объединённые общностью процесса производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии.

Энергетическое производство, обладает рядом особенностей, резко отличающих его от других отраслей промышленности.

Первая особенность электроэнергетической системы заключается в том, что производство электроэнергии, её распределение и преобразование в другие виды энергии осуществляются в один и тот же момент времени. Другими словами, электроэнергия нигде не аккумулируется. Именно эта особенность превращает всю сложную электроэнергетическую систему, отдельные звенья





## Начала энергетики

которой могут быть географически удалены на многие сотни километров, в единый механизм, и приводит к тому, что все элементы системы взаимно связаны и взаимодействуют. Энергия, произведённая в системе, равна энергии, потреблённой в ней. Это равенство справедливо для любого момента времени, т.е. между мощностями энергосистемы имеется точный баланс.

Таким образом, одновременность процессов производства, распределения и преобразования электроэнергии превращает электроэнергетическую систему в единое целое.

Вторая особенность электроэнергетической системы - это относительная быстрота протекания переходных процессов в ней. Волновые процессы совершаются в тысячные или даже миллионные доли секунды; процессы, связанные с короткими замыканиями, включениями и отключениями, качаниями, нарушениями устойчивости, совершаются в течение долей секунды или нескольких секунд.

Третья особенность электроэнергетической системы заключается в том, что она тесно связана со всеми отраслями промышленности, связью, транспортом и т. п. Эта связь осуществляется гигантской совокупностью разнообразнейших приёмников электрической системы, получающей питание электроэнергией от современной энергетической системы. Эта особенность энергетической системы резко повышает актуальность обеспечения надёжности работы энергосистемы и требует создания в энергетических системах достаточного резерва мощности во всех её элементах.

Все указанные выше моменты особенно характерны для электроэнергетической системы, т.е. для системы, производящей, распределяющей и преобразующей электроэнергию.

В тепловых установках, производящих *тепловую энергию* имеется, хотя и очень небольшая, способность аккумуляции (паровые котлы, бойлеры, отопительные приборы и т. п.), имеются даже специальные тепловые аккумуляторы. Следовательно, процессы в отдельных звеньях тепловой энергетической системы (котлы, бойлеры, теплопередачи, приёмники тепловой энергии) не так жестко взаимосвязаны, как в электроэнергетической системе. Так, например, прекращение подачи пара в бойлеры теплофикационных станций не вызовет мгновенного изменения режима работы отопительных приборов в тепловой сети. Всё же аккумулирующая способность элементов теплоэнергетической системы невелика, и взаимосвязь отдельных элементов играет существенную роль.



## Начала энергетики

Большинство переходных процессов совершается в тепловых системах значительно медленнее, чем в электрических. Переходные процессы в гидравлических системах могут протекать значительно быстрее, чем в тепловых.

Наконец, тепловая энергосистема имеет более ограниченную связь с отраслями хозяйства страны по сравнению с электрической системой.

Так как в современных энергетических системах производство тепловой энергии, как правило, комбинируется с производством электроэнергии, то всё сказанное об особенностях электроэнергетической системы применимо вообще к любой энергетической системе.

Быстрота протекания переходных процессов в электрической системе требует обязательного применения специальных автоматических устройств. Эти устройства, весьма быстродействующие, должны обеспечить надлежащую корректировку переходных процессов в системе. Правильный выбор и настройка всех этих автоматических устройств, к которым относятся *аппараты защиты от перенапряжений, устройства релейной защиты, автоматические регуляторы, автоматические выключатели* и т. п., немыслимы без учёта работы всей системы как единого целого. Всё это способствует широчайшему внедрению автоматики в энергетических системах и полной автоматизации отдельных электростанций, подстанций и т. п.

Структура энергетической системы. Электроэнергетическая система состоит из нескольких электростанций, общей электрической сети и потребителей энергии. Большинство крупных электростанций (КЭС, АЭС, ГЭС) выдают мощность при помощи повышающих трансформаторов на двух напряжениях: ВН (110, 220 кВ), предназначенное для питания местного района. Сверхвысокое напряжение (СВН) (500 кВ и выше) используется для основной системообразующей (межрайонной) сети.

Основная (системообразующая) *сеть* ЭЭС СВН-500 кВ и выше служит для соединения электростанций удалённых экономических районов на параллельную работу. Эта сеть обеспечивает маневрирование потоков энергии (мощности) большого числа мощных электростанций с целью рационального использования энергетических ресурсов и повышения надёжности электроснабжения районов. Дальность передачи энергии по основной сети может достигать 1000 км и более.

Питающие сети энергосистемы напряжением 110, 220 кВ передают энергию от электростанций к мощным районным (цен-



## Начала энергетики

тральным) понижающим подстанциям, сооружаемым вблизи предприятий и городов. Для электроснабжения крупных городов строят несколько районных подстанций, соединённых между собой ЛЭП.

Весьма важным элементом ЭЭС являются подстанции с их сложными распределительными устройствами. Электрическая подстанция - электроустановка, предназначенная для распределения электроэнергии и преобразования электрической энергии одного напряжения в электроэнергию другого напряжения.

Для энергетической системы распределительное устройство (РУ) подстанции является узлом сети, имеющим электрические аппараты, защитные измерительные устройства, средства связи, служащие для управления распределением потоков энергии, отключения повреждённых участков и обеспечения надёжного электроснабжения потребителей.

Каждое РУ состоит из подходящих и отходящих линий передачи и других присоединений, связанных между собой сборными шинами через выключатели и разъединители. Основным аппаратом РУ является выключатель, служащий для коммутации нормальных токов нагрузки, а также отключения токов аварийного режима, в том числе токов короткого замыкания на линиях и трансформаторах. Разъединители служат для коммутации цепей без нагрузки с целью отсоединения выключателей, трансформаторов и другого оборудования, выводимого в ремонт.

Развитые электрические сети 110, 220, 330 и 500 кВ позволили создать Единую энергетическую систему страны.

В условиях России, при её огромных территориях и сосредоточения основных запасов энергоресурсов на Востоке страны (Сибирь) первостепенное значение имеет решение проблемы передачи электроэнергии на дальние расстояния.

Управления режимами энергосистем. Управление режимами ЭЭС осуществляется оперативным персоналом, а также автоматическими регуляторами и устройствами противоаварийной автоматики (ПА). Практически вся автоматика в настоящее время построена на основе микропроцессорных систем. Настройка автоматических систем управления производится в соответствии с заранее выбранными характеристиками так, чтобы обеспечить экономичность работы ЭЭС и соответствие требованиям качества отпускаемой потребителям электроэнергии.

Выбор видов используемых автоматических устройств, оценка их эффективности и влияния на надёжность работы ЭЭС производятся на основе специальных оптимизационных расчётов.



## Начала энергетики

Управление режимами ЭЭС должно быть оптимальным, т.е. дающим наилучший технико-экономический эффект в условиях действия противоположных факторов. Например, желая увеличить передаваемую по ЛЭП мощность, можно вызвать аварийное отключение этой линии из-за нарушения устойчивости её работы.

Для ЭЭС как объекта управления характерны наличие большого числа сложных прямых и обратных связей между многочисленными её элементами и целевая направленность процесса функционирования.

Основные автоматические устройства и их назначение.

*Автоматические регуляторы возбуждения* (АРВ) синхронных машин поддерживают напряжение на их шинах на требуемом уровне и, в случае необходимости, форсируют возбуждение, улучшая тем самым устойчивость работы ЭЭС.

*Автоматические регуляторы частоты вращения* (АРЧВ) турбин генераторов поддерживают требуемую частоту вращения роторов генераторов и тем самым частоту в ЭЭС.

*Автоматическое регулирование частоты и активной мощности* (АРЧМ) поддерживает баланс активной мощности и частоту с учётом возможностей межсистемных электропередач по пропускной способности, т.е. ограничений по передаваемой активной мощности.

*Релейная защита* (РЗ) элементов ЭЭС действует на сигнал или на отключение элементов энергосистемы в случае их повреждения или ненормальной работы. Информация о состоянии защищаемого объекта непрерывно поступает в защитное устройство, которое обрабатывает её и в случае нарушения нормального режима работы устанавливает место и вид повреждения.

*Автоматическое включение резерва* (АВР) осуществляет ввод резервного оборудования при аварийном отключении основного.

*Автоматическое повторное включение* (АПВ) повышает надёжность электроснабжения потребителей за счёт повторного включения ЛЭП после её автоматического отключения посредством релейной защиты.

*Автоматическая частотная разгрузка* (АЧР) ЭЭС обеспечивает сохранение баланса мощности при тяжёлой аварии, если она сопровождается значительным понижением частоты в энергосистеме (ниже допустимого уровня). В этом случае АЧР отключает ряд наименее ответственных, заранее выбранных



## Начала энергетики

потребителей, чтобы предотвратить значительное снижение частоты и напряжения в ЭЭС, следовательно, сохраняет устойчивость работы ЭЭС.

*Автоматический частотный пуск* (АЧП) агрегатов ГЭС осуществляется при снижении частоты в ЭЭС ниже допустимого уровня в связи с тем, что время набора мощности агрегатами ГЭС составляет около 1 мин.

Основные принципы диспетчерского управления. Основная особенность энергетической системы, заключающаяся в единстве технологического процесса и неразрывной связи, отдельных её элементов, требует единого управления процессом работы всей системы. В связи с этим с начала развития энергетических систем стала развиваться и техника управления ими из единого центра.

Необходимость централизации управления энергосистемами выявилась ещё на заре их организации. Для этой цели в первом десятилетии XX века была создана особая должность «*распределителя нагрузок*» (диспетчера).

Диспетчерское управление - это вид оперативного подчинения, когда операции с тем или иным оборудованием ЭЭС проводятся только по распоряжению *диспетчера* (старшего дежурного персонала), в управлении которого это оборудование находится.

В оперативном управлении диспетчера находится оборудование, операции с которым требуют координации действий подчинённого оперативного персонала или согласованных изменений в релейной защите и автоматике.

В основе построения диспетчерского управления ЭЭС лежит следующее:

- разграничение диспетчерских и общехозяйственных функций, т.е. обеспечение независимости системы диспетчерского управления (в пределах её функций) от административно-хозяйственной деятельности руководства энергокомпаний;
- иерархическое построение системы с прямым подчинением дежурного оперативного персонала каждой ступени управления персоналу более высокой ступени;
- представление персоналу каждой ступени максимальной самостоятельности в выполнении всех оперативных функций, не требующих вмешательства оперативного руководителя более высокой ступени;
- чёткое разграничение функций и ответственности оперативного персонала всех ступеней управления по ведению



## Начала энергетики

нормальных режимов и ликвидации аварийных ситуаций;

- строжайшая диспетчерская дисциплина.

Первоначальной задачей диспетчера было именно только распределение мощности. В дальнейшем его функции резко расширились. На диспетчера энергосистемы было возложено управление режимом или, по крайней мере, контроль над режимом всех элементов энергосистемы и ликвидация аварий. В настоящее время функции диспетчера энергетической системы значительно шире и охватывают регулирование всех процессов в ней, имеющих существенное значение для всей энергосистемы, а не для отдельных её элементов.

Диспетчер системы осуществляет руководство:

- распределением активной и реактивной мощностей между отдельными электростанциями энергосистемы;
- регулированием частоты во всей энергосистеме и напряжений в основных её точках;
- регулированием потоков мощности по отдельным участкам электрической сети;
- производством всех коммутационных переключений в основных сетях системы и на электростанциях;
- вводом в работу и выводом из работы отдельных агрегатов электростанций и сетей, как для целей ремонта, так и в резерв;
- ликвидацией аварий на электростанциях и в основных сетях энергосистемы;
- регулированием режима и водотока ГЭС;
- изменением настройки релейной защиты и т.д.

Диспетчеру энергетической системы подчиняется весь старший оперативный персонал электростанций и электрических сетей.

В настоящее время энергосистемы России объединены в единую энергетическую систему (ЕЭС). ЕЭС России состоит из 6 параллельно работающих объединённых энергетических систем (ОЭС): Центра, Северо - Запада, Средней Волги, Северного Кавказа, Урала, Сибири, которые в свою очередь связаны как с ОЭС и ЭЭС бывшего СССР - Беларуси, Украины, Казахстана, Прибалтики (в её состав входят ЭЭС Латвии, Литвы и Эстонии), Закавказья (в её состав входят ЭЭС Армении, Азербайджана и Грузии), так и ЭЭС Польши, Финляндии, Турции, Монголии, Норвегии. Кроме того, в состав ЕЭС России входит ОЭС Востока, которая связана слабой межсистемной связью 220 кВ с ОЭС Сибири.

Для управления ЕЭС используется автоматизированная си-



стема диспетчерского управления (АСДУ). АСДУ ЕЭС представляет собой иерархически построенную человеко-машинную систему, обеспечивающую по всей территории, охватываемой электрическими сетями, сбор, преобразование, передачу, переработку и отображение информации о состоянии и режиме энергосистемы, формирование на основе собранной информации, передачу и реализацию управляющих команд с целью выполнения системой (за счёт располагаемых средств) функций надёжного и экономичного снабжения электрической и тепловой энергией требуемого качества всех её потребителей.

## 12.2. Электрические сети

Электрические сети это совокупность подстанций и линий электропередачи. Электрические сети являются промежуточным звеном в системе источник - потребитель; они обеспечивают передачу электроэнергии к потребителям и её распределение.

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

К распределительным сетям непосредственно подключаются электроприёмники или укрупнённые потребители электрической энергии (завод, предприятие и т.п.). Напряжение таких сетей обычно не превышает 6-20 кВ. Однако в последнее время в связи с внедрением 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 объединённой 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 (радиальные или разомкнутые, разомкнутые с автоматическим резервированием, замкнутые).

Основное назначение электрических сетей заключается в



## Начала энергетики

обеспечении надёжного 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 сеть характеризуется номинальным и наибольшим рабочим напряжением, а также режимом нейтрали.

В Российской Федерации по ГОСТ 721-62 установлена следующая шкала номинальных напряжений электрических сетей переменного тока с частотой 50 Гц: 36, 220, 380, 660 В; 3, 6, 10, 20, 35, 110, 220, 330, 500, 750, 1150 кВ. Приведенные значения напряжений соответствуют *линейным (междуфазным)* значениям напряжений трёхфазной системы переменного тока.

Генераторы, (авто) трансформаторы, некоторые электродвигатели 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 аномальных режимов). Заземление нейтралей, обусловленное режимом работы сети, называется рабочим заземлением в отличие от защитного заземления, выполняемого для обеспечения безопасных условий работы персонала.

*В России сети трёхфазного переменного тока напряжением 110 кВ и выше, а также напряжением ниже 1 кВ выполняются с глухим заземлением нейтрали, а сети с напряжением 3-35 кВ с изолированной или заземлённой через дугогасящий реактор нейтралью.*

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 на землю равен или более 500 А*, и сети с *малым током замыкания на землю*, у которых ток замыкания не превышает 500 А. Первые сети являются сетями с глухим заземлением нейтрали и замыкание на землю в этих сетях называется *коротким замыканием (КЗ)*; вторые сети с изолированной нейтралью, замыкание на землю в этих сетях называется *простым замыканием*.

Следует отметить, что среди энергетиков разных стран пока нет единого мнения об оптимальной области применения того или иного способа *заземления нейтралей*. Так в странах Западной Европы и Японии заземление нейтрали через дугогасящий





реактор используется в сетях до 220 кВ, в то же время в США имеются распределительные сети 10-35 кВ с глухим заземлением нейтрали.

При замыкании фазы на землю в сетях с изолированной нейтралью напряжения на неповреждённых фазах увеличиваются

в  $\sqrt{3}$  раза, т.е. фазные напряжения становятся равным линейным. Согласно Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей (ПТЭ) при замыкании на землю одной фазы в сети генераторного напряжения (эта сеть работает с изолированной нейтралью) допускается работа генераторов в течение 2-х часов и персонал за это время должен найти и отключить повреждение. В распределительных сетях с повреждением на землю разрешается работать до его устранения.

### 12.3. Передача электроэнергии на постоянном и переменном токе

Как известно, в настоящее время для выработки электрической энергии, её передачи на расстояние, распределения и потребления используется *переменный ток*. Это объясняется, прежде всего, способностью переменного тока к *трансформации*, т.е. изменению напряжения с помощью достаточно простых аппаратов - трансформаторов, а также и тем, что электродвигатели переменного тока по своей конструкции значительно проще и, следовательно, надёжнее электродвигателей постоянного тока. Благодаря этому переменный ток используется повсеместно, за исключением некоторых промышленных производств и электрического транспорта. Однако в последние десятилетия электроэнергетики разных стран все чаще применяют постоянный ток для передачи электрической энергии на большие расстояния.

Сопоставим характеристики линий переменного и постоянного тока. Обе линии обладают однопипными параметрами - активным сопротивлением проводов, а также индуктивностью и ёмкостью. Активное сопротивление проводов определяет потери мощности и энергии в линии и, следовательно, её КПД, а индуктивность и ёмкость - *электромагнитные процессы в линии*, связанные с передачей электроэнергии.

Индуктивность и ёмкость линии определяются её *конструкцией* - расстоянием между фазами (полюсами), диаметром



## Начала энергетики

проводов и длиной линии. При увеличении расстояния между фазами индуктивность линии увеличивается, а ёмкость линии снижается. Уменьшение этого расстояния приводит к обратному эффекту. Увеличение длины линии вызывает рост, как её индуктивности, так и ёмкости.

У воздушных линий переменного и постоянного тока расстояние между фазами (полюсами) измеряется метрами (ВЛ 500 кВ переменного тока - 12 м, ВЛ  $\pm 400$  кВ постоянного тока - 10 м), у кабельной линии - несколькими сантиметрами. Отсюда следует, что воздушная линия имеет большую индуктивность и значительно меньшую ёмкость, чем кабельная. Различие этих характеристик проявляется при работе воздушных и кабельных линий на постоянном или переменном напряжении.

Реакция индуктивности и ёмкости на протекание переменного и постоянного тока различна. При протекании *переменного тока* по индуктивности в ней возникает ЭДС самоиндукции, которая противодействует протеканию тока. Иными словами, индуктивность представляет собой сопротивление для переменного тока. Это сопротивление прямо пропорционально частоте переменного тока и возрастает с увеличением последней. При частоте тока, равной нулю (*постоянный ток*), индуктивное сопротивление тоже равно нулю.

Ёмкость также оказывает сопротивление протеканию переменного тока. В отличие от индуктивного сопротивления ёмкостное сопротивление обратно пропорционально частоте. При увеличении частоты переменного тока сопротивление ёмкости снижается, при уменьшении частоты - возрастает. При частоте, равной нулю (*постоянный ток*), *сопротивление ёмкости становится равным бесконечности*. Иными словами, через идеальную ёмкость постоянный ток не проходит.

Рассмотрим воздушную линию. При работе воздушной линии на переменном напряжении её индуктивность оказывает сопротивление протеканию переменного тока и, в конечном итоге, определяет ту максимальную мощность, которую можно передать по этой линии. Как уже отмечалось, индуктивное сопротивление линии возрастает при увеличении её длины, и, следовательно, при этом снижается максимальная мощность, которую можно передать по линии.

Ёмкость воздушной линии переменного тока практически не влияет на передаваемую мощность, однако через неё протекает так называемый зарядный ток, который создаёт зарядную мощность линии и приводит к дополнительному нагреву прово-



## Начала энергетики

дов, т.е. увеличивает потери энергии в линии и снижает её КПД. Кроме того, этот ток приводит к нежелательному повышению напряжения в промежуточных точках линии и к целому ряду других отрицательных последствий. Поэтому возникает необходимость в компенсации зарядной мощности линии, для чего используются специальные устройства - реакторы, которые, в конечном счёте, приводят к увеличению стоимости линии. Однако следует отметить, что необходимость в компенсации зарядной мощности линии, как правило, возникает лишь для линий сверхвысоких напряжений - 330 кВ и выше.

При работе воздушной линии на постоянном напряжении, когда по ней протекает постоянный ток, в установившемся режиме ни её индуктивность, ни ёмкость не оказывают никакого влияния на процесс передачи электрической энергии по линии и, следовательно, на максимальную мощность, которую можно передать по линии при увеличении длины последней. Зарядная мощность линии постоянного тока отсутствует в силу изложенных выше причин. Поэтому сама линия не нуждается в каких-либо компенсирующих устройствах.

Главный вывод, который может быть сделан из сказанного выше, состоит в следующем:

- для воздушной линии переменного тока существует зависимость максимальной передаваемой мощности от её длины - чем длиннее линия, тем меньше предельная мощность, которую можно по ней передать; это одна из причин, ограничивающих допустимую длину такой линии;
- воздушная линия постоянного тока не имеет такого ограничения, поэтому линия постоянного тока может иметь любую длину и передаваемую мощность, которые диктуются практической целесообразностью. Возможные ограничения - допустимые потери энергии на нагрев проводов и пропускная способность используемой аппаратуры.

Рассмотрим кабельные линии. Известно, что кабельные линии переменного тока имеют весьма ограниченную длину - не более 15 - 20 км. Это объясняется двумя основными причинами:

- большой зарядной мощностью, возникающей вследствие значительной ёмкости кабеля;
- высокой стоимостью кабеля.

Зарядная мощность приводит к дополнительному нагреву жил кабеля, вынуждая снижать полезную передаваемую мощность и ограничивать длину кабеля. В особенности это относится к высоковольтным кабельным линиям (110 - 500 кВ). Поэтому ка-



## Начала энергетики

бельные линии переменного тока не могут быть использованы для передачи электроэнергии на достаточно большие расстояния.

В кабельной линии постоянного тока зарядная мощность отсутствует и не создаёт дополнительного нагрева кабеля. Поэтому кабельные линии постоянного тока могут сооружаться достаточно длинными (100 - 200 км, возможно и больше) и использоваться для решения задач, которые невозможно решить иными путями, например для пересечения больших водных пространств (морских проливов), ввода больших мощностей в центры крупных городов и др.

Следует отметить ещё ряд проблем. В настоящее время в мире используются две частоты переменного тока - 50 и 60 Гц. В странах Европы, СНГ и России принята частота 50 Гц; в США, Канаде, некоторых странах Южной Америки, южной части Японии - 60 Гц. Объединение систем с различной номинальной частотой на параллельную работу с помощью линий переменного тока невозможно. Для этой цели, как показывает мировая практика, может быть с успехом использован постоянный ток. Такие связи существуют в Японии и Южной Америке.

Объединение отдельных систем с одной номинальной частотой возможно только при их синхронной работе. При всех положительных сторонах такого решения следует отметить, что оно предполагает также одинаковые стандарты поддержания частоты и законы её регулирования. Если до объединения системы работали с различными законами регулирования частоты, то такое объединение требует большой работы по реконструкции систем регулирования частоты на всех электростанциях и крупных капиталовложений. Кроме того, объединение систем на параллельную работу неизбежно приводит к одновременному увеличению токов коротких замыканий в связываемых системах. Это требует применения дорогостоящих мероприятий по их ограничению или замене коммутационной аппаратуры.

Объединение систем требует обеспечения устойчивости их совместной работы. При объединении систем связями переменного тока и возникновении аварийной ситуации в одной из систем, например короткого замыкания, отключения крупного генерирующего блока или электростанции, устойчивость совместной работы может быть нарушена, что может привести к обесточиванию целых регионов и, как следствие, большому экономическому ущербу.

Отмеченных выше отрицательных последствий можно избежать, если для объединения систем использовать звено постое-



янного тока. В этом случае полностью снимаются проблемы устойчивости совместной работы и увеличения токов коротких замыканий, а сами связываемые системы будут работать с одинаковыми или несколько различающимися частотами, но асинхронно. Такое решение может дать определенный «системный эффект», связанный с повышением экономичности и надёжности работы объединяемых систем, как в нормальных, так и в аварийных и послеаварийных режимах, поскольку звено постоянного тока предотвращает развитие каскадных аварий, что подтверждается мировой практикой.

Если линию постоянного тока использовать для объединения нескольких систем, то в этом случае все эти системы могут работать независимо друг от друга, но обмениваться между собой мощностью. В этом случае линия постоянного тока становится как бы сборными шинами для этих систем. При этом аварийные возмущения в одной из систем не будут передаваться в другие в отличие от того, как это было бы при связи на переменном токе.

Системный эффект может проявиться также и в случае, когда звено постоянного тока шунтирует существующие межсистемные связи переменного тока. Здесь за счёт его высокой управляемости можно обеспечить перераспределение потоков мощности по этим связям с целью повышения экономичности работы связываемых систем и при необходимости сохранить устойчивость их синхронной работы.

Электропередача постоянного тока может проявить свои качества ещё в одной области. Известно, что характерная особенность гидротурбин заключается в том, что максимальный КПД при неизменной скорости вращения их рабочего колеса, т.е. при постоянной частоте переменного тока, может быть, достигнут лишь при постоянном уровне воды в верхнем бьефе (при постоянном напоре воды, на который проектируется турбина) или при незначительных его колебаниях. Такие режимы возможны лишь для гидроэлектростанций с большими объёмами водохранилищ, когда водохранилище заполнено до проектной отметки. Для всех других ГЭС при неизменной скорости вращения рабочего вала при срабатывании водохранилища и снижении напора воды турбины будут снижать свой КПД. В особенности это явление будет проявляться на приливных ГЭС и на ГЭС с большими объёмами водохранилищ в период их заполнения.

Для поддержания КПД на максимально высоком уровне в этих случаях турбины должны изменять частоту вращения, что приведёт к изменению частоты переменного тока и невозможно-



## Начала энергетики

сти выдачи мощности ГЭС в систему по линии переменного тока из-за разности частот системы и генераторов ГЭС. Если для связи ГЭС с системой используется линия постоянного тока, то обеспечивается возможность выдачи мощности в систему при переменной частоте вращения гидрогенераторов, в том числе и в период заполнения водохранилища, который может длиться многие годы.

Из сказанного выше могут быть определены возможные области применения постоянного тока в современной электроэнергетике. К ним следует отнести:

- дальние электропередачи, например, от удалённых ГЭС или АЭС. Расстояния здесь могут исчисляться многими сотнями и тысячами километров. Экономическая граница между переменным и постоянным током, по разным данным, может лежать в пределах 700 - 1000 км в зависимости от условий прохождения трассы, требований надёжности, цен на оборудование и ряда других факторов;
  - передача электроэнергии через большие водные пространства;
  - глубокие вводы большой мощности в центры крупных городов;
  - связь систем переменного тока с различной номинальной частотой;
  - несинхронные связи систем одной номинальной частоты, что позволит повысить живучесть объединённой системы;
  - создание «шин постоянного тока», к которым могут подсоединяться электроэнергетические системы разных районов или стран, работающие несинхронно или с различной частотой и не выполняющие требования единства законов регулирования частоты;
  - подключение к системе электростанций, работающих с переменной частотой вращения агрегатов, что позволяет обеспечить большую эффективность работы этих агрегатов.

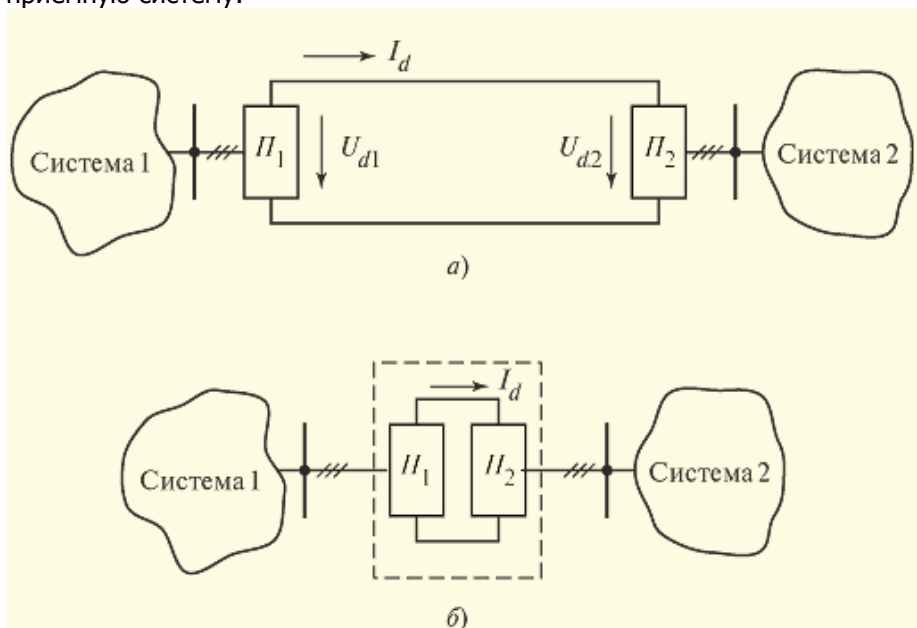
В настоящее время все известные объекты постоянного тока делятся на две группы. К первой из них относятся электропередачи постоянного тока (ЭПТ), где электрическая энергия передаётся на какое-то расстояние. Неотъемлемой частью этих электропередач является воздушная или кабельная линия постоянного тока. Ко второй группе относятся так называемые вставки постоянного тока (ВПТ), где линия постоянного тока отсутствует. Все звено постоянного тока расположено на одной подстанции, на которую заходят линии переменного тока от связываемых систем. Схемы ЭПТ и ВПТ



приводятся ниже.

Сейчас в мире находится в эксплуатации 52 передачи и вставки постоянного тока общей мощностью около 25 000 МВт. Ведётся проектирование и строительство ещё 28 ЭПТ и ВПТ, в том числе с применением новых технологий. В настоящее время все крупные энергосистемы Европы объединены электропередачами и вставками постоянного тока, что позволяет говорить о трансъевропейской сети.

На рис. 12.1,*а* приведена структурная схема электропередачи постоянного тока, на рис. 12.1,*б* – вставки постоянного тока. Электропередачи постоянного тока используются для транспорта электрической энергии от удалённой электростанции в приёмную систему или из одной системы в другую. Для этого электрическая энергия переменного тока, вырабатываемая генераторами передающей системы, должна быть сначала преобразована в энергию постоянного тока, в таком виде передана по линии, затем снова преобразована, но уже в энергию переменного тока и передана в приёмную систему.



**Рисунок 12.1. Структурная схема электропередачи постоянного тока (а) и вставки постоянного тока (б)**



## Начала энергетики

На рисунке индексом  $d$  обозначены величины относящиеся к постоянному току (*direct* — прямой): ток  $I_d$  и напряжения  $U_{d1}$ ,  $U_{d2}$ .

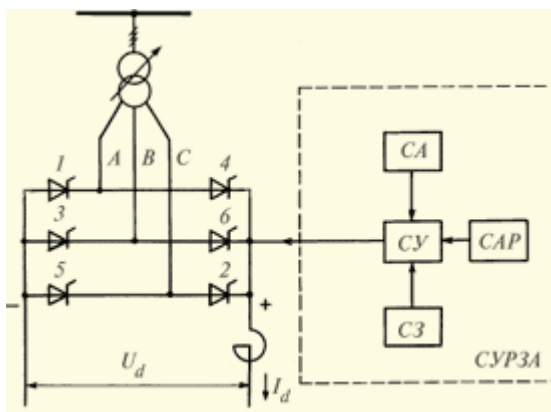
Если используется вставка постоянного тока (рис. 12.1, б), то транспорт энергии на расстояние осуществляется на переменном токе. Причём обычно это расстояние сравнительно невелико, так как ВПТ используется для связи примыкающих друг к другу систем. Постоянный ток здесь играет лишь роль звена, которое полностью развязывает соединённые системы по частоте и, с этой точки зрения, делает их не зависящими друг от друга.

Преобразование электрической энергии осуществляется преобразователями  $П_1$  и  $П_2$ , связанными с передающей и приёмной системами. Преобразователь, который преобразует энергию переменного тока от передающей системы в энергию постоянного тока, называется выпрямителем. Другой преобразователь, который получает энергию от выпрямителя и преобразует её в энергию переменного тока, отдавая эту энергию в приёмную систему, называется инвертором.

Преобразователи обладают свойством реверсивности: при необходимости изменения направления передачи мощности выпрямитель становится инвертором, а инвертор выпрямителем. При этом направление тока в линии остаётся неизменным, так как вентили в преобразователях пропускают ток только в одном направлении, но меняется полярность самих преобразователей.

В качестве преобразователей в электропередачах в настоящее время используются статические управляемые вентильные преобразователи, собранные по трёхфазной мостовой схеме. Эта схема со всеми её основными элементами приведена на рис. 12.2.





**Рисунок 12.2. Схема преобразовательного моста:**  
(СурЗА - система управления, регулирования, защиты, автоматизики)

Основным элементом преобразовательного моста являются вентили. В настоящее время в качестве вентиляей используются высоковольтные тиристорные вентили (ВТВ), собранные из единичных тиристоров, включённых последовательно.

Важным элементом преобразовательного блока является трансформатор, который связывает преобразовательный мост с сетью передающей или приёмной системы. Этот трансформатор выполняет две функции:

- создаёт необходимое напряжение  $U_{дм}$ , что обеспечивается выбором соответствующего коэффициента трансформации;
- электрически отделяет цепь выпрямленного тока от сети переменного тока.

Необходимость такой гальванической развязки объясняется следующим обстоятельством. При глухо заземлённой нейтрали сетей 220 - 500 кВ, куда включаются преобразователи ЭПТ и ВПТ, потенциалы фаз по отношению к земле жёстко фиксированы и в нормальных режимах не превышают амплитуды фазного напряжения. В то же время потенциалы отдельных мостов по отношению к земле при их последовательном соединении различны, и потенциал полюса может существенно превышать потенциал фазы. Так, например, при  $U_{д} = \pm 750$  кВ и напряжении сети 500 кВ потенциал полюса равен 750 кВ, амплитуда фазного напряжения сети составляет 407,5 кВ. Отсюда необходимость их электриче-



ского разделения.

Обмотку трансформатора, присоединённую к питающей сети, обычно называют сетевой обмоткой, а обмотку, подключённую к вентильному мосту, вентильной. Группами соединений обмоток трансформатора, которые обычно применяются на практике, являются  $Y/Y-12$  или  $Y/D-11$ . При этом с целью уменьшения содержания токов высших гармоник в токе фазы эти группы обычно используют в сочетании друг с другом.

Трансформатор может быть как двухобмоточный, так и многообмоточный, обычно трёх - или четырёхобмоточный. В последнем случае одна из обмоток - сетевая, две - вентильные, присоединённые к двум последовательно включённым мостам, к четвёртой обмотке могут подключаться фильтры высших гармоник или синхронный компенсатор.

Вентили, применяемые в схеме моста, обладают свойством управляемости, т.е. они могут открыться только при подаче на управляющий электрод вентиля электрического импульса относительно небольшой мощности, в последних конструкциях - светового импульса. Изменяя момент подачи этого импульса (сдвиг по фазе), можно в широких пределах регулировать параметры режима моста (мощность, напряжение), переводить мост из выпрямительного режима в инверторный и наоборот. Важно отметить, что изменение режима может осуществляться практически безынерционно.

Управление режимом моста может осуществляться с помощью системы управления  $СУ$ , показанной на рис. 12.2, которая генерирует управляющие импульсы, распределяет их по вентилям моста и осуществляет необходимый сдвиг их по фазе относительно питающего напряжения.

На систему управления воздействует система автоматического регулирования  $САР$ , поддерживающая неизменными параметры режима, например ток в линии, передаваемую мощность и ряд других, в заданных пределах путем изменения фазы подаваемых импульсов. На эту же систему  $СУ$  воздействует система защиты  $СЗ$ , которая автоматически снимает передачу управляющих импульсов на вентили при возникновении аварийных ситуаций в преобразовательном мосту или в линии. Кроме того, на  $СУ$  воздействует система автоматики  $СА$ , которая осуществляет, например, автоматический ввод моста в работу после действия защиты и выполняет ряд других функций. Все эти системы объединены в один комплекс  $СУРЗА$  (система управления, регулирования, защиты, автоматики), являющийся неотъемлемой частью преобразова-



## Начала энергетики

тельного блока. На современных ЭПТ и ВПТ СУРЗА выполняется с использованием микропроцессорной техники.

На рис. 12.2 в полюс моста включён реактор. Обычно этот реактор включается в каждый полюс линии. Он предназначен для сглаживания пульсаций выпрямленного тока и исключает совместно с фильтрами, установленными на полюсах, проникновение переменных токов высших гармоник в линию. Кроме того, этот реактор ограничивает скорость изменения тока при авариях на линии, что диктуется условиями работы вентилях, а также защищает оборудование подстанции и прежде всего преобразовательные мосты от волн *перенапряжений*, которые могут приходиться в линии. Для вставок постоянного тока такие реакторы также необходимы. Здесь они включаются непосредственно между выпрямителем и инвертором.

Одним из обязательных элементов преобразовательного блока являются фильтрокомпенсирующие устройства (ФКУ). Они предназначены для компенсации токов высших гармоник и реактивной мощности. В состав ФКУ входят фильтры токов высших гармоник, батареи статических конденсаторов, синхронные компенсаторы или статические регулируемые источники реактивной мощности. Схемы включения и состав элементов ФКУ могут быть различными. Так, например, фильтры могут включаться как на дополнительную обмотку трансформатора преобразователя, так и непосредственно на шины сети. Синхронные компенсаторы могут также быть включены или на шины сети через дополнительные трансформаторы, или же на дополнительную обмотку преобразовательного трансформатора. Целесообразность размещения фильтров высших гармоник в той или иной точке схемы во многом определяется параметрами примыкающей сети переменного тока и её частотными характеристиками.

Максимальная мощность преобразовательных мостов, разработанных к настоящему времени, достигает 750—800 МВт, что достаточно для решения существующих задач. В принципе, при достигнутых параметрах тиристорных преобразовательных мостов можно конструировать на большие мощности. Однако здесь возникает ограничение, связанное с возможностью выполнения трансформаторов, питающих такие преобразователи.

В настоящее время при создании ЭПТ и ВПТ используется модульный принцип. Каждый тиристор со всеми устройствами, обеспечивающими его функционирование, помещается в тиристорную ячейку. Несколько ячеек объединены в модуль, который является заменяемым элементом. Несущей конструкцией



## Начала энергетики

служит жёсткий каркас, собранный из фарфоровых стержневых изоляторов. Этот каркас образует пространственную конструкцию из нескольких этажей. На каждом этаже размещены модули, соединённые между собой. На рис. 12.3 приведен внешний вид вентильного зала. Здесь для изоляции от земли используются опорные изоляторы. В сейсмоопасных районах обычно используется подвесная изоляция.



**Рисунок 12.3. Внешний вид вентильного зала**

Сейчас некоторые фирмы, выпускающие оборудование для ППТ и ВПТ, разрабатывают конструкции, где вся преобразовательная подстанция выполняется по модульному принципу, а вентильные залы отсутствуют. Это обеспечивает снижение стоимости подстанции.

Существуют и другие конструкции ЭПТ и ВПТ, где тиристоры размещены в баке, заполненном трансформаторным маслом. Такие конструкции могут быть установлены на открытом воздухе, однако в этой конструкции затруднена возможность ремонта. В качестве охлаждающей среды для тиристоров могут использоваться воздух, трансформаторное масло, деионизированная дистиллированная вода. В настоящее время преимущество отдаётся деионизированной воде вследствие её большей теплоёмкости, пожаробезопасности, отсутствию токсичности.



## КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Основные понятия об энергетической системе.
2. Структура энергетической системы.
3. Управления режимами энергосистем.
4. Основные принципы диспетчерского управления.
5. Основные автоматические устройства и их назначение.
6. Электрические сети.
7. Режимы работы нейтралей электрических сетей.
8. Передача электроэнергии на постоянном и переменном токе.
9. Электропередачи постоянного тока и вставки постоянного тока.
10. Управляемые вентильные преобразователи.
11. Система управления вентильным преобразователем.



## 13. ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ.

### 13.1. Общие сведения

Передача электрической энергии от электрических станций (источников энергии) к потребителям осуществляется с помощью линий электропередачи.

В наиболее общем плане линия электропередачи (ЛЭП) определяется как «выходящая за пределы электростанции или подстанции и предназначенная для передачи электрической энергии на расстояние, например, между двумя пунктами энергосистемы с возможным промежуточным отбором» (ГОСТ 19431-84. Энергетика и электрификация. Термины и определения. М.: Изд-во стандартов, 1984.).

Линии электропередачи выполняются воздушными и кабельными, а также в виде специальных токопроводов той или иной конструкции, например в виде шин.

Современная классификация ЛЭП базируется на ряде признаков.

Одним из важнейших признаков является род тока. В соответствии с этим признаком различаются линии трёхфазного переменного тока, а также постоянного тока. Наибольшее распространение в мире получили линии трёхфазного переменного тока, причём по протяжённости среди них лидируют именно воздушные линии. Линии постоянного тока конкурируют с ними лишь при достаточно большой протяжённости и передаваемой мощности, поскольку в общей стоимости электропередачи значительную долю составляют затраты на сооружение концевых преобразовательных подстанций.

Следующим важным признаком, определяющим различие конструктивных и электрических характеристик ЛЭП, является номинальное напряжение  $U_{ном}$ . К категории низковольтных относятся линии с номинальным напряжением менее 1 кВ. Линии с  $U_{ном} > 1$  кВ принадлежат к разряду высоковольтных, и среди них выделяются линии среднего (СН) с  $U_{ном} = 3 \div 35$  кВ, высокого напряжения (ВН) с  $U_{ном} = 110 \div 220$  кВ, сверхвысокого напряжения (СВН) с  $U_{ном} = 330 \div 750$  кВ и ультравысокого



напряжения (УВН) с  $U_{ном} > 1000$  кВ.

По конструктивному исполнению различают воздушные и кабельные линии. Воздушная линия - это «линия электропередачи, провода которой поддерживаются над землей с помощью опор, изоляторов и арматуры». Кабельная линия определяется как линия электропередачи, выполненная одним или несколькими кабелями, уложенными непосредственно в землю или проложенными в кабельных сооружениях (туннелях, каналах, блоках и т.п.).

По количеству параллельных ветвей ( $n_u$ ), прокладываемых по общей трассе, различают одноцепные ( $n_u = 1$ ), двухцепные ( $n_u = 2$ ) и многоцепные ( $n_u > 2$ ) линии. По ГОСТ 24291-90 одноцепная воздушная линия переменного тока определяется как линия, имеющая один комплект фазных проводов, а двухцепная ВЛ - два комплекта. Соответственно многоцепной ВЛ называется линия, имеющая более двух комплектов фазных проводов.

Одноцепные воздушные линии сооружаются на одноцепных опорах, тогда как двухцепные могут сооружаться либо с подвеской каждой цепи на отдельных опорах, либо с их подвеской на общей (двухцепной) опоре. В последнем случае сокращается полоса отчуждения территории под трассу линии, но возрастают вертикальные габариты и масса опоры. Первое обстоятельство, как правило, является решающим, если линия проходит в густонаселённых районах, где обычно стоимость земли достаточно высока. По этой же причине в ряде стран мира используются и многоцепные опоры с подвеской цепей одного номинального напряжения либо разных напряжений.

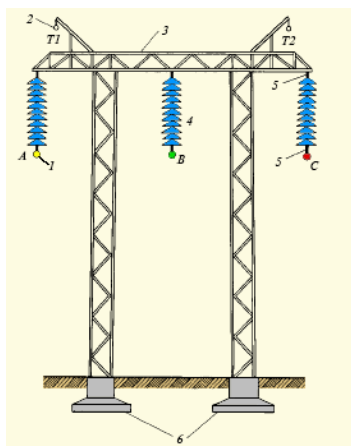
### 13.2. Воздушные линии электропередачи

В «Правилах устройства электроустановок» (ПУЭ) содержится ещё одно определение воздушной линии: воздушная линия - это устройство для передачи электрической энергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным при помощи изоляторов и арматуры к опорам или кронштейнам инженерных сооружений.

Здесь перечислены почти все основные элементы ВЛ (опоры, провода, изоляторы, арматура), за исключением грозозащитных тросов и фундаментов (рис. 13.1).



## Начала энергетики



**Рисунок 13.1. Промежуточная опора воздушной линии**

Основными элементами воздушной линии являются провода фаз линии *A*, *B*, *C*, непосредственно осуществляющие передачу электроэнергии. Для защиты проводов от прямых ударов молнии служат тросы, монтируемые в верхней части опор на тросостойках.

Опоры предназначены для надёжного поддержания проводов и тросов на определённой высоте над поверхностью земли, как при нормальной эксплуатации линии, так и в различных аварийных ситуациях. Опоры изготавливают из металла, железобетона и дерева.

Изоляторы изготавливают из стали и закалённого стекла; они должны обеспечить необходимую электрическую прочность между находящимся под напряжением проводом и заземлённой опорой. Провода используют *многопроволочные*: алюминиевые и сталеалюминиевые (стальной сердечник для обеспечения механической прочности провода).

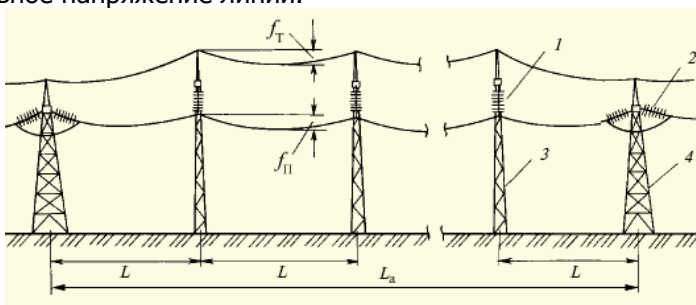
Линейная арматура - это комплекс устройств, с помощью которых провода соединяются, закрепляются на изоляторах, а изоляторы - на опорах. Фундаменты служат для обеспечения устойчивого положения опор.

На рис. 13.2 показан участок одноцепной воздушной линии. При монтаже линии используются два типа опор: *анкерные* и *промежуточные*. Провода на анкерных опорах жёстко закрепляются на натяжных гирляндах изоляторов, а на промежуточных опорах - на поддерживающих гирляндах. Анкерные опоры рассчитаны на противодействие силам одностороннего тяжения по





проводам, возникающим при их обрыве в примыкающем к анкерной опоре промежуточном пролёте длиной  $L$ , а также при монтаже проводов и тросов. Длина гирлянды тем больше, чем выше номинальное напряжение линии.



**Рисунок 13.2. Профиль анкерного пролёта воздушной линии**

В промежуточном пролёте провода и тросы провисают. Расстояние по вертикали между точкой подвеса на опоре и нижней точкой в пролёте называется стрелой провеса. Расстояние от нижней точки провода до земли, воды или пересекаемых объектов называется габаритом линии. Оно определяется в ПУЭ в зависимости от  $U_{ном}$ , характера местности и типа пересекаемого линейной сооружения, например для ВЛ с  $U_{ном} = 500$  кВ, сооружаемых в ненаселённой местности, составляет 6 - 8 м.

Действие ветра обуславливает явления, отрицательно влияющие на воздушную линию (ВЛ). Во-первых, это вибрация проводов и тросов, возникающая при равномерном движении воздуха со скоростью 4 - 8 м/с; она характеризуется частотой колебаний в десятки герц и амплитудами до десятков миллиметров. Вибрация вызывает многократные перегибы проволок проводов и тросов, что, в конечном счёте, приводит к их излому, ослаблению прочности провода или троса и к возможности их обрыва, т.е. к аварийной ситуации.

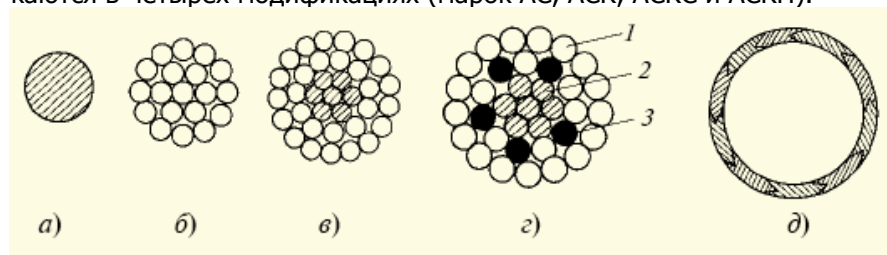
Во-вторых, при скоростях ветра 15 - 30 м/с может возникать, так называемая, пляска проводов и тросов. Обычно это явление наблюдается в период, когда провода и тросы покрыты гололёдом. Эти колебания характеризуются частотой в единицы герц, однако их амплитуда может достигать величины, равной стреле провеса провода или троса. Возникающие при этом динамические воздействия на узлы крепления проводов к гирляндам



изоляторов и последних к опорам настолько значительны, что могут приводить к поломкам арматуры и деталей опор. Кроме того, при пляске возможны касания и схлестывания проводов между собой и с тросами, что вызывает КЗ и аварийное отключение линии.

Для борьбы с вибрацией воздушные линии оснащаются виброгасителями. Единственным средством демпфирования колебаний при пляске является плавка гололёда, осуществляемая с помощью специального оборудования, обеспечивающего прохождение по линии больших токов и такой нагрев проводов, при котором происходят таяние и сброс ледяной корки.

В России основным используемым типом проводов для ВЛ 35 - 1150 кВ до настоящего времени являются сталеалюминиевые (рис. 13. 3). Они имеют стальной сердечник из 1, 7, 19, 37 или 61 проволоки (соответственно 1, 2, 3, 4 или 5 повивов). На этот сердечник накладываются от 1 до 4 повивов алюминиевых проволок. В соответствии с ГОСТ 839-80 сталеалюминиевые провода выпускаются в четырёх модификациях (марок АС, АСК, АСКС и АСКП).



1 – алюминий, 2 – сталь, 3 - наполнитель

**Рисунок 13.3. Конструкции неизолированных проводов:**

а – однопроволочный, б – многопроволочный из одного металла, в - многопроволочный из двух металлов, г – расширенный, д – пустотелый (полый)

Полые провода разрабатывались для применения на ВЛ напряжением 220 кВ и выше с целью уменьшения коронного разряда на проводах (потерь электроэнергии, акустического шума и помех радио- и телевизионному приёму). Это явление возникает при определённой напряжённости электрического поля на поверхности провода (около 30 кВ/см), которая обратно пропорциональна внешнему диаметру провода.



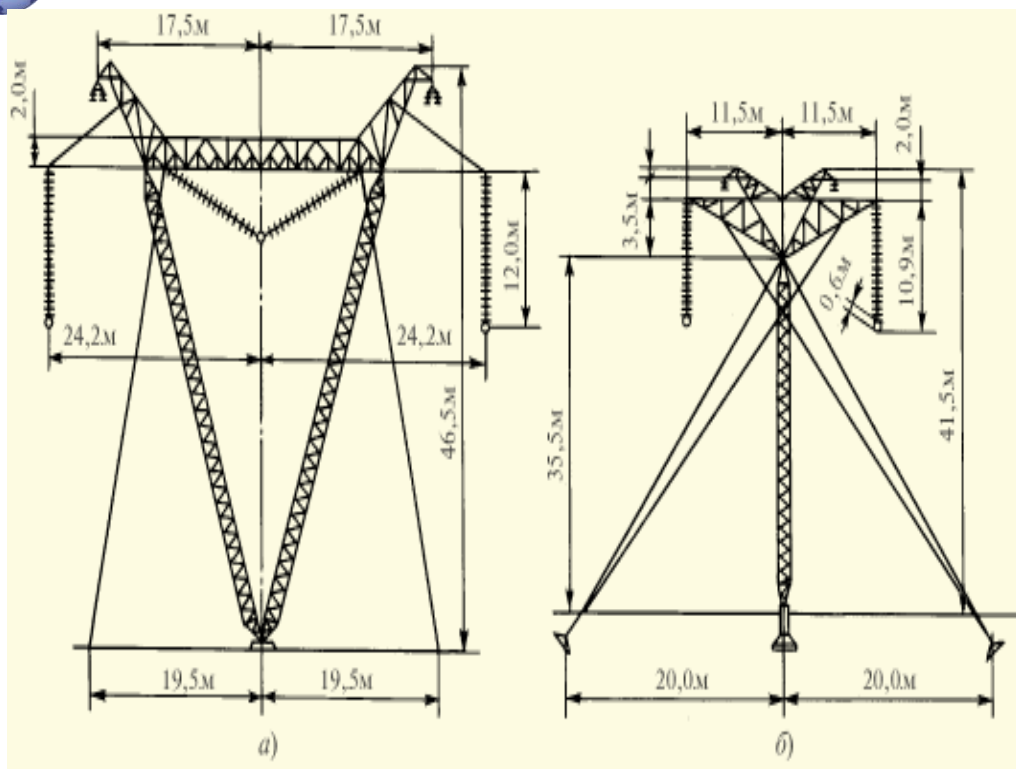
## Начала энергетики

Применение проводов обычной многопроволочной конструкции с увеличенным по этой причине диаметром неэкономично, поскольку сечение такого провода из-за явления поверхностного эффекта при протекании по нему переменного тока используется не полностью, т.е. какое-то количество материала не работает и является как бы лишним. Пустотелая конструкция позволяет избежать перерасхода алюминия и удорожания ВЛ. Аналогичные цели преследовались и при создании полых проводов за счёт размещения внутри многопроволочной конструкции каркасных спиралей или стеклопластиковых наполнителей.

Альтернативой применения таких достаточно сложных в изготовлении конструкций является так называемое расщепление фазы на несколько составляющих, широко применяемое во всем мире для ВЛ СВН и УВН. Так, на отечественных линиях 330 кВ используется расщепление фазы на два провода, фиксируемых на расстоянии,  $a = 40$  см друг от друга металлическими распорками. На ВЛ 500 кВ применяется «пучок» из трёх проводов, расположенных в вершинах равностороннего треугольника со стороной 40 см. Такой пучок эквивалентен одиночному проводу с внешним диаметром около 27 см. Для ВЛ 750 кВ  $N = 4 - 5$ , а для ВЛ 1150 кВ  $N = 8 - 10$  при  $a = 40 - 60$  см.

В последние десятилетия электроэнергетики разных стран всё чаще применяют постоянный ток для решения ряда задач, в том числе связанных с передачей электрической энергии на расстояние.

Воздушная линия постоянного тока отличается от линии переменного тока главным образом конструкцией опор. Для этих опор требуется меньший расход стали, и они проще по конструкции по сравнению с опорами линии переменного тока сопоставимого класса напряжения и пропускной способности. На рис. 13.4 приведены конструкции промежуточных опор линии 1150 кВ переменного тока и линии  $\pm 750$  кВ постоянного тока, начерченные в одном масштабе. Эти линии имеют примерно одинаковую пропускную способность (5000 и 6000 МВт соответственно).



**Рисунок 13.4. Конструкции промежуточных опор переменного (а) и постоянного тока (б)**

Масса опоры переменного тока 19,8 т, опоры постоянного тока - 9,4 т. Примерно такие же соотношения существуют и для других сопоставимых линий переменного и постоянного тока. При этом для линии постоянного тока ширина полосы отчуждения на 25 - 30 % меньше, чем для линии переменного тока. Отсюда меньшая стоимость линии постоянного тока при прочих равных исходных условиях. Конструкция полюса линии постоянного тока идентична конструкции фазы линии переменного тока. Здесь также применяются расщеплённые провода.

Во-первых, при больших токах полюса необходимо большое сечение проводов полюса (несколько тысяч квадратных миллиметров). Проводов таких сечений заводы не выпускают, потому что доставка их на трассу и последующий монтаж крайне затруднены. Поэтому используется пучок проводов меньших сечений, с



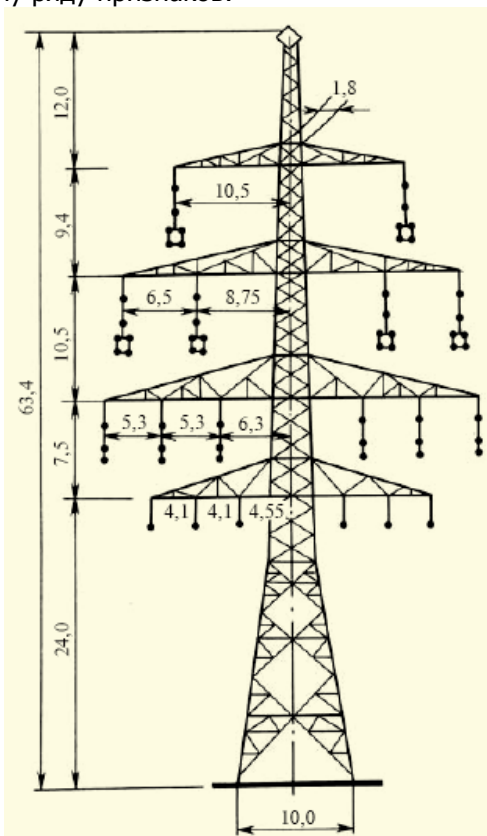
которыми легче работать.

Во-вторых, необходимо исключить общее коронирование проводов, для чего необходимо снизить напряжённость электрического поля на поверхности провода. С этой целью провода, входящие в пучок, располагают на определённом расстоянии друг от друга по вершинам правильного многоугольника. В результате исключается возможность возникновения общей короны, и снижаются потери мощности на местную корону, которые для линий постоянного тока существенно меньше, чем для линий переменного тока.

Классификация опор воздушных линий. Классификация опор ВЛ производится по целому ряду признаков.

По количеству трёхфазных цепей различают опоры:

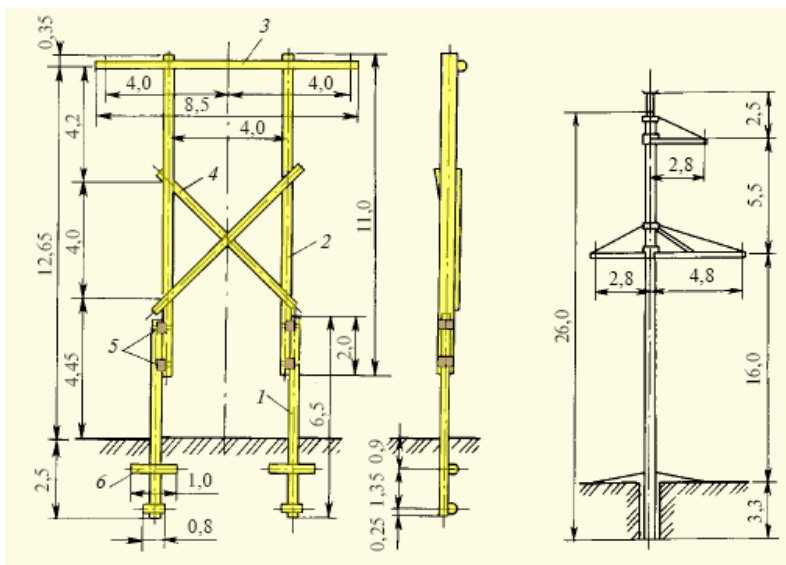
- одноцепные, которые применяются при сооружении ВЛ любых номинальных напряжений;
- двухцепные, которые в России применяются для ВЛ 35—330 кВ, а за рубежом и на линиях 380—500 кВ;
- многоцепные, которые применяются за рубежом в густонаселённых районах с высокой стоимостью земли для экономии территории, отчуждаемой под трассу ВЛ. В качестве примера такой конструкции на рис. 13.4 показана металлическая шестицепная опора комбинированной ВЛ, где на верхних двух ярусах расположены фазы двух цепей 380 кВ, под ними размещены две цепи 220 кВ, а на нижней траверсе подвешены две цепи 110 кВ. Вертикальный размер этой опоры составляет 63,4 м, зато горизонтальный габарит — только 34 м.



**Рисунок 13.5. Опора шестицепной ВЛ 380-220-110 кВ**



В качестве материала для изготовления опор используют древесина, железобетон и сталь. Деревянные опоры в России применяют на ВЛ с номинальным напряжением до 220 кВ включительно, хотя в США есть опыт строительства ВЛ 345 кВ на опорах из клееной древесины. На рис. 13.6 показана одноцепная свободная промежуточная деревянная опора ВЛ 110 кВ.



<p><b>Рисунок 13.6. Деревянная опора ВЛ</b></p>	<p><b>Рисунок.13.7. Железобетонная опора ВЛ</b></p>
---	---

Унифицированные железобетонные опоры в России применяются для сооружения ВЛ с номинальным напряжением до 500 кВ включительно. Они имеют металлические траверсы и тросостойки. Двухцепные одностоечные железобетонные опоры применяют при напряжениях 110—220 кВ, одноцепные (одно-



## Начала энергетики

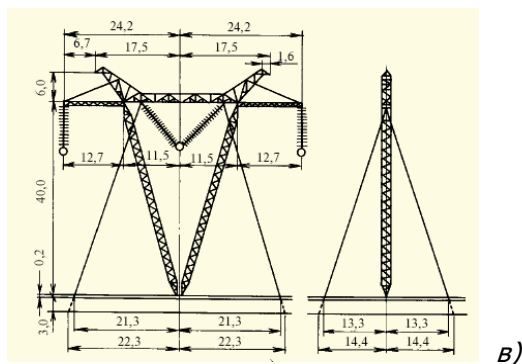
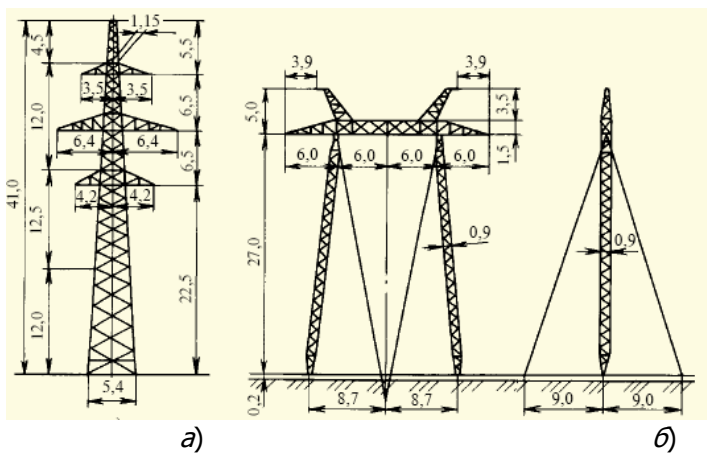
двухстоечные) на линиях 35—500 кВ. На рис. 13.7 показана промежуточная одноцепная свободностоящая железобетонная опора ВЛ 220 кВ с треугольным расположением проводов (на рисунке не показаны).

Металлические опоры применяются во всем диапазоне номинальных напряжений (35—1150 кВ). Их основными элементами являются ствол (у свободностоящих опор башенного типа) или стойки (у порталных и V-образных опор), траверсы в форме пространственных ферм, тросостойки и оттяжки, если они предусмотрены конструкцией. На рис. 13.8 показаны промежуточные металлические опоры: башенного (*а*), порталного (*б*) и V-образного (*в*) типов.

Ствол башенной опоры состоит из четырёх вертикальных поясов из стальных угольников, связывающих соседние пояса раскосов, образующих решётку, и диафрагм (горизонтальных крестообразных связей поясов), придающих опоре жёсткость и устойчивость. По способу сборки металлические опоры могут быть сварными и болтовыми. Сварные опоры изготавливаются на заводе секциями, размеры которых лимитируются условиями транспортировки на трассу, где эти секции сочленяются с помощью болтов. Болтовые опоры полностью собираются на трассе. Их преимуществами являются большее удобство транспортировки составных элементов и упрощение технологии защиты от коррозии (горячей оцинковки) этих элементов в заводских условиях.



Начала энергетики



**Рисунок 13.8. Промежуточные металлические опоры ВЛ:**

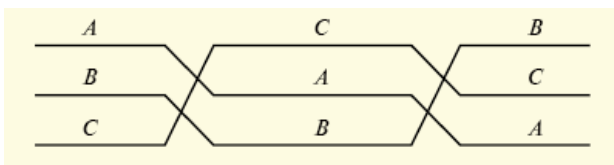
а) двухцепная башенная опора 220 кВ, б) одноцепная порталная опора 500 кВ на оттяжках, в) одноцепная V-образная 1150 кВ на оттяжках

Помимо перечисленных выше выделяется группа опор специального назначения. К ним относятся транспозиционные, ответвительные и переходные опоры. Транспозиционные опоры устанавливаются по концам участков цикла транспозиции (рис. 13.9).





## Начала энергетики



**Рисунок 13.9. Схема цикла транспозиции фаз  $A, B, C$  воздушной линии**

Под транспозицией понимается циклическая перестановка фаз с целью снижения несимметрии систем векторов токов и напряжений в конце линии, вызываемой различием реактивных параметров фаз (индуктивностей и ёмкостей) вследствие несимметричного расположения проводов на опорах. На линиях длиной до 100 км обычно осуществляется один цикл транспозиции, если это допустимо по условиям влияния на проводные линии связи, прокладываемые параллельно ВЛ. Транспозиция осуществляется, как правило, на подстанциях.

Ответительные опоры служат для выполнения ответвлений от основной линии, а переходные — для осуществления переходов через реки и другие преграды. Высота последних в ряде случаев достигает 100 м.

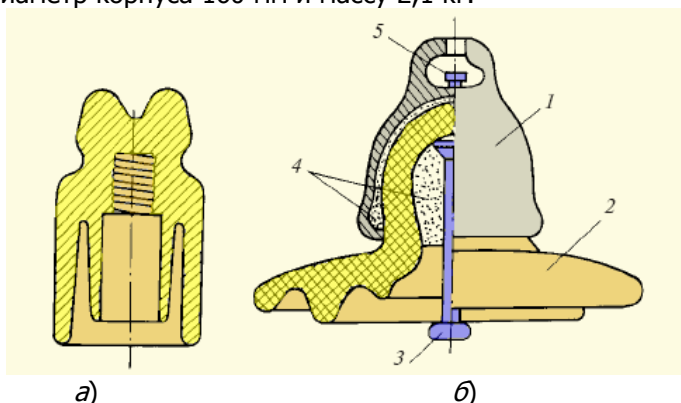
На одноцепных опорах в настоящее время применяют два расположения проводов — по вершинам треугольника (на ВЛ 35—330 кВ с железобетонными и стальными опорами) и горизонтальное (на всех ВЛ напряжением 220 кВ и выше и на ВЛ 35—110 кВ с деревянными опорами). На двухцепных опорах рекомендуется расположение проводов по вершинам шестиугольника (типа «бочка»).

Изоляторы воздушных линий. Изоляторы ВЛ изготавливают в основном из фарфора или закалённого стекла. Вместе с тем, в последние два десятилетия все шире начинают применяться и полимерные изоляторы. Фарфор и стекло обладают высокой стойкостью к атмосферным воздействиям, достаточно высокой механической и электрической прочностью. Стекланные изоляторы легче фарфоровых, лучше противостоят ударным нагрузкам и не растрескиваются, а рассыпаются при пробое, что облегчает визуальное нахождение места повреждения при осмотрах линии

Конструктивно различаются два вида стекланных и фарфоровых изоляторов — штыревые и подвесные. Штыревые (рис. 13.10, а) применяются на ВЛ до 35 кВ включительно. Корпус



изолятора имеет внутреннюю резьбу и навинчивается на металлический штырь или крюк. Провод укладывается в углубление на головке изолятора и закрепляется проволоочной вязкой. В марке изолятора присутствует обозначение типа (Ш), материала (С или Ф), номинального напряжения (в киловольтах) и исполнения (А, Г и др.). Так, например, изолятор ШС10-Г (грязеустойкого исполнения, т.е. для районов с загрязненной атмосферой) имеет высоту 145 мм, диаметр корпуса 160 мм и массу 2,1 кг.



1 – шапка, 2 – тарелка (изолятор), 3 – стержень, 4 – цементная заделка, 5 – замок изолятора

**Рисунок 13.10. Линейные изоляторы: а) штыревой, б) подвесной тарельчатого типа.**

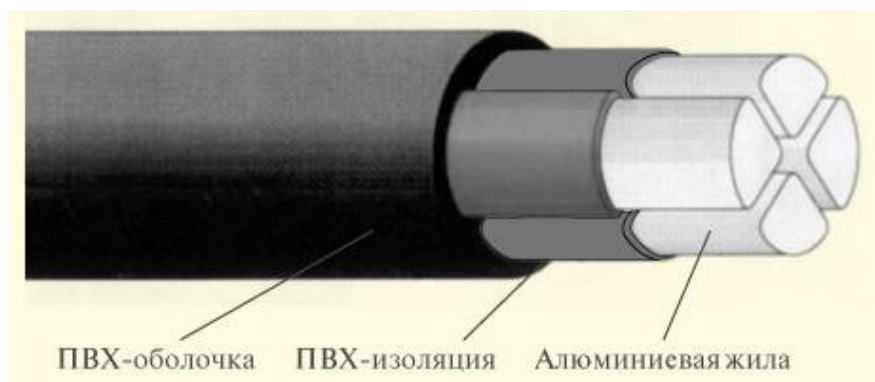
Подвесные изоляторы (рис. 13.10, б) применяются на ВЛ напряжением 35 кВ и выше. Марка изолятора содержит буквы П (подвесной), С (стеклянный) или Ф (фарфоровый), Г (грязеустойкий) и А, Б, В, Д (обозначение модификации). Цифрой обозначается максимальная (разрушающая) механическая нагрузка в килоньютонах (кН), например ПФ70-В, ПСГ120-А, ПС400-А и т. п.

### 13.3. Кабельные линии

Силовые кабели низкого напряжения (до 1 кВ). Преимущественно эти кабели применяются в *трёхфазных системах с заземлённой нейтралью* при напряжении 220/380 В и изготавливаются в основном в четырёхжильном исполнении (три фазных проводника и один нулевой для соединения с заземлённой нейтралью - рис. 13.11), хотя выпускаются и трёхжильные кабели. В качестве элект-



трической изоляции жил и защитных оболочек кабелей применяются пластмассы преимущественно на основе поливинилхлоридных (ПВХ) пластикатов. Форма токопроводящих жил чаще всего секторная, так как она позволяет получить компактную и соответственно экономичную конструкцию кабеля. Иногда силовые кабели такого типа выпускаются и с круглыми жилами. Материал жил - медь или алюминий.



**Рисунок 13.11. Конструкция силового кабеля на напряжение до 1 кВ**

Кабели для подземной прокладки в городских условиях применяются для подвода питания к жилым и производственным зданиям от подстанций 10(6)/0,4 кВ, а также для уличного освещения. Из-за высокой насыщенности грунтов растворами хлоридов в ряде регионов России в последние годы ориентируются на применение кабелей с медными токопроводящими жилами, так как алюминиевые жилы кабелей (особенно для уличного освещения) разрушаются за счёт диффузии хлоридов через ПВХ-оболочку и изоляцию, а для подвода питания к жилым домам преимущественно используются кабели с пропитанной бумажной изоляцией в свинцовой коррозионно-стойкой оболочке.

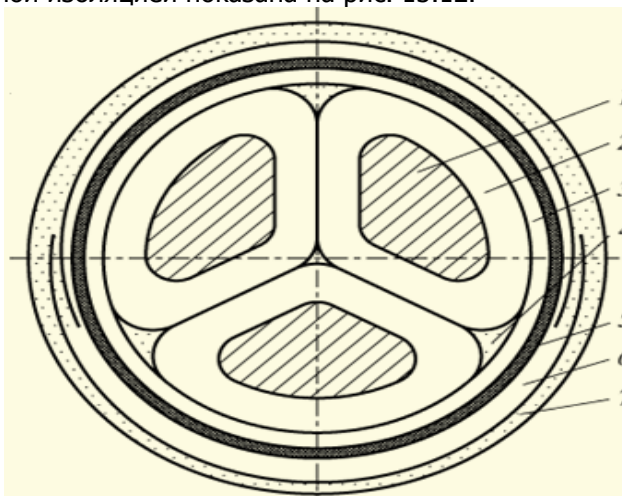
Перспективными являются конструкции кабелей низкого напряжения с изоляцией из сшитого полиэтилена (ПЭ) с повышенной нагрузочной способностью по сравнению с ПВХ-изоляцией (примерно на 17 %), в том числе коррозионно защищённые кабели для подземной прокладки в агрессивных грунтах. Коррозионная защита кабелей обеспечивается применением полиэтиленовой изоляции и оболочки, имеющих пониженные коэф-



коэффициенты диффузии водных растворов, в 8 - 10 раз меньше по сравнению с ПВХ-изоляцией.

Силовые кабели среднего напряжения. Эти кабели применяются в распределительных сетях с изолированной нейтралью на напряжения 6, 10, 20 и 35 кВ. Основным напряжением распределительных сетей энергосистем России является напряжение 10 кВ. В качестве электрической изоляции кабелей среднего напряжения применяется бумажная пропитанная и пластмассовая изоляция.

Силовые кабели с пропитанной бумажной изоляцией на напряжение 6 и 10 кВ изготавливаются трёхжильными. В качестве фазной и поясной изоляции применяется бумага, пропитанная маслоканифольным составом. Такие кабели выпускаются с медными и алюминиевыми жилами секторной формы. Для защиты гигроскопичной изоляции в конструкции кабеля предусмотрена металлическая оболочка из свинца или алюминия. Поверх металлических оболочек накладываются защитные покрытия для механической и коррозионной защиты. Конструкция трёхжильного кабеля с поясной изоляцией показана на рис. 13.12.



**Рисунок 13.12. Трёхжильный кабель с поясной изоляцией и секторными уплотнёнными жилами:** 1 – токопроводящие жилы, 2 – фазная изоляция, 3 – поясная изоляция, 4 – заполнение, 5 – свинцовая оболочка, 6 – подушка под бронёй, 7 – броня из стальных лент

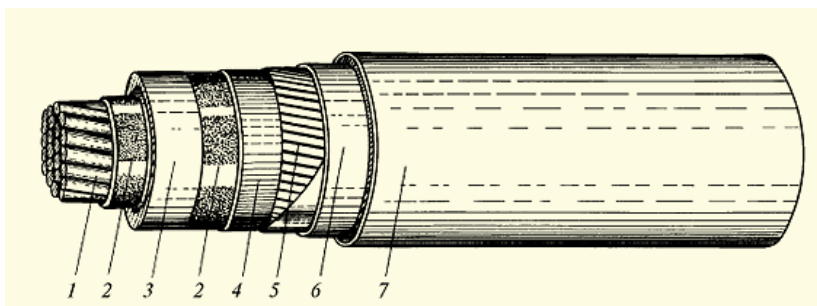


В последние годы принято генеральное направление на применение для распределительных сетей среднего напряжения современных кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена, которая допускает повышенные температуры при эксплуатации. Кабели среднего напряжения с изоляцией из сшитого ПЭ получили широкое распространение с 80-х годов XX века в промышленно развитых странах (США, Япония, Франция, Германия и др.), где они полностью вытеснили кабели с пропитанной бумажной изоляцией в свинцовых оболочках.

Необходимо, однако, иметь в виду, что к технологии изготовления и конструкции таких кабелей предъявляются высокие требования. Это необходимо, чтобы исключить возникновение и развитие в полиэтиленовой изоляции так называемых «водных триингов» — древовидных образований или образований других форм, способных привести при эксплуатации к пробое кабеля.

Изоляция из сшитого ПЭ не должна содержать воздушных, газовых и других инородных включений. Способ изготовления и конструкция кабеля должны обеспечивать отсутствие влаги в изоляции для предотвращения роста водных триингов. Макро- и микроструктура экструдированной ПЭ-изоляции не должна содержать слабых в электрическом отношении участков, в изоляции не должны возникать значительные механические напряжения. Уровень технологической культуры и контроль качества при изготовлении кабелей должны удовлетворять строгим нормам и обеспечиваться соответствующими техническими средствами: системой контроля и регулирования геометрии кабеля, системой контроля чистоты ПЭ и т.п.

На рис. 13.13 показана конструкция одножильного кабеля с ПЭ-изоляцией на напряжение 10 кВ. Конструкция препятствует росту водных триингов в радиальном и осевом направлении при работе в увлажненных грунтах.



**Рисунок 13.13. Одножильный кабель с изоляцией из сшитого ПЭ:** 1 – алюминиевая токопроводящая жила, 2 - электропроводящие экструдированные экраны, 3 - изоляция из сшитого ПЭ, 4 – электропроводящие влагонабухающие ленты, 5 – экран из медных проволок, 6 – разделительная обмотка лентой, 7 – оболочка из ПЭ

Силовые кабели высокого напряжения. К этому классу относятся кабели на напряжение 110, 220 и 500 кВ применительно к номинальным напряжениям систем электропередачи, принятых в России.

Кабели предназначены для передачи больших мощностей электроэнергии (60—620 МВ А) на указанных напряжениях. Области применения кабелей следующие:

- глубокие вводы к центрам потребления электроэнергии в условиях крупных городов (применяются кабели на напряжение 110 - 220 кВ для питания районных городских подстанций);
- выводы мощности с крупных гидро- и тепловых электростанций преимущественно при напряжениях 220 и 500 кВ;
- питание энергоёмких производственных комплексов (автозаводы, металлургические и химические предприятия).

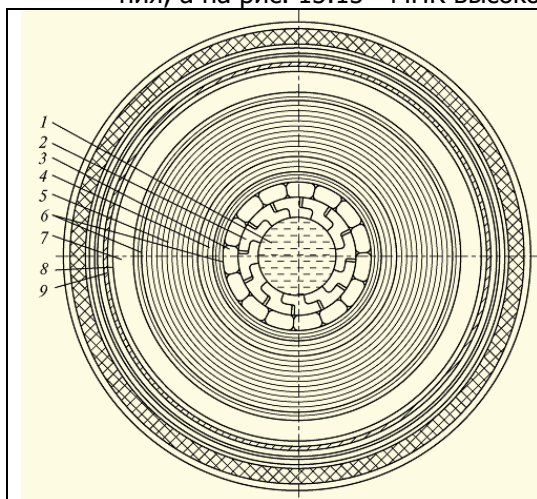
К электрической изоляции кабелей высокого напряжения предъявляются высокие требования в части электрической прочности, высокой надёжности в течение длительных сроков службы (35 и более лет). Напряжённости электрического поля в изоляции таких кабелей составляют от 7 до 15 кВ/мм, т.е. являются наиболее высокими по сравнению с напряжённостями поля в любых электротехнических аппаратах и устройствах. Напряжённость электрического поля является одним из главных параметров, обеспечивающих приемлемые конструктивные размеры (диамет-



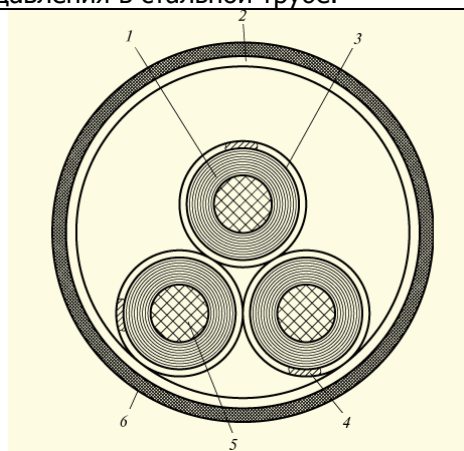
## Начала энергетики

ры) кабелей. Высокие рабочие напряжённости электрического поля ставят серьёзные научно-технические проблемы с точки зрения обеспечения высокого ресурса работы кабелей. Эти проблемы успешно решены для двух видов электрической изоляции кабелей: *бумажно-пропитанной*, работающей под *избыточным давлением масла* (маслонаполненные кабели - МНК) и из сшитого ПЭ с применением соответствующих технологий, обеспечивающих чистоту и требуемое качество изоляции.

На рис. 13.14 приведена конструкция МНК низкого давления, а на рис. 15.15 - МНК высокого давления в стальной трубе.



**Рисунок 13.14. Сечение маслонаполненного кабеля низкого давления на напряжение 110 кВ:** 1 – канал циркуляции масла, 2 – Z – образные проволоки токопроводящей жилы, 3 – сегментные проволоки жилы, 4 – слой изоляции из уплотнённой бумаги, 5 - слой изоляции из неуплотнённой бумаги, 6 – экран из электропроводящей бумаги, 7 – свинцовая оболочка, 8 – уплотняющие ленты, 9 – защитные покровы



**Рисунок 13.15. Сечение маслонаполненного кабеля высокого давления в стальной трубе:** 1 – бумажная изоляция, 2 – стальная труба, 3 – экран из медной ленты, 4 – медная проволока, 5 – токопроводящая жила, 6 – антикоррозионное покрытие

Напряжённость электрического поля в пластмассовой изоляции находится на уровне напряжённости в бумажно-пропитанной изоляции и составляет от 6 до 15 кВ/мм в зависимости от номинального напряжения кабелей.

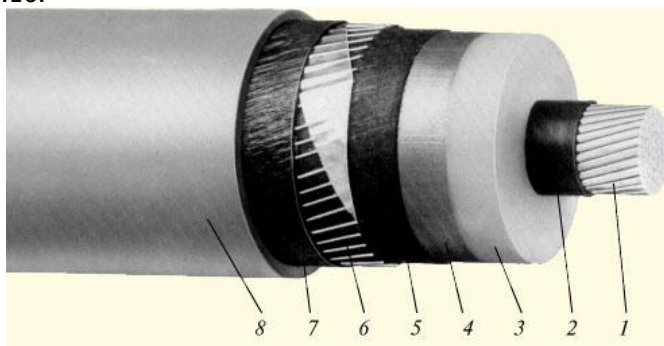


## Начала энергетики

Кабели высокого напряжения со *сшитой ПЭ-изоляцией* имеют ряд важных преимуществ в эксплуатации по сравнению с МНК:

- не требуют систем подпитки маслом и сигнализации давления, что снижает трудоёмкость обслуживания и капитальные затраты на сооружение кабельных линий;
- позволяют осуществлять прокладку без ограничения разностей уровней на трассе;
- снижают трудоёмкость монтажных работ при сооружении кабельных линий;
- экологически безопасны (отсутствует утечка масла в грунт, что наблюдается при эксплуатации МНК);
- имеют повышенную нагрузочную способность и стойкость к токам короткого замыкания за счёт более высокой теплостойкости изоляции из сшитого ПЭ по сравнению с пропитанной бумагой.

Напряжённость электрического поля в пластмассовой изоляции находится на уровне напряжённости в бумажно-пропитанной изоляции и составляет от 6 до 15 кВ/мм в зависимости от номинального напряжения кабелей. Типовая конструкция кабеля высокого напряжения с изоляцией из сшитого ПЭ показана на рис. 13.16.



**Рисунок 13.16. Конструкция силового кабеля высокого напряжения с изоляцией из сшитого ПЭ:** 1 – токопроводящая жила, 2 – экран по токопроводящей жиле, 3 – изоляция, 4 – экран по изоляции, 5, 7 – водонабухающие ленты, 6 – проводочный экран, 8 – наружная оболочка

Сверхпроводящие кабели для линий электропередачи - кабели будущего.





Идея создания сверхпроводящих кабелей для передачи электроэнергии возникла вскоре после открытия явления сверхпроводимости в 1911 г. В упрощённом виде явление сверхпроводимости в металлах можно представить следующим образом. Между электронами как между одноимённо заряженными частицами действуют кулоновские силы отталкивания. Однако при сверхнизких температурах для сверхпроводящих материалов (а это 27 чистых металлов и большое количество специальных сплавов и соединений) характер взаимодействия электронов между собой и с атомной решёткой существенно видоизменяется. В результате становится возможным притягивание электронов и образование так называемых электронных (куперовских) пар. Возникновение этих пар, их увеличение, образование «конденсата» электронных пар и объясняет появление сверхпроводимости. С повышением температуры часть электронов термически возбуждается и переходит в одиночное состояние. При некоторой так называемой критической температуре все электроны становятся нормальными и состояние сверхпроводимости исчезает. То же происходит и при повышении напряжённости магнитного поля. Критические температуры сверхпроводящих сплавов и соединений, используемых в технике, составляют 10 - 18 К, т.е. от  $-263$  до  $-255^{\circ}\text{C}$ .

Первые проекты, экспериментальные модели и опытные образцы таких кабелей были реализованы лишь в 70 - 80-е годы XX в. К этому времени из всех возможных вариантов возобладали концепция полностью гибкого кабеля в гибких гофрированных криостатирующих оболочках. В качестве сверхпроводника использовались ленты на основе интерметаллического соединения ниобия с оловом, охлаждаемые жидким гелием.

В 1986 г. было открыто явление высокотемпературной сверхпроводимости, и уже в начале 1987 г. были получены проводники такого рода, представляющие собой керамические материалы, критическая температура которых была повышена до 90 К. Примерный состав первого высокотемпературного сверхпроводника  $YBa_2Cu_3O_{7-d}$  ( $d < 0,2$ ). Такой сверхпроводник представляет собой неупорядоченную систему мелких кристаллов, имеющих размер от 1 до 10 мкм, находящихся в слабом электрическом контакте друг с другом.

Открытие высокотемпературных сверхпроводников и прогресс в области их разработки возродили интерес к созданию сверхпроводящих кабелей к началу 90-х годов XX в. В США, Японии и странах Западной Европы в 1987—1990 гг. были начаты



## Начала энергетики

и на сегодня достаточно продвинуты работы по созданию сверхпроводящих кабелей на основе высокотемпературных сверхпроводников. Такие кабели принципиально отличаются от своих предшественников. Жидкий азот, применяемый для охлаждения, на несколько порядков дешевле гелия, а его запасы практически безграничны. Очень важным является то, что жидкий азот при рабочих давлениях 0,8 - 1 МПа является прекрасным диэлектриком, превосходящим по своим свойствам пропиточные составы, используемые в традиционных кабелях.

Технико-экономические исследования показывают, что высокотемпературные сверхпроводящие кабели будут более эффективными по сравнению с другими видами электропередачи уже при передаваемой мощности более 0,4 - 0,6 ГВ · А в зависимости от реального объекта применения.

Высокотемпературные сверхпроводящие кабели предполагается в будущем использовать в энергетике в качестве токопроводов на электростанциях мощностью свыше 0,5 ГВт, а также глубоких вводов в мегаполисы и крупные энергоёмкие комплексы.

Естественно, что при внедрении сверхпроводящих кабелей в практику энергосистем необходимо реально оценивать экономические аспекты и провести комплекс работ по обеспечению надёжности таких кабелей в эксплуатации.

Силовые кабели на высокое постоянное напряжение. Несмотря на все достоинства кабелей переменного напряжения, их нельзя использовать для передачи электроэнергии на большие расстояния. Зарядный ток  $I_3$  (ток утечки через изоляцию кабеля) уменьшает передаваемую мощность, причём значение  $I_3$ , а значит, и отбираемой мощности пропорционально длине /кабельной линии. При достижении некоторой, так называемой критической длины  $l_{кр}$  ток  $I_3$  окажется равным допустимому току нагрузки на кабель, что сделает передачу энергии невозможной. Значения  $l_{кр}$  ориентировочно составляют несколько десятков километров.

Для кабелей постоянного тока  $I_3 = 0$ , что и делает их привлекательным и часто единственно возможным техническим решением для передачи энергии на большие расстояния, в первую очередь — при пересечении больших водных пространств.

В настоящее время единственной изоляцией, успешно применяемой для кабелей постоянного тока, является бумажная, пропитанная вязким составом или маслом под давлением. Попытки использовать для кабелей постоянного тока пластмассовую изоляцию до сих пор успешными не были. Причина заключается в



том, что при действии постоянного напряжения на пластмассовую изоляцию в последней под действием объёмных зарядов формируется крайне неблагоприятное распределение электрического поля. Напряжённости оказываются настолько большими, что даже при умеренных значениях напряжений в изоляции быстро развивается электрический пробой, т.е. электрическая прочность пластмассовой изоляции при постоянном напряжении оказывается низкой.

Длительно допустимые рабочие напряжённости электрического поля для кабелей постоянного тока значительно выше, чем для кабелей переменного тока, и составляют 30 кВ/мм для кабелей с вязкой пропиткой и 40 кВ/мм для МНК.

Помимо фактического отсутствия ограничений по длине передачи кабеля постоянного тока имеют целый ряд преимуществ по сравнению с кабелями переменного тока. Это более высокая надёжность, обусловленная отсутствием некоторых механизмов старения, присущих изоляции, работающей при переменном напряжении, возможность реверса потока мощности и передачи очень больших мощностей. Указанные преимущества весьма существенны для России, которая отличается большими пространствами, значительной неравномерностью размещения источников и потребителей электроэнергии, а также большим экспортом энергии.

Несмотря на все перечисленные преимущества, широкое применение передачи постоянного тока сдерживается тем фактором, что сейчас производство и применение электроэнергии основано на системах и оборудовании переменного напряжения. Это требует оснащения каждой ЛЭП постоянного тока преобразовательной и инверторной подстанциями, что резко удорожает передачу. Поэтому кабели постоянного тока используются практически лишь там, где без них нельзя обойтись, в первую очередь в тех случаях, когда ЛЭП должна пересекать большие водные пространства.



## КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Воздушные линии электропередачи. Определение. Конструкция.
2. Воздушные линии высокого напряжения переменного тока, их характеристики.
3. Основные элементы воздушной линии.
4. Конструкция проводов ВЛ.
5. Классификация опор воздушных линий.
6. Транспозиция фаз линии трёхфазного напряжения.
7. Изоляторы воздушных линий.
8. Силовые кабели низкого напряжения, их характеристики.
9. Силовые кабели среднего напряжения.
10. Силовые кабели высокого напряжения, их характеристики.
11. Силовые кабели высокого напряжения постоянного тока.
12. Отличие ВЛ постоянного и переменного напряжений.
13. Изоляция кабелей из сшитого ПЭ.



## 14. СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

### 14.1. Общая характеристика систем электроснабжения

Системами электроснабжения (СЭС) объектов хозяйства страны называются электроэнергетические комплексы, обеспечивающие непосредственное питание электроэнергией конкретных потребителей или их групп. В данные комплексы входят местные электрические станции, электрические сети всех необходимых номинальных напряжений и конструктивных исполнений, а также электроприёмники всех технологических назначений. СЭС являются неотъемлемой частью электроэнергетических систем (ЭЭС). Изложенная принципиальная трактовка современных СЭС как части ЭЭС определяется:

- формированием графиков нагрузок ЭЭС технологическими графиками всех групп потребителей электроэнергии (ПЭ);
- высокими требованиями к надёжности электроснабжения и качеству электроэнергии современных ПЭ и отдельных электроприёмников (ЭП);
- существенным влиянием на качество электроэнергии в питающей ЭЭС, оказываемым некоторыми крупными промышленными и электротранспортными установками (электродуговые сталеплавильные печи, выпрямительные установки электролиза и транспорта и т.п.).

Источниками питания (ИП) электроэнергией СЭС в основном являются понижающие подстанции 35 - 220/6 - 10 кВ ЭЭС и местные электрические станции, в частности, *теплоэлектроцентрали* (ТЭЦ) городов и крупнейших промышленных предприятий, осуществляющие как электро-, так и теплоснабжение потребителей, а также дизельные электростанции (ДЭС) в сельскохозяйственных и удалённых от ЭЭС районах.

Электрические сети, питающие СЭС, состоят из внешних воздушных линий 35 - 220 кВ и понижающих подстанций (ПС) 35 - 220/6 - 10 кВ. Распределение электроэнергии по территориям объектов электроснабжения и внутри зданий промышленного, гражданского и другого назначения выполняется линиями 6 - 10 кВ, подстанциями 6 - 10/0,38 - 0,66 кВ и линиями до 1 кВ.

Электроприёмники различных технологических назначений преобразуют электроэнергию в механическую, тепло-



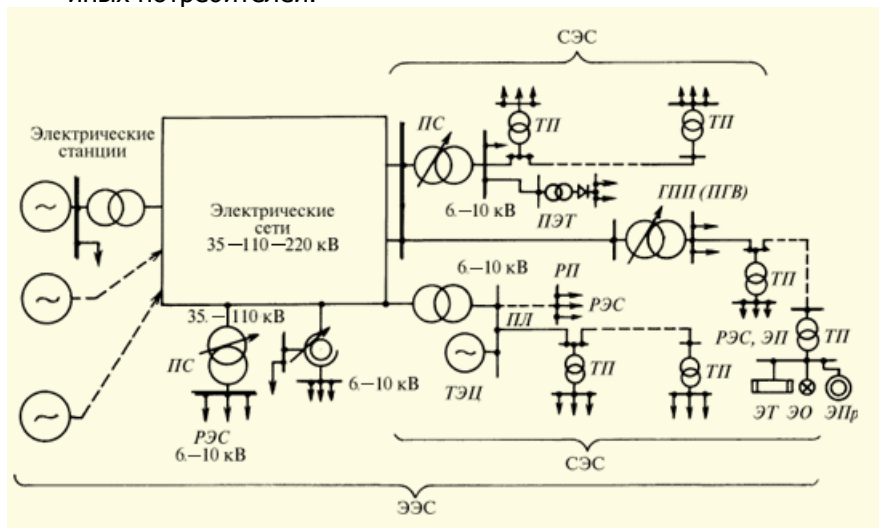
## Начала энергетики

вую, электрических и магнитных полей и т.п. На рис. 16.1 представлена принципиальная электрическая схема СЭС и ЭЭС.

Приведенные выше сведения определяют специфику всех электротехнических расчётов и технико-экономического анализа СЭС, заключающихся в:

- обязательности учёта параметров и режимных характеристик ЭП и ПЭ;
- учёте параметров, схемных решений и режимов работы распределительных электросетей до 1 кВ и 6 - 10 кВ.

В пояснение приведенных выше особенностей расчётов СЭС отметим, что электрические сети 35 - 220 кВ ЭЭС рассчитываются по нагрузкам на шинах 6 - 10 кВ подстанций, питающих комплексы промышленных, городских, транспортных, сельских и иных потребителей.



**Рисунок 14.1. Структурная электрическая схема энергетической системы и системы электроснабжения**



## 14.2. Основные группы потребителей электроэнергии

### Электроснабжение промышленных предприятий.

Промышленные предприятия потребляют от 30 до 70 % электроэнергии, вырабатываемой в составе ЭЭС. Значительный разброс промышленного потребления определяется индустриальной развитостью и климатическими условиями различных стран; для индустриально развитых стран, включая РФ, характерны количественные значения данного энергопотребления в 50 - 70 %. В данную группу входят предприятия машиностроения, чёрной и цветной металлургии, химической промышленности, стройматериалов, текстильных и продовольственных производств и т.п.

Суммарные установленные мощности ЭП и соответствующие им электрические нагрузки промышленных предприятий изменяются в весьма широких пределах, от единиц мегаватт (металлообработка, мелкое машиностроение и т.п.) до 300 - 500 МВт и более (крупное машиностроение, чёрная металлургия, электролиз алюминия и иных цветных металлов). Вместе с тем для основной части предприятий характерны мощности в пределах 30 - 150 МВт.

Системы электроснабжения промышленности характеризуется наибольшим многообразием видов применяемых ЭП, их номинальных мощностей и режимов работы. Вместе с тем основными из них в данной области являются асинхронные двигатели с короткозамкнутым ротором (60 - 90 %), значительную часть которых составляют электродвигатели мощностью 10 - 50 кВт (380 В). Синхронные двигатели и крупные асинхронные с регулируемым пуском применяются в 10 - 20 % электроприводных установок. В связи с этим основные влияния данных ЭП на СЭС в целом заключаются в:

- колебаниях напряжения, вызываемых значительными пусковыми токами короткозамкнутых асинхронных двигателей;
- возможностях массового торможения асинхронных двигателей при снижениях рабочего напряжения до 70 - 80 % номинального значения («лавина напряжения»);
- возможностях работы синхронных двигателей, как с потреблением, так и с выдачей реактивной мощности.

Из всего многообразия видов ЭП промышленности значительное влияние на режимы СЭС (в некоторых

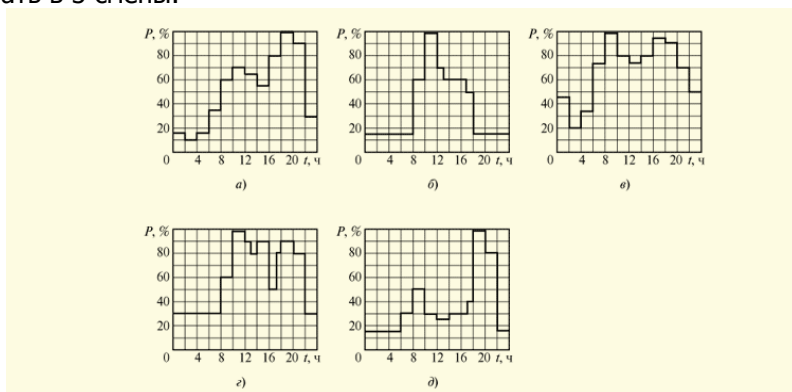


## Начала энергетики

случаях и на режимы ЭЭС) оказывают электротехнологические и выпрямительные установки. Электродуговые сталеплавильные печи характеризуются установленной мощностью до 100 - 150 МВт и резкопеременными режимами работы с изменениями потребляемой активной и реактивной мощности в единицы и десятки МВт/с и Мвар/с. Электросварочные агрегаты, широко применяемые в машиностроении, имеют установленную мощность до  $2000 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ , их работа характеризуется *низкими коэффициентами мощности* (0,2 - 0,6) и резкопеременной нагрузкой (сотни герц).

В указанных случаях неизбежны значительные колебания напряжения. При применении выпрямительных установок (электролиз, электротермия и др.) в сети могут протекать несинусоидальные токи, которые приводят к несинусоидальности напряжения.

В настоящее время значительная часть промышленных предприятий характеризуется 2 -  $2^{1/2}$ -сменными графиками работы (влияние социологических и здравоохранительных факторов). Упрощённый суточный график активных нагрузок такого производства приведен на рис 14.2, г. Вместе с тем ряд производств, например, доменные, сталеплавильные, электролизные, химические и другие производства должны работать в 3 смены.



*а* – жилое помещение с кухонными электрическими плитами, *б* – школа с электрическим пищеблоком, *в* – городской электрический транспорт, *г* – промышленное предприятие (2-е рабочие смены), *д* – сельский населённый пункт

**Рисунок 14.2. Суточные графики нагрузок потребителей электроэнергии**





## Начала энергетики

Промышленные установки потребляют значительную реактивную мощность, поэтому «естественный» (без учёта компенсации реактивных нагрузок) коэффициент мощности нагрузки обычно не выше 0,7 - 0,8.

Электроснабжение коммунально-бытовых потребителей. К данной группе ПЭ относится широкий круг зданий: жилые здания, здания административно-управленческого назначения, учебные и научные заведения, магазины, здания здравоохранения, культурно-массового назначения, общественного питания и т.п.

Современные ПЭ данного типа характеризуются значительной номенклатурой ЭП, их относительно существенной номинальной мощностью и высокими коэффициентами насыщения данными ЭП бытовых и общественных зданий. Установленные мощности ЭП оцениваются следующим образом: квартиры с газовыми плитами 21,4 кВт, то же - с электроплитами 32,6 - 39,6 кВт, коттеджи с электроплитами 47,9 кВт. Установленная мощность ЭП в жилых и общественных зданиях (в зависимости от типа, назначения и количества этажей и жилых секций) составляют от 100 - 200 кВт до единиц мегаватт.

Основными типами современных ЭП зданий данного назначения являются приборы электрического освещения, нагревательные приборы (плиты, отопление, горячая хозяйственная вода), холодильники и морозильники, кондиционеры воздуха и различные приборы электронного типа (аудио-, видеотехника и т.п.). Преобладание ламп накаливания в осветительных установках и ЭП нагревательного типа определяют высокие значения коэффициентов мощности на вводах в здания (0,9 - 0,95) в часы суточных максимумов нагрузок.

Значительная часть ПЭ данной группы предъявляет умеренные требования к надёжности электроснабжения (II категория), допускающие перерывы питания на время оперативных переключений в распределительных электросетях до 1 кВ и 6 - 10 кВ. Вместе с тем лифтовые и пожарные установки жилых зданий в 17 этажей и более, крупные учебные и зрелищные заведения, как и особо ответственные административные здания, теплофикационные и водопроводные пункты и т.п., должны обеспечиваться автоматическим вводом резервного питания (АВР) в течение 1,5 - 2 с.

На рис. 14.2, а, б приведены примеры суточных графиков активных нагрузок некоторых ПЭ жилых районов города.

Современные плотности электрических нагрузок жилых районов городов, приведенные к шинам трансформаторных



## Начала энергетики

подстанций (ТП) 6 - 10/0,38 кВ, в зависимости от среднего количества этажей жилых зданий (5 - 16) составляют от 5 до 50 МВт/км<sup>2</sup>. Соответствующие продолжительности использования наибольших нагрузок 4500 - 5000 ч/год.

Электроснабжение электрифицированного транспорта. Выпрямительные подстанции электротранспорта на постоянном токе (городской, промышленный, междугородный) и понижающие ПС междугородного электрического транспорта на переменном токе питаются электроэнергией от электрических сетей ЭЭС. Соответственно ПС городского электротранспорта (трамвай, троллейбус, метрополитен) располагаются на территориях городов и являются ПЭ городских сетей. Понижающие подстанции междугородного транспорта, питающиеся непосредственно от электрических сетей ЭЭС, как правило, также располагаются на территории или вблизи населённых пунктов. Понижающие подстанции междугородного электротранспорта питаются по сетям 35 - 220 кВ.

Электрические нагрузки подстанций в зависимости от объёмов перевозок и номинальных напряжений питающих электросетей находятся в пределах 15 - 50 МВт. Аналогичные нагрузки ПС трамвая и троллейбуса, питающихся при напряжениях 6 - 10 кВ, находятся в пределах 0,5 - 2,5 МВт. Коэффициент мощности, потребляемой тяговыми ПС, существенно зависит от режимов нагрузки: в периоды наибольших нагрузок это 0,9 - 0,95, но при малых нагрузках он снижается до 0,5 - 0,6. Продолжительности использования наибольших нагрузок городского электротранспорта 5000 - 5500 ч/год; междугородный транспорт характеризуется большими значениями этой технической характеристики. Системы электроснабжения электрического транспорта требуют высокой надёжности электроснабжения (I категория).

Современные СЭС электрического транспорта оказывают существенное влияние на показатели качества напряжения в питающих электрических сетях от 6 - 10 до 110 кВ. Это связано:

- с применением установок выпрямления тока, что обуславливает несинусоидальность напряжения;
- с несимметрией напряжения при электротяге на однофазном переменном токе (27,5 кВ);
- с колебаниями напряжения в сетях 6 - 10 кВ, вызываемыми пусковыми токами двигателей трамваев и троллейбусов. На рис. 14.2, в приведен суточный график активных нагрузок подстанции городского электротранспорта.



Электроснабжение сельского хозяйства. Системы электроснабжения сельского хозяйства включают питание электроэнергией всех потребителей, располагающихся на территориях сельскохозяйственных районов. Это - электроснабжение всех видов сельскохозяйственных производств, а также комплексов коммунально-бытовых потребителей сельских населённых пунктов. Примерами ПЭ в данной области являются животноводческие, птицеводческие, зернообрабатывающие комплексы, зерно- и овощехранилища, парниковые установки, а также жилые здания, медицинские, торговые, культурно-образовательные учреждения и т.п. Электрические нагрузки отдельных ПЭ изменяются в весьма широких пределах: от единиц киловатт для малоэтажных зданий до единиц мегаватт для животноводческих и зернообрабатывающих комплексов.

Питание электроэнергией СЭС сельского хозяйства осуществляется преимущественно от ПС 35 - 110 кВ ЭЭС. В районах, удалённых от электросетей ЭЭС, а также в качестве резервных источников питания ПЭ, не допускающих перерывы электроснабжения или допускающих такие перерывы в пределах 20 - 30 мин, применяются дизельные электростанции мощностью от десятков до сотен киловатт. В единичных случаях сооружаются местные гидроэлектростанции аналогичной мощности.

Пример суточного графика электрических нагрузок ПС 6 - 10/0,38 кВ сельскохозяйственных ПЭ приведен на рис. 14.2, *д*. Различия между графиками зимних и летних суток зависят от соотношений нагрузок жилых зданий и сельскохозяйственного производства, а также от географической широты рассматриваемого района (климатические условия, долгота светового дня).

Коэффициенты мощности жилых и иных зданий сельских населённых пунктов составляют 0,9 - 0,95, а основных производств 0,75 - 0,85. Продолжительность использования наибольших нагрузок сельских ПЭ - в пределах 2000 - 3500 ч/год.

Значительная часть ЭП сельских ПЭ допускает аварийные перерывы электроснабжения на время восстановления питания оперативных переключений в распределительных электросетях (II категория). Вместе с тем крупные животноводческие комплексы и птицефабрики требуют автоматизированного восстановления питания основных ЭП в течение нескольких минут во избежание потерь сельскохозяйственных животных и птиц; такие ЭП относятся к I категории по требованиям надёжности электроснабжения.



Выше были приведены базовые сведения по основным группам ПЭ. Однако имеются и другие разновидности электроэнергетических характеристик ПЭ, таких как горно-, нефте- и газодобывающей промышленности, крупных холодо- и теплогенерирующих установок, морских и авиационных портов, объектов обороны страны и др.

### 14.3. Номинальные напряжения электроустановок

При получении электроэнергии СЭС от ЭЭС непосредственными источниками питания являются ПС 35 - 220 кВ. В состав СЭС наиболее крупных промышленных предприятий, таких же узлов железных дорог (метрополитена), средних и крупных городов и значительных сельскохозяйственных районов входят линии электропередачи и понижающие ПС указанных номинальных напряжений. Необходимо отметить, что в основном обоснованно применяется напряжение 110 кВ, обеспечивающее возможности передачи мощностей до 50 - 80 МВ · А на расстояния в десятки километров и обладающее приемлемыми стоимостными показателями. Напряжение 220 кВ используется при необходимости передачи мощности более 100 МВт (города с населением более 5 - 7 млн. жителей, крупнейшие предприятия чёрной и цветной металлургии и т.п.). Напряжение 35 кВ, обеспечивающее существенно меньшую пропускную способность электрических сетей, как правило, не следует применять при проектировании новых СЭС.

Распределение электроэнергии по территориям промышленных предприятий, городов, сельских районов и других потребителей в настоящее время производится при напряжениях 6 - 10 кВ. Имеющееся в отечественном стандарте напряжение 20 кВ, достаточно широко применяющееся в западноевропейских странах, в практике СЭС в России - по ряду технических и технико-экономических причин - до настоящего времени не нашло применения. Помимо распределения электроэнергии вне зданий напряжения 6 - 10 кВ применяются внутри цехов промышленных предприятий, а также в некоторых случаях во внутренних сетях крупнейших городских зданий. Напряжения 6 и 10 кВ применяются для непосредственного питания наиболее крупных электродвигателей (соответственно 0,5 - 1 МВт и 1 - 2 МВт и более).

При формировании новых и реконструкции действующих СЭС должно применяться напряжение 10 кВ. Применение



## Начала энергетики

напряжения 6 кВ допустимо лишь при специальных технико-экономических обоснованиях (развитие существующих сетей 6 кВ, применение двигателей мощностью 500 - 1000 кВт и т.п.). В ряде случаев экономически обоснован перевод эксплуатируемых воздушных и кабельных электросетей 6 кВ на работу при 10 кВ, что требует проведения ряда предварительных профилактических испытаний, замены некоторой части электрооборудования, незначительной реконструкции распределительных устройств 6 кВ и др. Наибольшая эффективность данного решения относится к электросетям с воздушными линиями 6 кВ, а также при отсутствии или малом количестве двигателей на 6 кВ. Следует отметить, экономическую эффективность такого метода увеличения пропускной способности распределительных электросетей.

В СЭС всех групп потребителей электроэнергии к электросетям данных напряжений присоединяются трансформаторные подстанции (ТП) с вторичным напряжением до 1 кВ. Электроосветительные установки и приборы практически во всех случаях питаются при напряжениях 380/220 В. Исторически сохранившиеся в некоторых городах электросети 220/127 В следует реконструировать на напряжения 380/220 В.

Все бытовые ЭП выполняются в настоящее время на напряжение 220 В и подключаются к сетям 380/220 В. Это же напряжение используется в промышленном электроснабжении для питания электродвигателей мощностью до 150 - 200 кВт. При мощностях электродвигателей 200 - 800 кВт экономически оправдано применение напряжения 660/380 В. В случае мощностей двигателей 800 - 1000 кВт и более следует применять для их питания напряжения 6 или 10 кВ.

Как указано выше, в питании железнодорожного транспорта от ЭЭС применяются напряжения 110 - 220 кВ, вторичные напряжения (на стороне переменного тока) составляют 25 - 27,5 кВ. В городском электротранспорте применяются напряжения 6 - 10 кВ, вторичное напряжение 600 В.

### 14.4. Основные типы схем электрических сетей СЭС

Схемы электрических соединений ИП от ЭЭС (электрических станций, системных ПС 35 - 220 кВ) в данном параграфе не рассматриваются.

Специфическими источниками питания СЭС при напряжениях 35 - 220 кВ являются главные понижающие ПС



## Начала энергетики

промышленных предприятий (ГПП), ПС аналогичных напряжений железнодорожного транспорта и ПС глубоких вводов высших напряжений (ПГВ) в жилых районах городов. Определяющими принципами схем ГПП и ПГВ являются:

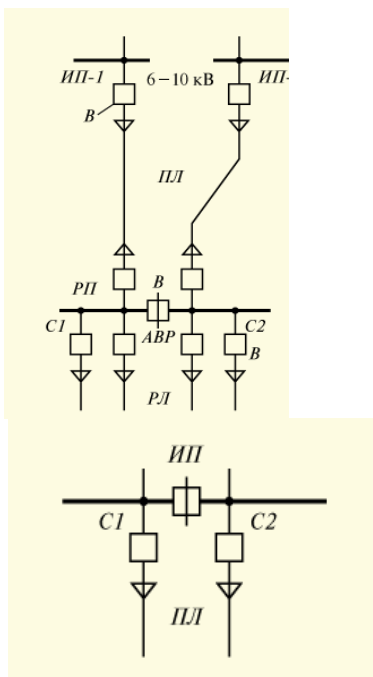
- минимально необходимое количество электрооборудования высшего напряжения как наиболее дорогого и требующего значительных площадей для его установки;
- двухтрансформаторные ПС 110 - 220/6 - 10 кВ; в ряде случаев - трансформаторы с расщеплёнными обмотками вторичного напряжения для ограничения токов короткого замыкания;
- развитые распределительные устройства 6 - 10 кВ, обеспечивающие возможность присоединения многих линий и оперативную гибкость данной схемы.

В электрических сетях 6 - 10 кВ промышленных объектов и городов достаточно широко применяются распределительные пункты (РП), представляющие собой распределительные устройства указанных напряжений, приближённые к определённым группам ПЭ. На промышленных предприятиях это цеха с крупными двигателями 6 - 10 кВ, в городских сетях это трансформаторные подстанции (ТП) 6 - 10/0,38 кВ, удалённые от основных источников питания. Обоснованиями применения РП являются: сокращение количества ячеек выключателей 6 - 10 кВ на ИП; уменьшение протяжённости кабельных линий; упрощение оперативной эксплуатации распределительных сетей.

В настоящее время РП выполняются при радиальной схеме питающих линий, что соответствует условиям питания крупных двигателей и районов городской застройки (6 - 12 МВт). На рис. 14.3 приведена принципиальная схема распределительного пункта 6 - 10 кВ (*а* - питание от двух источников ИП-1, ИП; *б* - от одного). По требованиям надёжности электроснабжения РП относятся к ПЭ I категории. В связи с этим секционные выключатели шин 6 - 10 кВ на ИП и РП разомкнуты в нормальных режимах работы. Секционный выключатель на РП оборудован устройством автоматического включения резерва (АВР) при аварийном отключении одной из секций ИП или одной из питающих линий.



Начала энергетики



а)

б)

*ПЛ* – питающие линии, *РЛ* – распределительные линии,  
*С1*, *С2* – секции шин,  
*В* – выключатели

**Рисунок 14.3. Принципиальная схема распределительного пункта 6 – 10 кВ (а – питание от двух источников ИП-1, ИП; б – от одного)**

В распределительных электрических сетях 6 - 10 кВ и 380 - 660 В применяются следующие основные типы схем: радиальные, магистральные, кольцевые (петлевые) и их комбинации.

При радиальных схемах по каждой линии питается один ПЭ. Линии могут быть одноцепными или двухцепными в зависимости от требований надёжности электроснабжения конкретных ПЭ, а также от конструктивного выполнения линий. По одноцепным воздушным линиям могут питаться ПЭ, допускающие перерывы питания на время ремонта линии и относящиеся к III категории по требованиям ПУЭ к надёжности электроснабжения. Ввиду длительности ремонтных работ после повреждения кабеля радиальные линии необходимо выполнять



## Начала энергетики

двухцепными при питании потребителей всех категорий. Потребители электроэнергии I и II категорий, во всех случаях должны питаться по двухцепным радиальным линиям. При одноцепных воздушных радиальных линиях 6 - 10 кВ трансформаторные подстанции 6 - 10/0,38 кВ выполняются однострансформаторными в связи с существенно меньшей их повреждаемостью по сравнению с линиями. При двухцепных радиальных линиях ТП 6 - 10/0,38 - 0,66 кВ - двухтрансформаторные. Области применения радиальных схем: электроснабжение единичных ПЭ; при значительных электрических нагрузках ПЭ - в связи с ограничениями пропускной способности линий по условиям допустимого нагрева проводов или жил кабелей или по допустимой потере напряжения в линии и т.п. (для линий 380 В – 150-200 кВ · А, для линий 10 кВ – 5-6 МВ · А).

Магистральные линии характеризуются последовательным присоединением к ним нескольких ПЭ, располагающихся по «одностороннему» направлению относительно ИП. Приведенные выше сведения о радиальных схемах, о возможностях применения одноцепных или двухцепных линий, однострансформаторных или двухтрансформаторных подстанций 6 - 10/0,38 - 0,66 кВ полностью относятся и к схемам магистральных линий.

Кольцевые (петлевые) конфигурации схем распределительных электрических сетей применяются как при воздушных, так и при кабельных линиях. Характерным для таких электрических сетей 6 - 10 и 0,38 кВ является применение одноцепных линий, однострансформаторных подстанций и односекционных распределительных щитов 380 В вводов к ПЭ. В связи с замкнутой конфигурацией схем данного типа в нормальных эксплуатационных режимах сети одна из линий должна быть отключена. Необходимость такого режима сети определяется невозможностью избирательного (селективного) отключения поврежденной линии. Последнее определяется отсутствием (по технико-экономическим соображениям) линейных выключателей в цепях всех линий, кроме их головных участков, а также практической невозможностью применения в таких сетях релейных защит направленного действия. Выбор линии, отключенной в нормальных режимах сети, производится по условиям потокораспределения, соответствующего минимальным потерям мощности при наибольших нагрузках ПЭ.

Перерыв питания ПЭ должен составлять не более 1 - 2 ч. Характерными являются номинальные мощности





## Начала энергетики

трансформаторов 6 - 10/0,38 кВ в рассматриваемых схемах: 250 - 400 кВ · А, реже 630 кВ · А.

Областями применения таких схем являются распределительные сети городов при застройках жилых кварталов зданиями до 12 этажей, а также населённые пункты и производства сельскохозяйственных районов; для питания ПЭ II категории промышленных предприятий данные схемы также могут применяться.

### 14.5. Режим нейтрали электрических сетей

Электрические сети 380/220 В выполняются четырёхпроводными, так как большая часть ЭП (все бытовые приборы, включая электрическое освещение) - однофазные и включаются между фазным и нулевым проводниками. Поэтому в режиме однофазного короткого замыкания (на землю) при изолированном от земли нейтральном проводе человек, коснувшийся проводника одной из неповреждённых фаз, попал бы под междуфазное напряжение 380 В, которое больше условно принятого допустимым 250 В. В связи с указанным данные сети осуществляются с глухим заземлением нейтрали трансформаторов на стороне 380/220 В (в ТП 6 - 10/0,38 кВ). Это мероприятие исключает в описанном выше режиме попадание человека под напряжение более фазного 220 В. В этом случае возникают значительные токи однофазных замыканий на землю, что обеспечивает быстросействующее отключение проводника повреждённой фазы перегоранием плавкой вставки предохранителя или автоматическим выключателем (АВ), имеющимся на распределительном щите 380/220 В ТП и включённым в цепи отходящих линий.

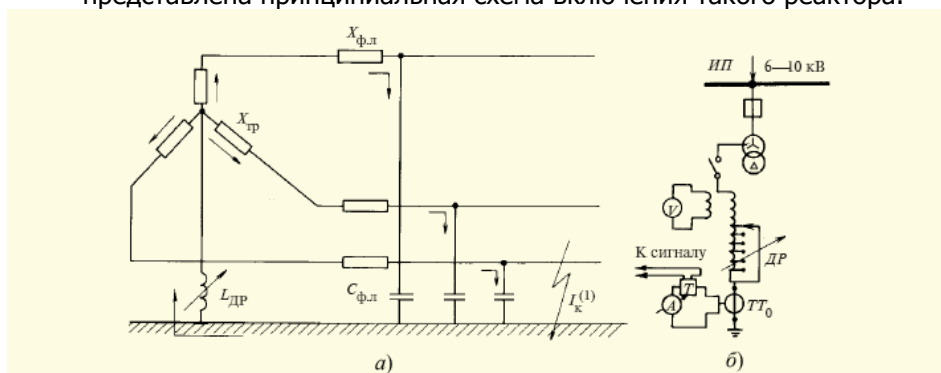
Следует иметь в виду, что электрические сети 660/380 В часто выполняются трёхпроводными, так как к ним подключаются только крупные трёхфазные ЭП (двигатели, термические установки).

Электрические сети 6 - 10 кВ выполняются трёхпроводными, так как к ним подключаются в основном трёхфазные трансформаторы данных напряжений (ТП 6 - 10/0,38 кВ), а также весьма крупные трёхфазные двигатели. Фазные проводники данных сетей, особенно при кабельном исполнении, обладают значительной ёмкостью по отношению к земле. Последнее приводит к тому, что при коротком замыкании одной из фаз на землю образуются контуры протекания токов



Начала энергетики

короткого замыкания через индуктивности обмоток трансформаторов и линий, а также через ёмкостные проводимости всех фаз и землю (рис. 16.4,а). Значения этих токов могут достигать десятков ампер и быть опасными для нагрева изоляции токоведущих проводников. Помимо этого при последовательно «включённых» индуктивностях и ёмкостях в рассматриваемом контуре протекания тока может образовываться *резонанс напряжений* с последующими пробоями изоляции в других точках данной сети. Считается необходимым ограничивать токи данных замыканий значениями 30 А при номинальном напряжении 6 кВ, 25 А - при 10 кВ, 20 А - при 20 кВ и 15 А - при 35 кВ. Ограничение токов однофазных замыканий достигается включением в нейтраль сети 6 - 10 кВ дугогасящего реактора *ДР*, индуктивное сопротивление которого на частоте 50 Гц равно или несколько больше ёмкостного сопротивления фаз сети, подключённой к шинам указанных напряжений *ИП*. На рис. 14.4,б представлена принципиальная схема включения такого реактора.



**Рисунок 14.4. Однофазное замыкание в сети 6-10 кВ с компенсированной нейтралью**

В зависимости от схемы и от конкретных условий эксплуатации допускается кратковременная работа сети (2 - 4 ч) при токах однофазных замыканий на землю, меньших указанных выше. При петлевых схемах сетей 6 - 10 кВ это время может быть использовано для оперативной работы с целью уменьшения времени перерыва электроснабжения ПЭ.



## **КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ**

1. Характеристика систем электроснабжения.
2. Основные группы потребителей электроэнергии.
3. Номинальные напряжения электроустановок СЭС.
4. Основные типы схем электрических сетей СЭС.
5. Режим нейтрали электрических сетей СЭС.
6. Однофазное замыкание в сети 6-10 кВ.
7. Работа персонала при однофазном замыкании в сети с изолированной нейтралью.



## 15. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

### 15.1. Основные понятия

Ни один из элементов электроэнергетической системы (генератор, трансформатор, линия электропередачи, сборные шины и др.) не обладает абсолютной надёжностью. Во время эксплуатации возникают повреждения элементов, наиболее опасные из них короткие замыкания (КЗ). Режим КЗ опасен для энергосистемы: устойчивая работа энергосистемы может быть нарушена, из-за существенного искажения параметров режима энергосистемы потребители электроэнергии теряют электропитание, токи КЗ разрушают повредившийся элемент энергосистемы.

Назначением устройств релейной защиты и автоматики, устанавливаемых в энергосистемах, является:

- отключение повреждённого элемента энергосистемы;
- прекращение ненормальных режимов работы (например, перегрузки) элементов энергосистемы;
- восстановление электропитания потребителей, автоматически отключённых от источника питания вследствие возникшего в энергосистеме повреждения;
- поддержание на заданном уровне напряжения у потребителей;
- пуск и останов синхронных машин;
- отключение части потребителей при возникновении дефицита активной мощности в энергосистеме, от которой система электроснабжения получает питание, и их включение после ликвидации дефицита.

Исторически первыми и наиболее многочисленными устройствами автоматики являются устройства релейной защиты, отключающие повреждённый элемент от источника питания.

Основные характеристики устройств РЗ:

- селективность - способность устройства РЗ выявить и отключить именно повреждённый элемент энергосистемы, хотя при наличии короткого замыкания нарушается нормальная работа многих элементов энергосистемы;
- быстродействие - способность релейной защиты в кратчайший промежуток времени выявить и отключить повреждённый элемент энергосистемы;



## Начала энергетики

- ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ - способность устройства релейной защиты чётко отличать режим КЗ любого вида (трёхфазное, двухфазное, однофазное короткое замыкание) от всевозможных режимов работы защищаемого объекта при отсутствии КЗ; чувствительность защиты оценивается коэффициентом чувствительности

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз min}}}{I_{\text{сз}}},$$

где  $I_{\text{кз min}}$  - минимальное значение тока в защите при КЗ,  
 $I_{\text{сз}}$  - ток срабатывания защиты.

- НАДЁЖНОСТЬ - отсутствие отказов или ложных срабатываний релейной защиты, что обеспечивается как функциональной, так и аппаратной надёжностью устройства защиты.

Устройства РЗ реагируют на значения параметров режима защищаемого объекта (ток, напряжение, направление мощности и др.). По способу обеспечения селективности устройства релейной защиты подразделяются на две группы: с относительной селективностью и с абсолютной селективностью. Селективность защит первой группы обеспечивается выбором значений параметров срабатывания (уставок) защиты, а селективность защит второй группы обеспечивается принципом их действия, т.е. защиты с абсолютной селективностью по принципу своего действия не реагируют на внешние по отношению к защищаемому объекту КЗ. К защитам с относительной селективностью относятся в основном токовые и дистанционные защиты, а к защитам абсолютной селективностью продольные и поперечные дифференциальные защиты, направленные защиты с высокочастотной блокировкой, дифференциально-фазные защиты, а также защиты, реагирующие на неэлектрические параметры (газовая защита трансформатора).

При отключении с помощью устройства релейной защиты одного из элементов энергосистемы, например, линии или силового трансформатора, часть потребителей электроэнергии обесточиваются. Восстановление питания таких потребителей осуществляется, как правило, автоматически устройствами автоматического повторного включения (АПВ) или автоматического включения резервного питания и оборудования (АВР).

Поддержание заданного уровня напряжения обеспечивается воздействием, на возбуждение установленных в системе синхронных машин (синхронных генераторов, синхронных двигателей и синхронных компенсаторов), изменением коэффициента



трансформации понижающих силовых трансформаторов, или включением и отключением секций батарей конденсаторов. Регулирование напряжения в энергосистеме проводится в основном автоматически, для чего синхронные машины оборудуются устройствами автоматического регулирования возбуждения (АРВ), силовые трансформаторы - устройствами автоматического регулирования коэффициента трансформации, а батареи конденсаторов - устройствами автоматического управления включением и отключением секций этих батарей.

Появление дефицита активной мощности в энергосистеме вызывает понижение частоты. Наличие большого дефицита активной мощности может привести к лавинообразному снижению частоты и развалу энергосистемы, в результате чего может прекратиться электропитание всех потребителей. Поэтому баланс генерируемой и потребляемой активных мощностей в энергосистеме, при отсутствии необходимых резервов, может быть восстановлен лишь путём отключения части менее ответственных потребителей. Эта задача решается с помощью устройств автоматической частотной разгрузки (АЧР), устанавливаемых на подстанциях. Отключённые устройствами АЧР потребители, после ликвидации дефицита активной мощности и восстановления нормального значения частоты в энергосистеме, автоматически включаются в работу устройствами частотного АПВ (ЧАПВ).

Все перечисленные выше устройства относятся к устройствам локальной автоматики, так как они воздействуют на отдельные элементы энергосистемы по заранее заданному алгоритму вне зависимости от режима работы других элементов энергосистемы. Существует также общесистемная автоматика, поддерживающая в нормальном режиме работы энергосистемы, требуемые значения частоты, напряжения в узлах энергосистемы, потоков активной и реактивной мощности, а также автоматика, предотвращающая развитие аварийных процессов в энергосистеме - противоаварийная автоматика (ПА).

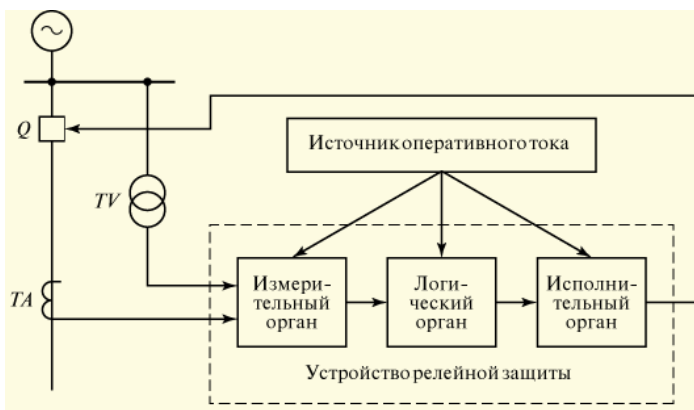
## 15.2. Структурная схема устройств релейной защиты

Любое устройство релейной защиты содержит, как правило, три составные части: измерительную, логическую и исполнительную (рис. 15.1). В состав измерительной части может входить один или несколько пусковых органов.

Назначением измерительной части защиты является сравнение текущих значений параметров режима защищаемого объек-



та с заданными значениями, при которых защита должна срабатывать, т.е. с уставкой.



**Рисунок 15.1. Структурная схема релейной защиты**

В зависимости от вида РЗ такими параметрами могут быть ток, напряжение, направление мощности, отношение напряжения к току, т.е. сопротивление, и др. Если защита должна срабатывать при значениях параметра режима больших уставки, она называется максимальной, а если при значениях параметра меньших уставки - минимальной.

При КЗ на защищаемом объекте ток увеличивается, напряжение снижается, изменяется фазовый сдвиг между током и напряжением, нарушается симметрия токов и напряжений. Эту информацию измерительная часть защиты получает от измерительных преобразователей (трансформатора тока *ТА* и трансформатора напряжения *ТВ*), изолирующих устройство релейной защиты от высокого напряжения на защищаемом объекте.

Измерительная часть защиты обрабатывает входную информацию. В том случае, когда контролируемые параметры выходят за установленные пределы, пусковые органы измерительной части защиты выдают сигналы в логическую часть, реализующую логику действия защиты. Сигнал на отключение объекта от энергосистемы поступает в исполнительную часть защиты, формирующую управляющее воздействие на выключатель (или выключатели) *Q*, отключающий поврежденный объект от источников питания.

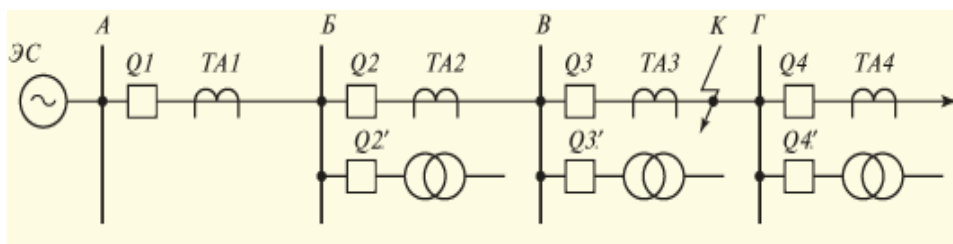
Измерительные трансформаторы тока и трансформаторы



напряжения, от которых устройство релейной защиты получает информацию о параметрах режима защищаемого объекта, должны иметь погрешность преобразования значений тока и напряжения защищаемого объекта в их вторичные значения, поступающие в измерительную часть защиты, не превышающую в условиях срабатывания защиты 10 %.

### 15.3. Токовые защиты

Наиболее простой защитой является максимальная токовая защита (МТЗ). МТЗ отличает режим КЗ от рабочего режима по значению тока, проходящего в защищаемом объекте, а селективность защиты обеспечивается выбором времени её срабатывания. Максимальная токовая защита получила широкое распространение в радиальных электрических сетях с односторонним питанием напряжением до 110 кВ (рис. 15.2).



**Рисунок 15.2. Максимальная токовая защита радиальной электрической сети с односторонним питанием:** ЭС – питающая энергосистема; А, Б, В, Г – подстанции сети, АБ, БВ, ВГ – линии электропередачи,  $Q_1 - Q_4, Q'_2, Q'_3, Q'_4$  – выключатели,  $TA1, TA2, TA3, TA4$  – трансформаторы тока

Трансформаторы тока ( $TA1, TA2, TA3$ ), к которым подключены токовые измерительные органы защиты, установлены в начале защищаемой линии. При коротком замыкании в точке К ток КЗ проходит по линиям АБ, БВ и ВГ, что приводит к срабатыванию токовых измерительных органов защит. Для обеспечения отключения только повреждённой линии на последовательно расположенных защитах устанавливается время срабатывания защиты, возрастающее по мере приближения к источнику питания, т.е.  $t_{сз1} > t_{сз2} > t_{сз3} > t_{сз4}$ . Таким образом, при КЗ в точке К (рис.





15.2) сработает РЗ линии  $ВГ$  и отключит выключатель  $Q3$ .

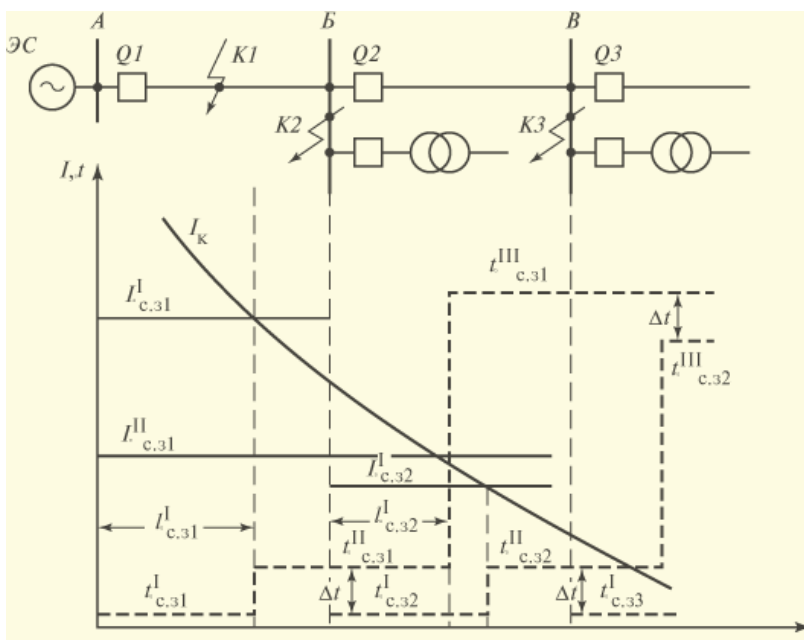
Время срабатывания защит смежных участков сети отличается на ступень селективности  $\Delta t$  (0,3 - 1с), учитывающую с некоторым запасом время отключения выключателя, т.е.

$$t_{c33} = t_{c34} + \Delta t; t_{c32} = t_{c33} + \Delta t; t_{c31} = t_{c32} + \Delta t.$$

Чувствительность защиты оценивается коэффициентом чувствительности ( $k_u$ ), равным отношению минимального тока КЗ к току срабатывания защиты.

Коэффициент чувствительности определяется при КЗ в конце защищаемой линии. Считается, что защита обладает достаточной чувствительностью, если  $k_u \geq 2$ . Максимальная токовая защита, как правило, имеет хорошую чувствительность; её недостатком является относительно большое время срабатывания.

Токовая отсечка, как и максимальная токовая защита, реагирует на увеличение тока в защищаемом объекте. Однако селективность токовой отсечки обеспечивается не выбором времени срабатывания защиты, а выбором тока срабатывания. Ток срабатывания токовой отсечки отстраивается от максимального значения тока внешнего короткого замыкания. На рис. 15.3 изображена зависимость тока короткого замыкания  $I_k$  от удалённости точки короткого замыкания  $KI$  от шин питающей энергосистемы  $A$  (кривая спадания тока КЗ).



**Рисунок 15.3. Ток и время срабатывания токовой ступенчатой защиты линий  $AB$  и  $BV$  радиальной электрической сети с односторонним питанием:**  $I_k$  - зависимость тока КЗ от места короткого замыкания,  $I_{сз}^I, t_{сз}^I$  - ток и время срабатывания  $I$  ступени защиты,  $I_{сз}^{II}, t_{сз}^{II}$  - ток и время срабатывания  $II$  ступени защиты,  $t_{сз}^{III}$  - время срабатывания  $III$  ступени защиты,  $l_{сз}^I$  - зона действия  $I$  ступени защиты

Токи срабатывания токовых отсечек линий  $AB$  и  $BV$  отстраиваются от токов КЗ на шинах приёмных подстанций. Чувствительность токовой отсечки оценивается длиной защищаемого участка линии, при коротком замыкании, на котором  $I_{кз} > I_{сз}$ , т.е. токовая отсечка защищает не всю длину линии.

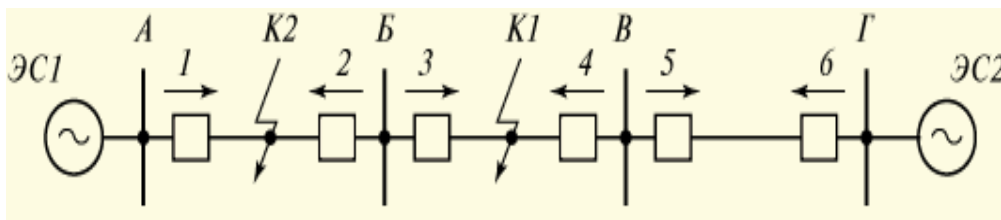
Таким образом, достоинства и недостатки токовой отсечки и максимальной токовой защиты противоположны. Токовая отсечка не имеет выдержки времени, но не чувствительна к коротким замыканиям в конце линии, а максимальная токовая защита



## Начала энергетики

обладает хорошей чувствительностью, но имеет значительное время срабатывания. Поэтому их целесообразно использовать совместно.

**Токовая направленная защита.** В радиальной сети с несколькими источниками питания, а также в кольцевой сети с одним источником питания, максимальная токовая защита не может быть использована, так как обеспечить селективность этой защиты путём выбора времени срабатывания оказывается невозможным. При коротком замыкании на линии *БВ* (точка *К1* на рис.15.4) время срабатывания защиты *2* должно быть больше времени срабатывания защиты *3*, а при коротком замыкании на линии *АВ* (точка *К2*) для селективного отключения повреждённого объекта защита *2* должна срабатывать раньше защиты *3*. Максимальная токовая защита в такой сети может быть селективной только при наличии, кроме измерительного органа тока, органа направления мощности, который разрешает защите срабатывать только при направлении мощности короткого замыкания от шин в линию (стрелки на рис. 15.4).



**Рисунок 15.4. Радиальная электрическая сеть с двухсторонним питанием:** ЭС1, ЭС2 – питающие энергосистемы, 1,2; 3,4; 5,6 – токовые направленные защиты линий электропередачи *АВ*, *ВВ*, *ВГ* соответственно

Наличие органа направления мощности подразделяет защиты сети на две группы - нечётную (*1, 3, 5*) и чётную (*2, 4, 6*).

Селективность защиты будет обеспечена, если  $t_{c31} > t_{c33} > t_{c35}$  и

$$t_{c36} > t_{c34} > t_{c32}.$$



## 15.4. Дистанционная защита

Основным недостатком токовых защит является зависимость зоны их действия от тока КЗ, что не позволяет в ряде случаев иметь достаточную чувствительность токовой защиты, особенно быстродействующих её ступеней. Кроме того, в сложных замкнутых сетях селективность токовых защит не может быть обеспечена.

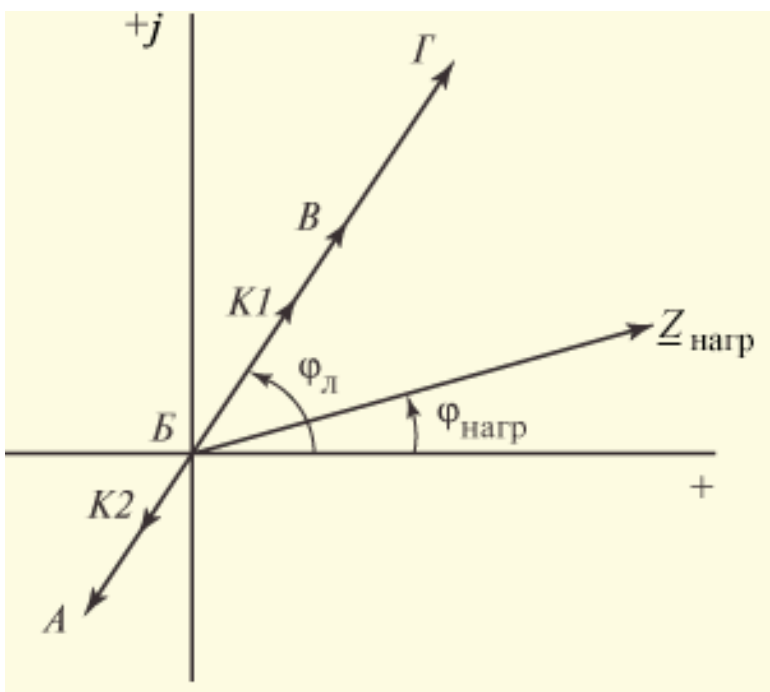
Дистанционная защита реагирует на отношение подведённых к измерительному органу защиты напряжения и тока, т.е. на сопротивление. Режим КЗ отличается от нормального режима работы сети пониженным значением напряжения и повышенным значением тока. Следовательно, сопротивление на входе измерительного органа защиты при КЗ меньше, чем в нормальном режиме. Это обстоятельство и используется для выявления КЗ.

Таким образом, дистанционная защита представляет собой защиту минимального сопротивления. Если на вход измерительного органа минимального сопротивления подаётся напряжение замкнувшейся фазы и ток этой фазы, то сопротивление на входе измерительного органа оказывается равным сопротивлению линии от места установки защиты до места КЗ:  $Z_p = Z_{y\delta} l_k$ , где

$Z_{y\delta}$  - удельное сопротивление линии;  $l_k$  - расстояние до места КЗ.

Так как  $Z_{y\delta}$  - величина постоянная, защита реагирует на расстояние до места короткого замыкания, что и обусловило её название.

Сопротивление на входе измерительного органа защиты представляет собой комплексную величину. Сопротивление на входе защиты (например, защиты 3 на рис. 15.4) в комплексной плоскости при коротком замыкании в точке К1 есть вектор  $BK1$  (рис. 15.5), сопротивление линии  $BB$  и суммарное сопротивление линий  $BB$  и  $BГ$  - векторы  $BB$  и  $BГ$ , а сопротивление до точки К2 и линии  $AB$  - векторы  $BK2$  и  $BA$ .

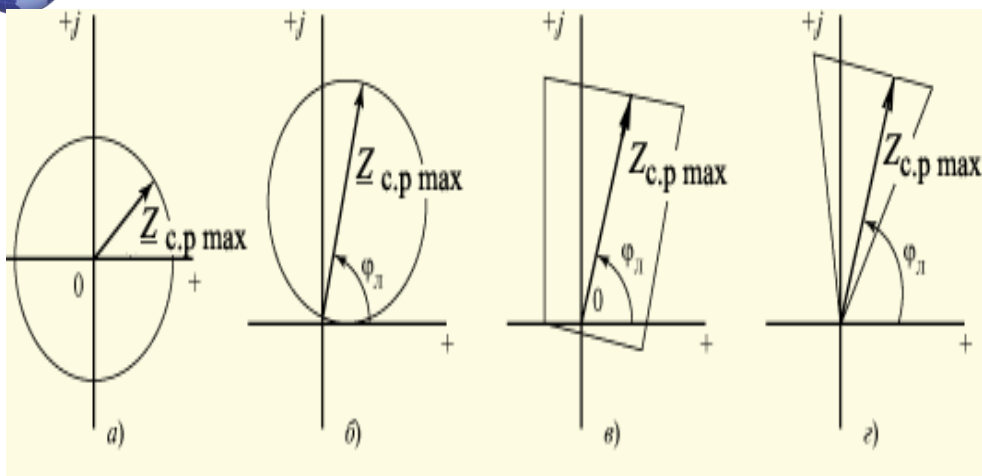


**Рисунок 15.5. Векторы сопротивлений на входе измерительного органа минимального сопротивления дистанционной защиты**

Угол наклона  $\varphi_{л}$  этих векторов сопротивления определяется активным и реактивным сопротивлением защищаемых линий.

Сопротивление на входе защиты в рабочем режиме работы электрической сети отображается вектором сопротивления нагрузки, получающей питание по защищаемой линии ( $Z_{нагр}$  на рис. 15.5). Этот вектор отличается от вектора сопротивления КЗ не только по величине, но и по фазе, так как коэффициент мощности нагрузки  $\cos \varphi_{нагр} = 0,8 - 0,95$ .

С целью повышения чувствительности защиты, т.е. наилучшей отстройки защиты как от внешних КЗ, так и от режима нагрузки, используются реле сопротивления с различными характеристиками срабатывания (рис. 15.6).

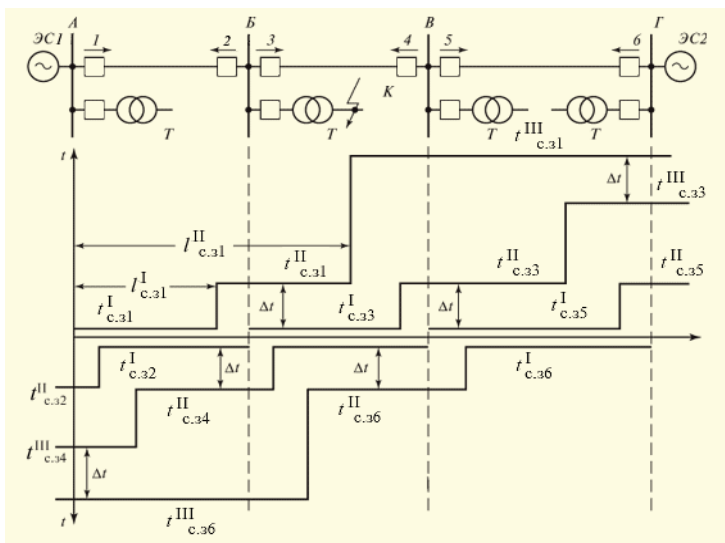


**Рисунок 15.6. Характеристики срабатывания минимальных реле сопротивления**

Ненаправленное и направленное реле полного сопротивления имеют характеристики, приведенные на рис. 15,6, а и б соответственно. Характеристика на рис. 15,6, в позволяет обеспечить чувствительность защиты при коротком замыкании через переходное сопротивление, а характеристика на рис. 15,6, г - оптимальным образом отстроит защиту от сопротивления нагрузки.

Дистанционная защита выполняется, как правило, трёхступенчатой. Первая ступень не имеет выдержки времени, а сопротивление срабатывания принимается несколько меньшим сопротивления защищаемой линии. Например, для защиты 1 линии

$$AB \ Z_{сз1}^I = k_{отс} Z_{AB}.$$



**Рисунок 15.7. Время срабатывания трёхступенчатой направленной дистанционной защиты электрической сети с двухсторонним питанием:** ЭС1, ЭС2 – питающие энергосистемы,  $t_{сз}^I, t_{сз}^{II}, t_{сз}^{III}$  – время срабатывания I, II, и III ступеней защиты,  $l_{сз}^I, l_{сз}^{II}$  – зоны действия I и II ступеней защиты, 1,2; 3,4; 5,6 – защиты линий электропередачи АБ, ББ, ВГ соответственно; Т – трансформаторы на подстанциях А, Б, В, Г;  $\Delta t$  – степень селективности

Коэффициент отстройки  $k_{омс} = 0,8—0,9$  учитывает погрешности трансформаторов тока и напряжения, к которым подключено реле сопротивления, и погрешность самого реле сопротивления. Аналогично определяются сопротивления срабатывания первых ступеней всех защит.

Сопротивления срабатывания вторых ступеней защит отстраиваются от суммарного сопротивления защищаемой линии и сопротивления срабатывания первой ступени защиты смежной линии, а также от короткого замыкания за трансформатором приёмной подстанции, например:

$$Z_{сз1}^{II} = k_{омс} (Z_{АБ} + k'_{омс} Z_{сз3}),$$



$$Z_{cз1}^{II} = k_{omc} (Z_{AB} + k_m Z_m),$$

где  $k_m = \frac{I_{к1}}{I_{к}}$  - коэффициент токораспределения, равный отношению суммарного тока короткого замыкания за трансформатором приёмной подстанции к току в защищаемой линии, проходящему в направлении действия защиты.

Время срабатывания второй ступени защиты принимается на ступень селективности больше времени срабатывания первой ступени защиты смежной линии, т.е.  $t_{cз}^{II} = t_{cз}^I + \Delta t$ .

Назначением третьей ступени защиты является резервирование отказов защит и выключателей смежных элементов электрической сети. Сопротивление срабатывания третьей ступени определяется по условию обеспечения чувствительности при КЗ в конце смежной линии и за трансформатором приёмной подстанции, а также по условию возврата защиты в исходное состояние после отключения внешнего короткого замыкания.

Дистанционная защита может сработать ложно при качаниях в энергосистеме, а также при неисправностях в цепях трансформатора напряжения, приводящих к снижению напряжения на входе измерительного органа защиты. Поэтому в комплект дистанционной защиты обычно входит устройство блокировки защиты при качаниях и неисправностях в цепях напряжения.

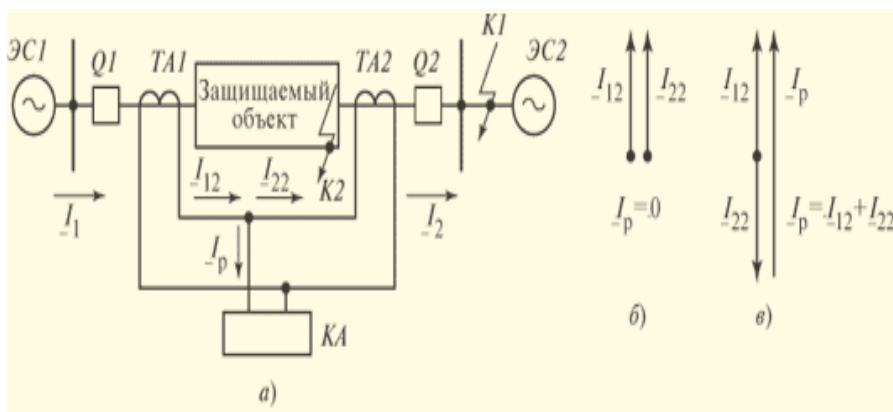
Дистанционная защита по сравнению с токовыми защитами обладает большей чувствительностью, имеет стабильную зону действия, однако она значительно более дорогая и технически сложная.

## 15.5. Продольная дифференциальная токовая защита

Селективность токовых защит и дистанционной защиты обеспечивается соответствующим выбором параметров их срабатывания, т.е. это защиты с относительной селективностью. Продольная дифференциальная токовая защита не реагирует на внешние КЗ по принципу действия, т.е. относится к защитами с абсолютной селективностью, а, следовательно, является быстродействующей защитой.

Измерительный орган (реле тока) продольной дифференциальной токовой защиты включается на разность токов по концам защищаемого объекта (рис. 15.8, а).





**Рисунок 15.8. Продольная дифференциальная токовая защита: а) структурная схема защиты; б) векторная диаграмма токов при внешнем КЗ (точка  $K1$ ); в) векторная диаграмма токов при внутреннем замыкании (на защищаемом объекте) (точка  $K2$ ); ЭС1, ЭС2 – питающие энергосистемы; Q1, Q2 – выключатели защищаемого объекта, ТА1, ТА2 – трансформаторы тока защищаемого объекта, КА – реле тока защиты**

В реле защиты проходит ток  $I_p$ , равный разности вторичных токов измерительных трансформаторов тока ТА1 и ТА2  $\dot{I}_{12}$  и  $\dot{I}_{22}$ . При внешнем коротком замыкании в точке  $K1$  токи  $\dot{I}_1$  и  $\dot{I}_2$  по концам защищаемого объекта одинаковы, и ток  $I_p = \dot{I}_{12} - \dot{I}_{22}$  равен нулю (рис. 15.8, б). При коротком замыкании на защищаемом объекте в точке  $K2$  в реле защиты проходит практически арифметическая сумма вторичных токов короткого замыкания от источников питания ЭС1 и ЭС2 и защита срабатывает (рис. 15.8, в).

Ток срабатывания защиты можно было бы принять равным нулю. Однако, из-за погрешностей работы измерительных трансформаторов тока защиты, ток в реле защиты при отсутствии КЗ на защищаемом объекте равен току небаланса (максимальное значение тока при внешнем КЗ). Поэтому ток срабатывания защиты отстраивается от тока небаланса, имеющего место при максимальном токе, проходящем через защищаемый объект при внеш-



нем КЗ.

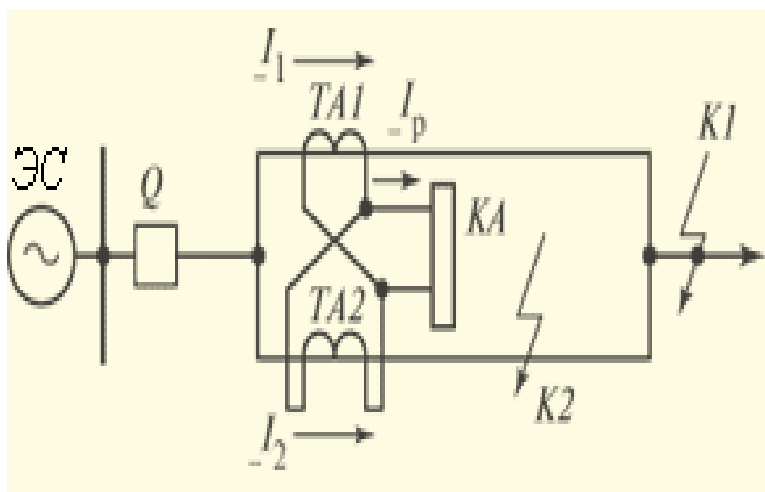
Продольная дифференциальная токовая защита широко используется для защиты от КЗ генераторов, трансформаторов, сборных шин, мощных электрических двигателей и других объектов.

Реализация такой защиты на линии электропередачи встречает серьёзные трудности. Необходимость прокладки вдоль защищаемой линии электропередачи проводной линии связи, требуемой для объединения вторичных обмоток трансформаторов тока защиты, усложняет, а также значительно снижает её надёжность. Поэтому продольная дифференциальная токовая защита используется для защиты линий электропередачи протяжённостью не более 15 км и только в случае необходимости отключения КЗ без выдержки времени.

### 15.6. Поперечная дифференциальная токовая защита

Принцип действия защиты основан на сравнении токов параллельно включённых элементов энергосистемы, например токов двух линий электропередачи, коммутируемых одним выключателем (сдвоенная линия) (рис. 15.9). В измерительном органе защиты (реле тока  $K4$ ) проходит разность токов параллельно работающих линий  $I_p = \dot{I}_1 - \dot{I}_2$ . Если параметры защищаемых линий одинаковы, ток в измерительном органе защиты в рабочем режиме и при внешнем коротком замыкании (точка  $K1$  на рис. 15.9) равен нулю.

При коротком замыкании на одной из линий (точка  $K2$  на рис. 15.9) разность токов  $\dot{I}_1 - \dot{I}_2 > 0$  и защита срабатывает.



**Рисунок 15.9. Поперечная дифференциальная токовая защита параллельных линий:  $KA$  – реле тока,  $\dot{I}_1, \dot{I}_2$**

- вторичные токи трансформаторов тока  $TA1$  и  $TA2$ ,  $\dot{I}_p$  - ток в реле защиты

Ток срабатывания защиты отстраивается от тока небаланса, обусловленного погрешностями трансформаторов тока защиты и имеющего максимальное значение при прохождении по защищаемой сдвоенной линии тока внешнего короткого замыкания.

Поперечная дифференциальная токовая защита обладает абсолютной селективностью, т.е. является быстродействующей защитой. К недостаткам этой защиты относятся наличие «мёртвой зоны» при коротком замыкании в конце защищаемой линии, а также, то обстоятельство, что защита не указывает, какой из параллельно работающих элементов повреждён.

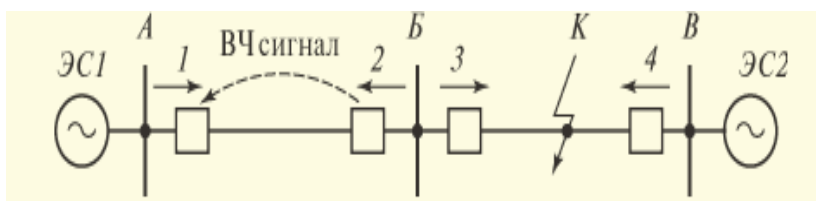
Поперечная дифференциальная токовая защита не может быть единственной защитой от коротких замыканий параллельно включённых элементов энергосистемы и должна использоваться совместно с другими устройствами релейной защиты.



## 15.7. Направленная защита с высокочастотной блокировкой

Короткие замыкания на мощных линиях электропередачи, как правило, необходимо отключать без выдержки времени с целью сохранения устойчивости энергосистемы. Защиты с относительной селективностью в общем случае обеспечить быстрое отключение повреждённой линии не могут. Для создания защиты с абсолютной селективностью необходимо иметь информацию с противоположного конца защищаемой линии.

При КЗ в точке  $K$  (рис. 15.10) срабатывают органы направления мощности защиты  $1, 3, 4$ , а защиты  $2$  не срабатывает, так как направление мощности короткого замыкания на этом конце линии от линии к шинам. Защита  $2$  посылает высокочастотный сигнал, запрещающий (блокирующий) срабатывание защиты  $1$ , а защиты  $3$  и  $4$  срабатывают и отключают повреждённую линию.



**Рисунок 15.10. Принцип работы направленной защиты с высокочастотной блокировкой:** 1,2; 3,4 – направленные защиты линий  $AB$  и  $BV$  соответственно радиальной сети с двухсторонним питанием;  $ЭС1, ЭС2$  - энергосистемы

Таким образом, рассматриваемая защита имеет две части: релейную и высокочастотную.

Релейная часть защиты содержит измерительный орган направления мощности, два измерительных (пусковых) органа тока и логический орган. Ток срабатывания первого пускового органа отстраивается от рабочего тока линии, а ток срабатывания второго пускового органа превышает ток срабатывания первого на 10 %.

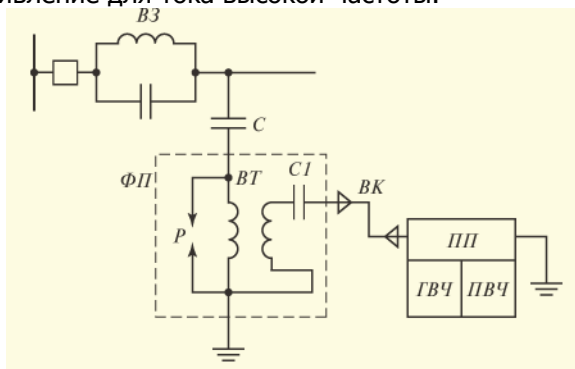
Логический орган реализует пуск приёмопередатчика высокочастотной части защиты при несрабатывании органа направления мощности и срабатывании первого пускового органа, а также обеспечивает действие защиты на отключение выключате-



ля линии при срабатывании органа направления мощности, второго пускового органа тока и при отсутствии высокочастотного сигнала. Пусковые органы тока могут быть заменены дистанционными пусковыми органами.

Высокочастотная часть защиты обеспечивает генерацию, передачу и приём высокочастотного сигнала. Высокочастотный сигнал связи организуется по контуру провод одной фазы защищаемой линии - земля. Для предотвращения распространения высокочастотного сигнала на соседние линии электропередачи и уменьшения затухания этого сигнала по концам выбранной фазы линии устанавливаются высокочастотные заградители *ВЗ* (рис. 15.11), представляющие собой большое сопротивление для тока высокой частоты (30 - 500 кГц) и практически нулевое сопротивление для тока промышленной частоты.

Высокочастотная аппаратура защиты (фильтр присоединения ФП и приёмопередатчик ПП, содержащий генератор ГВЧ и приёмник ПВЧ высокой частоты) подключаются к проводу линии через конденсатор связи *С*, изолирующий эту аппаратуру от высокого напряжения защищаемой линии. Конденсатор связи представляет собой очень большое сопротивление для тока промышленной частоты (> 1200 кОм) и малое сопротивление для тока высокой частоты.



**Рисунок 15.11. Аппаратура высокочастотного канала связи:** *ВЗ* - высокочастотный заградитель, *С* - конденсатор связи, *С1* - конденсатор фильтра присоединения, *ФП* - фильтр присоединения, *ВТ* - воздушный трансформатор, *ПП* - приёмопередатчик, *ГВЧ* - генератор высокой частоты, *ПВЧ* - приёмник высокой частоты, *ВК* - высокочастотный кабель, *Р* - разрядник



Приёмопередатчик  $ПП$  связан с фильтром присоединения  $ФП$  посредством высокочастотного кабеля  $ВК$ . Фильтр присоединения состоит: из воздушного трансформатора  $ВТ$  и конденсатора  $С1$ . Обмотки  $ВТ$  имеют отпайки, что позволяет изменять число витков обмоток,  $a$ , следовательно, и индуктивность  $ВТ$ . Назначением  $ФП$  является согласование (настройка в резонанс на частоте  $ПП$ ) сопротивлений  $ВК$  и  $С$ . Обмотка  $ВТ$ , подключённая к конденсатору связи  $С$ , защищена разрядником  $Р$ , что предотвращает падение высокого напряжения на аппаратуру защиты в случае пробоя конденсатора связи  $С$ .

Направленная защита с высокочастотной блокировкой обладает абсолютной селективностью и имеет высокую чувствительность, что предопределило её широкое использование для защиты линий электропередачи. Поскольку при качаниях в энергосистеме защита может ложно сработать, если центр качаний находится на защищаемой линии, защита оснащается устройством блокировки от качаний.

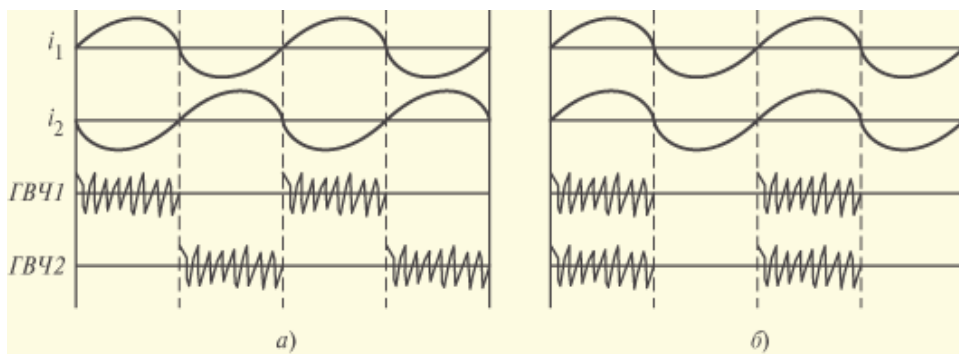
## 15.8. Дифференциально-фазная защита

Принцип действия защиты основан на сравнении фаз тока по концам защищаемой линии. За условное положительное направление тока принимается направление тока от шин в линию. В неповреждённой линии (линия  $АБ$ , рис. 15.10) фазы токов  $1$  и  $2$  отличаются на  $180^\circ$ , а в повреждённой линии (линия  $БВ$ , см. рис. 15.10) практически совпадают. Информация о фазе тока передаётся на противоположный конец линии с помощью высокочастотного сигнала. Высокочастотный сигнал модулируется током промышленной частоты, т.е. генератор высокой частоты (ГВЧ) работает только в положительный полупериод тока. Приёмник высокой частоты (ПВЧ) воспринимает сигнал высокой частоты как от своего ГВЧ, так и от ГВЧ комплекта защиты, установленного на противоположном конце защищаемой линии. На неповреждённой линии (линия  $АБ$ , рис. 18.3) высокочастотный сигнал в канале связи присутствует постоянно (рис. 18.5,  $a$ ), т.е.  $ГВЧ1$  и  $ГВЧ2$  работают в разные полупериоды промышленной частоты. Постоянное наличие высокочастотного сигнала на входах приёмников высокой частоты  $ПВЧ1$  и  $ПВЧ2$  блокирует срабатывание защит линии.

На повреждённой линии (линия  $БВ$ , см. рис. 15.12)  $ГВЧ1$  и  $ГВЧ2$  работают в один и тот же период промышленной частоты, т.е. высокочастотный сигнал на входах  $ПВЧ1$  и  $ПВЧ2$  прерывистый



(рис. 15.12, б), что приводит к срабатыванию защит линии, и повреждённая линия без выдержки времени отключается с обеих сторон.



**Рисунок 15.12. Токи ( $i_1, i_2$ ) и периоды работы генераторов высокой частоты (ГВЧ1 и ГВЧ2) по концам защищаемой линии при внешнем КЗ (а) и внутреннем КЗ на линии (б)**

В дифференциально-фазной защите пусковые органы принципиально не требуются, так как в рабочем режиме защиты линии оказываются заблокированными. Однако в случае сбоя в работе одного из ГВЧ защиты сработают и отключат неповреждённую линию. Поэтому дифференциально-фазная защита имеет два пусковых органа тока, один из которых, с меньшим током срабатывания, запускает ГВЧ, а второй, с большим током срабатывания, разрешает защите срабатывать при наличии прерывистого высокочастотного сигнала в канале связи. Ток срабатывания пусковых органов тока дифференциально-фазной защиты выбирается так же, как и ток срабатывания пусковых органов направленной защиты с высокочастотной блокировкой.

Дифференциально-фазная защита широко используется для защиты линий 110 и 220 кВ.



## 15.9. Комплексы релейной защиты

На защищаемом объекте устанавливается, как правило, не одно, а несколько устройств релейной защиты. Часть устройств предназначена для защиты объекта от повреждений. Это основная защита объекта. Остальные устройства защищают объект от ненормальных режимов работы, а также резервируют отказы релейной защиты и выключателей смежных элементов энергосистемы.

В качестве основной защиты обычно используются устройства релейной защиты с абсолютной селективностью, а в качестве резервной защиты - устройства релейной защиты с относительной селективностью. Так, например, на линиях электропередачи в качестве основной защиты устанавливается либо направленная защита с высокочастотной блокировкой, либо дифференциально-фазная защита. В качестве резервной защиты используется дистанционная защита от внешних междуфазных коротких замыканий, а от коротких замыканий на землю - токовая защита нулевой последовательности.

На генераторах электрических станций основную защиту составляют продольная дифференциальная токовая защита от междуфазных коротких замыканий в обмотках статора и поперечная дифференциальная токовая защита (при наличии двух параллельных ветвей) от витковых коротких замыканий. К числу резервных защит относятся токовая или дистанционная защита от внешних коротких замыканий, токовая защита от перегрузки рабочим током, токовая защита обратной последовательности от несимметричного режима работы генератора, токовая защита нулевой последовательности или защита напряжения нулевой последовательности от замыканий на землю в обмотках статора, а также токовые защиты от замыкания на землю обмотки ротора и от потери возбуждения генератора.

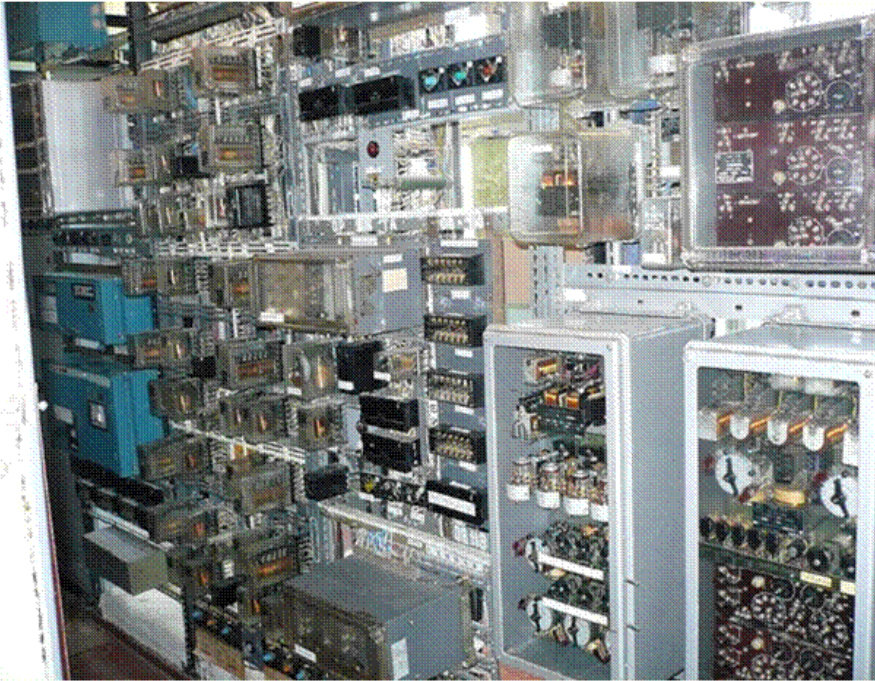
Исторически первыми были релейные комплексы, выполненные на электромеханических реле. Панель релейной защиты приведена на рис. 15.13. В 60 - 70-х годах XX века получили распространение релейные комплексы на интегральных микросхемах. В настоящее время всё более широкое распространение получают цифровые комплексы релейной защиты, выполненные на микропроцессорной элементной базе. Микропроцессорные защиты обладают такими преимуществами, как многофункциональность, самодиагностика, память аварийных событий, автоматическое осциллографирование аварий и др., что обуславливает пер-





## Начала энергетики

спективность их использования в электроэнергетических системах.



**Рисунк 15.13. Панель защиты**



## КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Структурная схема устройств релейной защиты.
2. Максимальная токовая защита.
3. Токовая отсечка.
4. Токовая направленная защита.
5. Дистанционная защита.
6. Характеристики срабатывания минимальных реле сопротивления.
7. Выбор уставок срабатывания дистанционных защит.
8. Продольная дифференциальная токовая защита.
9. Выбор уставок срабатывания продольной дифференциальной токовой защиты.
10. Поперечная дифференциальная токовая защита.
11. Направленная защита с высокочастотной блокировкой.
12. Дифференциально-фазная защита.
13. Комплексы релейной защиты.
14. История развития релейной защиты.



## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Основы современной энергетики. Курс лекций для менеджеров энергетических компаний. Под редакцией Е.В. Аметистова. Учебное электронное издание. М.: Изд-во МЭИ. – 2008.
2. Основы современной энергетики. Т.1 Современная теплоэнергетика. Под редакцией А.Д. Трухня. М.: Изд-во МЭИ, 2008. – 470 с.
3. Фейнман Р., Лейтон Р., Сэндс М. Фейнмановские лекции по физике. Электричество и магнетизм. Т.5.- М.: Мир, 1977. - 300 с.
4. Фейнман Р., Лейтон Р., Сэндс М. Фейнмановские лекции по физике. Электродинамика. Т.6.- М.: Мир, 1977.- 344 с.
5. Цыгулёв Н.И. Основы современной энергетики. Ростов-на-Дону: ДГТУ, 2011. – 239 с.
6. Цыгулёв Н.И. Общая энергетика. Ростов-на-Дону: ДГТУ, 2012. – 340 с.
7. Цыгулёв Н.И. Физические основы электроэнергетики. Новочеркасск: ЮРГТУ, 2009. -38 с.
8. Цыгулёв Н.И. Электрические и магнитные явления в энергосистемах: Учеб. пособие. Новочеркасск: ЮРГТУ, 2009. -78 с.
9. Цыгулёв Н.И. Философия энергетики. В 3-х частях. Ростов-на-Дону: ДГТУ, 2012. – 320 с