

ФГБОУ ВО «Воронежский государственный
технический университет»

В.Н. Крысанов А.Л. Руцков

ОБЩАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Утверждено Редакционно-издательским советом университета
в качестве учебного пособия

Воронеж 2016

УДК 621.316.726, 681.5.01

Крысанов В.Н. Общая энергетика [Электронный ресурс]. – Электрон. текстовые и граф. данные (67,6 Мб) / В.Н. Крысанов, А.Л. Руцков. - Воронеж: ФГБОУ ВО «Воронежский государственный технический университет», 2016. – 1 электрон. опт. диск (CD-ROM) : цв. – Систем. требования : ПК 500 и выше ; 256 Мб ОЗУ ; Windows XP ; SVGA с разрешением 1024x768 ; Adobe Acrobat ; CD-ROM дисковод ; мышь. – Загл. с экрана.

В учебном пособии представлены материалы, касающиеся основных аспектов энергетических структур. Отмечены современные тенденции развития элементов ТЭК, в том числе альтернативные источники и их включение в единую систему обеспечения потребителей потоками энергии. Кратко приведены основные положения термодинамики, являющиеся базовыми элементами при изучении источников генерации рассматриваемых ресурсов. Подробно описаны электроэнергетические системы как основной элемент современных ТЭК. Рассмотрены их структура, взаимосвязи между функциональными блоками, физические вопросы функционирования отдельных элементов источников генерации, передачи и потребления электрической энергии.

Издание соответствует требованиям Федерального государственного образовательного стандарта высшего образования по направлениям 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника» (направленность «Электропривод и автоматика») и 35.03.06 «Агроинженерия» (направленность «Электроснабжение и электрооборудование сельскохозяйственных предприятий»), дисциплине «Общая энергетика».

Табл. 9. Ил. 122. Библиогр.: 7 назв.

Рецензенты: кафедра электроэнергетики Международного института компьютерных технологий (зав. кафедрой д-р техн. наук, проф. А.Н. Анненков);
д-р техн. наук, проф. В.М. Питолин

© Крысанов В.Н., Руцков А.Л., 2016

© Оформление. ФГБОУ ВО «Воронежский государственный технический университет», 2016

ВВЕДЕНИЕ

Источники энергии пригодные для практического использования человеком, называются энергетическими ресурсами. Используемое сегодня органическое топливо относят к невозобновляемым энергоресурсам. К возобновляемым энергоресурсам относят энергию рек, энергию ветра, лучистую энергию солнца, энергию приливов и отливов, растительное топливо. Сейчас во всём мире актуальным становится вопрос об ухудшении экологической обстановки. Существующие на сегодняшний день технологии получения энергии от ископаемых источников являются одними из наиболее «экологически грязных». Поэтому интерес к альтернативным источникам энергии непрерывно возрастает, так как они используют энергию возобновляемых, экологически чистых источников. Мощности, которые в настоящее время используются человеком, соизмеримы с мощностями геофизических процессов. Огромные масштабы электропотребления способны нарушить энергетический баланс Земли. Энергетические ресурсы Земли достаточно разнообразны, как и технологии по их преобразованию в полезную работу.

Проблема обеспечения возрастающих потребностей в электроэнергии намного облегчилась бы, если бы стало возможным эффективное прямое преобразование солнечной энергии в электрическую. Однако многие технические и социально-экономические проблемы связанные с использованием таких и подобных источников энергии до настоящего времени не решены.

Традиционные органические топлива (уголь, нефть, природный газ) составляют сейчас, и будут составлять в перспективе, подавляющую часть всего энергообеспечения. Однако использование геофизических источников энергии позволяет существенно снизить потребление традиционного

органического топлива. Особое значение имеет ядерная энергетика призванная обеспечить потребности человека в энергии в тот период, когда будут исчерпаны традиционные энергетические ресурсы.

В основе современных способов получения электрической энергии лежат фундаментальные законы сохранения материи и энергии. Многие задачи, возникающие при рассмотрении электроэнергетических объектов и связанных с ними вопросов повышения эффективности преобразования и потребления энергии, разработки новых способов получения электроэнергии, охраны окружающей среды, можно свести к рассмотрению последовательности процессов передачи энергии от одной системы к другой. Закономерности преобразования энергии являются предметом термодинамики.

Сравнение эффективности различных методов преобразования энергии можно осуществлять по коэффициенту полезного действия, который является простейшим критерием количественной оценки эффективности преобразования энергии.

В настоящее время электроэнергию вырабатывают в основном тепловые электростанции, в том числе атомные электростанции. Тепловые электростанции, работающие на органическом топливе, подразделяют на тепловые конденсационные электростанции (КЭС), теплофикационные электростанции (ТЭЦ), газотурбинные электростанции (ГТЭС) и электростанции с парогазотурбинной установкой (ПГЭС). Вид электростанции определяется экономической целесообразностью определённого способа преобразования энергии, получаемой от первичных источников. Важную роль в энергетике страны играют гидроэлектростанции.

Гидроэлектростанция (ГЭС) представляет собой комплекс различных сооружений и оборудования, использование которых позволяет преобразовывать энергию

воды в электроэнергию. Технология производства электроэнергии на ГЭС довольно проста и легко поддается автоматизации. Пуск агрегата ГЭС занимает не более 50 с, поэтому резерв мощности в энергосистеме целесообразно обеспечить именно этими агрегатами. Коэффициент полезного действия ГЭС обычно находится в диапазоне (85.. 90) %.

Значительное внимание во всем мире уделяется альтернативным источникам энергии. Это связано с решением проблемы энергосбережения и экономии традиционных источников энергии, а также с высокой степенью экологической чистоты возобновляемых источников энергии. Альтернативными источниками энергии являются энергия ветра, энергия солнца, геотермальная энергия, энергия приливов и отливов.

Рассмотренные выше способы преобразования энергии в настоящее время широко используются в промышленности и в основном связаны с использованием теплоты в процессе получения электроэнергии. Решение проблемы эффективного прямого преобразования различных видов энергии в электрическую значительно облегчило бы обеспечение возрастающих потребностей в электроэнергии. Существующие электростанции, построенные на основе солнечных батарей являются примером прямого преобразования солнечной энергии. Однако существуют и другие виды энергии, которые могут быть напрямую преобразованы в электрическую. В первую очередь рассматриваются следующие генераторы электрической энергии: магнитогидродинамические (МГД); термоэлектрические; термоэмиссионные; электрохимические. Устройства такого типа не нашли пока широкого практического применения. Однако в настоящее время интерес к ряду систем прямого преобразования энергии так как стала ясна необходимость уменьшения роли органического топлива в энергетике.

Основной задачей данного учебного пособия является формирование представления об отмеченных выше особенностях современной энергетики и их применение в практической деятельности бакалавров, специалистов и магистров соответствующих направлений подготовки.

ГЛАВА 1. ПРОБЛЕМЫ СОВРЕМЕННОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

1.1. Энергетика и технический прогресс

Современный технический прогресс характеризуется всё возрастающим потреблением энергии, что обеспечивает не только постоянный рост производительности труда, но и культурный рост человеческого общества. Таким образом, увеличение расходуемой энергии связано с развитием цивилизации, расширением и углублением знаний человека об окружающем мире. Углубление знаний человека, в свою очередь, даёт возможность освоения новых, более эффективных видов энергии. Сегодня стало традиционным использование таких видов энергии, как химическая энергия органического топлива, геофизическая энергия, ядерная энергия. В настоящее время наиболее значимым является то, что люди осознали период «эпохи ограничений». В конце 20-го века мы поняли, что земные ресурсы ограничены и что Земля – это «космический корабль», призванный обеспечить всеми необходимыми жизненными ресурсами население Земли [1].

Исследование энергопотребления населением Земли показывает, что до начала 20-го века энергопотребление росло пропорционально росту населения, а на рубеже 19-20 веков рост энергопотребления стал опережать рост населения Земли. С этого времени потребление энергии на 1 жителя постоянно увеличивается. При этом увеличивается добыча энергоносителей и одновременно наблюдается сдвиг в структуре потребления энергоносителей. Так переход от дров и угля к нефти и природному газу, который начался в 20-ом веке, вызвал большое количество социальных проблем. До этого загрязнение воздуха и воды происходило в основном в зонах размещения крупных промышленных городов, где

уголь, использовавшийся для отопления, в промышленности и на тепловых электростанциях был основным источником загрязнений. Сейчас главными источниками загрязнений являются промышленность и автотранспорт. Из-за высокого потребления нефти возросло загрязнение мирового океана нефтепродуктами, что косвенно влияет на нашу жизнь, нарушая биологический цикл океана. В настоящее время большинство исследователей считают, что использование нефти и природного газа в энергетических целях должно снижаться, а использование угля и ядерного горючего должно увеличиваться. Перспективно использование термоядерной энергии, которая решает проблему, связанную с истощением запасов органического топлива на всё исторически обозримое время. Прогресс техники и тот уровень, который она достигла к настоящему времени, был бы невозможен без использования качественно новых видов энергии, в первую очередь электрической. Очевидно, что без электрической энергии невозможна нормальная жизнь современного общества. 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. Мощности, которые в настоящее время используются человеком, соизмеримы с мощностями геофизических процессов. Огромные масштабы электропотребления, связаны с образованием ряда нежелательных побочных продуктов, таких как теплота, твёрдые частицы, частицы жидкости, различные газы, которые могут повлиять на окружающую среду и способны нарушить энергетический баланс Земли. В настоящее время необходимо учитывать масштабы образования таких продуктов с тем, чтобы выяснить, представляют ли они угрозу для нашей планеты сейчас или в более отдалённом будущем. Кроме того необходимо знать имеются ли возможности хотя бы частичного решения этих проблем, раз уж они возникли [2].

В любом случае в настоящее время основные виды энергоносителей представляют собой источники энергии аккумулированной землей за миллиарды лет ее существования. По сути, это энергетические ресурсы на базе которых человечество должно создать технологии позволяющие обеспечить необходимое количество энергии на неограниченно большой срок.

Таким образом, перед нами небольшой, но дорогостоящий выбор:

- сократить потребление электроэнергии (за счет снижения темпов экономического роста высокоразвитых стран);
- ускорить освоение возобновляемых источников энергии (по очень высокой стоимости);
- существенно увеличить эффективность использования энергии.

Очевидно, что можно найти вариант, при котором будут реализовываться все эти направления. На современном этапе развития человеческого общества энергетика рассматривается в трёх аспектах – техническом, социально – политическом и экологическом. Одним из результатов такого подхода явилось возникновение скоординированной государственной политики в области энергетики и окружающей среды.

1.2. Виды энергетических ресурсов и их запасы

Энергия – физическая величина, являющаяся универсальной мерой различных форм движения материи, которые могут превращаться одна в другую. Выявленные и учтённые природные запасы, и источники энергии пригодные для практического использования человеком, называются *энергетическими ресурсами*. Очевидно, что существует различие между терминами «ресурсы» и

«запасы». Будем считать, что запасы составляют ту часть ресурсов минерального сырья, которая может быть извлечена из недр.

Используемое сегодня органическое топливо обязано своим происхождением фотосинтезу растительности болот доисторической эпохи. В связи с этим запасы угля, нефти, природного газа относят к невозобновляемым энергоресурсам. К возобновляемым энергоресурсам относят энергию рек, энергию ветра, лучистую энергию солнца, энергию приливов и отливов, растительное топливо. Таким образом, потребовались миллиарды лет для создания существующих ресурсов минерального сырья.

Энергия, непосредственно извлекаемая в природе (например, энергия топлива или ядерная энергия) называется первичной. Энергия, получаемая человеком после преобразования первичной энергии на специальных установках, называется вторичной (например, энергия пара или электрическая энергия)

В последнее время, не только в России, но и во всём мире, всё более актуальным становится вопрос об истощении запасов «традиционных» источников энергии. По прогнозу Международного энергетического агентства, при сохранении современных тенденций в мировой энергетике, в период до 2020 г глобальное потребление первичных энергоресурсов может возрасти на 65%. При современных темпах роста потребления ископаемых видов топлива запасов нефти хватит максимум на 75 лет, природного газа – не более чем на 100 лет, угля на 200 лет.

Кроме этого, в последнее десятилетие во всём мире также актуальным становится вопрос об ухудшении экологической обстановки, а, как хорошо известно, существующие на сегодняшний день технологии получения энергии от ископаемых источников являются одними из наиболее «экологически грязных». В связи с этим, в конце

1997 года на третьей Конференции Сторон Рамочной Конференции ООН по Изменению Климата (РКИК) в Киото, был принят Киотский протокол РКИК закрепляющий количественные обязательства развитых стран и стран с переходной экономикой, включая Россию, по ограничению и снижению поступления парниковых газов в атмосферу.

В связи с вышеизложенным, во всём мире возрастает интерес к альтернативным источникам энергии, позволяющим использовать энергию возобновляемых, экологически чистых источников. Интенсивность потока солнечного излучения составляет $1,4 \text{ Вт/м}^2$, из которого утилизируется примерно 80-70%, а остальная часть энергии рассеивается прямым отражением. Коэффициент отражения (альбедо) зависит от характерных особенностей поверхности, на которую падают солнечные лучи, т.е. от того, является ли она песчаной пустыней, снежной равниной, водной гладью, облачностью и т.п.

Проблема обеспечения возрастающих потребностей в электроэнергии намного облегчилась бы, если бы стало возможным эффективное прямое преобразование солнечной энергии в электрическую. Однако КПД такого преобразования слишком низкий (примерно 20%) при высокой стоимости солнечных батарей. Теоретически возможно создание орбитальных электростанций преобразующих солнечные лучи в СВЧ – излучение с последующей передачей на землю. Однако многие технические и социально-экономические проблемы связанные с использованием таких и подобных источников энергии до настоящего времени не решены.

Однако органические топлива составляют сейчас и будут составлять в ближайшей перспективе подавляющую часть всего энергопотребления. Поэтому важно знать основную характеристику топлива – теплоту сгорания. Для сопоставления различных видов топлива и суммарного учета его запасов принята единица учета – *условное топливо* (у.т.),

для которого низшая теплота сгорания принята 29,31 ГДж/Т (7000 ккал/кг).

Используя понятие условного топлива можно оценить запасы ископаемого топлива. Известно, что при уровне мировой добычи 1990-х г. соответственно (млрд. тонн у.т.): уголь – 3,1; нефть – 4,5; природный газ – 2,6, запасов угля хватит на 150, нефти – на 250 и природного газа – на 120 лет.

По мере исчерпания запасов ископаемого топлива цены на него будут непрерывно расти. Между тем теоретический потенциал солнечной энергии, приходящий на Землю в течение года, превышает все известные запасы ископаемого топлива в 10 – 20 раз.

Экономический потенциал возобновляемых источников энергии в мире в настоящее время оценивается в 20 млрд. тонн у.т. в год, что в два раза превышает объем годовой добычи всех видов ископаемого топлива. И это обстоятельство указывает путь развития энергетики ближайшего будущего.

1.3. Классификация источников энергии

Энергетические ресурсы принято делить на возобновляемые и невозобновляемые

К *возобновляемым энергоресурсам* относят следующие виды энергии: солнечная, геотермическая, ветровая, энергия морских волн, течений, приливов, энергия биомассы, гидроэнергия, низко потенциальная тепловая энергия и другие «новые» виды энергии.

К *невозобновляемым энергоресурсам* относят: запасы угля, нефти, природного газа. В настоящее время перечисленные ископаемые виды топлива являются основными источниками энергии.

В свою очередь *возобновляемые* источники энергии (ВИЭ) принято разделять на две группы:

• Традиционные: гидравлическая энергия, преобразуемая в используемый вид энергии ГЭС мощностью более 30 МВт; энергия биомассы, используемая для получения тепла традиционными способами сжигания (дрова, торф и некоторые другие виды печного топлива); геотермальная энергия.

• Нетрадиционные: солнечная, ветровая, энергия морских волн, течений, приливов и океана, гидравлическая энергия, преобразуемая в используемый вид энергии малыми и микро ГЭС, энергия биомассы, низко потенциальная тепловая энергия и т.п.

Необходимо заметить, что нетрадиционные источники энергии могут производить энергию в различных формах (топливо, тепловая и электрическая энергия). Для получения энергии используются установки возобновляемой энергетики (УВЭ). УВЭ это взаимосвязанный комплекс технологического оборудования по преобразованию возобновляемой энергии в полезную, тепловую, механическую энергию или их различные сочетания. Поскольку энергия, вырабатываемая УВЭ, может быть получена в различных формах, то следует установить эквивалентную им массу топлива и соотношения между различными единицами энергии (таблице).

Коэффициенты перевода между энергетическими единицами

| Единица | Гдж | Гкал | МВт *ч | Т у.т. | Т н.э. |
|---------|---------|--------|--------|---------|---------|
| Гдж | 1,0 | 0,2388 | 0,2778 | 0,03412 | 0,02388 |
| Гкал | 4,1868 | 1,0 | 1,163 | 0,14286 | 0,1 |
| МВт *ч | 3,6 | 0,8598 | 1,0 | 0,12284 | 0,08598 |
| Т у.т. | 29,3076 | 7,0 | 8,141 | 1,0 | 0,7 |
| Т н.э. | 41,868 | 10,0 | 11,630 | 1,42857 | 1,0 |

Такая схема преобразований энергетических единиц приведена на рисунке.

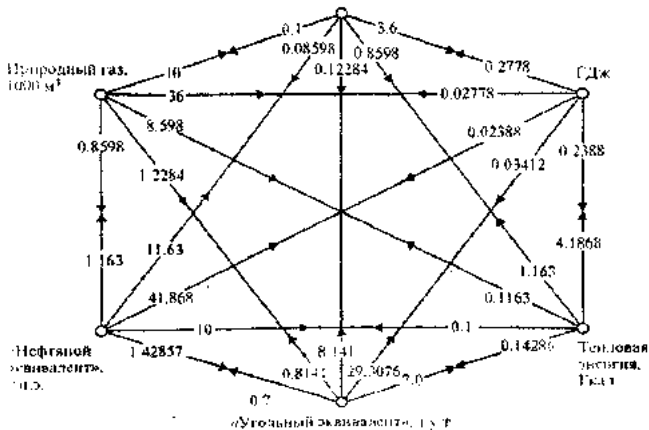


Схема преобразования энергетических единиц

При определении замещения органического топлива при производстве тепловой и электрической энергии учитывается необходимость преобразования эквивалентной тепловой энергии в электрическую, поэтому используется следующий энергетический эквивалент:

$$1 \text{ т н.э.} = 11.63 \eta_{\text{ср}}, \text{ МВт} \cdot \text{ч}; \quad 1 \text{ т н.э.} = 8.141 \eta_{\text{ср}}, \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

где $\eta_{\text{ср}}$ – средний КПД преобразователей тепловой энергии в электрическую при существующем уровне техники.. принимая это значение равным $\eta_{\text{ср}} = 0.361$, получаем следующие соотношения для единиц электроэнергии, вырабатываемой источником:

$$1 \text{ т н.э.} = 4.20 \text{ МВт} \cdot \text{ч};$$

$$1 \text{ кВт} \cdot \text{ч} = 238 \text{ г н.э.};$$

$$1 \text{ т у.т.} = 2.94 \text{ МВт} \cdot \text{ч};$$

$$1 \text{ кВт} \cdot \text{ч} = 340 \text{ г у.т.}$$

ГЛАВА 2. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ ЗЕМЛИ

2.1. Органические топлива

Топливо – это горючие вещества, основной составляющей которых является углерод, применяемые с целью получения при их сжигании тепловой энергии. По происхождению топливо делится на природное (нефть, уголь, природный газ, горючие сланцы, торф, древесина) и искусственное (кокс, моторные топлива, генераторные газы и др.). Энергия, высвобождаемая из этих видов топлива, связана с процессом образования двуокси углерода.

На рис. 2.1. представлен поток энергии сгорания органического топлива при получении полезной энергии.

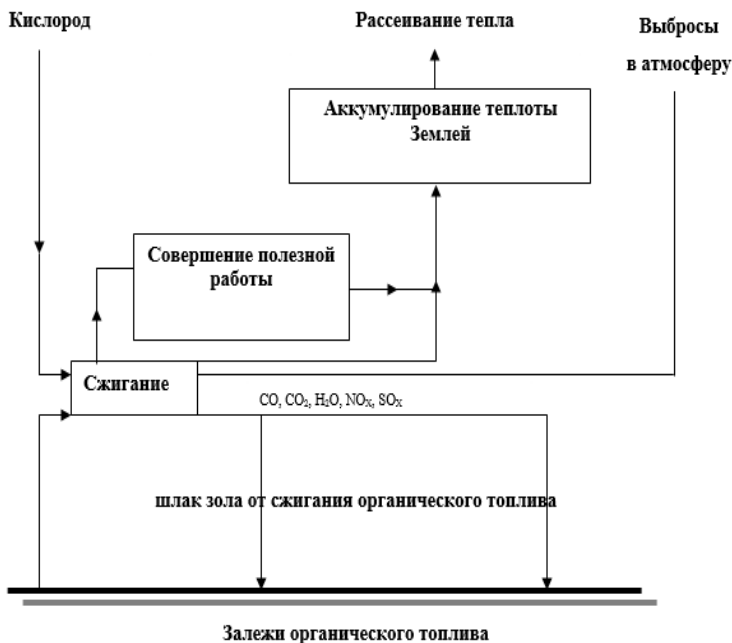


Рис. 2.1. Распределение потока энергии и продуктов сгорания

В процессе сжигания топлива образуется много побочных веществ. Все отходящие газы потенциально вредны, даже пары воды и двуокиси углерода. Эти газы поглощают инфракрасное излучение земной поверхности, и часть его вновь отражают на Землю, создавая так называемый «парниковый эффект». Если уровень концентрации CO_2 в атмосфере Земли будет увеличиваться, могут произойти глобальные климатические изменения.

Кроме этого при сжигании топлива образуется теплота, часть которой аккумулируется путем повышения температуры водного и воздушного бассейнов, таяния ледников и тому подобных явлений.

Процесс накопления теплоты может привести к ощутимому повышению температуры на Земле, если использование энергии будет продолжать расти такими же темпами, как сейчас. В свою очередь повышение температуры может вызвать глубокие изменения климата на Земле.

Таким же катастрофическим может быть эффект от поступления в атмосферу большого количества твердых частиц. В табл. 2.1 приводятся количественные данные о различных веществах, образующихся при работе типовой тепловой электростанции (ТЭС) мощностью 1000 МВт на органическом топливе.

Легко спрогнозировать результаты оценки масштабов загрязнения, вызываемого продуктами сгорания, на будущее, если предположить, что растущие потребности в электроэнергии будут удовлетворяться за счет ТЭС на органическом топливе. Также легко можно оценить и потребности в топливе, а это в свою очередь вызывает вопрос, восстановлены ли запасы органического топлива. Для оценки запасов органического топлива, целесообразно разделить его на три группы: твердое, жидкое и газообразное. Физические и химические характеристики этих групп сильно различаются.

Таблица 2.1

Количество загрязненных веществ образующихся при работе ТЭС мощностью 1000 МВт на органическом топливе за один год

| Наименование вещества | Количество |
|-------------------------------|--------------------------|
| SO _x | 1100т |
| N _x O _x | 350т |
| CO ₂ | 72500т |
| CO | 94т |
| Твердые частицы | 300т |
| Радиоактивность | 259БК |
| Дымовые газы | 1,35*10 ¹² Дж |
| Теплота от конденсата | 4,05*10 ¹² Дж |

Примечания: предполагается, что ТЭС работает с полной нагрузкой при КПД 40 %. Приведены данные для угля

Особо ценным сырьем является нефть. Нефть в сыром виде не находит широкого применения, но она может быть превращена в исключительно ценные нефтепродукты путем ее переработки. Однако, несмотря на исключительно широкий ассортимент продукции, получаемой из сырой нефти и имеющей широкий спрос на рынке, от нейлона до красителей, от медикаментов до пластиков, 97% добываемой нефти перерабатывается в различные виды топлива и сжигается.

Теоретически такое положение может сохраниться до того момента, пока затраты на энергию, получаемую из нефти будут ниже, чем на энергию, получаемую на базе других источников.

Рассмотрим далее газообразное топливо – природный газ, в основном это метан. Природный газ обнаруживается вместе с месторождением нефти в пропорции примерно 1300 кубических метров газа на 1000 кг сырой нефти.

Следует заметить, что любые прогнозы о предельной добыче газа столь же неопределенны, как и прогнозы для нефти.

Перспективы использования большей части газообразного топлива содержащегося в недрах Земли, связаны с созданием газопроводов большого диаметра, а также больших океанских танкеров, в которых можно поддерживать достаточно низкую температуру для того, чтобы перевозить сжиженный газ. Однако, даже с учетом неточности в оценке запасов нефти и газа, очевидно, что они конечны и будут исчерпаны примерно к 2200 году, при условии сохранения той же интенсивности использования.

К твердому топливу относится уголь и горючие сланцы. Уголь добывается более 1000 лет, а его использование в крупных масштабах насчитывает примерно 200 лет. При современном уровне использования запасы угля будут исчерпаны примерно к 2900 году.

Несмотря на все негативные явления, электроэнергия в мире в настоящее время производится на тепловых электростанциях (ТЭС) работающих на органическом топливе (примерно 80%).

По самым оптимистичным прогнозам уже через 200-300 лет человечество будет вынуждено отказаться от использования органического топлива в крупных масштабах, и должно будет освоить альтернативные источники энергии. Для сравнения энергоемкости органического топлива с другими источниками энергии в табл. 2.2 приводится теплота сгорания основных видов органического топлива.

Таблица 2.2

Теплота сгорания различных видов топлива¹

| Вид топлива | ЕЕдиница | Теплота сгорания | | | |
|--------------------------------|---------------------|------------------|--------|---------|--------|
| | | ГДж | МВт*ч | Т у.т. | Т н.э. |
| Нефтяной эквивалент | т | 41,868 | 11,630 | 1,42857 | 1,000 |
| Мазут | т | 40,61 | 11,281 | 1,38565 | 0,970 |
| Дизельное топливо | т | 42,50 | 11,806 | 1,45014 | 1,0151 |
| Керосин | т | 43,12 | 11,978 | 1,47129 | 1,0299 |
| Бензин | т | 43,09 | 11,969 | 1,47027 | 1,0292 |
| Сжиженный газ | т | 45,61 | 12,669 | 1,55625 | 1,0989 |
| Каменный уголь | т | 25,54 | 7,094 | 0,87145 | 40,610 |
| Кокс | т | 28,05 | 7,792 | 0,95709 | 0,6700 |
| Условное топливо | т | 29,31 | 8,141 | 1,0000 | 0,7000 |
| Антрацит | т | 33,48 | 9,300 | 1,14237 | 0,7800 |
| Природный газ ² | 1000 м ³ | 36,00 | 10,000 | 1,22835 | 0,8598 |
| Доменный газ | 1000 м ³ | 3,35 | 0,931 | 0,11430 | 0,0800 |
| Коксовый газ | 1000 м ³ | 16,40 | 4,556 | 0,55958 | 0,3917 |
| Черный шлоко ³ | Т _{св} | 10,50 | 2,917 | 0,35827 | 0,2508 |
| Сульфитный шлоко ⁴ | Т _{св} | 12,00 | 3,333 | 0,40945 | 0,2866 |
| Березовая топливная древесина | скл. м ³ | 5,40 | 1,500 | 0,18425 | 0,1290 |
| Сосна и ель | скл. м ³ | 4,39 | 1,219 | 0,14979 | 0,1049 |
| Топливая древесина смеш. пород | скл. м ³ | 4,51 | 1,253 | 0,15388 | 0,1077 |
| Щепа ⁴ | н. м ³ | 3,25 | 0,903 | 0,11089 | 0,0776 |
| Кусковый торф ⁴ | м ³ | 5,04 | 1,40 | 0,17197 | 0,1204 |
| Фрезерный торф ⁵ | м ³ | 3,24 | 0,90 | 0,11055 | 0,0774 |

Принятые сокращения:

Т_{св} – тонна сухого вещества;

н. м³ – насыпной кубический метр;

скл. м³ – складочный кубический метр.

¹ При оценке топливно-энергетических ресурсов конкретного региона используются фактические данные по теплоте сгорания используемого топлива.

² При температуре 0⁰ С.

³ Содержание сухого вещества 70 %.

⁴ Содержание сухого вещества 60 %.

⁵ Содержание сухого вещества 50 %.

2.1. Геофизическая энергия

2.1.1. Гидроэнергия

Гидроэнергия используется человечеством со времен Римской империи. Тогда потенциальная энергия воды превращалась в механическую энергию с целью приведения в действие мельниц и других механизмов. Преобразование гидроэнергии в электрическую энергию стало возможным в конце 19-го века.

Крупные гидроэлектростанции начали появляться на рубеже 19-го и 20-го веков.

Мощность ГЭС зависит как от количества воды, так и от перепада между водной поверхностью водохранилища и уровнем установки гидроагрегата; этот перепад называется напором. Вода, поступающая на турбину под высоким напором, имеет большую потенциальную энергию, чем при малом напоре, и поэтому на высоконапорной электростанции требуется меньший расход воды для получения одинаковой мощности. Чем выше напор, тем меньше необходимые габариты турбины, что удешевляет стоимость всего сооружения. Но высокий напор не всегда удается создать, мощность ГЭС и количество вырабатываемой ГЭС энергии в основном зависят от топографических условий в районе размещения водохранилища и ГЭС. Водоохранилища, образованные плотинами, могут оказывать вредное воздействие на окружающую среду. Они могут приводить к уничтожению уникальной флоры и фауны, затоплению плодородных почв, сокращению стока реки, прекращению сезонных поводков и т.п.

Кроме того, все водостоки несут с собой наносы, которые, оседая в водохранилищах, снижают их полезную емкость. Поэтому полезное использование водохранилища продолжается всего от 50 до 200 лет

Существуют и другие возможности использования водной энергии – приливные гидроэлектростанции (ПГЭС). В некоторых районах мирового океана наблюдается очень большая амплитуда приливной волны и разность между верхней и нижней отметками прилива достигает 10 метров. При реверсивных турбинах электроэнергия будет вырабатываться как при заполнении хранилища, так и при его опорожнении. Очевидно, что выработка электроэнергии на ПГЭС возможна лишь в определенное время суток, и это затрудняет использование приливной энергии в энергосистеме. Гидроэнергетический потенциал в мире оценивается в 8100 ТВт*ч, однако освоению в полной мере этого потенциала препятствует несоответствие размещению населения промышленно-городских центров. Общая установленная мощность ГЭС в ближайшее десятилетие вряд ли превысит 25 % от суммарной выработки электроэнергии в мире. В России общая установленная мощность ГЭС составляет примерно 19 % и имеет тенденции к снижению на фоне роста установленной мощности ТЭС.

2.1.2. Ветровая энергия

Ветровая энергия продолжительное время использовалась в мореплавании, а также для приведения в движение мельничных колес. В последнее время она начала использоваться для выработки электроэнергии. Большинство ветроэнергетических установок имеют мощность несколько киловатт и используются они в отдаленных местах. Стоимость электроэнергии, вырабатываемой ветроэнергетическими установками, все еще высока по сравнению с электроэнергией, получаемой на базе органического топлива. Выходная

мощность ветроэнергетической установки пропорциональна площади лопастей ветрового ротора и скорости ветра (в кубе).

Поэтому ветроэнергетические установки большой мощности, в мегаваттном диапазоне, должны быть по своим габаритам очень крупными, поскольку скорость ветра в среднем не бывает очень большой (например, для приведения во вращение генератора мощностью 200 кВт, по одному из проектов, требуется ветроколесо диаметром 53 м и массой 16 т устанавливаемой на башне высотой 33,5 м.).

Одной из самых сложных проблем, препятствующих широкому распространению ветроэнергетических установок (ВЭУ), является постоянно меняющаяся скорость ветра. Электроэнергия начинает вырабатываться тогда, когда дует ветер, а не тогда, когда она необходима.

В настоящее время нет удобного, эффективного и экономичного способа запастись электроэнергией в большом количестве. Одним из перспективных проектов аккумулирования электроэнергии является электролиз воды и создание запасов водорода и кислорода для дальнейшего использования реакции соединения этих газов в топливном элементе для производства электроэнергии. Однако данная технология еще не доведена до такого уровня, когда она станет экономически целесообразной для использования в крупных масштабах. Необходимо отметить, что вопрос, может ли ветровая энергия быть полезна в качестве дополнительного источника производства электроэнергии, остается открытым. В настоящее время она может найти лишь ограниченное применение. Научно-технический прогресс, особенно в области аккумулирования может изменить ситуацию, но тогда нужно будет оценивать взаимосвязь крупномасштабного отбора энергии ветра с серьезными климатическими изменениями.

2.1.3. Геотермальная энергия

Этот вид энергии иногда причисляли к неисчерпаемому, экологически чистому источнику энергии будущего. На рис. 2.2 показана схема потоков вещества и энергии на геотермальной электростанции (ГеоТЭС). КПД ГеоТЭС из-за низкой температуры пара меньше, чем ТЭС на органическом топливе. Кроме того, пар, поступающий из недр Земли, загрязнен, иногда значительно, растворенными в нем солями.

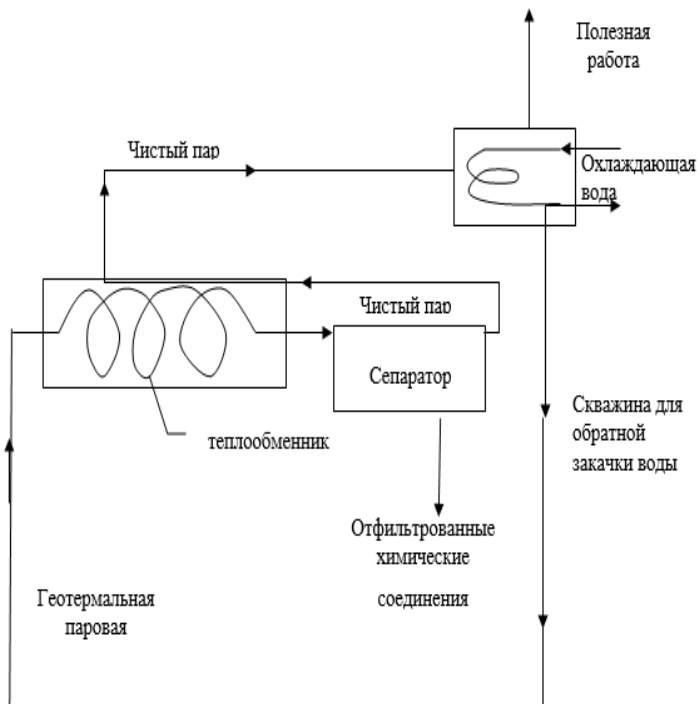


Рис.2.2. Схема потоков вещества и энергии в геотермальной электростанции

В результате неоднородной земной коры в некоторых местах магма относительно близко подступает к поверхности земли и к водонесущим породам, которые к тому же сверху перекрыты непроницаемой породой, создающая благоприятные условия для образования пара. Путем бурения скважин этот пар, часто имеющий температуру от 100 до 300 градусов по Цельсию, можно извлекать из недр земли для использования.

Геотермальная энергия уже используется в ряде стран мира (табл. 2.3).

Таблица 2.3

Установленная мощность геотермальных источников энергии в различных странах мира

| Страна | Установленная мощность, МВт |
|-----------|-----------------------------|
| США | 2228 |
| Филиппины | 1909 |
| Италия | 785 |
| Мексика | 755 |
| Индонезия | 589 |
| Россия | 23 |
| Всего | 6289 |

Для России 23 МВт – геотермальной энергии составляют лишь 0,0073% от общей установленной мощности электростанций.

2.1.4. Солнечная энергия

С довольно давних пор привлекает большое внимание использование солнечной энергии. Эта энергия вечная и чистая в том смысле, что ее применение не приводит к каким

либо загрязнением окружающей среды. Количество ее огромно $3,8 \cdot 10^{26}$ Вт во всем спектре электромагнитных волн. Однако основная его часть приходится на ультрафиолетовую, видимую и инфракрасную части спектра.

Энергетическая освещенность земной атмосферы составляет $1,4 \text{ кВт/м}^2$, а поверхность Земли – около 1 кВт/м^2 . Последняя цифра свидетельствует о том, что солнечная энергия сильно рассеяна по земной поверхности и что использование ее для технических целей крайне затруднительно.

Наиболее реально сейчас можно использовать прямое преобразование солнечного тепла для получения теплоты в парогенераторе. Поскольку создание и эксплуатация очень крупных коллекторных систем для концентрации солнечных лучей является делом сложным, в настоящее время в таких системах удается получить пар, как правило, с относительно небольшой температурой. Как следствие, КПД преобразование солнечной энергии в электроэнергию таких установок около 10%. Чтобы получить 1 ГВт электрической мощности, требуется 10 ГВт мощности солнечного излучения. Стоимость электроэнергии производимой опытными установками рассмотренного типа почти в 10 раз превышает стоимость электроэнергии производимой ТЭС на органическом топливе. Кроме этого существует два «узких» места крупных солнечных электростанций – аккумулярование энергии и ее передача. Существующие системы аккумулярования энергии (аккумуляторные батареи и гидроаккумулялирующие электростанции) снижают высокую стоимость и низкий КПД. Однако ГАЭС уже широко используются в сочетании с ГЭС и АЭС, что говорит о целесообразности применения ГАЭС и ГелиоЭС.

Существует возможность непосредственного преобразования солнечной энергии в электрическую при помощи фотоэлектрического преобразования. В настоящее

время изучается два направления крупномасштабного использования принципа фотоэлектрического преобразования.

Одно из них предусматривает использование искусственных спутников Земли, выведенных на геосинхронные орбиты и оборудованные солнечными панелями из фотоэлементов. Вырабатываемая ими электроэнергия преобразуется в электромагнитные волны в микроволновом диапазоне частот и направляется на Землю. Приемная антенна площадью около 3 км^2 могла бы обеспечить прием мощности 3 ГВт при интенсивности излучения 1 кВт/м^2 . О практической реализации этого направления в ближайшие годы еще рано говорить, поскольку созданные преобразовательные устройства имеют малый КПД, а их масса и стоимость слишком велики.

Второе направление предусматривает монтаж сборных панелей солнечных фотоэлементов в малонаселенных и малоиспользуемых пустынных районах Земли. Считается, что результаты будут экономически приемлемыми, если будут созданы установки с КПД преобразования выше 30% при удельной стоимости производства панелей с фотоэлементами не более 60 долл./м^2 .

Солнечная энергия может использоваться и используется для отопления помещения, энергообеспечения стационарных установок кондиционированного воздуха, опреснения соленой воды и т.п., в дополнение к нетрадиционным энергоресурсам.

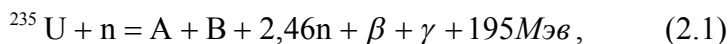
2.2. Ядерная энергия

Ядерная энергетика призвана обеспечить потребности человека в энергии во время переходного периода от использования органического топлива к альтернативным источникам энергии. Практически уже сейчас ощущается необходимость в таком источнике энергии по той простой

причине, что никакой другой вид, который был бы столь же доступным, пока не найден.

Чтобы достоверно оценить общие ресурсы ядерной энергии необходимо рассмотреть коротко два известных ядерных процесса деление и синтез. Основой для получения тепла в ядерной энергетике является реакция деления ядер ^{235}U под действием нейтронов и рождения при этом двух или трех новых нейтронов в каждом новом акте деления, благодаря чему процесс коротко деления ^{235}U может самоподдерживаться.

Эта реакция записывается в виде



где n – нейтрон;

A и B – осколки деления;

β – частицы (электроны);

γ – гамма кванта.

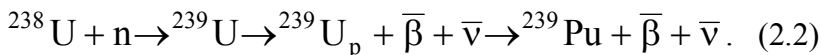
Энергия реакции деления реакции равна приблизительно 195 ± 5 Мэв и реализуется главным образом (на 90%) в виде кинетической энергии осколков A и B , которая в результате их многократных столкновений с соседними атомами переходит в тепловую энергию и проявляются в виде нагрева микроскопической области, прилегающей к делящемуся ядру. Часть энергии (10%) приходится на нейтрон деления, β – частицы и γ – кванты. Эти частицы взаимодействуют с окружающей средой и постепенно теряют свою энергию, которая также переходит в тепло. Теплотворная способность ядерного топлива примерно в 10^7 раз выше, чем органического.

В реакторе тепловой мощностью 10^6 кВт в сутки сжигается около 1 кг урана.

Несмотря на то, что ядерное топливо весьма калорийно, стоимость 1 ккал от его сгорания близка к стоимости этой

величины для обычного органического топлива. В промышленных условиях реакция деления осуществляется в ядерном реакторе. Различают реакторы на тепловых нейтронах и на быстрых нейтронах. Первые реакторы к настоящему времени хорошо освоены и уже довольно широко используются в ядерной энергетике.

Вторые же пока еще находятся в стадии разработки и опытной эксплуатации. Реакторы на быстрых нейтронах используются для получения ядерного топлива плутония ${}^{239}_{94}\text{Pu}$. Ядра ${}^{238}\text{U}$ поглощают быстрые нейтроны с энергией в несколько килоэлектрон-вольт. В образующихся ядрах ${}^{238}\text{U}$ начинается β распад, имеющий период полураспада 23,5 минуты, после чего получается элемент нептуний Np, этот элемент имеет период полураспада 2,35 суток и распадается испуская β -частицы и превращается в ${}^{239}_{94}\text{Pu}$. Символически это записывается следующим образом:



Реакторы-размножители на быстрых нейтронах могут значительно расширить в будущем энергетические ресурсы, но это не то направление на котором человечество окончательно остановит свой выбор для обеспечения нетрадиционного энергоснабжения в будущем.

Если человечеству удастся овладеть термоядерным синтезом, можно будет получить поистине неограниченный запас энергии.

ГЛАВА 3. ЭЛЕМЕНТЫ ТЕРМОДИНАМИКИ

3.1. Законы сохранения материи и энергии

Закон сохранения **материи** является краеугольным законом современной физики. Этот гласит, что **материя никуда не исчезает и ниоткуда не появляется**. Аналогично можно сформулировать закон сохранения **массы** в соответствии с которым масса физической системы сохраняется при всех природных и искусственных процессах. Однако в соответствии с современными представлениями масса зависит от скорости. В соответствии с теорией относительности существует универсальная связь между массой m и энергией W ($W = m \cdot c^2$). Таким образом масса более не является мерой количества вещества, а закон сохранения массы по сути сводится к закону сохранения внутренней энергии системы.

Закон сохранения энергии в учении о тепловых превращениях получил название первого начала термодинамики или **первого закона термодинамики**. Пусть некоторая система S , совершающая механическую работу за счёт теплоты, имеет одинаковую температуру во всех точках. При подведении теплоты Q к системе её энергия увеличивается. Увеличение энергии системы происходит на величину $\Delta U = Q$. Система может совершить работу за счёт уменьшения своей энергии и понижения температуры. Если одновременно происходит подведение к системе теплоты Q и совершение системой работы A , то изменение энергии системы происходит на величину $\Delta U = Q - A$. Если энергия системы не изменяется, то $A = Q$. Таким образом для **получения работы без изменения энергии к системе необходимо подводить теплоту**. Отсюда следует, что

невозможно создание вечного двигателя первого рода т. е. двигателя, совершающего работу без подведения теплоты.

Второе начало термодинамики или **второй закон термодинамики** в формулировке Р. Клаузиуса. «Невозможно построить периодически действующую машину, всё действие которой сводилось бы только к передаче теплоты от менее нагретого тела к более нагретому». Второй закон термодинамики не имеет доказательства, он сформулирован на основе опыта. Этот закон связан с тем, что не существует способа упорядочить хаотическое тепловое движение микроскопических элементов (молекул). Можно изменить средние характеристики совокупности молекул, но нельзя регулировать поведение отдельно взятых молекул. На основе второго закона термодинамики, можно ввести понятие экономичности преобразования энергии, которое можно осуществить по коэффициенту полезного действия η

$$\eta = \frac{Q_1 - Q_2}{Q_1}, \quad (3.1)$$

где Q_1 – количество теплоты, полученное системой, Q_2 – количество теплоты, отданное системой.

Значение КПД максимально при $Q_2 = 0$, однако это неосуществимо. КПД реальных энергетических установок всегда меньше единицы. Другими словами энтропия замкнутой системы, совершающей необратимый цикл возрастает ($\Delta S \geq 0$). Более глубокий смысл энтропии раскрывается в статистической физике: энтропия связывается с термодинамической вероятностью состояния системы. **Термодинамическая вероятность W** состояния системы – это число способов, которыми может быть реализовано данное состояние макроскопической системы, или число микросостояний, осуществляющих данное макросостояние (

по определению, $W \geq 1$). Формула Больцмана связывает между собой **энтропию** системы **S** и **термодинамическую вероятность W** следующим образом

$$S = k \ln W, \quad (3.2)$$

где k – постоянная Больцмана.

Таким образом энтропия является мерой неупорядоченности системы. Так как реальные процессы необратимы, то можно утверждать, что все процессы в замкнутой системе ведут к увеличению её энтропии – **W** принцип возрастания энтропии.

Используя понятие энтропии, **второе начало термодинамики** можно сформулировать как **закон возрастания энтропии** замкнутой системы при необратимых процессах: **любой необратимый процесс в замкнутой системе происходит так, что энтропия системы при этом возрастает.**

Термодинамические параметры (давление p , температура θ и объём газа V) могут быть рассчитаны лишь для таких процессов, которые можно представить в виде последовательности бесконечно малых изменений состояния системы, при условии, что в каждом из промежуточных состояний отклонение системы от термодинамического равновесия бесконечно мало. В этом смысле можно считать, что система может пройти одну и ту же совокупность равновесных состояний как в прямом, так и в обратном направлениях, т.е. процесс является обратимым. Все реальные процессы являются необратимыми. Тем не менее понятие «обратимый процесс» оказывается очень полезным. Пользуясь этим понятием можно определить максимальный КПД цикла энергетической установки.

3.2. Тепловые двигатели

3.2.1. Двигатели внутреннего сгорания (ДВС)

Коротко опишем принцип работы возвратно-поступательного четырёхтактного ДВС с искровым зажиганием.

При движении поршня вверх в цилиндре происходит сжатие смеси воздуха с парами бензина. Далее следует зажигание, расширение газа и передача энергии коленчатому валу. При следующем перемещении поршня вверх происходит вытеснение отработанного газа из цилиндра, затем происходит перемещение поршня вниз, при котором в цилиндр поступает следующая порция топливно-воздушной смеси. Каждый из этих процессов является необратимым, каждый сопровождается трением, турбулентностью, химическими превращениями и т.п.

Необходимо заметить, что в реальном цикле отсутствуют прямые линии, соответствующие адиабатам и изотермам. Точные расчёты работы, совершаемой в этом цикле является весьма сложной задачей. Поэтому требуется упрощённая расчётная модель, приближённо описывающая цикл, но составленная из обратимых процессов. Такая модель была создана в конце XIX века и названа по имени её автора **циклом Отто**.

В цикле Отто рабочим телом является воздух, который рассматривается как идеальный газ не претерпевающий в цикле химических превращений. Трение поршня о стенки цилиндра отсутствует, равно как и иные диссипативные процессы в газе. Имеют место следующие процессы: в начале осуществляется адиабатическое сжатие, сопровождающееся ростом температуры от T_a до T_b (участок $a - b$); далее изохорный рост температуры от T_b до T_a и давления от p_b до p_c (участок $b - c$); затем адиабатическое расширение,

сопровождающееся падением температуры от T_c до T_d (участок $c - d$); затем изохорное уменьшение температуры от T_d до T_a и давления от p_d до p_a (участок $d - a$).

Участок ae соответствует такту выпуска при давлении p_0 , которое близко к атмосферному, а линия ea – такту впуска топливно-воздушной смеси также при давлении p_0 .

КПД рассматриваемого цикла можно рассчитать по следующей формуле [4]

$$\eta = 1 - \frac{1}{(V_1/V_2)^{\gamma-1}}, \quad (3.3)$$

где γ – отношение теплоёмкостей рабочего тела, в данном случае воздуха, а величина

$$k_c = V_1/V_2 \quad (3.4)$$

называется коэффициентом сжатия для данного для данного двигателя. Таким образом, КПД цикла Отто зависит лишь от степени сжатия и соотношения теплоёмкостей рабочего вещества γ . Представляет интерес определение КПД цикла с учётом данных существующих автомобильных двигателей. Как правило, степень сжатия автомобильного двигателя $k_c = 9$, а $\gamma = 1,4$ для горячего воздуха, следовательно получаем значение $\eta = 0,58$. КПД реального ДВС составляет примерно половину этого значения т.е. 0,25.

3.2.2. Дизельные двигатели

Дизельный двигатель был создан в конце XIX века в качестве замены парового двигателя. Камера сгорания этого двигателя в течение такта сжатия остаётся заполненной воздухом. В определённый момент, когда воздух достаточно

нагревается за счёт сжатия, в камеру сгорания впрыскивается топливо. Происходит спонтанное зажигание и поршень выталкивается вниз, выполняя рабочий такт. Термодинамический дизельный цикл эквивалентен циклу Отто, за исключением того, что зажигание происходит за счёт сжатия и условия при которых происходит горение, другие. Имеют место следующие процессы: участок $b - c$ – сгорание, $c - d$ – рабочий ход, $a - e$ – выпуск, $e - a$ – впуск воздуха.

КПД рассматриваемого цикла можно рассчитать по следующей формуле [1,4].

$$\eta = 1 - \frac{(1/k_p)^\gamma - (1/k_c)^\gamma}{\gamma \cdot [(1/k_p) - (1/k_c)]}, \quad (3.5)$$

где γ – отношение теплоёмкостей рабочего тела, в данном случае воздуха, а величины k_c и k_p называются коэффициентом сжатия и коэффициентом предварительного расширения, которые равны

$$k_c = V_1/V_2, \quad (3.6)$$

$$k_p = V_1/V_3. \quad (3.7)$$

В отличие от бензинового двигателя степень сжатия дизельного двигателя значительно выше, поскольку сжимается только воздух и опасность преждевременного зажигания отсутствует. Теоретически при $k_c = 5$, $k_p = 5$ и $\gamma = 1.5$ можно получить $\eta = 64\%$.

Однако, как и в двигателе с искровым зажиганием необратимые процессы в реальных условиях приводят к занижению этой цифры примерно вдвое. Тем не менее

дизельный двигатель оказывается экономичнее, чем бензиновый двигатель той же мощности.

3.2.3. Турбины

Турбина обеспечивает очень высокий КПД (40%) преобразования внутренней энергии нагретого рабочего тела в энергию вращения вала турбины. На современных мощных тепловых электростанциях превращение теплоты в работу происходит в циклах, где в качестве рабочего тела используется водяной пар. Принципиальная технологическая схема ТЭС, работающей по циклу Ренкина, состоит из парогенератора 1, турбины 2, электрогенератора 3, конденсатора 4 и насоса 5. Теоретический цикл паровой турбины или цикл Ренкина, как и циклы Отто и Дизеля носит приближенный характер и используется для расчета КПД.

В данном случае имеют место следующие обратимые процессы: жидкость подаётся насосом в парогенератор (участок а – с), состоящий из двух процессов изохорного (участок а – b) и изобарного (участок b – с), затем следует изобарно – изотермическое испарение жидкости (участок с – d), далее происходит адиабатическое расширение (участок d – f). Работа $W_{ВХ}$ затрачивается на участке b – с, а на участке d – f совершается полезная работа $W_{ВЫХ}$. При этом на участке с – d затрачивается теплота $Q_{ВХ}$, а конденсируется рабочее тело при температуре $T = const$, отдавая некоторое количество теплоты $Q_{ВЫХ}$. КПД преобразования энергии в данном случае равен отношению полезной работы к затраченной теплоте:

$$\eta = \frac{W_{ВЫХ}}{Q_{ВХ}} = \frac{(Q_{ВХ} - Q_{ВЫХ})}{Q_{ВХ}}. \quad (3.8)$$

ГЛАВА 4. СПОСОБЫ ПОЛУЧЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

4.1. Традиционные способы производства электрической энергии

4.1.1. Основные виды тепловых электростанций

4.1.1.1. Тепловые конденсационные электростанции

Внешний вид тепловой электростанции показан на рис.

4.1



Рис. 4.1. Тепловая электростанция

Государственные районные электрические станции (ГРЭС), оборудованы специальными конденсационными турбинами. Они предназначены для получения электроэнергии и не используются для выработки тепла и обогрева зданий.

На тепловых конденсационных электростанциях (КЭС) химическая энергия сжигаемого топлива преобразуется в

парогенераторе (котле) в энергию водяного пара, приводящего во вращение турбоагрегат (паровую турбину, соединенную с генератором). Механическая энергия вращения преобразуется генератором в электрическую энергию. После этого пар конденсируется и снова становится водой, которая возвращается в систему труб. Получается замкнутый процесс.

Топливом для электростанций служат уголь, торф, горючие сланцы, а также газ и мазут.

Значительная удаленность КЭС от потребителей электроэнергии определяет выдачу мощности на высоких и сверхвысоких напряжениях 110...750 кВ, а сами электростанции оснащаются блоками мощностью 200...800 МВт, что обеспечивает быстрое наращивание мощностей электростанции, приемлемую себестоимость электроэнергии и стоимость установленной мощности. Блок представляет собой отдельную электростанцию со своим основным и вспомогательным оборудованием и центром управления блочным щитом. Связь между соседними блоками по технологическим линиям обычно не предусматривается. Построение КЭС по блочному принципу дает определенные технико-экономические преимущества.

Механизмы и установки, обеспечивающие нормальное функционирование всех этих элементов, входят в так называемую систему собственных нужд станции (блока).

КПД электростанции составляет для современных КЭС не более 40...42%.

Баланс производства и потребления электроэнергии в системе всегда характеризуется равенством производства и потребления с учетом компенсации потерь в системе и расходов на собственные нужды.

4.1.1.2. Теплофикационные электростанции

Этот вид тепловых электростанций (ТЭЦ) предназначен

для централизованного снабжения промышленных предприятий и городов электроэнергией и теплом, отличаясь от КЭС использованием тепла, "отработавшего" в турбинах пара, для нужд промышленного производства, отопления, кондиционирования воздуха и горячего водоснабжения, чем достигается значительная экономия топлива по сравнению с выработкой электроэнергии на КЭС и получением тепла от местных котельных. Поэтому ТЭЦ получили широкое распространение в районах (городах) с большим потреблением тепла и электроэнергии.

Особенности технологической схемы ТЭЦ показаны на рис. 4.2. Основное отличие заключается в специфике пароводяного контура и способе выдачи электроэнергии.

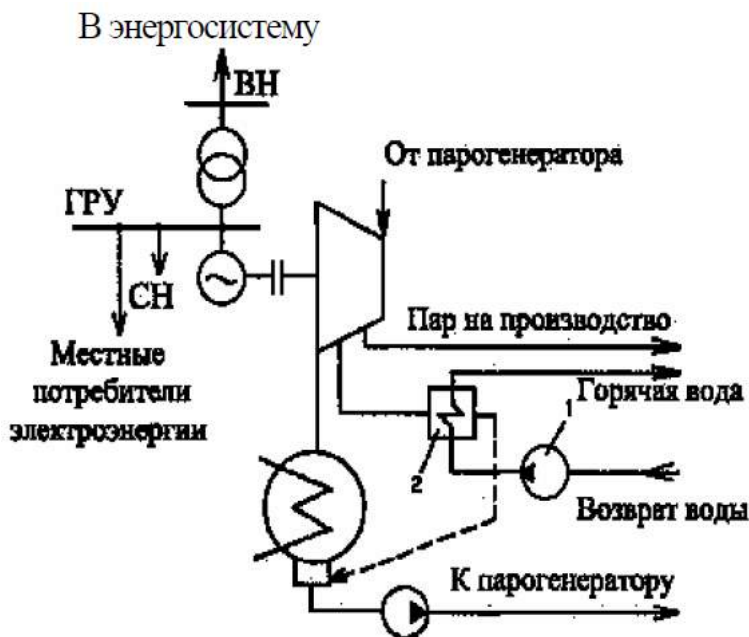


Рис. 4.2. Технологическая схема ТЭЦ:
1 – Сетевой насос; 2 – Сетевой подогреватель

Специфика электрической части ТЭЦ определяется положением электростанции вблизи центров электрических нагрузок. В этих условиях часть мощности может выдаваться в местную сеть непосредственно на генераторном напряжении. С этой целью на электростанции создается обычно генераторное распределительное устройство (ГРУ). Избыток мощности выдается, как и в случае КЭС, в энергосистему на повышенном напряжении.

4.1.1.3. Газотурбинные электростанции

Основу современных газотурбинных электростанций составляют газовые турбины мощностью 25... 100 МВт. Газотурбинные электростанции (ГТЭС) работают на природном газе или жидком топливе. Упрощенная принципиальная схема блока газотурбинной электростанции представлена на рис. 4.3.

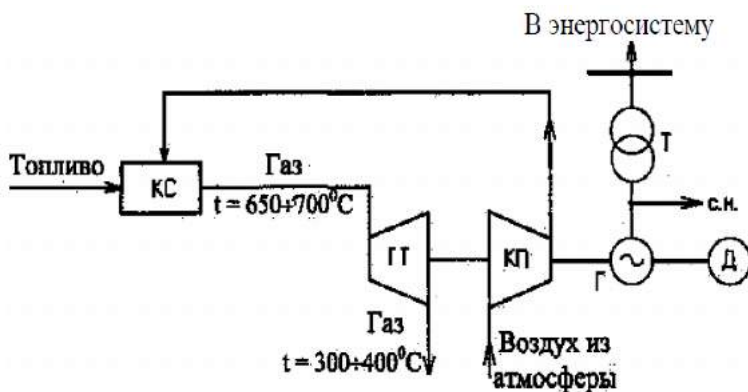


Рис. 4.3. Принципиальная технологическая схема электростанции с газовыми турбинами:

КС – камера сгорания; КП – компрессор;

ГТ – газовая турбина; Г – генератор;

Т – трансформатор; Д – пусковой электродвигатель

Топливо (газ, дизельное топливо) подается в камеру сгорания, туда же компрессором нагнетается сжатый воздух. Горячие продукты сгорания отдают свою энергию газовой турбине, которая вращает компрессор и синхронный генератор. Газотурбинные установки отличаются высокой маневренностью, поскольку Запуск установки осуществляется при помощи разгонного двигателя и длится 1...2 мин.

КПД таких электростанций невысок, всего 27-29%, поэтому зачастую их используют как резервные источники электроэнергии для покрытия пиков нагрузки на электрическую сеть в силу высокой маневренности, или для электрификации небольших населенных пунктов.

4.1.1.4. Электростанции с парогазотурбинной установкой

Тепловые электростанции с парогазотурбинной установкой (ПГЭС) – комбинированные электростанции, которые для повышения экономических показателей оснащены паротурбинными и газотурбинными механизмами.

В них топливо сжигается в топке парогенератора, пар из которого направляется в паровую турбину. Продукты сгорания из парогенератора, после того как они охладятся до необходимой температуры, направляются в газовую турбину. Таким образом, ПГЭС имеет два электрических генератора, приводимых во вращение: один газовой турбиной, другой паровой турбиной. При этом мощность газовой турбины составляет 20 % паровой. Такие электростанции позволяют использовать тепловую энергию, их КПД может достигать 44%.

Недостатком всех тепловых электростанций является то, что они работают на невозполнимых видах топлива. При этом сгорание этих видов топлива ведет к образованию вредных веществ, которые оказывают неблагоприятное

воздействие на окружающую среду. Это требует принятия жестких мер по защите окружающей среды.

4.1.2. Атомные электростанции

Атомные электростанции (АЭС рис. 4.4) это по существу тепловые электростанции, которые используют тепловую энергию ядерных реакций.

Атомная энергия – наиболее эффективная форма выработки электроэнергии в наши дни. Ядерное топливо, запасы которого достаточно велики, обладает очень высокой теплотворной способностью (1 кг U_{235} заменяет 2900 т угля).

Один из основных элементов АЭС реактор. Ядерный реактор – что-то вроде печи для урана. Внутри него происходит цепная реакция, которая продолжается до тех пор, пока атом урана не распадется. Энергия, высвободившаяся во время реакции в ядерном реакторе, используется для кипячения воды, которая течет в трубах. Кипяченая вода закачивается в теплообменник, который передает тепло реактору с пресной водой.

Пресная вода превращается в пар. Пар приводит в действие турбину и запускает генератор. Водяной пар сгущается и накапливается в огромных колоннах возле электрических станций, а затем используется повторно.

В Российской Федерации, как и во многих странах мира, используют в основном ядерные реакции расщепления урана U_{235} под действием тепловых нейтронов. Для их осуществления в реакторе, кроме топлива (U_{235}), должен быть замедлитель нейтронов и, естественно, теплоноситель, отводящий тепло из реактора.



Рис. 4.4. Атомная электростанция

В реакторах типа ВВЭР (водородноводяной энергетический) в качестве замедлителя и теплоносителя используется обычная вода под давлением (рис.4.5).

Первый контур включает в себя реактор 1, парогенератор 3, циркуляционный насос первого контура 7 и компенсатор давления 2. Циркуляционный насос создает циркуляцию воды в первом контуре. Вода нагревается в активной зоне и передает тепло для нагрева и испарения воды второго контура в парогенераторе.

Рабочее давление в первом контуре составляет 160 атмосфер и поддерживается компенсатором давления за счет нагрева и кипения находящейся в нем воды. Температура воды первого контура на входе в реактор равняется $+290\text{ }^{\circ}\text{C}$, на выходе равна $+330\text{ }^{\circ}\text{C}$. В парогенераторе вода второго контура находится под давлением 70 атмосфер. При таком давлении

вода кипит при температуре $+280\text{ }^{\circ}\text{C}$, что и происходит с водой второго контура в парогенераторе. Вода второго контура испаряется, пар с температурой $+280\text{ }^{\circ}\text{C}$ и при давлении 70 атмосфер подается на паровую турбину 4 и вращает турбогенератор. На выходе из турбины пар при давлении 0.05 атмосфер конденсируется в конденсаторе 5 за счет охлаждения наружной водой. Сконденсированная вода циркуляционным насосом 6 второго контура подается опять в парогенератор. Водо-водяные реакторы под давлением являются реакторами на «тепловых» нейтронах.

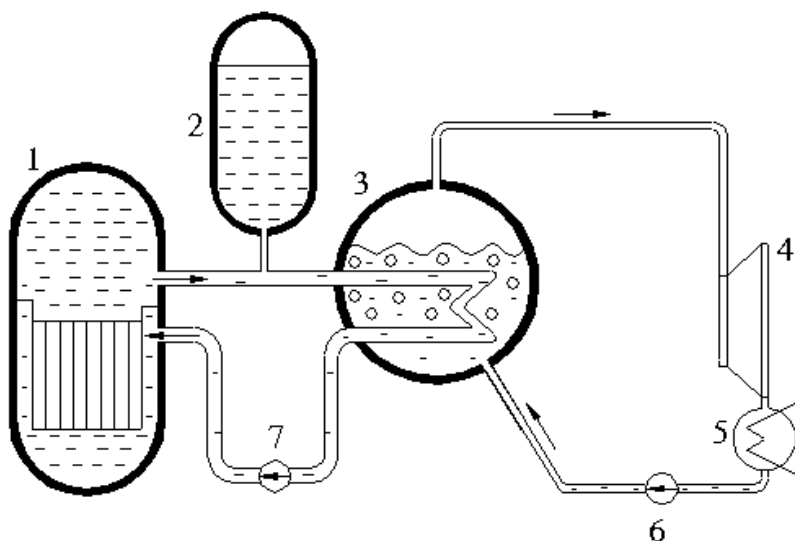


Рис. 4.5. Тепловая схема двухконтурной АЭС с водо-водяным реактором под давлением:

- 1 – реактор; 2 – компенсатор давления;
- 3 – парогенератор; 4 – паровая турбина;
- 5 – конденсатор пара;
- 6 – циркуляционный насос второго контура;
- 7 – циркуляционный насос первого контура

В реакторах типа РБМК (реактор большой мощности канальный) в качестве теплоносителя используется вода, а в качестве замедлителя – графит. Оба эти реактора нашли широкое применение на АЭС. Атомные электростанции, также как и КЭС, строятся по блочному принципу, как в тепломеханической, так и в электрической части. АЭС выгодно строить блоками большой мощности. Тогда по своим технико-экономическим показателям они не уступают КЭС, а в ряде случаев и превосходят их. Перспективными являются АЭС с реакторами на быстрых нейтронах (БН), которые могут использоваться для получения тепла и электроэнергии, а также и для воспроизводства ядерного горючего.

И всё же есть сдерживающие факторы в строительстве атомных электростанций. На это есть две причины. Первая – это стоимость капиталовложений для создания и поддержания работоспособности таких станций. По этому показателю АЭС значительно превосходят аналогичные параметры ТЭС (ТЭЦ). Вторая причина – это угроза окружающей среде. Отходы атомных электростанций по-прежнему очень опасны.

4.1.3. Основные виды гидравлических электростанций

4.1.3.1. Приплотинные ГЭС

Вклад гидроэнергетики, которая обеспечивает получение энергии от текущей воды, в общее мировое использование энергии невелик, примерно 6 %. Однако в ряде стран мира гидроэнергетика занимает ведущее место. На долю ГЭС в Норвегии приходится около 100% всего производства электроэнергии, в Бразилии, Канаде, Швеции более 50 %, в России – 19 %. (*PS. В 2005 г. в России приходилось 18.2% из-за снижения воды в бассейне Европейской части РФ*).



Рис.4.6. Приплотинная гидроэлектростанция

Гидроэлектростанция (ГЭС) представляет собой комплекс различных сооружений и оборудования, использование которых позволяет преобразовывать энергию воды в электроэнергию, при этом гидротехнические сооружения обеспечивают необходимую концентрацию кинетической энергии падающей воды, т.к. мощность ГЭС напрямую зависит от количества протекающей через них воды Q и высоты ее падения (напора) H . Для преобразования этой энергии применяются гидротурбины и гидрогенераторы.

Главной составляющей гидроэлектростанций являются гидравлические турбины. Они преобразуют энергию воды, текущей под напором, в механическую энергию вращения вала. Турбины бывают разных видов и зависят от скорости течения и напора воды.

Принцип работы всех видов турбин схож – вода, находящаяся под давлением (напор воды) поступает на лопасти турбины, которая начинает вращаться. Механическая энергия, таким образом, передается на гидрогенератор (синхронный генератор), который и вырабатывает электроэнергию. Турбины различаются некоторыми техническими характеристиками, а также камерами – железными или железобетонными, и рассчитаны на различный напор воды.

Конструкция гидрогенератора зависит от частоты вращения и мощности гидротурбины. Его устанавливают вертикально на подпятниках с соответствующими направляющими подшипниками. В него также входит замкнутая система воздушного охлаждения с теплообменниками и возбудитель.

Гидроэлектростанции разделяются на плотинные (необходимый уровень реки обеспечивается за счёт строительства плотины, которые увеличивают напор воды, повышая мощность гидроэлектростанций) и деривационные, где велик уклон реки.

В зависимости от вырабатываемой мощности ГЭС подразделяют на:

- мощные, вырабатывающие 250 МВт и выше;
- средние – до 25 МВт;
- малые гидроэлектростанции – до 5 МВт.

Гидроэлектростанции также делятся в зависимости от максимального напора воды:

- высоконапорные – более 60 м;
- средненапорные – от 25 м;
- низконапорные – от 3 до 25 м.

В электрической части ГЭС во многом подобны конденсационным электростанциям, поскольку гидроэлектростанции обычно удалены от центров потребления, так как место их строительства определяется

природными условиями. Поэтому электроэнергия, вырабатываемая ГЭС, выдается на высоких и сверхвысоких напряжениях (110 750 кВ). Отличительной особенностью ГЭС является небольшое потребление электроэнергии на собственные нужды, которое обычно в несколько раз меньше, чем на ТЭС. Это объясняется отсутствием на ГЭС крупных механизмов в системе собственных нужд.

Технология производства электроэнергии на ГЭС довольно проста и легко поддается автоматизации. Пуск агрегата ГЭС занимает не более 50 с, поэтому резерв мощности в энергосистеме целесообразно обеспечить именно этими агрегатами. Коэффициент полезного действия ГЭС обычно находится в диапазоне (85.. 90) %.

Благодаря меньшим эксплуатационным расходам себестоимость электроэнергии на ГЭС, как правило, в несколько раз меньше, чем на тепловых электростанциях

Достоинствами ГЭС можно считать экономию топлива, снижение загрязнения окружающей среды.

4.1.3.2. Гидроаккумулирующие электростанции

Гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС) имеют массу преимуществ. Они могут работать в насосном и турбинном режимах. В период малых нагрузок гидроагрегаты станции работают в насосном режиме, перекачивая воду из низового водоёма в верховой, запасая ее на случай повышенных нагрузок (рис. 4.7). Во время повышенной нагрузки происходит использование запасённой воды для выработки пиковой энергии. Обратимые гидроагрегаты обеспечивают работу турбинных и насосных режимов и представляют собой соединение синхронной электрической машины и гидравлической насостурбины. Энергия, которая тратится на перекачку, вырабатывается ГЭС во время пониженной загрузки, когда её стоимость не слишком высока.

То есть, дешёвая ночная электроэнергия преобразовывается в дорогую дневную. Экономическая эффективность, как можно убедиться, довольно высока. Например, Австрия закупает у Германии в ночное время по 6 шиллингов за киловатт и, используя каскад аккумулирующих гидроэлектростанций на горных реках, запасает энергию с тем, чтобы на следующий день в пиковое время ее продать назад в Германию по 42 шиллинга за киловатт! В отечественной практике кубанская энергетика также переходит к строительству аккумулирующих гидроэлектростанций. В горах на высоте 1432 метра над уровнем моря создается искусственный бассейн. Внизу, в долине реки строится такой же бассейн на высоте 555 метров над уровнем моря. Водоёмы соединяются трубой большого диаметра. Возле нижнего бассейна устанавливается турбина обратного действия, которая может работать и как генератор, и как мощный насос. Нижний бассейн без особого труда заполняется прямо из горной реки. В ночные часы, получая дешёвую избыточную энергию Ростовской АЭС, турбина начинает накачивать воду в верхний бассейн, расположенный на вершине горы. Днём, в часы пиковых нагрузок, вода из верхнего бассейна по трубе спускается в нижний, но турбина работает уже как генератор. Мощность такой электростанции согласно проекту 200 мегаватт. Ее сооружение стоит 170 миллионов долларов, и эти затраты окупаются в течение пяти лет.

Для ГАЭС проще выбрать место размещения, потому что они требуют меньше воды. На них есть возможность использовать более крупные и эффективные гидрогенераторы.

Смешанный тип гидроэлектростанций ГЭС с ГАЭС позволяет накапливать больше воды и вырабатывать больше энергии за более длительный период.



Рис. 4.7 Верховой водоём гидроаккумулирующей электростанции (ГАЭС)

4.2. Способы получения электрической энергии от возобновляемых источников энергии

4.2.1. Энергия ветра. Ветровые электростанции

В последнее время значительное внимание во всем мире уделяется нетрадиционным источникам энергии. Это связано с решением проблемы энергосбережения и экономии традиционных источников энергии, с высокой степенью экологической чистоты возобновляемых источников энергии.

Альтернативными источниками энергии являются энергия ветра, энергия солнца, геотермальная энергия, энергия приливов и отливов.

Одним из наиболее перспективных видов возобновляемой энергетики является ветроэнергетика, которая стала самостоятельной отраслью энергетики во всем мире.

Энергию ветра в электрическую энергию превращают с помощью ветротурбин.

Ветротурбины поглощают энергию ветра при помощи двух или трех лопастей, подобных пропеллеру и установленных на роторе генератора для выработки электричества. Турбины стоят высоко над башнями, что дает преимущество в виде более сильного и менее турбулентного ветра на высоте 30 и более метров над землей. Ветровые генераторы объединяют в ветровые энергетические станции (рис.4.8).

Мощность коммерчески используемых агрегатов составляет 5 МВт.



Рис. 4.8. Ветровые станции

К преимуществам в использовании ветроэнергетической техники можно отнести сравнительно небольшие затраты на сооружение установок, непродолжительные сроки ввода в эксплуатацию, широкий диапазон использования энергии. Такие станции не требуют дорогостоящего топлива и практически не оказывают вредного воздействия на окружающую среду. Ветровые электростанции подходят как для производства малого, так и большого количества энергии. Чтобы увеличить мощность ветровой фермы, достаточно лишь добавить больше ветровых турбин.

Современные ветровые станции работают следующим образом:

1. Компьютер автоматически осуществляет контроль над каждой турбиной.

2. Компьютер управляет поворотом ротора, состоящего из трех лопастей и ступицы, находящейся в нише внутри, чтобы направить его на ветер.

3. Ротор вращается (в зависимости от типа ветротурбины) со скоростью 1122 оборотов в минуту. Когда дует ветер, наклон лопасти настраивается в соответствии с изменениями в скорости ветра. В целях безопасности, если скорость ветра превышает 25 м/с, турбина выключается автоматически.

4. Лопасти приводят в действие главный вал, который при помощи коробки передач приводит в действие генератор, преобразовывая механическую энергию в электрическую.

5. Электричество идет по кабелю через башню турбины и перед тем, как попасть на главную подстанцию, проходит через ряд трансформаторов и подземных распределительных линий.

6. На подстанции электрическое напряжение повышается и подается к электрической линии. Увеличение напряжения повышает эффективность передачи энергии к домам и предприятиям.

Используя энергию ветра необходимо учитывать его различные параметры. Помимо среднегодовой и максимальной скорости надо знать порывистость, плотность, турбулентность, температуру ветрового потока.

В нашей стране к зонам ветровой активности относятся острова Северного Ледовитого океана от Кольского полуострова до Камчатки, районы Нижней и Средней Волги и Каспийского моря, побережье Охотского, Баренцева, Балтийского, Черного и Азовского морей. Такие зоны также есть в Карелии, на Алтае, в Туве, на Байкале. Осенью и зимой там наблюдается наиболее сильный ветер, именно в этот период существует наибольшая потребность в тепле и электричестве. Эти районы не входят в число районов, относящихся к центральному энергоснабжению, там будет

целесообразно использовать ветровые электростанции для обеспечения их теплом и светом. В наше время уже успешно работают Маркинская ВЭС (АО «Ростовэнерго»), ВЭС на о. Беринга (АО «Камчатэнерго») и Куликовская ВЭС (АО «Янтарьэнерго»), в Краснодарском крае более 30 действующих ветроагрегатов с единичной мощностью 4 кВт. В сентябре 2007 года в Якутии была запущена ветровая электроустановка мощностью в 250 кВт,

Несмотря на экономичный и безопасный способ производства энергии, существует многое, что требует улучшения. Во-первых, ветряные электростанции не достаточно надежны для современной жизни. Если будет несколько безветренных дней, весь город останется без энергии. Во-вторых, звуки от вращающихся турбин и производственных генераторов слишком громкие, чтобы ветряные электростанции располагать вблизи города 27

или поселка. В третьих, на большей части нашей страны преобладают ветра с малой плотностью энергии, следствием чего является невысокая частота вращения первичного двигателя ветроколеса. Это обстоятельство обуславливает необходимость применения между ветроколесом и электрогенератором достаточно сложной трансмиссии. Исключение мультипликатора позволило бы существенно уменьшить стоимость ветроэнергетической установки. Осуществить это возможно при использовании специализированного низкооборотного генератора, работы, по созданию которого для ветроэнергетической установки с высокими энергетическими показателями при малой стоимости успешно ведутся, о чем свидетельствуют исследования опытного образца этого генератора.

4.2.2. Солнечная энергия. Солнечные электростанции

4.2.2.1. Фотоэлектрические солнечные электростанции

Одним из перспективных способов получения электрической энергии является использование солнечной энергии, потому что ее много и она относится к возобновляемым энергоресурсам. Получение электроэнергии от солнца давно применяется во всем мире. Солнечные электростанции преобразуют энергию солнечной радиации в электроэнергию. Они бывают двух видов:

1. Фотоэлектрические непосредственно преобразуют солнечную энергию в электроэнергию при помощи фотоэлектрического генератора (рис.4.9 – 4.10).

2. Термодинамические преобразуют солнечную энергию в тепловую, а потом в электрическую; мощность термодинамических солнечных электростанций выше, чем мощность фотоэлектрических станций.

Такие способы получения электроэнергии являются наиболее безопасным для окружающей среды. Главной задачей на данный момент является необходимость так усовершенствовать имеющиеся технологии, чтобы увеличить их КПД.

Главным элементом фотоэлектрических станций являются солнечные батареи. Они состоят из тонких пленок кремния или других полупроводниковых материалов и могут преобразовывать солнечную энергию в постоянный электрический ток. Этот метод позволяет получить 120 Вт энергии с квадратного метра солнечных элементов!



Рис. 4.9. Солнечные батареи

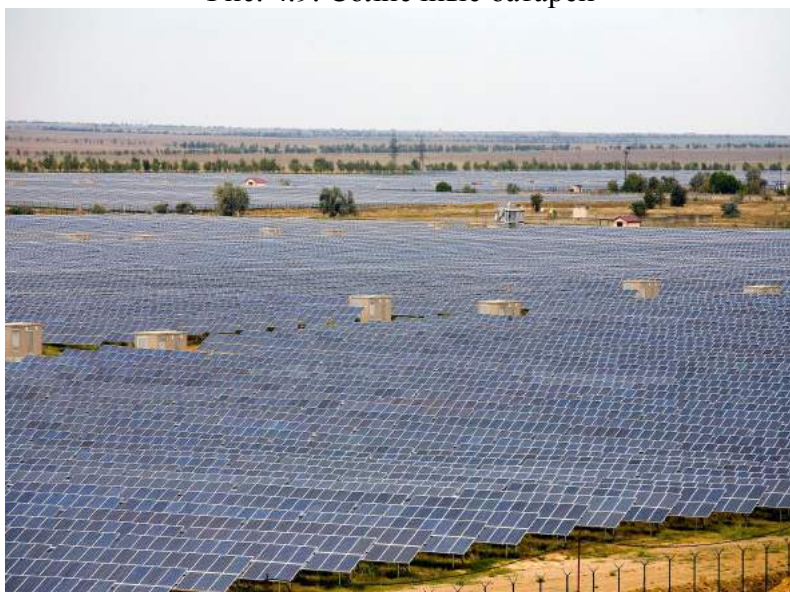


Рис. 4.10. Солнечная фотоэлектрическая электростанция

Фотоэлектрические преобразователи (ФЭП) отличаются надежностью, стабильностью, а срок их службы практически не ограничен. Они могут преобразовывать как прямой, так и рассеянный солнечный свет. Небольшая масса, простота обслуживания, модульный тип конструкции позволяет создавать установки любой мощности. К недостаткам солнечных батарей можно отнести высокую стоимость и низкий КПД. В настоящее время КПД фотоэлектрических преобразователей составляет от 12 до 15 %.

Солнечные электростанции на основе ФЭП могут иметь фиксированный или следящий фотоприемник без концентратора или с концентратором солнечного излучения. Кроме того, они могут отличаться типом концентратора и точностью системы слежения. Все эти варианты имеют различные технико-экономические показатели и, следовательно, различную эффективность. Наиболее рационально использовать концентраторы солнечной энергии, в которых происходит увеличение плотности поступающего потока радиации. Последние работы по повышению эффективности ФЭП показали, что наиболее высоких энергетических показателей можно добиться путем применения концентраторов солнечного излучения. Например, применение конусного концентратора солнечной энергии позволяет получить коэффициент использования солнечной энергии в пределах от 0,72 до 0,85, тогда как у существующих солнечных установок он находится в пределах 0,40,6.

Применение системы слежения за солнцем дает возможность уменьшение площади ФЭП в 1,7 раза при сохранении мощности установки.

Краснодарский край является одним из наиболее развитых регионов в части использования солнечной энергии. В настоящее время в этом регионе эксплуатируется более 40 гелиоустановок горячего водоснабжения производительностью от 0,5 до 40 м³ горячей воды в день. В

крае смонтированы и эксплуатируются фотоэнергетические системы установочной мощностью около 50 кВт.

Некоторые факторы, сдерживающие повсеместное внедрение солнечных батарей. Солнечные электростанции, работающие на солнечных элементах, чрезвычайно дороги. Для электроснабжения небольшого города требуются тысячи квадратных футов солнечных элементов. У большого города попросту не хватит места и денег для солнечных батарей. Кроме того, солнечные электростанции ненадежны. Несколько облачных дней, и город останется без электричества, что не допустимо. В наш век электроэнергия требуется не только в солнечные дни, но и ночью. Преодоление этих препятствия обеспечит солнечной энергетике блестящее будущее.

4.2.2.2. Солнечные термодинамические электростанции

В устройстве солнечных термодинамических электростанций (рис. 2.11) используют теплообменные элементы с селективным светопоглощающим покрытием. Они способны поглощать до 97 % попадающего на них солнечного света. Эти элементы даже за счет обычного солнечного освещения могут нагреваться до 200 °С и более. С помощью них воду превращают в пар в обычных паровых котлах, что позволяет получить эффективный термодинамический цикл в паровой турбине. КПД солнечной паротурбинной установки может достигать 20%.

Технология солнечной термоэлектрики, преобразующей солнечную энергию в электрическую заключается в следующем:

1. Солнечные коллекторы с вогнутыми рефлекторами занимают огромные площади и используются для накопления солнечной энергии.
2. Солнечное излучение нагревает синтетическое масло,

именуемое термином, которое дальше преобразует жидкость в пар.

3. Пар направляется по трубе в местный турбогенератор для получения электроэнергии. Затем он конденсируется и используется для повторного цикла. Из генератора электроэнергия поступает в трансформатор, при этом повышается напряжение, для того, чтобы осуществлять передачу электричества на дальнее расстояния.

4. На случай несолнечных дней на заводе используется дополнительный котел, работающий на природном газе. При его сжигании нагревается вода с последующим преобразованием в пар и получением электрической энергии.

Существуют и другие способы получения энергии от солнца. С помощью новых разработок можно будет решить проблемы энергоснабжения труднодоступных районов, сократить потребление топливных ресурсов в больших мегаполисах, защитить окружающую среду от излишнего загрязнения выбросами вредных веществ.



Рис. 4.11. Солнечная термодинамическая электростанция

4.2.3. Энергия геотермальных вод. Геотермальная электростанция

Получение электроэнергии возможно при использовании геотермальной энергии. Тепло выделяется вследствие радиоактивного распада веществ в земном ядре. Температура получается настолько высокой, что подземные воды нагреваются и превращаются в пар. Геотермальные ресурсы в основном сосредоточены в вулканических зонах.

Геотермальная электростанция представляет собой систему, в которой геотермальный пар работает в паровой турбине, или с помощью него можно нагревать другую жидкость, которая будет работать в паровой турбине. Недостатком таких электростанций является их географическое размещение.

Ученые давно выяснили, что с продвижением в глубь планеты температура увеличивается за счет радиоактивного распада химических элементов, содержащихся в недрах земли. Разогретые до высоких температур породы нагревают воду, имеющуюся в земной коре. Вода, нагретая выше 20°C, называется геотермальной. Температура геотермальных вод, поступающих на поверхность земли, может достигать 300°C, а температура пара доходить до 600°C. Геотермальные воды с наиболее высокой температурой и пар используют для получения электроэнергии. Энергия, полученная таким способом, дешевле, чем энергия тепловых, атомных и гидроэлектростанций. Наличие больших запасов геотермальной энергии в земной коре дает надежду на то, что у этой отрасли энергетики большое будущее.

На Камчатке уже работают две геотермальные электростанции. А также такие электростанции построены в районе Махачкалы и Южно-Курильска, в Краснодарском крае эксплуатируется 45 скважин с температурой от 70 до 115 °C с единичной мощностью от 1 до 5 МВт.

Недостатком всех имеющихся геотермальных электростанций является то, что располагать их возможно только там, где есть горячие источники. Однако ведутся исследования, которые позволят использовать тепло земных недр повсеместно.



Рис. 4.12. Геотермальная электростанция

Ученые выдвинули идею бурения скважин на глубину в 46 километров, где температура будет достигать 150 – 200°C. Сейчас его испытывают в рамках экспериментального проекта, реализуемого совместно немецкими, французскими и британскими учеными в Эльзасе. В ходе испытаний уже удалось получить геотермальный пар, и в скором будущем ученые надеются получить с помощью него электрический ток.

Заслуживает внимание изобретение российского инженера Александра Калины, предложившего двухконтурную схему, где в качестве второй жидкости, которой горячая вода из земных недр передает свою энергию, используют двухкомпонентную водно-аммиачную смесь. Свойства этой смеси позволяют оптимизировать перенос тепла при ее испарении и конденсации. КПД таких электростанций гораздо выше по сравнению с традиционными геотермальными электростанциями.

4.2.4. Энергия приливов и отливов. Приливная гидроэлектростанция

Приливные гидроэлектростанции используют влияние гравитации и черпают энергию из постоянной смены отливов и приливов. Приливы и отливы по сравнению с другими источниками возобновляемой энергии имеют одно преимущество: отливы и приливы – это поддающиеся исчислению величины и происходящие регулярно.

Для создания экономичной приливной станции необходимы определённые природные условия. В частности, должен быть большой перепад уровней во время отлива и прилива (не менее шести метров), особенности береговой линии, которые позволяют создать плотину и водный бассейн соответствующих размеров.

Проекты приливных электростанций обычно предусматривают наличие двух бассейнов. Это верховой и низовой водоёмы. Каждый из них должен быть дополнен водопропускными отверстиями и затворами. Во время прилива верховой бассейн заполняется водой, а затем отдаёт всю воду низовому бассейну, который опорожняется при отливе. При этом вода проходит по турбинам во время прилива и отлива. Таким образом, электроэнергия вырабатывается как при самом высоком, так и при самом низком уровне воды.



Рис.4.13. Приливная гидроэлектростанция

Приливные ГЭС, использующие перепад уровней воды, имеют достаточно хорошие экономические показатели. Но размещение таких ГЭС возможно не везде, что является их основным недостатком. На нашей планете таких мест немного. Это побережье американского штата Мэн, канадская провинция Нью-Брансуик, Персидский залив, отдельные регионы Аргентины, южная Англия, северная Франция, северные области европейской части России. Впрочем, даже станции, сооруженные в указанных регионах, не смогли бы достойно конкурировать с уже действующими ТЭС по стоимости производимой энергии.

Действующие приливные электростанции отличаются своей мощностью: самая крупная мощностью 240 MW построена во Франции в 1966 г., далее следует Канада с мощностью станции 20 MW (1964 г.), Китай – 10 MW (1986 г.).

Первая приливная электростанция (ПЭС) в России начала работать в 1968 г. в Кислой губе на Белом море. Мощность электростанции 0,4 MW. Сейчас разрабатываются проекты строительства приливных электростанций в Белом и Охотском морях.

4.2.5. Методы биологической конверсии биомассы

Создание технологий и средств нетрадиционной энергетики с использованием биотехнологий, получение экологически чистых биоорганических удобрений и биодобавок к кормам (для животных, птиц и рыб), при одновременной очистке воздуха воды и почвы сельских населенных пунктов, животноводческих и свиноводческих ферм и птицефабрик от канцерогенных веществ отходов животных и птиц, является актуальной и разносторонней социальной проблемой.

Перспективным сырьем в биоэнергетике являются отходы пищевой, микробиологической, лесоперерабатывающей промышленности, сточные воды коммунального хозяйства. Получение энергии в этом случае возможно посредством ее сжигания, газификации, пиролиза, биохимической переработки, анаэробного сбраживания с целью получения газообразного или жидкого топлива. При правильном ведении хозяйства такой энергоресурс может стать восполняемым. Вторичная переработка отходов, в том числе и мусора, позволяет существенно улучшать экологическую обстановку.

Метановое брожение отличает высокий КПД превращения в биореакторах энергии органических веществ в биогаз, достигающий 80-90 %, теплотворная способность которого составляет 58 тыс. Ккал/м³, что сравнимо с лучшими видами известных традиционных топлив. Биогаз пригоден для работы ДВС.

Метод анаэробной переработки биомассы в разных режимах позволяет получать 47 м³ биогаза с 1 м³ реактора. Отработанная биомасса является высококонцентрированным удобрением.

Для этих целей разработаны комплексы **БУГ1** (рис. 4.11) и **БУГ3** предназначенные для переработки всех видов органических отходов навоза КРС, свиного навоза, птичьего помета и т.д.

В состав биогаза входит 55–60% метана и 40–45% углекислого газа. Ежесуточный выход биогаза составляет от 6–8 куб.м. и более (комплекс БУГ1), 12–25 куб.м. (комплекс БУГ3) в зависимости от состава навоза. В процессе переработки органических отходов оборудование производит высокоэффективное экологически чистое жидкое органическое удобрение "КОУД" для подкормки сельскохозяйственных культур.



Рис. 4.14. Общий вид комплекса по переработке органических отходов

Перспективным является создание энергокомплексов с учетом географического расположения, энергообеспечения и экологической ситуации регионов на базе биогазовобиогумусной технологии с использованием солнечной и ветровой энергии [5].

Энергокомплекс состоит из: биогазовобиогумусной установки с объемом реактора 1,25 м³; трехступенчатой системы очистки получаемого биогаза; двухступенчатой системы сбора и хранения биогаза до потребления; системы гелиообогрева воды для технологических процессов и быта; теплогенератора (ТЭГ) с утилизатором тепла, имеющий КПД до 70 %; электростанции с двигателем внутреннего сгорания мощностью 2...8 кВт, работающей на биогазе.

4.2.6. Некоторые выводы по применению возобновляемых энергоресурсов

Возобновляемые энергоресурсы используются недостаточно, поскольку, при огромных энергетических ресурсах плотность энергии большинства возобновляемых источников чрезвычайно мала, а некоторые их виды непостоянны. Поэтому для эффективного преобразования энергии большинства возобновляемых источников необходимо, во-первых, повышать концентрацию энергии в различных видах, во-вторых, создавать надежные и эффективные системы аккумулирования энергии, позволяющие обеспечить стабильное энергоснабжение потребителей с высоким коэффициентом использования энергии за счет накопления пиковой и низкопотенциальной энергии.

В связи с тем, что возобновляемые источники энергии в основном используют при сооружении малых энергоэкономических комплексов систем тепло, водо, газо и

энергоснабжения, то перспективны для сельскохозяйственного энергоснабжения.

4.3. Электроэнергетическое оборудование электростанций

К электроэнергетическому оборудованию ТЭС и АЭС относятся турбины, а гидротурбины - к электроэнергетическому оборудованию ГЭС.

Турбогенераторы

Турбогенераторы – это синхронные электрические машины, предназначенные для выработки электрической энергии промышленной частоты в продолжительном номинальном режиме работы при непосредственном соединении с паровыми или газовыми турбинами (рис. 4.15).



Рис. 4.15. Турбогенератор

Устанавливаются на стационарных и передвижных тепловых, атомных и газотурбинных электростанциях и монтируются с различными видами турбин.

Турбогенераторы имеют двухслойные обмотки статора. Обмотки статора – стержневые, изоляция обмоток - терморезистивная. Роторы турбогенераторов изготавливаются

из специальной высококачественной стали. Основные технические критерии: активная мощность, напряжение, частота вращения, коэффициент мощности - $\cos\varphi$, масса.

В зависимости от мощности турбогенераторы подразделяются на три основные группы: мощностью 2,5-32 МВт, 60-320 МВт и свыше 500 МВт. По частоте вращения различают турбогенераторы четырехполюсные (на частоту вращения 1500 и 1800 об/мин) и двухполюсные (на частоту вращения 3000 и 3600 об/мин) соответственно на частоты сети 50 и 60 Гц.

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

По применяемой системе возбуждения турбогенераторы классифицируются на электрические машины:

- со статической системой самовозбуждения;
- независимой тиристорной системой возбуждения;
- бесщеточным возбуждением.

Турбогенераторы с воздушным охлаждением серии Т

Турбогенераторы с воздушным охлаждением (серии Т) выпускаются мощностью 2,5; 4, 6, 12 и 20 МВт (табл. 4.1). Генераторы мощностью 2,5 - 12 МВт имеют косвенное воздушное охлаждение активных частей, генераторы мощностью 20 МВт - непосредственное воздушное охлаждение обмотки ротора и косвенное воздушное охлаждение других активных частей. Турбогенераторы имеют закрытое исполнение, обеспечивающее систему самовентиляции по замкнутому циклу

Турбогенераторы с водородным охлаждением серии ТВФ (частота вращения 3000 об/мин, $\cos \varphi = 0,8$)

В серию ТВФ входят турбогенераторы мощностью 63, 100 и 110 МВт (табл. 4.2). Турбогенераторы имеют непосредственное форсированное охлаждение обмотки ротора водородом и косвенное водородное охлаждение обмотки статора.

Турбогенераторы с водородно-водяным охлаждением серии ТВВ

В серию ТВВ входят турбогенераторы мощностью 160, 200, 220, 300, 500, 800, 1000 и 1200 МВт на 3000 об/мин и турбогенераторы мощностью 1000 МВт на 1500 об/мин.

Турбогенераторы имеют непосредственное охлаждение обмотки статора дистиллированной водой, непосредственное форсированное охлаждение обмотки ротора водородом, внешней поверхности ротора и сердечника статора — водородом.

Турбогенераторы мощностью 160— 220 МВт имеют однокорпусное исполнение статора. Турбогенераторы мощностью 300 — 800 МВт имеют разъемные статоры. Корпус статора выполнен из трех частей: центральной и двух концевых. Корпус турбогенератора заполнен водородом под давлением. Охлаждающий водород циркулирует под действием двух осевых вентиляторов, установленных на валу ротора, и охлаждается в газоохладителях, встроенных в корпус генератора.

Габаритные размеры и масса турбогенераторов приведены в табл. 4.4

Таблица 4.1

Основные технические данные турбогенераторов серии Т (частота вращения 3000 об/мин, $\cos \varphi = 0,8$)

| Тип турбогенератора | Мощность кВт | Напряжение статора, кВ | Ток статора, А | КПД, % | Напряжение возбуждения, В. | Ток возбуждения, А | Масса, тонн | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------------|--------------|------------------------|----------------|--------|----------------------------|--------------------|-------------|-------|------|------|-----|------|-----|-----|------|------|-----|-------|------|-----|-----|------|-----|------|------|------|-----|--------|-------|------|------|------|-----|--------|-------|--------|-------|------|------|------|------|--------|-------|------|------|------|-----|
| Т-2,5-2 | 2500 | 3,15 | 572 | 97,2 | 83 | 243 | 12,5 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | 6,3 | 286 | | | | | Т-4-2 | 4000 | 3,15 | 916 | 97,4 | 113 | 274 | 15,0 | 6,3 | 458 | Т-6-2 | 6000 | 6,3 | 687 | 97,6 | 140 | 248 | 20,0 | 10,5 | 412 | 139 | 246 | 6,3 | 1376 | 230 | 291 | Т-12-2 | 12000 | 10,5 | 825 | 97,6 | 190 | 545 | 27,0 | Т-20-2 | 20000 | 6,3 | 2295 | 97,6 | 190 |
| Т-4-2 | 4000 | 3,15 | 916 | 97,4 | 113 | 274 | 15,0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | 6,3 | 458 | | | | | Т-6-2 | 6000 | 6,3 | 687 | 97,6 | 140 | 248 | 20,0 | 10,5 | 412 | | | 139 | 246 | | 6,3 | 1376 | | 230 | 291 | Т-12-2 | 12000 | 10,5 | 825 | 97,6 | 190 | 545 | 27,0 | Т-20-2 | 20000 | 6,3 | 2295 | 97,6 | 190 | 545 | 60,0 | 10,5 | 1375 | 192 | 548 |
| Т-6-2 | 6000 | 6,3 | 687 | 97,6 | 140 | 248 | 20,0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | 10,5 | 412 | | 139 | 246 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | 6,3 | 1376 | | 230 | 291 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Т-12-2 | 12000 | 10,5 | 825 | 97,6 | 190 | 545 | 27,0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Т-20-2 | 20000 | 6,3 | 2295 | 97,6 | 190 | 545 | 60,0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | 10,5 | 1375 | | 192 | 548 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Таблица 4.2

Основные технические данные турбогенераторов серии ТВФ (частота вращения 3000 об/мин, $\cos \varphi = 0,8$)

| Тип турбогенератора | Мощность МВт | Напряжение статора, кВ | Ток статора, А | КПД, % | Напряжение возбуждения, В. | Ток возбуждения, А | ОКЗ |
|---------------------|--------------|------------------------|----------------|--------|----------------------------|--------------------|-------|
| ТВФ-63-2У3 | 63 | 10,5 | 4300 | 98,30 | 185 | 1325 | 0,539 |
| ТВФ-120-2У3 | 100 | 10,5 | 6875 | 98,43 | 277 | 1715 | 0,563 |
| ТВФ-63-2ЕУ3 | 63 | 10,5 | 4330 | 98,34 | 202 | 1815 | 0,502 |
| ТВФ-110-2ЕУ3 | 110 | 10,5 | 7560 | 98,50 | 293 | 1750 | 0,544 |

Таблица 4.3

Основные технические данные турбогенераторов серии ТВВ (частота вращения 1500 ... 3000 об/мин, $\cos \varphi = 0,85 \dots 0,9$)

| Тип турбогенератора | Мощность МВт | Напряжение статора, кВ | Ток статора, кА | КПД, % | Напряжение возбуждения, В. | Ток возбуждения, А | $\cos \varphi$ |
|---------------------|--------------|------------------------|-----------------|--------|----------------------------|--------------------|----------------|
| ТВВ-160-2Е | 160 | 18,0 | 6,040 | 98,5 | 360 | 2300 | 0,85 |
| ТВВ-200-2А | 200 | 15,75 | 8,625 | 98,6 | 300 | 2540 | 0,85 |
| ТВВ-320-2 | 320 | 20,0 | 10,20 | 98,6 | 447 | 2900 | 0,85 |
| ТВВ-500-2 | 500 | 20,0 | 17,00 | 98,7 | 474 | 3530 | 0,85 |
| ТВВ-800-2 | 800 | 24,0 | 21,40 | 98,8 | 612 | 3790 | 0,90 |
| ТВВ-1000-2 | 1000 | 24,0 | 26,73 | 98,8 | 427 | 7550 | 0,90 |
| ТВВ-1200-2 | 1200 | 24,0 | 16,05 | 98,8 | 517 | 7500 | 0,90 |
| ТВВ-1000-4 | 1000 | 24,0 | 26,73 | 98,7 | 467 | 6990 | 0,90 |

Таблица 4.4

Габаритные размеры и масса турбогенераторов

| Тип турбогенератора | Масса ротора, | Масса статора, | Масса генератора, |
|---------------------|---------------|----------------|-------------------|
| | тонн | тонн | тонн |
| ТВФ – 63 – 2У3 | 25,4 | 87,7 | 123,6 |
| ТВФ – 120 – 2У3 | 30,8 | 113,5 | 179,0 |
| ТВФ – 110 – 2ЕУ3 | 28,9 | 99,7 | 151,0 |
| ТВФ – 160 – 2ЕУ3 | 30,8 | 115 | 167,0 |
| ТВВ – 200 – 2У3 | 41,8 | 170 | 235,0 |
| ТВВ – 500 – 2У3 | 65,0 | 225 | 384,0 |
| ТВВ – 800 – 2У3 | 84,0 | 322 | 515,0 |
| ТВВ – 1200 – 2У3 | 104 | 410 | 610,0 |
| ТВВ – 1000 – 4У3 | 156 | 333 | 667,0 |
| ТГВ – 200 – 2М | 48,1 | 170 | 256,0 |
| ТГВ – 300 – 2 | 55,8 | 266 | 364,0 |
| ТГВ – 500 – 2 | 61,5 | 218 | 361,0 |
| ТГВ – 500 – 4 | 150 | 215 | 495,0 |
| ТВМ – 300 – 2 | 50,4 | 245 | 393,0 |
| ТВМ – 500 – 2 | 63,5 | 244 | 340,0 |

Турбогенераторы с полным водяным охлаждением ТЗВ

Производственное объединение «Электросила» серийно изготавливает турбогенераторы с полным водяным охлаждением типа ТЗВ-800-2УЗ мощностью 800 МВт, 3000 об/мин.

В турбогенераторе типа ТЗВ-800-2 обмотки статора и ротора охлаждаются непосредственно водой, протекающей по каналам трубчатых медных проводников. Активная сталь сердечника статора охлаждается охладителями из силумина, запрессованными между пакетами. Сталь ротора и воздух, заполняющий генератор, охлаждаются в основном водоохлаждаемой демпферной обмоткой ротора.

Турбогенераторы серии ТГВ и ТВМ

В серию ТГВ входят турбогенераторы мощностью 200, 300 и 500 МВт. Корпус статора - цилиндрический, сварной, газоплотный. Турбогенераторы мощностью 200 и 300 МВт выполнены в однокорпусном исполнении. Корпус статора турбогенератора мощностью 500 МВт состоит из трех частей - центральной и двух приставных с торцов коробов. Корпус статора заполнен водородом под давлением

Обмотка статора - трехфазная, двухслойная, стержневая, с укороченным шагом. Стержни обмотки с непосредственным газовым охлаждением имеют вентиляционные каналы, образованные изолированными трубками из немагнитной стали.

Стержни обмотки с водяным охлаждением состоят из сплошных и полых медных проводников. Изоляция стержня - терморезистивная, типа ВЭС-2.

Ротор изготавливается из высококачественной стали. В бочке ротора имеются радиальные пазы с параллельными стенками. Обмотка ротора с газовым охлаждением выпол-

няется из медных полос специального профиля.

Для турбогенератора мощностью 500 МВт принято непосредственное водяное охлаждение обмотки ротора, выполненной из медных проводников прямоугольной формы с круглым внутренним отверстием. Подвод воды осуществляется через торец ротора. Водой охлаждаются также токоподвод и частично контактные кольца

В серию ТВМ входят турбогенераторы мощностью 300 и 500 МВт. Турбогенераторы имеют масляное охлаждение обмотки и сердечника статора и водяное ротора. Статор турбогенераторов заполнен изоляционным маслом. Обмотка статора – стержневая, двухслойная с бумажно-масляной изоляцией. Обмотка охлаждается маслом, протекающим внутри полых проводников (турбогенератор мощностью 300 МВт) или по щелевому каналу в стержне (турбогенератор мощностью 500 МВт).

Ротор изготавливается из цельной поковки высокопрочной легированной стали. Катушки обмотки ротора выполнены из полых медных проводников. Ротор охлаждается конденсатом, циркулирующим по каналам проводников. В турбогенераторе мощностью 500 МВт применено жидкостное охлаждение поверхности бочки ротора, осуществляемое с помощью конденсата, протекающего по трубкам, расположенным в зубцах ротора.

Системы возбуждения, регулирования и защиты

В качестве основной системы возбуждения для турбогенераторов серии Т используется бесщеточная система возбуждения с автоматическим регулятором возбуждения. В качестве возбудителя *GE* в этой системе используется синхронный генератор 50 Гц, обмотка возбуждения которого *LE* расположена на неподвижном статоре, а трехфазная обмотка — на вращающемся роторе. Обмотка *LE* получает

питание от подвозбудителя *GEA* через выпрямитель *VDE*. На одном валу с возбудителем на специальных дисках укреплены тиристоры *VD*, которые выпрямляют переменный ток возбудителя и подают его в ротор генератора по жестким шинам без колец и щеток, так как ротор генератора, тиристоры *VD* и ротор возбудителя вращаются на одном валу с одинаковой скоростью.

Регулирование тока возбуждения осуществляется от АРВ путем воздействия на тиристоры через импульсное устройство *A* и вращающийся трансформатор *TA*.

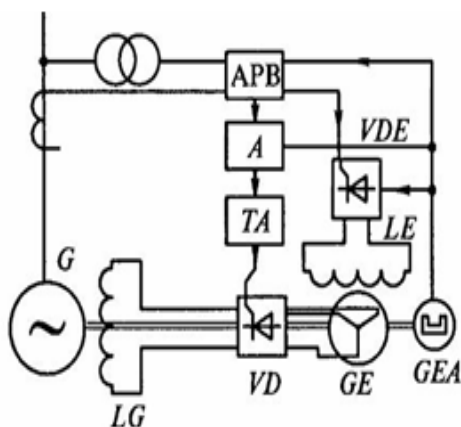


Рис. 4.16. Турбогенераторы с бесщеточным возбуждением

Достоинством этой системы является отсутствие контактных колец и щеток, недостатком — необходимость останова генератора для переключения на резервное возбуждение или для замены тиристоров. Бесщеточная система применяется для синхронных компенсаторов мощностью 50 МВА и более и турбогенераторов мощностью 800 МВт и более.

Для возбуждения турбогенераторов серии ТВФ используется полупроводниковая система независимого возбуждения. Возбудителем является индуктивный генератор повышенной частоты с воздушным охлаждением. В корпус генератора встроены выпрямительное устройство и возбудитель.

Для турбогенераторов мощностью 160—800 МВт применяется тиристорная система независимого возбуждения. В качестве возбудителя используются синхронные трехфазные генераторы переменного тока. Возбуждение регулируется автоматическим регулятором. Статическая тиристорная система независимого возбуждения приведена на рис. 4.17.

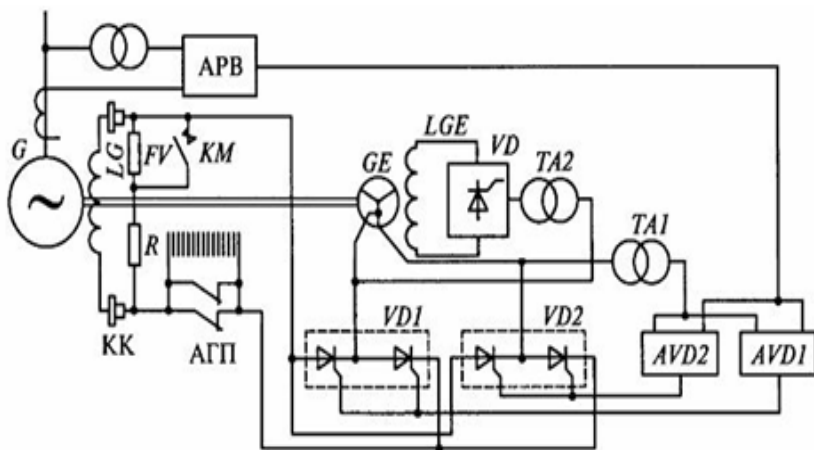


Рис. 4.17. Турбогенераторы с независимой тиристорной системой возбуждения

На одном валу с генератором G находится вспомогательный синхронный генератор GE который имеет на статоре трехфазную обмотку с отпайками, к которым присоединены две группы тиристоров: рабочая группа $VD1$ — на низкое напряжение возбудителя и форсировочная группа $VD2$ — на полное напряжение. Применение двух групп

тиристоры обеспечивают потолок возбуждения до $4U_{f \text{ ном}}$ и высокое быстродействие. Обе группы соединяются параллельно по трехфазной мостовой схеме. На рис. 4.17 для упрощения чтения схемы показаны тиристоры только в одной фазе. Система управления тиристорами *AVD2* и *AVD1* питается от трансформатора *TA1* и связана с АРВ (автоматическое регулирование возбуждения). Возбудитель *GE* имеет обмотку возбуждения *LGE*, получающую питание от трансформатора *TA2* через вентили *VD*. В рассмотренной схеме также показаны элементы схемы автоматического гашения магнитного поля (АГП): автомат АГП, резистор *R*, разрядник *FV* и контактор *KM*.

Возбуждение турбогенераторов мощностью 1000—1200 МВт осуществляется по не-зависимой схеме с помощью бесщеточного возбудителя, соединенного с валом турбогенератора. Возбудители представляют собой обращенные синхронные генераторы повышенной частоты, которые питают обмотку возбуждения турбогенераторов через вращающиеся диодные выпрямители.

Турбогенераторы серии ТГВ имеют тиристорные системы возбуждения. Для турбогенераторов мощностью 200—300 МВт применяется статическая система самовозбуждения. В системе самовозбуждения (рис. 4.18) обмотка возбуждения генератора *LG* получает питание от трансформатора *TE*, присоединенного к выводам генератора, через управляемые от АРВ вентили *VS* от трансформаторов тока *TA* через неуправляемые вентили *VD*. Ток вентилями *VD* пропорционален току статора, поэтому они обеспечивают формирование возбуждения и работу генератора при нагрузке. Управляемые вентили *VS* подают ток, пропорциональный напряжению генератора, и обеспечивают регулирование напряжения в нормальном режиме. Эта система применяется для мощных синхронных машин. Для турбогенераторов мощностью 500 МВт применяется независимая тиристорная

система возбуждения.

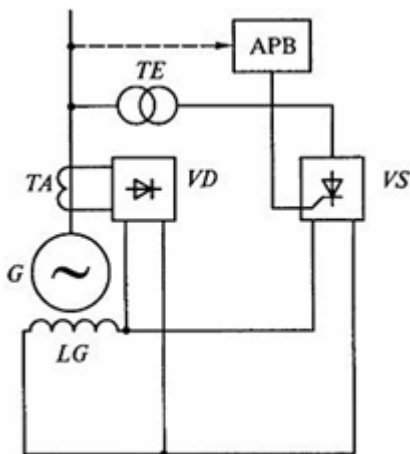


Рис. 4.18. Турбогенераторы со статической системой самовозбуждения

Возбуждение турбогенератора типа ТВМ мощностью 300 МВт осуществляется от машины постоянного тока, соединенной с валом генератора через редуктор

Система возбуждения турбогенератора типа ТВМ мощностью 500 МВт — статическая самовозбуждения с управляемыми преобразователями (рис. 4.18).

Контроль теплового состояния основных узлов и системы охлаждения турбогенераторов производится с помощью термопреобразователей, которые подключаются к установке централизованного контроля.

Турбогенераторы *обеспечиваются следующими релейными защитами:* дифференциальными продольной и поперечной с мгновенным отключением; 100%-ной от замыкания на землю обмотки статора и в цепи возбуждения; от тока обратной последовательности; асинхронного режима; повышения напряжения статора генератора; перенапряжений в обмотке ротора; от токовых перегрузок обмоток статора и

ротора.

На турбогенераторах установлены также технологические защиты: от уменьшения расхода воды в контуре газоохладителей, снижения расхода дистиллята через обмотку статора и уровня масла.

Режим работы турбогенераторов

Зависимость мощности генератора от напряжения и частоты. При изменении напряжения на выводах обмотки статора в пределах $\pm 5\%$ номинального генератор развивает номинальную мощность при номинальном коэффициенте мощности. При этом ток в обмотке статора соответственно изменяется в пределах $\pm 5\%$. Работа генератора разрешается при напряжении на выводах обмотки статора не более 110% номинального. Полная мощность и ток статора, в % их номинальных значений, должны соответствовать данным таблицы 4.5.

При отклонениях частоты в пределах $+ 2,5\%$ номинальной номинальная мощность генератора сохраняется.

Генератор сохраняет номинальную мощность при одновременных отклонениях напряжения до $\pm 5\%$ и частоты до $+ 2,5\%$ номинальных значений при условии, что в режимах работы с повышенным напряжением и пониженной частотой сумма абсолютных значений отклонений напряжения и частоты не должна превышать 6%.

При отклонениях частоты в пределах $+ 2,5\%$ номинальной номинальная мощность генератора сохраняется.

Генератор сохраняет номинальную мощность при одновременных отклонениях напряжения до $\pm 5\%$ и частоты до $+ 2,5\%$ номинальных значений при условии, что в режимах работы с повышенным напряжением и пониженной частотой сумма абсолютных значений отклонений напряжения и частоты не должна превышать 6%.

Таблица 4.5

Зависимость мощности генератора от напряжения и частоты

| | | | | | |
|--------------------|-----|------|------|------|------|
| Напряжение, % | 110 | 109 | 108 | 107 | 106 |
| Полная мощность, % | 88 | 91 | 93,5 | 96,5 | 98 |
| Ток статора, % | 80 | 83,5 | 86,5 | 90 | 92,5 |
| Напряжение, % | 105 | 100 | 95 | 90 | 96 |
| Полная мощность, % | 100 | 100 | 100 | 94,5 | 103 |
| Ток статора, % | 95 | 100 | 105 | 105 | 111 |

Зависимость мощности от cos φ. При работе генератора с коэффициентом мощности, отличающимся от номинального, мощность генератора должна изменяться в пределах диаграммы мощности, указываемой в инструкции по эксплуатации. На рис. 4.19 в качестве примера показана диаграмма мощности турбогенератора мощностью 500 МВт.

Перегрузки по токам статора и ротора. В аварийных условиях генераторы допускают кратковременные перегрузки по токам статора и ротора.

По ГОСТ 183-74 турбогенераторы серии ТВФ должны выдерживать перегрузки по току статора $1,5 I_{\text{ном}}$ в течение 2 мин; турбогенераторы серии ТВВ — $1,5 I_{\text{ном}}$ в течение 1 мин. По ГОСТ 533-85 ротор турбогенераторов должен выдерживать двукратный номинальный ток возбуждения для серий ТВФ и ТВВ мощностью до 800 МВт не менее 20 с, мощностью 800—1200 МВт - не менее 15 с. Перегрузки генераторов меньшей мощности указываются в инструкции по эксплуатации для каждого генератора.

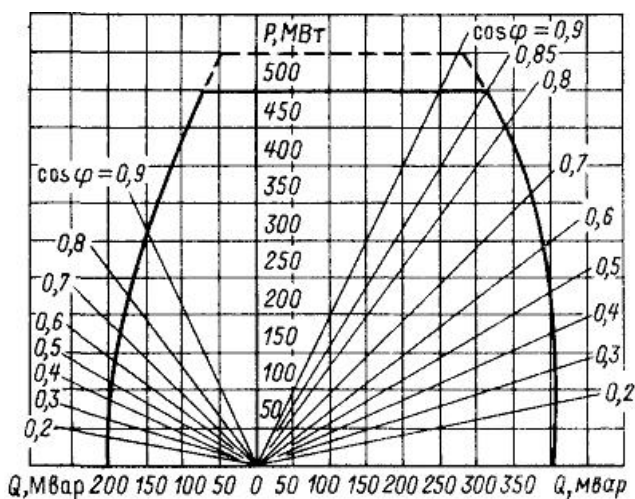


Рис. 4.19. Диаграмма мощности турбогенератора типа ТВВ-500-2

Несимметричная нагрузка. Допускается продолжительная работа генератора при не-симметричной нагрузке, если ток обратной последовательности не превышает 8 % номинального значения тока статора, а токи в фазах не превышают номинального значения.

Несимметричные короткие замыкания. При несимметричных коротких замыканиях по термической стойкости ротора турбогенераторы должны выдерживать значения произведения квадрата тока обратной последовательности в относительных единицах на допустимое время работы в секундах, равное: 15 с — для турбогенераторов серии ТВФ; 8 с — для турбогенераторов серии ТВВ мощностью до 800 МВт включительно; 6 с — для турбогенераторов серии ТВВ мощностью 1000-1200 МВт.

Асинхронные режимы. Генератор допускает в аварийных условиях кратковременную работу без

возбуждения в асинхронном режиме. Длительность работы без возбуждения не должна быть более 15 мин, допустимая нагрузка при этом — не более 40 % номинальной. Нагрузка должна быть снижена до 60% номинальной в течение первых 30 с после потери возбуждения, в последующие 1,5 мин — до 40% номинальной.

Включение генератора в сеть. В нормальных условиях генератор должен включаться в сеть методом точной синхронизации. В аварийных условиях допускается включение в сеть методом самосинхронизации, при этом ток статора, рассчитанный по сверхпереходному индуктивному сопротивлению, не должен превышать трехкратного номинального значения (с учетом индуктивного сопротивления энергосистемы).

Зависимость мощности от температуры охлаждающих сред. Номинальная температура охлаждающего водорода 40 °С. При снижении температуры холодного водорода ниже номинальной мощность генератора повышать не разрешается. Снижение температуры водорода ниже 20 °С не рекомендуется. При повышении температуры холодного водорода выше номинальной мощность должна быть уменьшена. Значения снижения мощности приводятся в инструкциях по эксплуатации турбогенераторов. Ориентировочно снижение нагрузки выполняется исходя из следующих соотношений: при повышении температуры холодного газа сверх номинальной в пределах 40 — 45° С допустимый ток статора снижается на 1,5% на каждый градус; в пределах 45-50°С — на 2% на каждый градус и в пределах 50—55 °С — на 3 % на каждый градус. Работа генератора при температуре холодного водорода выше 55 °С не разрешается. Температура горячего газа не должна превышать 75 °С.

Температура холодного дистиллята должна находиться в пределах 35 — 45 °С или 30—40° С в зависимости от значений, указанных в ТУ и инструкции по эксплуатации.

Номинальная температура охлаждающей воды в газоохладителях 33 °С. Наименьшая температура охлаждающей воды 15 °С.

Турбогенераторы с комбинированным водородно - водяным охлаждением предназначены для работы на атомных электростанциях (АЭС). Турбогенераторы с воздушным и масляным охлаждением применяются на тепловых электростанциях (ТЭС) с различной мощностью.

Гидрогенераторы

Гидрогенератор (рис. 4.20) предназначен для выработки электроэнергии при непосредственном сопряжении с гидравлической турбиной. Тип гидротурбины зависит от максимального напора на ГЭС: при напоре до 150 м – поворотно-лопастные и пропеллерные турбины, при напоре до 500 м – радиально-осевые и при напоре от 500 м и выше – ковшовые турбины. Конструкция гидрогенератора определяется положением оси его ротора, частотой вращения и мощностью турбины. Обычно применяется явнополюсный *синхронный генератор*, ротор которого соединён с валом рабочего колеса гидротурбины.

Гидрогенераторы подразделяются по *мощности*: малой мощности – до 50 *Мвт*, средней – от 50 до 150 *Мвт* и большой мощности – свыше 150 *Мвт*; *частоте вращения*: тихоходные (до 100 *об/мин*) и быстроходные (свыше 100 *об/мин*).

Коэффициент мощности ($\cos \phi$) от 0,8 до 0,95; КПД быстроходных гидрогенераторов составляет 97,5–98,8%, тихоходных – 96,3–97,6% (рис.4.20).

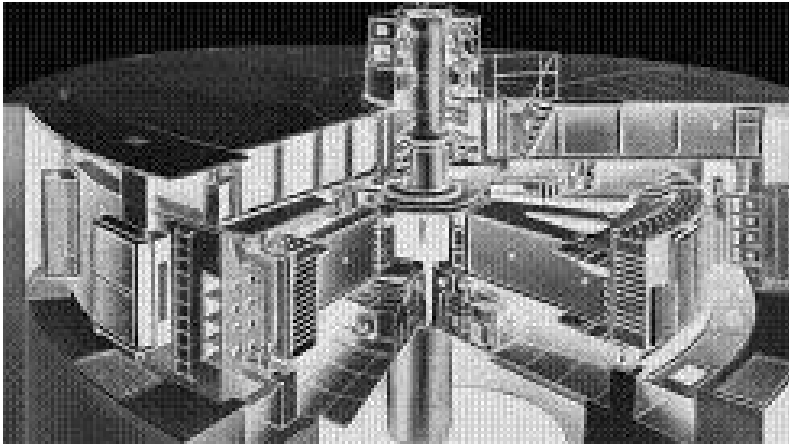


Рис. 4.20. Гидрогенератор (508 МВт) тихоходный с вертикальной осью вращения

Мощные тихоходные гидрогенераторы обычно велики по размерам и изготавливаются с вертикальной осью вращения, Пример гидрогенератора тихоходного типа — гидрогенератор Красноярской ГЭС (508 МВт): частота вращения 93,8 *об/мин*, диаметр ротора 16 м и масса 1640 т. Быстроходные гидрогенераторы (рис. 4.21) изготавливаются как с горизонтальной осью вращения, так и вертикальной. В отечественной практике из-за топологических и геологических особенностей рек большинство быстроходных генераторов устанавливают с вертикальной осью вращения. Для быстроходных гидрогенераторов меньших габаритов предпочтительна конструкция подвесного типа, которая обладает большей устойчивостью к механическим колебаниям ротора, имеет меньший диаметр опорного подшипника и проще в монтаже. Примером может служить гидрогенератор Братской ГЭС (225 МВт): частота вращения 125 *об/мин*, диаметр ротора 10 м, масса 1450 т.

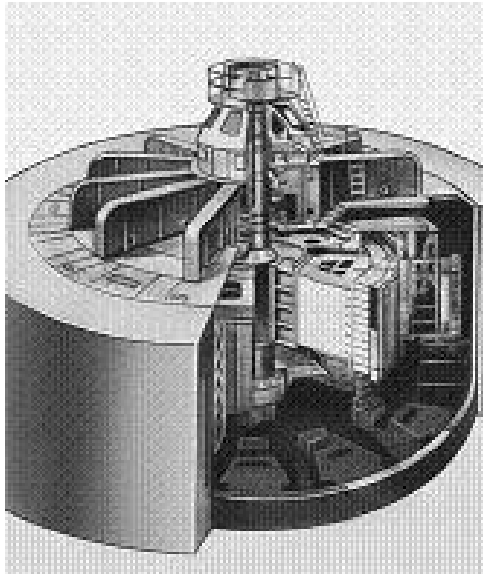


Рис. 4.21. Гидрогенератор (225 МВт) быстроходный с вертикальной осью вращения

При высоких перепадах (напор выше 500—600 м), применяют быстроходные гидроагрегаты с *ковшовой гидротурбиной*, которые выполняются как с горизонтальным, так и с вертикальным валом. Горизонтальные турбины имеют одно, два или три рабочих колеса на одном валу и по одному или по два сопла на каждое рабочее колесо. Вертикальные турбины изготавливаются с одним рабочим колесом и несколькими соплами. Наибольший используемый действующими турбинами напор — около 1800 м (ГЭС Рейсек в Австрии).

ГЛАВА 5. МЕТОДЫ ПРЯМОГО ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ЭНЕРГИИ

5.1. Магнитогидродинамическое преобразование энергии

Магнитогидродинамические генераторы или МГД-генераторов, непосредственно преобразуют тепловую энергию в электрическую. Непосредственное преобразование тепловой энергии в электрическую позволяет существенно повысить эффективность использования топливных ресурсов. Принцип действия МГД-генератора основан на законе электромагнитной индукции. Этот закон был открыт М. Фарадеем в 1831 году. Закон электромагнитной индукции утверждает, что в проводнике, движущемся в магнитном поле, индуцируется ЭДС. При этом проводник может быть твердым, жидким или газообразным. Область науки, изучающая взаимодействие между магнитным полем и токопроводящими жидкостями или газами, называется магнитогидродинамикой.

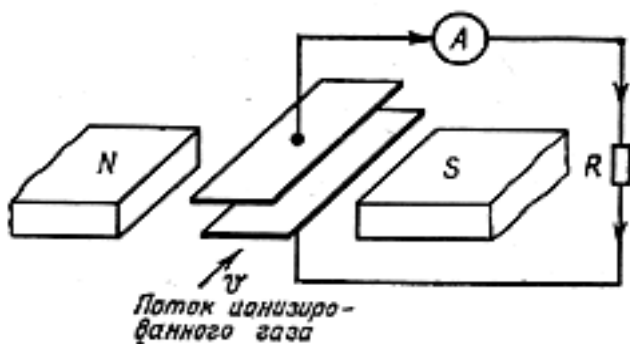


Рис. 5.1. Принципиальная схема действия современного МГД-генератора

Принципиальная схема действия современного МГД-генератора показана на рис. 5.1. В рассматриваемой схеме между металлическими пластинами, расположенными в сильном магнитном поле, пропускается струя ионизированного газа, обладающего кинетической энергией направленного движения частиц. При этом в соответствии с законом электромагнитной индукции появляется ЭДС, вызывающая протекание электрического тока между электродами внутри канала генератора и во внешней цепи. Поток ионизированного газа — плазмы — тормозится под действием электродинамических сил, возникающих при взаимодействии протекающего в плазме тока и магнитного потока. Преобразование энергии и происходит путем совершения работы по преодолению сил торможения.

Если какой-либо газ нагреть до высокой температуры ($\approx 3000^\circ\text{C}$), увеличив тем самым его внутреннюю энергию и превратив в электропроводное вещество, то при последующем расширении газа в рабочих каналах МГД-генератора произойдет прямое преобразование тепловой энергии в электрическую.

МГД-генератор с паросиловой установкой. Принципиальная схема МГД-генератора с паросиловой установкой показана на рис. 5.2. В камере сгорания сжигается органическое топливо, получаемые при этом продукты в плазменном состоянии с добавлением присадок направляются в расширяющийся канал МГД-генератора. Сильное магнитное поле создается мощными электромагнитами. Температура газа в канале генератора должна быть не ниже 2000°C , а в камере сгорания $2500\text{—}2800^\circ\text{C}$. Необходимость ограничения минимальной температуры газов, покидающих МГД-генераторы, вызывается настолько значительным уменьшением электропроводности газов при температурах ниже 2000°C , что у них практически исчезает

магнетогидродинамическое взаимодействие с магнитным полем.

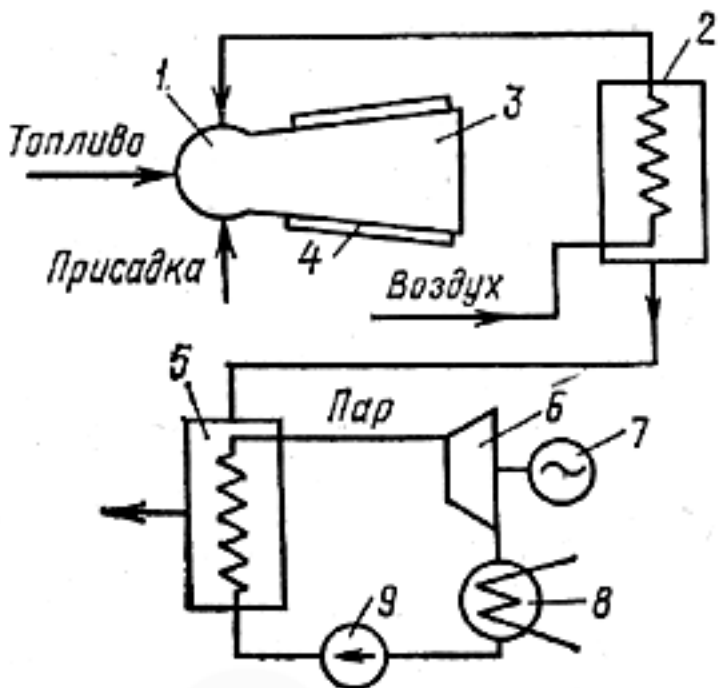


Рис. 5.2. Принципиальная схема МГД-генератора с паросиловой установкой:

- 1 - камера сгорания; 2 - теплообменник; 3 - МГД-генератор; 4 - обмотка электромагнита;
- 5 - парогенератор; 6 - турбина; 7 - генератор;
- 8 - конденсатор; 9 - насос

Теплота отработанных в МГД-генераторах газов вначале используется для подогрева воздуха, подаваемого в камеру сгорания топлива, и, следовательно, повышения

эффективности процесса его сжигания. Затем в паросиловой установке теплота расходуется на образование пара и доведение его параметров до необходимых величин.

Выходящие из канала МГД-генератора газы имеют температуру примерно 2000°C , а современные теплообменники, к сожалению, могут работать при температурах, не превышающих 800°C , поэтому при охлаждении газов часть теплоты теряется.

Трудности в создании МГД-генераторов состоят в получении материалов необходимой прочности. Несмотря на статические условия работы, к материалам предъявляют высокие требования, так как они должны длительно работать в агрессивных средах при высоких температурах (2500 — 2800°C).

Несмотря на достигнутые успехи, задача создания материалов для МГД-генератора пока не решена. Ведутся также поиски газа с наилучшими свойствами. Гелий с небольшой добавкой цезия при температуре 2000°C имеет одинаковую проводимость с продуктами сгорания минерального топлива при температуре 2500°C . Разработан проект МГД-генератора, работающего по замкнутому циклу, в котором гелий непрерывно циркулирует в системе.

Для работы МГД-генератора необходимо создавать сильное магнитное поле, которое можно получить пропусканием огромных токов по обмоткам. Во избежание сильного нагревания обмоток и потерь энергии в них сопротивление проводников должно быть по возможности наименьшим. Поэтому в качестве таких проводников целесообразно использовать сверхпроводящие материалы.

5.2. Термоэлектрические генераторы

Из всех устройств, непосредственно преобразующих тепловую энергию в электрическую, термоэлектрические генераторы (ТЭГ) относительно небольшой мощности применяются наиболее широко [7].

Основные достоинства ТЭГ:

- 1) отсутствуют движущиеся части;
- 2) нет необходимости в высоких давлениях;
- 3) могут использоваться любые источники теплоты;
- 4) имеется большой ресурс работы.

В качестве источников энергии ТЭГ широко используют на космических объектах, ракетах, подводных лодках, маяках и многих других установках.

В зависимости от назначения ТЭГ могут преобразовывать в электрическую энергию теплоту, получаемую в атомных реакторах, энергию солнечной радиации, энергию органического топлива и т. д. Тепловая энергия, получаемая при распаде радиоактивных изотопов и делении ядер тяжелых элементов в реакторах, стала применяться в ТЭГ с конца 50-х годов.

Принцип работы термоэлемента основан на эффекте Зеебека. В 1921 г. Зеебек сообщил об экспериментах, связанных с отклонением магнитной стрелки вблизи термоэлектрических цепей. В этих исследованиях Зеебек не рассматривал задачу получения энергии. Сущность открытого эффекта состоит в том, что в замкнутой цепи, состоящей из разнородных материалов, протекает ток при разных температурах контактов материалов.

Эффект Зеебека можно качественно объяснить тем, что средняя энергия свободных электронов различна в разных проводниках и по-разному увеличивается с повышением температуры. Если вдоль проводника существует перепад температур, то возникает направленный поток электронов от

горячего спая к холодному, вследствие чего у холодного спая образуется избыток отрицательных зарядов, у горячего — избыток положительных. Поток этот более интенсивен в проводниках с большой концентрацией электронов. В простейшем термоэлементе, замкнутая цепь которого состоит из двух проводников с разными концентрациями электронов и спаи поддерживаются при разных температурах, возникает электрический ток. Если цепь термоэлемента разомкнута, то накопление электронов на холодном конце увеличивает его отрицательный потенциал до тех пор, пока не установится динамическое равновесие между электронами, смещающимися к холодному концу, и электронами, уходящими от холодного конца под действием возникшей разности потенциалов. Чем меньше электропроводность материала, тем меньше скорость обратного перетока электронов, следовательно, тем выше ЭДС. Поэтому полупроводниковые элементы более эффективны, чем металлы.

Одно из практических применений ТЭГов — тепловой насос в одной части выделяющий, а в другой — поглощающий теплоту за счет электрической энергии. Если изменить направление тока, то насос будет работать в противоположном режиме, т. е. части, в которых происходит выделение и поглощение теплоты, поменяются местами. Такие тепловые насосы могут успешно применяться для терморегуляции жилых и прочих помещений. Вопрос о целесообразности применения тех или иных источников энергии решается в пользу ТЭГ в тех случаях, когда ведущее значение имеет не КПД, а компактность, надежность, портативность, удобства.

В СССР создан надежный промышленный ТЭГ на ядерном горючем — «Ромашка». Электрическая мощность его равна 500 Вт [6].

5.3. Радиоизотопные источники энергии

Естественный радиоактивный распад ядер сопровождается выделением кинетической энергии частиц и γ -квантов. Эта энергия поглощается средой, окружающей радиоактивный изотоп, и превращается в теплоту, которую можно использовать для получения электрической энергии термоэлектрическим способом. Установки, преобразующие энергию естественного радиоактивного распада в электрическую энергию с помощью термоэлементов, называются радиоизотопными термогенераторами. Радиоизотопные термогенераторы надежны в работе, обладают большим сроком службы, компактны и успешно используются в качестве автономных источников энергии для различных установок космического и наземного назначения.

Современные радиоизотопные генераторы имеют КПД, равный 3—5%, и срок службы от 3 месяцев до 10 лет. Технико-экономические характеристики этих генераторов в будущем могут быть значительно улучшены. В настоящее время создаются проекты генераторов мощностью до 10 кВт.

К радиоизотопным термогенераторам проявляют интерес различные отрасли науки и техники. Их предполагается использовать в виде источника энергии искусственного сердца человека, а также для стимулирования работы различных органов в живых организмах. Особенно пригодными оказались радиоизотопные термогенераторы при освоении космического пространства, где необходимы источники энергии, способные длительно и надежно работать в неблагоприятных условиях воздействия ионизирующих излучений, в радиационных поясах, на поверхности других планет и их спутников.

5.4. Термоэмиссионные генераторы

Явление термоэлектронной эмиссии было открыто Т. Эдисоном в 1883 г. Работая над созданием электрической лампы, Эдисон помещал в колбе две нити. Когда перегорала одна из них, он поворачивал лампу и включал другую. Во время испытания ламп обнаруживалось, что некоторое количество электричества переходит к холодной нити, т. е. электроны «испаряются» с горячей нити — катода — и движутся к холодной нити — аноду — и далее во внешнюю электрическую цепь. При этом часть тепловой энергии, расходуемой на нагревание катода, переносится электронами и отдается аноду, а часть энергии электронов выделяется во внешней электрической цепи при протекании электрического тока. Анод разогревается за счет теплоты, приносимой электронами. Если бы температуры катода и анода бы ли одинаковыми, то теплота «испарения» электронов с катода в точности была бы равна теплоте «конденсации» электронов на аноде и не было бы преобразования теплоты в электрическую энергию. Чем меньше температура анода по сравнению с температурой катода, тем большая часть тепловой энергии превращается в электрическую. Простейшая схема термоэмиссионного преобразователя энергии показана на рис. 5.3.

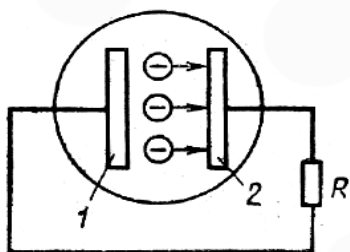


Рис.5.3. Устройство термоэмиссионного преобразователя энергии: 1 — катод; 2 — анод

В обычной диодной радиолampe мощность, расходуемая на нагревание катода, примерно равна 10 Вт, а выходная мощность, снимаемая с анода — 1 мВт. Таким образом, на нагревание расходуется мощность, в 10^7 раз большая. КПД преобразователя составляет ничтожно малую величину — $0,1 \cdot 10^{-4}\%$. Если бы КПД был даже в миллион раз больше, то это устройство все равно нельзя было бы рассматривать как преобразователь энергии для промышленных целей. Однако прогресс в развитии термоэмиссионных преобразователей оказался настолько значительным, что удалось КПД современных диодных преобразователей энергии довести до 20%.

В процессе термоэлектронной эмиссии с поверхности металлов происходит выход свободных электронов. В металлах содержится большое число свободных электронов — около $6 \cdot 10^{21}$ в 1 см^3 . Внутри металла силы притяжения электрона сбалансированы положительно заряженными ядрами (рис. 5.4). Непосредственно у поверхности на электроны действуют результирующие силы притяжения, для преодоления которых и выхода за пределы металла электрону нужно обладать достаточной кинетической энергией. Увеличение кинетической энергии происходит при нагревании металла.

В энергетических термоэмиссионных генераторах для нагревания катода можно воспользоваться теплотой, получаемой в результате ядерной реакции. Схема ядерного термоэмиссионного преобразователя приведена на рис. 5.5. КПД первых таких преобразователей был равен примерно 15%; по существующим прогнозам его можно довести до 40%.

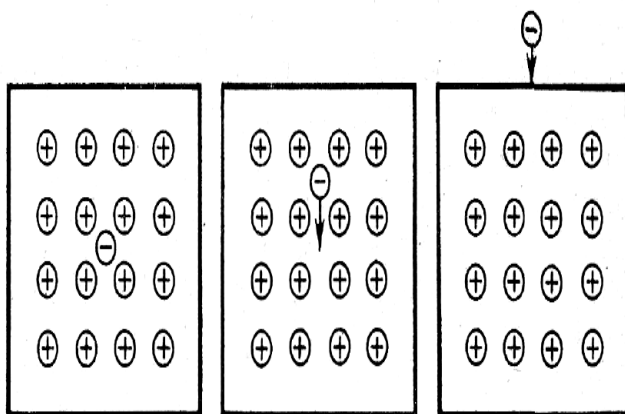


Рис. 5.4. Возникновение результирующих сил, действующих на электрон в металле и вблизи его поверхности

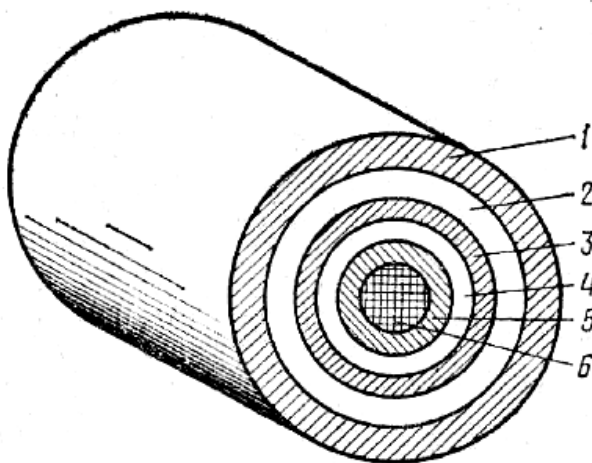


Рис. 5.5. Схема ядерного термоэмиссионного преобразователя

Испускание электронов в термоэмиссионных генераторах вызывается нагреванием катода. При радиоактивном распаде электроны (β -лучи) испускаются вследствие естественного свойства элементов. Непосредственно используя это свойство, можно осуществить прямое преобразование ядерной энергии в электрическую (рис. 5.6).

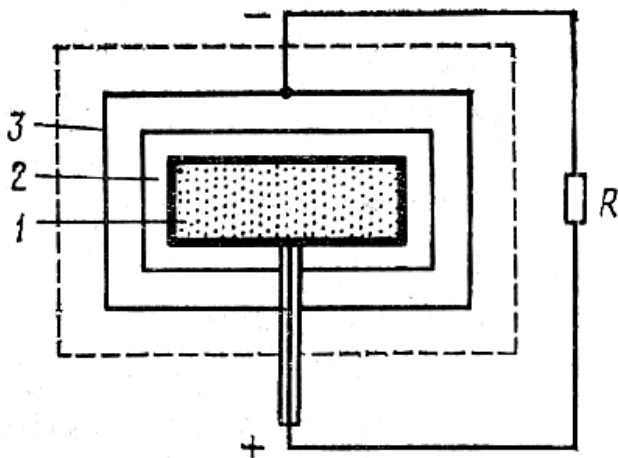


Рис. 5.6. Схема функционирования термоэмиссионных генераторов

5.5. Электрохимические генераторы

В электрохимических генераторах происходит прямое преобразование химической энергии в электрическую. Возникновение ЭДС в гальваническом элементе связано со способностью металлов посылать свои ионы в раствор в результате молекулярного взаимодействия между ионами металла и молекулами (и ионами) раствора.

Рассмотрим явления, происходящие при опускании цинкового электрода в раствор сернокислого цинка (2п504). Молекулы воды стремятся окружить положительные ионы цинка в металле (рис. 5.7). В результате действия электростатических сил положительные ионы цинка переходят в раствор сернокислого цинка. Этому переходу способствует большой дипольный момент воды.

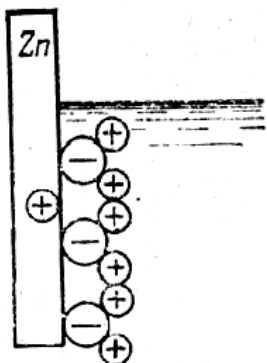


Рис. 5.7. Расположение электрических зарядов, способствующих переходу положительных ионов цинка в раствор сернокислого цинка

Наряду с процессом растворения цинка происходит и обратный процесс возвращения в цинковый электрод положительных ионов цинка при достижении ими электрода в результате теплового движения.

По мере перехода положительных ионов в раствор увеличивается отрицательный потенциал электрода, препятствующий этому переходу. При некотором потенциале металла наступает динамическое равновесие, т. е. два встречных потока ионов (от электрода в раствор и обратно) будут одинаковы. Этот равновесный потенциал называется электрохимическим потенциалом металла относительно данного электролита.

Важное техническое приложение гальванические элементы нашли в аккумуляторах, где вещество, расходующееся при отборе тока, предварительно накапливается на электродах при пропускании через них в течение некоторого времени тока от постороннего источника (при зарядке). Применение аккумуляторов в энергетике затруднено вследствие малого запаса активного химического горючего, не позволяющего получать непрерывно электроэнергию в больших количествах. Кроме того, для аккумуляторов характерна малая удельная мощность.

Большое внимание во многих странах мира уделяется непосредственному преобразованию химической энергии органического топлива в электрическую, осуществляемому в топливных элементах. В этих преобразователях энергии можно получить более высокие значения КПД, чем у тепловых машин. В 1893 г. немецкий физик и химик Нернст вычислил, что теоретический КПД электрохимического процесса превращения химической энергии угля в электрическую равен 99,75%.

На рис. 5.8 показана принципиальная схема водородно-кислородного топливного элемента. Electroды в топливном элементе выполнены пористыми. На аноде происходит переход положительных ионов водорода в электролит. Оставшиеся электроны создают отрицательный потенциал и во внешней цепи перемещаются к катоду. Атомы кислорода, находящиеся на катоде, присоединяют к себе электроны, образуя отрицательные ионы, которые, присоединяя из воды атомы водорода, переходят в раствор в виде ионов гидроксидов OH^- . Ионы гидроксидов, соединяясь с ионами водорода, образуют воду. Таким образом, при подводе водорода и кислорода происходит реакция окисления горючего ионами с одновременным образованием тока во внешней цепи. Так как напряжение на выводах элемента невелико (порядка 1 В), то элементы последовательно соединяют в батареи. КПД

топливных элементов очень высок. Теоретически он близок к единице, а практически он равен 60—80%.

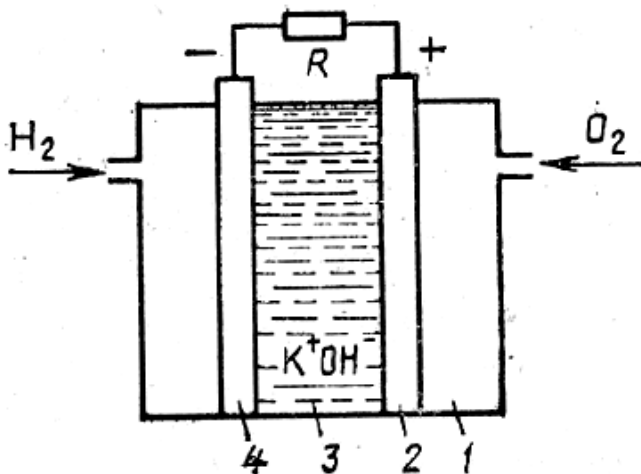


Рис. 5.8. Схема водородно-кислородного топливного элемента : 1 — корпус; 2 — катод; 5 — электролит; 4 — анод

Использование водорода в качестве топлива сопряжено с высокой стоимостью эксплуатации топливных элементов, поэтому ищутся возможности применения других более дешевых видов топлива, в первую очередь природного и генераторного газа. Однако удовлетворительные скорости протекания реакции окисления газа происходят при высоких температурах 800—1200 К, что исключает применение в качестве электролитов водяных растворов щелочи. В этом случае можно использовать твердые электролиты с ионной проводимостью.

В настоящее время широко ведутся работы над созданием эффективных высокотемпературных топливных элементов. Пока удельная мощность топливных элементов все еще невелика. Она в несколько раз ниже, чем у двигателей

внутреннего сгорания. Однако успехи электрохимии и конструктивные усовершенствования топливных элементов в недалеком будущем сделают возможным применение топливных элементов в автотранспорте и энергетике. Топливные элементы бесшумны, экономичны и у них отсутствуют вредные отходы, загрязняющие атмосферу.

ГЛАВА 6. ОБЩИЕ ВОПРОСЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

6.1. Понятие об электроэнергетической системе

Под электроэнергетической системой понимается совокупность взаимосвязанных элементов, предназначенных для производства, преобразования, передачи, распределения и потребления электроэнергии.

К элементам электроэнергетической системы относятся генераторы, осуществляющие преобразование механической энергии в электрическую; трансформаторы, преобразующие величины напряжений и токов; линии электропередачи, предназначенные для транспортировки электроэнергии на расстояние; всевозможное вспомогательное оборудование, изменяющее свойства системы, а также устройства управления и регулирования.

Режим системы, т. е. ее состояние в данный момент времени, характеризуется параметрами, определяющими процесс ее функционирования. К таким параметрам режима относятся следующие величины: мощность, напряжение, ток, частота и т. д. Режимы подразделяются на установившиеся и переходные. Параметры установившихся режимов сохраняются на рассматриваемом интервале времени неизменными или изменяются относительно медленно. Переходные режимы соответствуют переходу системы от одного установившегося режима к другому; для них характерны медленные и малые или быстрые и значительные изменения параметров. Для того чтобы электроэнергетическая система могла нормально функционировать, а потребители электрической энергии могли работать согласно заложенным в их конструкции характеристикам, необходимо соответствие параметров режима определенным значениям. При этом обеспечивается приемлемое качество электроэнергии,

подводимой к потребителям, которое характеризуется значениями напряжения, частоты, симметрией (для трехфазного тока) и синусоидальностью (формой кривой переменного тока).

Физические свойства элементов электрической системы и взаимосвязи элементов между собой характеризуются параметрами электрической системы. К ним относятся: сопротивления элементов, моменты инерции и постоянные времени, характеризующие скорости изменения электрических и механических величин, и т. д.

Элементы электрической системы связаны единством происходящих в них процессов. Так, на протекание электромагнитных процессов, вызванных, например, возмущениями в электрической сети, оказывают влияние режимы работы турбин, механическая энергия которых преобразуется в электрическую. На эти же процессы влияют режимы работы электрических двигателей и присоединенных к ним производственных механизмов, так как в двигателях электрическая энергия преобразуется в механическую. Изменения режимов работы турбины, в свою очередь, вызывают изменения параметров пара в паропроводах, а следовательно, и изменения в работе парогенераторов.

Расход угля, газа или какого-либо другого органического топлива на ТЭС или расход воды на ГЭС зависит от потребления электроэнергии в системе.

Системы угледобывающие, газо- и нефтеснабжающие и другие совместно с электроэнергетической системой образуют ЕЭС СССР, располагающую мощностями, соизмеримыми с мощностями геофизических явлений, происходящих на нашей планете (см. введение).

Организации наиболее целесообразной (экономически и технически) оптимальной эксплуатации имеет важное значение для всего народного хозяйства. Поэтому в настоящее время особенно остро ставится проблема привлечения

качественно новых, наиболее совершенных методов управления, основанных на новейших достижениях науки и техники.

Электроэнергетическая система, таким образом, тесно связана с другими системами (в том числе и с окружающей биологической средой), образующими глобальную систему. При проектировании развития электроэнергетической системы и управлении ее режимами эти связи необходимо учитывать.

Для графического изображения электроэнергетических систем, а также отдельных ее элементов и связи между элементами используют общепринятые условные обозначения или символы, позволяющие на чертеже просто показать тот или иной вид электроустановки. Например, генератор, воздушную или кабельную линию электропередачи условно изображают, отвлекаясь от конкретных технических характеристик — конструктивного выполнения, мощности, размеров, массы, числа оборотов и т. д. Составляя схему из условных обозначений, можно в наглядном виде показать основные, наиболее общие структурные свойства электроэнергетической системы, не затемняя их ненужными деталями.

На заре развития электротехники не было условных обозначений, и ученые и инженеры вынуждены были изображать каждый раз общие виды и разрезы электрооборудования. Но далее, подобно тому, как с развитием культуры и повышением общего уровня цивилизации разговорный язык становился все более абстрактным, язык электротехники также совершенствовал способы изображения наиболее общих свойств широкого класса устройств. Как при слове «дерево» можно представить себе любое дерево — дуб, сосну, ель, молодое дерево и старое, так же при начертании условного изображения трансформатора можно подразумевал» и мощный силовой трансформатор, способный преобразовать огромные потоки

энергии, и трансформатор миниатюрный, используемый для питания электронных приборов

На рис. 6.1 показаны условные обозначения основных элементов электроэнергетической системы.

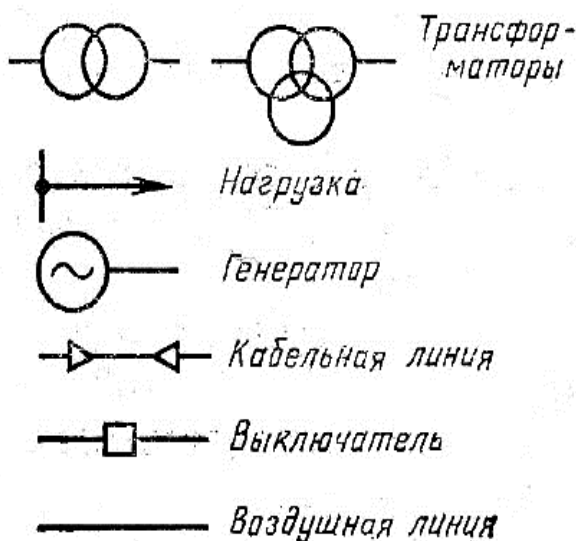


Рис. 6.1. Условные обозначения основных элементов электроэнергетической системы

Примерная схема относительно простой электроэнергетической системы приведена на рис. 6.2. Здесь электрическая энергия, вырабатываемая на двух электростанциях различных типов, подводится к потребителям, удаленных друг от друга. Для того чтобы передать электрическую энергию на расстояние, ее предварительно преобразовывают, повышая напряжение трансформаторами. У мест потребления электроэнергии напряжение понижают до требуемого значения. По начертанию схемы можно понять, что электроэнергия

передается по воздушным линиям — ЛЭП. Все элементы электроэнергетической системы, связаны происходящими в них процессами, и поэтому система при решении ряда задач должна рассматриваться как качественно новое (по сравнению с отдельными элементами) единое образование.

К таким задачам можно отнести регулирование частоты и напряжения, определение экономически целесообразных потоков мощностей и т.п. Наряду с системными задачами существуют такие, в которых можно ограничиться рассмотрением отдельных элементов, отвлекаясь от их связей с остальной частью системы. Например, если мощность одного из трансформаторов, подключенных к распределительному пункту — РП, намного меньше мощности других трансформаторов, то при изменениях нагрузки рассматриваемого трансформатора напряжение на шинах РП практически будет оставаться неизменным. Иными словами, можно с достаточной для практических целей достоверностью считать, что трансформатор подключен, к источнику с неизменным напряжением, и рассматривать режимы работы трансформатора без учета свойств системы.

Схема, приведенная на рис. 6.2, представлена в однолинейном изображении. В действительности элементы электроэнергетической системы, работающие на переменном токе, имеют, как правило, трехфазное исполнение.

Однако для выявления структуры системы, направлений энергетических потоков, проходящих через ее элементы, и решения многих других вопросов электроэнергетики нет необходимости использовать трехфазное изображение системы, а достаточно применить ее абстрактное однолинейное изображение.

Часть электрической системы, предназначенная для передачи и распределения электрической энергии, содержащая подстанции, линии электропередачи и распределительные устройства, называется электрической сетью.

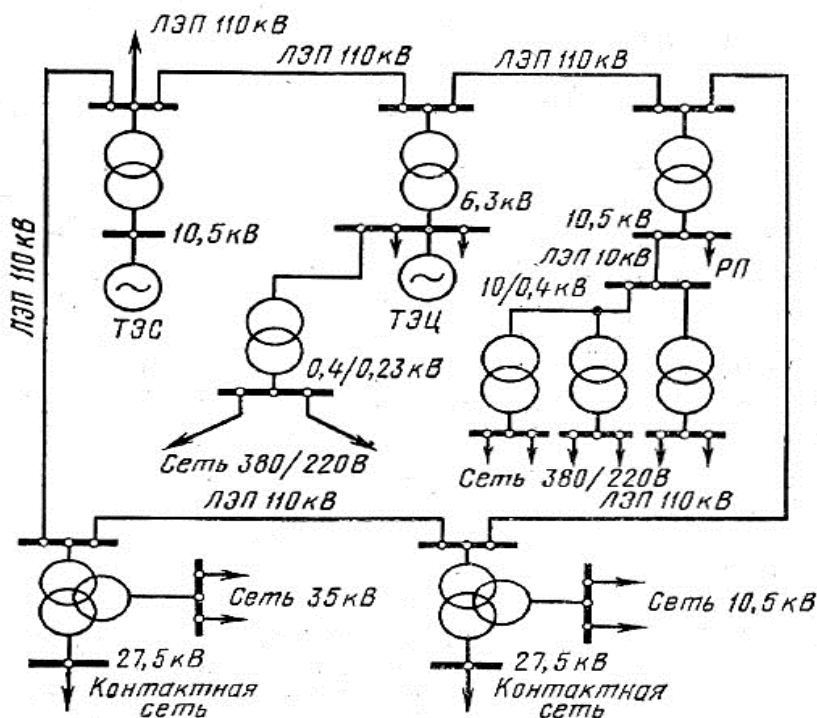


Рис. 6.2. Схема электроэнергетической системы:
 ЛЭП – линия электропередачи, РП – распределительный пункт

На подстанциях производится преобразование, а иногда и распределение электрической энергии. Под преобразованием электрической энергии понимается изменение напряжения и тока в трансформаторах. Электрические сети подразделяют по ряду признаков, таких, как:

1. Напряжение сети. Сети могут быть низковольтными напряжением до 1000 В и высоковольтными напряжением 1000 В и выше. Элементы современных электрических сетей выполняются на различные номинальные напряжения. Номинальное напряжение (ток или какой-либо другой

параметр режима) — это такое напряжение, которое соответствует нормальной и экономичной работе элемента электрической системы. Существует шкала стандартных номинальных напряжений: 0,22; 0,38; 0,66; 6; 10; 20; 35; 110; 150; 220; 330; 500; 750; 1150 кВ.

2. Род тока. Сети могут быть постоянного и переменного тока. Электрическая энергия может потребляться либо на постоянном, либо на переменном, либо на постоянном и переменном токе. На постоянном токе работают различные электрохимические установки, например и.: I для получения различных материалов, электрические двигатели и для других потребителей. Среди потребителей электрической энергии, работающих на переменном токе, наиболее распространены асинхронные электрические двигатели. Установки, использующие тепловую энергию, получаемую из электрической, так же как лампы накаливания, обогревательные устройства, могут успешно работать как на постоянном, так и на переменном токе.

Электрические сети выполняются в основном на переменном токе. Постоянный ток целесообразно использовать при передаче больших мощностей на сверхдальние расстояния.

3. Назначение. Районные сети предназначаются для соединения крупных электрических станций и подстанций и выполняются на напряжение 35 кВ и выше. Сети напряжением 330, 500, 750 и 1150 кВ относят к межсистемным связям, так как они в основном предназначаются для соединения крупных электроэнергетических систем. Распределительные сети выполняют функции распределения электрической энергии между отдельными потребителями, промышленными предприятиями, сельскохозяйственными нагрузками и т. д.

4. Конструктивное выполнение линий. Линии могут быть воздушными и кабельными. К одному из основных параметров режима электроэнергетической системы относится

частота. В энергетических системах СССР и Европы принята стандартная частота переменного тока $f = 50$ Гц. В США частота переменного тока $f = 60$ Гц. На некоторых автономных установках, самолетах и кораблях используются более высокие частоты (400 Гц), что позволяет уменьшить габариты электрических машин. Значения частоты, меньшие 50 Гц применяются сравнительно редко. Для многих потребителей и отраслей народного хозяйства более целесообразно использование нестандартной частоты. Значение частоты выбирается путем проведения технико-экономических расчетов. Для некоторых потребителей возможные значения частот ограничиваются техническими условиями, определяющими их работоспособность. Например, тепловая инерция ламп накаливания позволяет применять частоту не ниже 25 Гц, при которой становится заметной пульсация света. Диапазон звуковых частот составляет от 80 Гц до 20 кГц.

6.2. Основные элементы электроэнергетической системы

Основные элементы электроэнергетической системы (иногда называемые силовыми элементами) осуществляют выработку электрической энергии, ее преобразование, передачу на расстояние и потребление.

В промышленных масштабах электрическую энергию получают на электрических станциях преобразованием различных видов энергии — химической энергии органического топлива, внутриядерной энергии, гидроэнергии и т. д. Преобразование электрической энергии к виду, удобному для передачи, распределения и потребления, производится с помощью трансформаторов.

Передача электрической энергии на расстояние осуществляется по воздушным или кабельным линиям. Потребление ее происходит различными механизмами, но, как

следует из предшествующего рассмотрения, значительная доля расходуется на приведение в движение производственных механизмов электрическими двигателями переменного тока.

Синхронные генераторы на станциях преобразуют механическую энергию турбин в электрическую.

Для ТЭС турбогенераторы изготавливаются быстроходными с номинальной частотой вращения 3000 мин⁻¹ в соответствии с принятой в СССР стандартной частотой переменного тока, равной 50 Гц. Роторы генераторов выполняют цилиндрическими. Большие частоты вращения повышают экономичность работы паровых турбин и позволяют уменьшить габариты турбин и генераторов.

В отличие от турбогенераторов гидрогенераторы выполняют тихоходными, с различными частотами вращения роторов, определяемыми напором и расходом воды в створе реки. Значительно меньшие частоты вращения роторов гидрогенераторов приводят к относительному увеличению их размеров.

Можно повысить мощность генераторов увеличением токов в обмотках, напряжений и магнитных потоков, что приводит к возрастанию размеров ротора и статора. Однако максимальные размеры ротора ограничиваются допустимыми механическими нагрузками. Поэтому единичные мощности генераторов увеличивают повышением плотности тока в обмотках, что сопровождается значительным выделением в них теплоты; следовательно, необходимо применять совершенные системы охлаждения. Для охлаждения генераторов используют воздух, водород и воду.

На одном валу с генератором располагается турбина. На ТЭС турбинные и котельные агрегаты вместе с вспомогательным оборудованием соединяют в независимые блоки. Число блоков на станции обычно достигает 8—12, а мощность станции — 4000-6000 МВт.

Место расположения электростанции зависит не только от условий снабжения ее первичными энергоресурсами, но и от наличия в достаточном количестве воды.

Работу главных агрегатов блока обеспечивают вспомогательные машины, для приведения в действие которых расходуется электроэнергия. Мощность, расходуемая на собственные нужды блока, составляет 4—8% от его номинальной мощности.

На ТЭС электроэнергия расходуется на приготовление топлива, подачу воды в котлы, управление оборудованием и т. п. Расходы электроэнергии на собственные нужды ТЭС меньше. Они выливаются техническим водоснабжением, управлением гидротехническим и электротехническим оборудованием, охлаждением генераторов и т. п. На крупных ТЭС собственное потребление электроэнергии составляет доли процента от общей выработки.

К механизмам собственных нужд электростанций предъявляют высокие требования в отношении надежности их работы, так как отказы или снижения производительности механизмов могут привести к прекращению выработки электроэнергии крупным блоком и отключению в связи с этим большого количества потребителей электроэнергии. Для механизмов собственных нужд предусматривают резервный источник питания, в качестве которого обычно используют систему.

При пуске блока в работу вначале приводят в движение механизмы собственных нужд. В процессе пуска увеличивают давление и температуру пара, а частоту вращения агрегата доводят до номинальной. Затем подают питание к обмотке возбуждения к генератор электрически соединяют с энергосистемой. Далее постепенно нагружают блок, увеличивая впуск пара в турбину.

Частые пуски и остановки блоков нежелательны, так как они приводят к повышенному износу основных агрегатов

н вспомогательного оборудования, понижают надежность их работы, вызывают дополнительный расход топлива. Обычно блоки непрерывно работают в течение нескольких месяцев. В ночные часы их мощность несколько снижают.

Турбогенераторы вырабатывают электроэнергию обычно при напряжении, не превышающем 24 кВ. Чтобы передать электроэнергию на расстояние, необходимо повысить напряжение до 110 — 1150 кВ и выше. Для этого в блоки включают повышающие трансформаторы. Электростанции в большинстве случаев выдают электроэнергию на двух, иногда на трех напряжениях, на которых распределяется электроэнергия отходящими линиями электропередачи.

Имеющиеся на ГЭС водохранилища позволяют регулировать расход воды, а следовательно, и мощность станций таким образом, чтобы обеспечить по возможности равномерную работу ТЭС в системе. При этом в системе достигается наилучший экономический эффект.

В период времени, когда нагрузка в системе уменьшается, вода аккумулируется в водохранилище ГЭС. Агрегаты работают с минимальной мощностью или останавливаются. Как только нагрузка резко возрастает, например в утренние или вечерние часы «пик», агрегаты ГЭС работают на полную мощность; расход воды в эти часы может превышать ее приток. Процесс пуска и набора мощности гидроагрегатом полностью автоматизирован и производится всего за несколько минут.

Гидравлические турбины хорошо приспособлены к переменному режиму работы. За период регулирования, который зависит от объема водохранилища, расход воды ГЭС равен ее естественному притоку. Период регулирования может составлять сутки, недели и месяцы. Во время паводков, чтобы уменьшить холостой сброс воды через плотину, ГЭС работают круглосуточно с максимальной рабочей мощностью.

Из-за большого объема строительных работ удельная стоимость ГЭС (руб/МВт) больше, чем у ТЭС, но зато себестоимость вырабатываемой электроэнергии значительно ниже.

В электроэнергетической системе имеются различные дополнительные элементы, предназначенные для регулирования свойств основных элементов: всевозможные устройства автоматики, коммутационные аппараты, компенсирующие устройства, изменяющие сопротивления и проводимости ЛЭП, и т. п. Дополнительные элементы придают электрическим системам качественно новые свойства, повышают надежность работы, облегчают управление, улучшают качество электроэнергии. Совокупность взаимосвязанных основных и дополнительных элементов образует органическое единство — электрические системы.

По мере развития техники, расширения и углубления научных знаний совершенствовались конструкции элементов электроэнергетических систем и улучшались характеристики используемых материалов. Принципы работы элементов электроэнергетических систем основаны на использовании законов электротехники.

Синхронный генератор. Принцип работы синхронного генератора основан на законе электромагнитной индукции Фарадея, который в наиболее общем виде устанавливает, что ЭДС определяется скоростью изменения магнитного потока, пронизывающего контур проводника:

$$e = -d\Phi/dt \quad (6.1)$$

Появление ЭДС при движении проводника в магнитном поле иллюстрируется рис. 6.3.

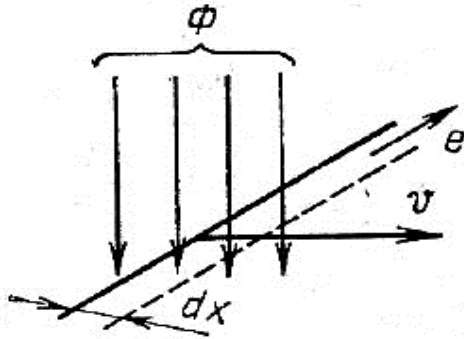


Рис. 6.3. Схема наведения ЭДС в подвижном проводнике

Синхронный генератор переменного тока состоит из неподвижного статора и вращающегося ротора. Обычно ротор выполняется в виде электромагнитов, обмотки которых называются обмотками возбуждения. Эти обмотки получают питание от источника постоянного тока через кольца и щетки. В пазах статора, выполненного из стальных листов, находятся проводники, соединенные между собой последовательно (рис. 6.4).

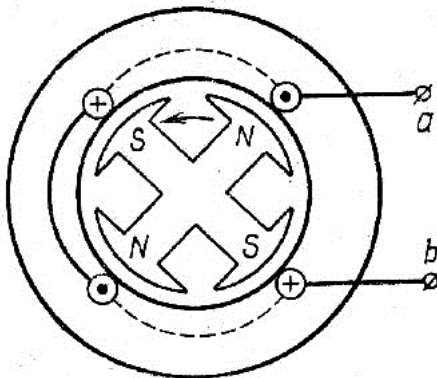


Рис. 6.4. Условная схема синхронного генератора

При вращении ротора в каждом проводнике индуцируется ЭДС:

$$e_1 = B \cdot l \cdot v \quad (6.2)$$

Длина проводника l и угловая скорость ротора генератора v не изменяются, а магнитная индукция B изменяется по значению и направлению. Для получения синусоидальной ЭДС необходимо, чтобы распределение магнитной индукции по окружности было синусоидальным. Так как проводники соединены последовательно, то ЭДС на зажимах ab (рис. 6.5) равна сумме ЭДС, наводимых в каждом проводнике.

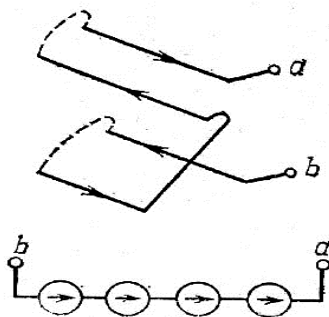


Рис. 6.5. Условное изображение обмоток статора генератора и наведения в них ЭДС

За один оборот ротора в каждом проводнике происходит два полных периода изменения ЭДС (рис. 6.6), так как на роторе расположены две пары полюсов.

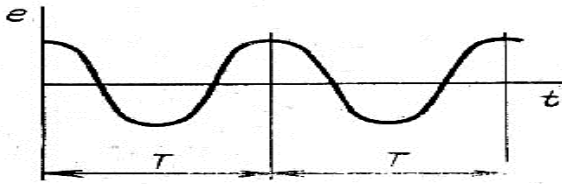


Рис. 6.6. График изменения ЭДС в обмотках статора во времени при повороте ротора генератора

Частота переменного тока f при вращении ротора генератора с частотой n (мин^{-1}) и числе пар полюсов p определяется по формуле:

$$f = p \cdot n / 60. \quad (6.3)$$

Трёхфазный синхронный генератор отличается от однофазного тем, что на статоре его расположены три обмотки; каждая из них сдвинута относительно другой в пространстве на 120° (рис. 6.7, а). мощный синхронный генератор представляет собой сложное сооружение. Общий вид (в разрезе) Красноярского гидроагрегата показан на рис. 6.7, б.

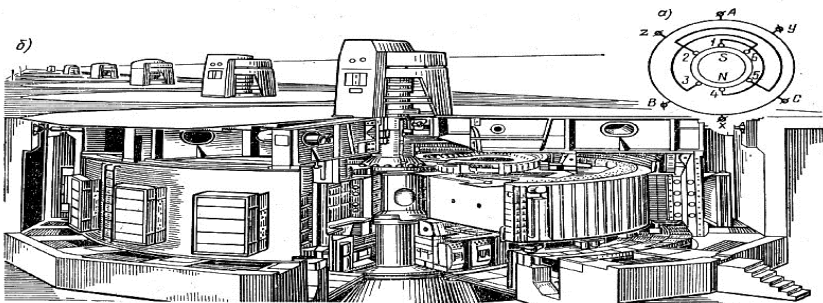


Рис. 6.7. Трёхфазный синхронный генератор:
а – схема; б – общий вид (в разрезе) мощного современного гидроагрегата (Красноярская ГЭС)

В синхронных генераторах переменного тока вращающееся магнитное поле создается вращением электромагнита первичным двигателем (турбиной). Вращающееся магнитное поле можно получить также при протекании переменных синусоидальных токов, сдвинутых по фазе на 90° , в катушках, расположенных в пространстве под углом 90° (рис. 6.8).

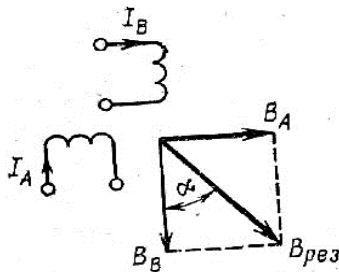


Рис. 6.8. Схема получения вращающегося магнитного поля

Предположим, что в катушках А и В протекают токи:

$$I_A = I_m \sin \omega t ; \quad (6.4)$$

$$I_B = I_m \sin(\omega t + 90^\circ) . \quad (6.5)$$

Значение магнитных индукций полей, создаваемых токами, также будут сдвинуты по фазе на 90° :

$$B_A = B_m \sin \omega t ; \quad (6.6)$$

$$B_B = B_m \cos \omega t . \quad (6.7)$$

Значение индукции результирующего магнитного поля, образованного двумя переменными полями, оказывается постоянным:

$$B_{\text{рез}} = \sqrt{B_A^2 + B_B^2} = B_m \sqrt{\sin^2 \omega t + \cos^2 \omega t} = B_m \quad (6.8).$$

Результирующее магнитное поле с вертикальной осью образует переменный угол α . Действительно:

$$\begin{aligned} \operatorname{tg} \alpha &= B_A / B_B = \sin \omega t / \cos \omega t = \operatorname{tg} \omega t ; \quad (6.9) \\ \alpha &= \omega t , \end{aligned}$$

т.е. результирующее магнитное поле вращается с угловой скоростью $\omega = 2\pi f$. За 1 с поле совершает f оборотов, за 1 мин – $f \cdot 60$. При стандартной частоте тока 50 Гц поле вращается с частотой $50 \cdot 60 = 3000 \text{ мин}^{-1}$.

Синхронный двигатель. Обмотками статора в двигателе создается вращающееся магнитное поле, которое для наглядности можно рассматривать в виде вращающегося магнита. Подвижный ротор выполняется как постоянный магнит у малых двигателей. При совпадении осей магнитных полей статора и ротора (рис. 6.9, а) двигатель не развивает вращающего момента. Если ось магнитного поля ротора смещается на угол δ (рис. 6.9, б), то в соответствии с правилом Фарадея силовые линии магнитного поля стремятся сократиться по длине и вызывают появление вращающего момента.

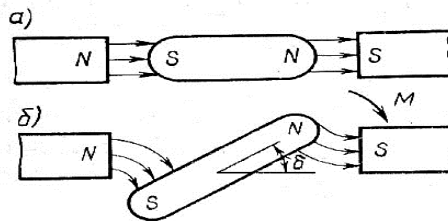


Рис. 6.9. Пояснение принципа работы синхронного двигателя: а и б – совпадение и несовпадение магнитных полей статора и ротора соответственно

Асинхронный двигатель. В конструктивном отношении асинхронный двигатель представляет собой неподвижный статор, в обмотках которого трехфазным током создается вращающееся магнитное поле, и подвижный ротор, выполненный из электропроводящего материала. На роторе обычно располагаются замкнутые обмотки. При вращении магнитного поля (рис. 6.10) подвижный проводящий диск (или цилиндр) также вращается, увлекаясь магнитным полем.

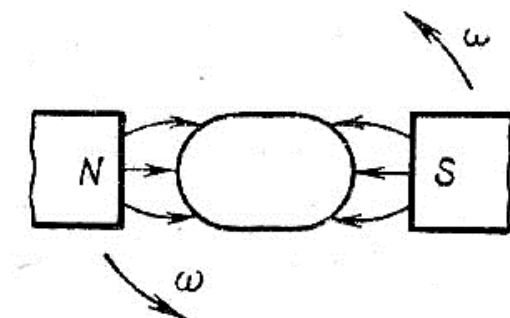


Рис. 6.10. Пояснение принципа работы асинхронного двигателя

Такой опыт был проделан знаменитым французским физиком к астрономом Араго. Вращающий момент в двигателе возникает при взаимодействии наведенных токов ротора и магнитного поля статора. Токи в роторе протекают под действием ЭДС, которые появляются при пересечении магнитным полем статора замкнутых проводящих контуров ротора в соответствии с законом электромагнитной индукции. Следовательно, для работы асинхронного двигателя необходимо, чтобы угловые скорости ротора и магнитного поля статора были различны. Относительная разность между этими скоростями называется скольжением:

$$s = (\omega_{\text{ст}} - \omega_{\text{рот}}) / \omega_{\text{ст}} \quad (6.10)$$

Вращающий момент, развиваемый ротором, зависит от скольжения (рис. 6.11). При одинаковых угловых скоростях полей статора и ротора ($s = 0$) ЭДС в роторе не индуцируется, следовательно, токи в нем отсутствуют и вращающий электромагнитный момент равен нулю.

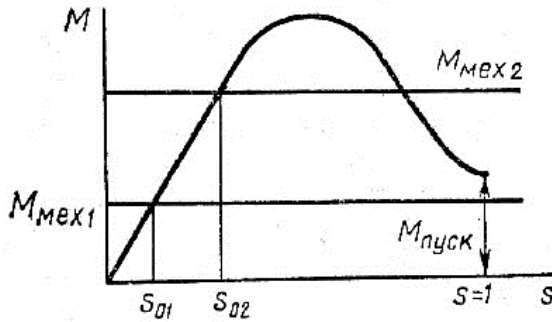


Рис. 6.11. Характеристика вращающего момента асинхронного двигателя

При неподвижном роторе ($s = 1$) двигатель должен развивать пусковой момент $M_{\text{пуск}}$, больший механического $M_{\text{мех1}}$ для того, чтобы быть запущенным в работу.

Динамическое равновесие, при котором угловая скорость ротора двигателя постоянна, определяется равенством тормозного механического и вращающего электромагнитного моментов. При увеличении механического момента (до значения $M_{\text{мех2}}$) уменьшается частота вращения ротора асинхронного двигателя (скольжение увеличивается от s_{01} до s_{02}).

Трансформаторы. Широкое распространение переменного тока в электроэнергетике обусловлено

возможностью получения наиболее простых конструкций электрических машин, работа которых основывается на наведении ЭДС переменным магнитным потоком. Еще одно преимущество переменного тока — простота преобразования напряжения, что важно для передачи электрической энергии на расстояние. Изменение напряжения и тока производится в трансформаторах.

Простейший трансформатор состоит из стального магнитопровода, на котором расположены две обмотки с различными числами витков w_1 и w_2 (рис. 6.12).

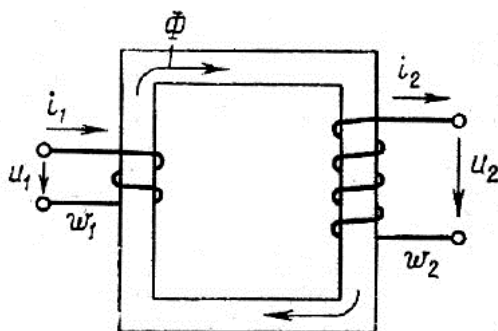


Рис. 6.12. Схема трансформатора

Изменяющийся в сердечнике магнитный поток наводит в катушках ЭДС, значения которых пропорциональны числам витков:

$$e_1 = -\omega_1 d\Phi/dt ; \quad e_2 = -\omega_2 d\Phi/dt .$$

На рис. 6.13 показан внешний вид современного силового трансформатора.

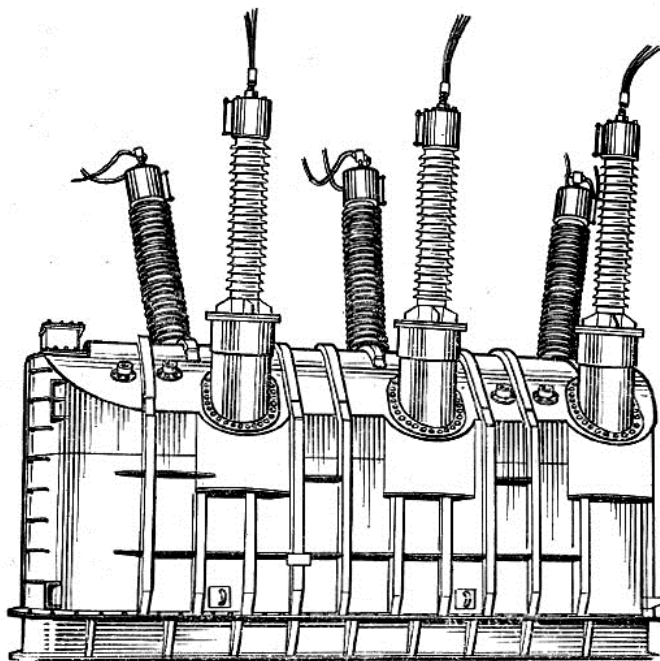


Рис. 6.13. Общий вид современного мощного трехфазного трансформатора

Если напряжение на выводах вторичной обмотки увеличить, например, в 100 раз, то во столько же раз уменьшится значение тока.

Линии электропередачи. По конструктивному выполнению ЛЭП подразделяются на воздушные и кабельные. Металлические провода воздушных линий подвешиваются к опорам через изоляторы, имеющие специальные зажимы (рис. 6.14).

Опоры выполняются деревянными, металлическими и железобетонными в зависимости от назначения линии, используемого напряжения, экономических соображений и т. п.

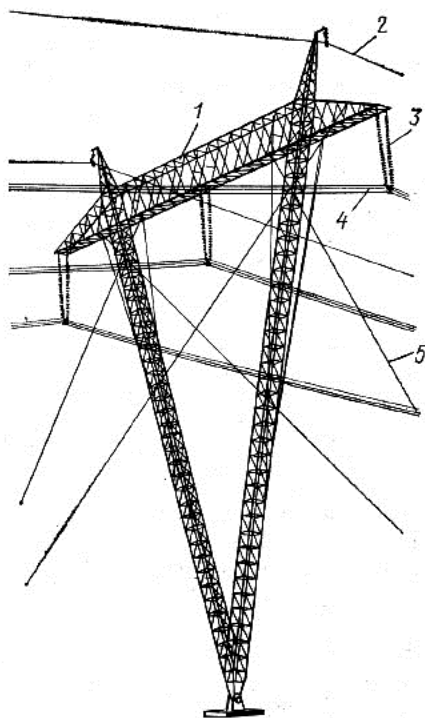


Рис. 6.14. Воздушная линия электропередачи:
1 – металлическая опора; 2 – грозозащитный трос;
3 – изоляторы;
4 – расщеплённые провода; 5 – растяжки

Некоторые конструкции опор предназначены для поддержания проводов; они воспринимают только вертикальные нагрузки веса проводов и называются промежуточными. Существуют конструкции опор, воспринимающие горизонтальные нагрузки натяжения проводов; они называются анкерными. Кроме того, выполняются опоры специального назначения для перевода линии через водные препятствия и горные ущелья, для

изменения направления линии и т. д. На рис. 6.15 приведены характеристики опор различных напряжений: а — общие виды опор разных конструкций; б — их габариты, число изоляторов; в — стоимость передач и электроэнергии.

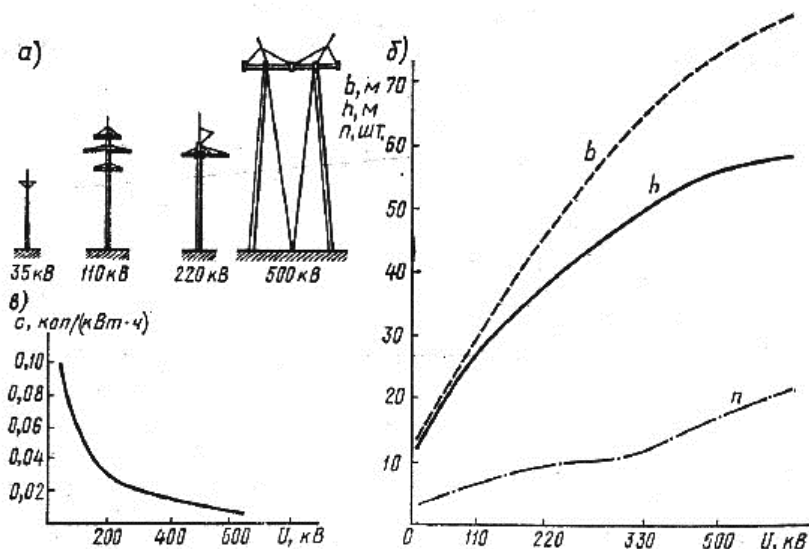


Рис. 6.15. Характеристики опор и линий электропередачи различных напряжений:

a —общий вид опор; *б*—изменение конструктивных характеристик при увеличении номинального напряжения линии (*b* — ширина полосы отчуждения трассы, *h* — высота опоры, *n* — число изоляторов в гирляндах); *в* — зависимость удельной стоимости передачи электроэнергии, от напряжения (*c* — себестоимость передачи электроэнергии)

Рост напряжений электропередачи тесно связан с общим ростом мощности энергетической системы нашей страны, развитием ее промышленности и необходимостью передачи все большей энергии и мощности на все возрастающее расстояние.

На рис. 6.16 показаны ретроспективная (в прошлом), современная и будущая передачи энергии. Здесь же указаны ожидаемые тенденции перехода на новые типы электропередачи.

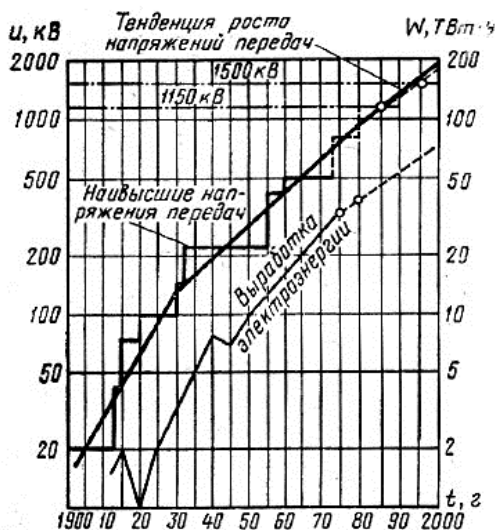


Рис. 6.16. Графики изменения выработки электроэнергии и увеличения наибольшего номинального напряжения ЛЭП

Действительный рост напряжений ЛЭП, как показано на рисунке, происходит ступенями. Там же приведена сглаженная кривая, отражающая основную тенденцию роста напряжений. Предполагается, что повышение напряжения воздушных ЛЭП будет происходить до ограниченных пределов. Сглаженная кривая роста напряжений имеет примерно такую же конфигурацию, как и кривая выработки электроэнергии. Это естественно, так как по мере увеличения выработки электроэнергии появляется необходимость в повышении пропускной способности ЛЭП и увеличении их дальности, что и достигается увеличением напряжения.

На современных воздушных линиях, как правило, применяются сталеалюминиевые провода, состоящие из центральной стальной проволоки и повивов (вокруг нее) алюминиевых проволок. Стальной провод повышает механическую прочность линии, а алюминиевые проволоки обеспечивают хорошую электрическую проводимость. Выполнение проводов многопроволочными улучшает их механическую гибкость и уменьшает проявление поверхностного эффекта по сравнению с одиночными проводами эквивалентного сечения.

Линия передачи с промежуточными и анкерными опорами показана на рис. 6.17.

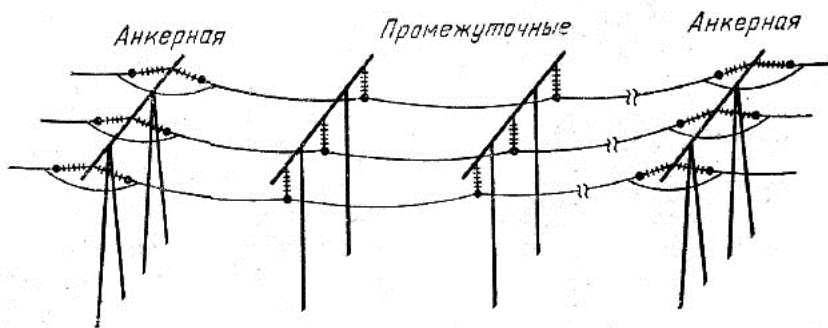


Рис. 6.17. Общий вид воздушной линии электропередачи

Промежуточные опоры легче, а следовательно, и дешевле анкерных; применение промежуточных опор позволяет выполнять линии наиболее экономично. Однако чрезмерно большое число промежуточных опор снижает надежность линии, так как при повреждениях, например обрывах проводов, выходят из строя большие участки линий. Анкерные опоры ограничивают размеры повреждений.

Провода на линиях располагают различно (рис. 6.18).

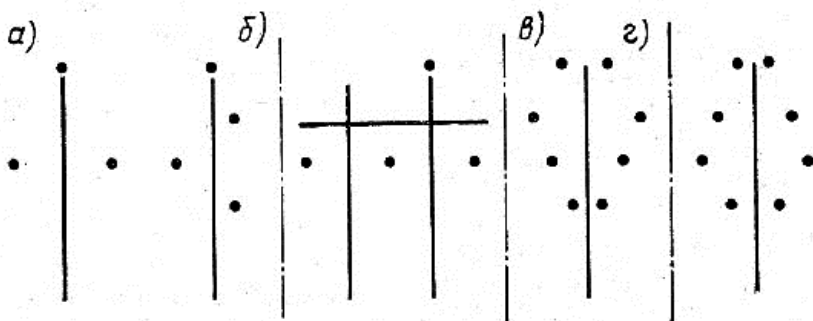


Рис. 6.18. Схемы расположения проводов на опорах:
а – треугольником; *б* – горизонтальное; *в* – обратной елкой;
г – бочкой

При подвеске шести рабочих проводов опоры называются двухцепными. Кроме рабочих проводов, предназначенных для передачи электроэнергии, на опорах подвешивают грозозащитные тросы.

Стоимость сооружения ЛЭП сильно зависит от напряжения и передаваемой мощности. Так, сооружение 1 км линии при 35 кВ стоит 4 — 20 тыс. руб., при 110 кВ — 5 — 30, при 220 кВ — 14 — 35 и при 500 кВ — 40 — 70 тыс. руб. Себестоимость передачи энергии по ЛЭП изменяется от 0,15 коп. (при 500 кВ) до 0,9 коп. (при 110 кВ) за 1 кВт-ч.

В кабельных линиях изолированные друг от друга провода заключены в защитные оболочки. Обычно кабельные линии прокладывают в земле непосредственно или в специальных кабельных каналах. В настоящее время преобладают воздушные линии переменного тока, хотя наблюдается тенденция к более широкому применению кабельных линий, которые, однако, значительно дороже воздушных. Так, 1 км кабельной маслонаполненной линии при напряжении 110 кВ стоит от 200 до 350 тыс. руб., при напряжении 220 кВ — от 300 до 600 тыс. руб., стоимость

возрастает с увеличением сечения жил кабеля (от 150 до 800 мм²) и особенно при использовании более высокого давления масла в кабеле.

При отключении ЛЭП между контактами выключателя возникает мощная электрическая дуга, для гашения которой используются специальные устройства. Процесс отключения линий должен проходить как можно быстрее, чтобы обеспечить высокую надежность электрических систем, например, при ликвидации аварий. Современные высоковольтные выключатели способны отключать линии за 0,12—0,15 с. В будущем предполагается повысить быстродействие выключателей. На рис. 6.19 показан общий вид высоковольтных воздушных выключателей.

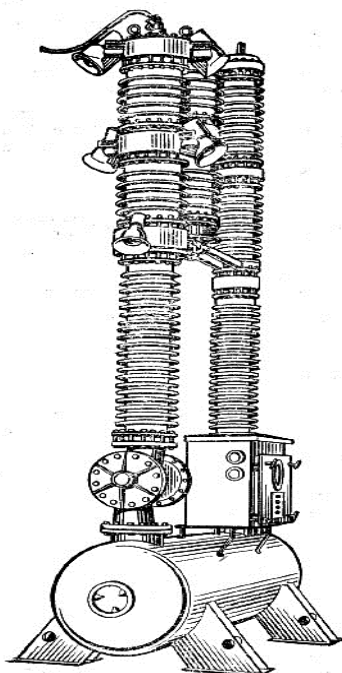


Рис. 6.19. Общий вид высоковольтных воздушных выключателей

6.3. Передача электрической энергии на расстояние

Необходимость сооружения ЛЭП объясняется выработкой электроэнергии в основном на крупных электростанциях, удаленных от потребителей — относительно мелких приемников, распределенных на обширных территориях.

Электростанции размещаются с учетом совокупного влияния большого числа факторов: наличия энергоресурсов; их видов и запасов; возможности транспортировки; перспектив потребления энергии в том или ином районе т. п. Передача электрической энергии на расстояние дает ряд преимуществ, позволяя:

- применять отдаленные источники энергии;
- уменьшать суммарную резервную мощность генераторов;
- попользовать расхождение времени в разных географических широтах, при котором не совпадают максимумы расположенных в них нагрузок;
- более полно использовать мощности ГЭС;
- увеличивать надежность электроснабжения потребителей и т. д.

Линии, предназначенные для распределения электроэнергии между отдельными потребителями в некотором районе и для связи энергосистем, могут выполняться как на большие, так и на малые расстояния и предназначаться для передачи различных мощностей. Для дальних передач большое значение имеет пропускная способность, т. е. та наибольшая мощность, которую можно передавать по ЛЭП-с учетом всех ограничивающих факторов.

Линии электропередач относятся к категории ответственных сооружений, надежная работа которых обеспечивается применением различных компенсирующих

устройств и установок автоматического регулирования и управления.

Для воздушных ЛЭП переменного тока можно приближенно считать, что та максимальная мощность, которую они могут передать, примерно пропорциональна квадрату напряжения и обратно пропорциональна длине передачи. Стоимость сооружения также приближенно можно принять пропорциональной напряжению. Поэтому в развитии передач электрической энергии на расстояние наблюдается тенденция к увеличению напряжения как к основному средству повышения пропускной способности. Со времени создания первых ЛЭП напряжение повышалось в 1,5—2 раза примерно каждые 10—15 лет. Рост напряжения давал возможность увеличивать протяженности ЛЭП и передаваемые мощности. Так, в 20-е годы нашего столетия электроэнергия передавалась на максимальные расстояния примерно 100 км, к 30-м годам эти расстояния увеличились до 400 км, а в 60-е годы длина ЛЭП достигла 1000—1200 км (например, электропередача Волгоград — Москва). Планируется сооружение еще более мощных и дальних ЛЭП (на расстояния нескольких тысяч километров), что потребует повышения напряжения до 1000—1200 кВ для линий переменного тока и до 750—1200 кВ для линий постоянного тока.

Повышение пропускной способности ЛЭП достигается в основном за счет увеличения напряжения, однако существенное значение имеет также изменение конструкции ЛЭП, введение различных дополнительных компенсирующих устройств, при которых влияние параметров, ограничивающих передаваемую мощность, оказывается уменьшенным. Например, на ЛЭП напряжением 330 кВ и выше расщепляют провода в каждой фазе на несколько электрически связанных между собой проводников, при этом существенно улучшаются параметры линий (уменьшается ее реактивное сопротивление);

применяют так называемую последовательную компенсацию - включение в линию конденсаторов и т. д.

Возможности дальнейшего повышения предельных мощностей требуют увеличения напряжений и изменения конструкции ЛЭП. Они связаны с общим техническим прогрессом, в частности с успехами в полупроводниковой технике, созданием совершенных материалов, разработкой новых видов передачи энергии.

При сооружении ЛЭП постоянного тока, имеющих большие предельные мощности, необходимо осуществлять прямое преобразование переменного тока в постоянный в начале линии и обратное преобразование постоянного тока в переменный в конце линии, что вызывает определенные трудности технического и экономического характера.

В последнее время большое внимание уделяется созданию новых ЛЭП с полностью измененной конструкцией, более компактных и в то же время с большой пропускной способностью. Так, «закрытые» экспериментальные ЛЭП выполняются в виде замкнутых конструкций, заполненных электроизолирующим газом, с расположенными внутри проводами высокого напряжения (примерно 500 кВ). Опытные «закрытые» ЛЭП имеют пока худшие экономические показатели по сравнению с обычными открытыми передачами.

Существует принципиальная возможность беспроводной ЛЭП, передающей энергию с помощью электромагнитных волн и ш высокочастотных колебаний, направляемых по волноводам. Однако практическая реализация этих ЛЭП в промышленности в настоящее время неприемлема из-за низкой их эффективности.

В ближайшее время достаточно перспективными могут быть новые сверхпроводящие линии с охлаждением их проводников азотом. Однако возможности применения таких линий ограничиваются конструкцией проводящих жил

кабелей, которые в настоящее время предполагается выполнять керамическими.

Альтернативой передачи на расстояние электрической энергии переменным и постоянным токами от ТЭС к потребителям служит перевозка топлива. Сравнительный анализ возможных вариантов энергоснабжения потребителей показывает, что уголь высокой калорийности (более 4000 ккал/кг) обычно целесообразно перевозить по железной дороге (при условии существования ее). Во многих случаях при использовании на электростанции природного газа и нефти оказывается предпочтительной передача их по трубопроводам (рис. 6.20).

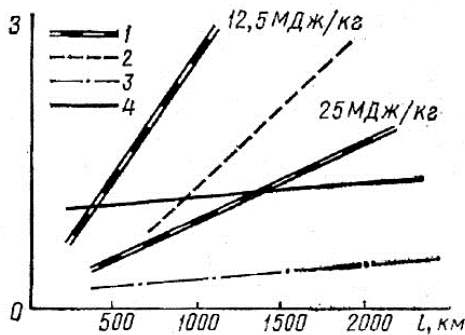


Рис. 6.20. Характеристики различных способов передачи энергии на расстояние:

- 3 - расчетные затраты; l - расстояние; l - перевозка топлива по двухколейной железной дороге; 2 - перекачка газа по газопроводу; 3 - перекачка нефти по нефтепроводу;
- 4 - электропередача от станций, работающих на дешевом угле

При выборе способа передачи энергии на расстояние необходимо учитывать большой комплекс вопросов, таких, как усиление электрической системы при сооружении электропередачи, электроснабжение потребителей,

расположенных вблизи линий, увеличение загрузки железных дорог и т. д.

Анализируя развитие энергосистем в ряде стран, можно выделить две основные тенденции:

1) приближение электрических станций к центрам потребления в тех случаях, когда, на территории, охватываемой объединенной энергосистемой, нет дешевых источников энергии или когда источники уже использованы;

2) сооружение электростанций вблизи дешевых источников энергии и передача электроэнергии к центрам ее потребления:

Электропередачи, нефтепроводы и газопроводы образуют Единую систему энергоснабжения страны. Системы электро-, нефте- и газоснабжающие должны конструироваться, сооружаться и эксплуатироваться в определенной координации между собой, образуя ЕЭС.

6.4. Преимущества объединения энергетических систем

На первой стадии развития электроэнергетика представляла собой совокупность отдельных электростанций, каждая из которых через собственную сеть передавала электроэнергию к потребителям, не связанным между собой. В дальнейшем стали создаваться энергетические системы, в которых электрические станции соединялись электрическими сетями и включались на параллельную работу. Отдельные энергетические системы в свою очередь также объединялись, образуя более крупные энергетические системы. Тенденция к образованию по возможности наиболее крупных энергетических объединений проявляется практически во всех странах.

В настоящее время создана ЕЭС европейской части СССР. В ближайшее время с помощью мощных ЛЭП

предполагается установить достаточно сильные связи с объединенными системами Сибири и Средней Азии. ЕЭС европейской части СССР соединена линиями электропередачи с объединенной энергосистемой социалистических стран. Это энергетическое объединение, получившее название «Мир» (с диспетчерским центром в Праге), имеет связи и с системами западноевропейских капиталистических стран (Италия, Австрия). Энергосистемы всех стран Западной Европы, включая Англию и Скандинавские страны, связаны между собой линиями электропередачи. Электростанции США также соединены линиями электропередачи со станциями Канады и Мексики.

Общее стремление к объединению энергетических систем вызвано огромными преимуществами крупных систем по сравнению с отдельными станциями. Создание объединенных энергетических систем позволяет:

1. Уменьшить суммарную установленную мощность электростанций.

Большая совокупность потребителей электрической энергии характеризуется графиком нагрузки $P = f(t)$ (рис. 6.21). Максимум суммарной нагрузки P_m энергосистемы меньше, чем сумма максимумов нагрузок отдельных потребителей.

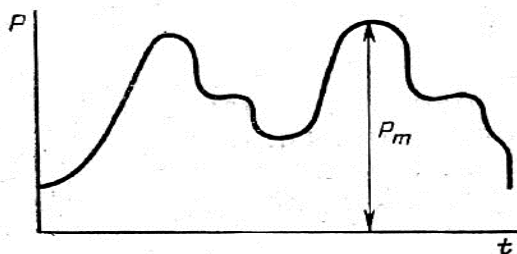


Рис. 6.21. Примерный вид графика нагрузки потребителей электроэнергии по времени

Это объясняется несовпадением отдельных максимумов из-за различных условий работы потребителей. В энергетических системах, охватывающих обширные географические районы, несовпадение максимумов вызвано расположением нагрузок в различных часовых поясах. Например, объединение потребителей, размещенных в европейской и сибирской частях страны, позволит получить более равномерный суммарный график нагрузки по сравнению с графиком нагрузок отдельных потребителей (рис. 6.22).

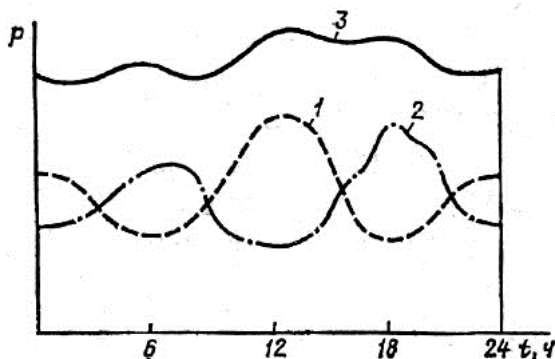


Рис. 6.22. Графики совмещенных нагрузок потребителей, расположенных в разных часовых поясах:
1, 2 – графики нагрузок отдельных подсистем;
3 – график нагрузки объединенной системы

Установленная мощность электростанций в системе должна быть достаточной для покрытия максимальных нагрузок потребителей. Кроме того, исходя из требований, предъявляемых к надежности работы систем, должна быть предусмотрена резервная мощность генераторов. При параллельной работе электрических станций резервную мощность можно уменьшить. Покажем это на примере.

Пусть две электростанции, каждая из которых имеет по четыре агрегата, работают изолированно. Тогда одна станция вырабатывает электроэнергию, используя $3/4$ установленной мощности, так как один агрегат находится в резерве. При соединении двух электростанций общей сетью используется $7/8$ установленной мощности. В первом случае необходимая резервная мощность составляет 25%, во втором случае она в 2 раза меньше — 12,5%.

2. Более полно использовать гидроэнергетические ресурсы.

Расход воды в реке колеблется в больших пределах. Для надежного снабжения электроэнергией потребителей мощность ГЭС (при изолированной ее работе) выбирают исходя из обеспеченного расхода воды, который приходится принимать достаточно малым. При этом в случае больших расходов (например, во время паводков) часть воды приходится сбрасывать, не направляя в турбины.

Рассмотрим преимущества объединения ТЭС с ГЭС на примере. Пусть мощности каждой станции равны по 100 МВт. Каждая станция вырабатывает энергию для своего района, причем станции работают изолированно. Мощности нагрузок в каждом районе равны по 100 МВт. Потребности в электроэнергии за сутки у потребителей каждого района составляют по 1600 МВт-ч. Предположим, что по расходу воды ГЭС за сутки может выработать только 1200 МВт-ч. Следовательно, дефицит электроэнергии в районе с ГЭС составит 400 МВт-ч. При этом ТЭС за сутки может выработать 2400 МВт-ч, т. е. в районе с ТЭС могут быть дополнительно использованы 800 МВт-ч. При объединении на параллельную работу ТЭС и ГЭС можно, заставив ТЭС вырабатывать 2000 МВт-ч электроэнергии, полностью удовлетворить спрос всех потребителей. ГЭС более пригодны для покрытия пиковой части графиков суммарной нагрузки энергосистем (рис. 6.23).

3. Повысить экономичность выработки электроэнергии.

Вследствие неравномерности графиков нагрузок изолированные станции должны работать в течение некоторого времени с недогрузкой, т. е. в неэкономичном режиме. В энергосистемах при провалах нагрузки часть станций можно отключить, а для оставшихся можно обеспечить наиболее экономичные режимы работы. Кроме того, различные станции имеют неодинаковые экономические показатели выработки электроэнергии. Поэтому с возрастанием нагрузки в системе стремятся в первую очередь увеличить выработку электроэнергии на станциях с лучшими экономическими показателями.

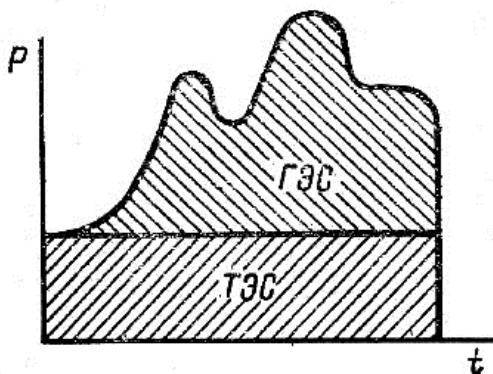


Рис. 6.23. Области целесообразных режимов работы ТЭС и ГЭС

4. Увеличить единичные мощности агрегатов.

С возрастанием мощностей агрегатов $P <$ улучшаются их технические характеристики и снижается удельная стоимость с выработки электроэнергии (рис. 6.24).

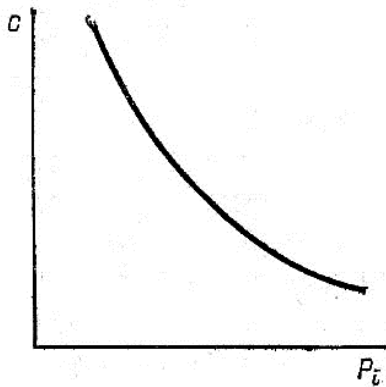


Рис. 6.24. Зависимость удельной стоимости выработки электроэнергии от мощности агрегата

5. Повысить надежность электроснабжения потребителей.

Отдельные элементы энергетической системы (генераторы, трансформаторы, ЛЭП и т. д.) в результате аварий могут выходить из строя. В этих случаях часть потребителей теряет питание. В схеме, показанной на рис. 6.25, при возникновении трехфазного короткого замыкания на ЛЭП полностью прекращается подача электроэнергии потребителям.

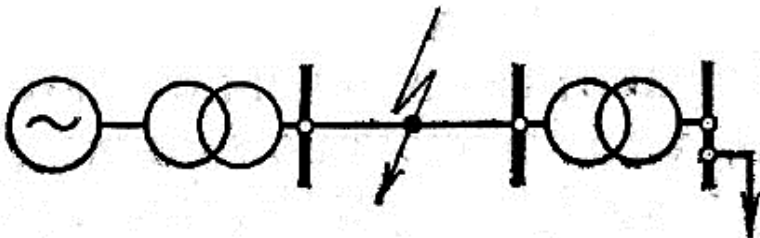


Рис. 6.25. Схема прекращения подачи электроэнергии потребителям при трёхфазном коротком замыкании

Надежность энергетической системы оценивается вероятностными показателями, так как отказы оборудования появляются под действием случайных факторов. С одной стороны, повышение надежности электроснабжения сопровождается увеличением стоимости систем, а с другой — недостаточная надежность приводит к ущербам от недоотпуска электроэнергии потребителям. Поэтому целесообразные показатели надежности электрических систем должны устанавливаться с учетом этих факторов.

Применение устройств релейной защиты и автоматики является эффективным средством повышения надежности. Релейной защитой называется система устройств, которые производят отключение поврежденных элементов или частей систем и локализацию аварий. К числу автоматических устройств относятся устройства автоматического повторного включения (АПВ) и автоматического ввода резерва (АВР). Устройства АПВ предназначены для ликвидации «переходящих» повреждений, например коротких замыканий. При появлении дугового короткого замыкания (рис. 6.26) устройством АПВ создается бестоковая пауза, в течение которой дуга гаснет и восстанавливаются ди электрические свойства воздушного промежутка.

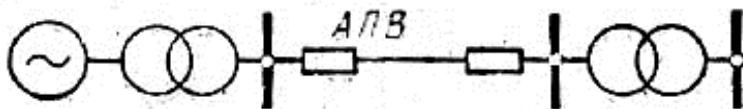


Рис. 6.26. Схема повышения надежности энергоснабжения с помощью АПВ линий

Затем вновь автоматически включается напряжение на ЛЭП, которая может продолжать успешную работу. Принцип работы АВР можно пояснить рис. 6.27.

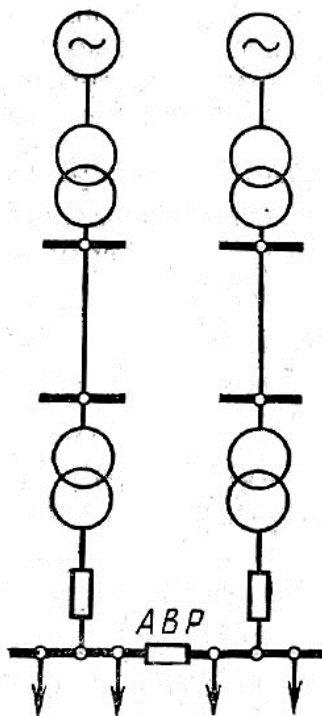


Рис. 6.27. Схема повышения надежности энергоснабжения потребителей с помощью АВР

При повреждении одного из трансформаторов автоматически производится его отключение, а оставшиеся без электроэнергии потребители автоматически подключаются к исправному трансформатору.

6. Повысить качество электроэнергии.

Качество электроэнергии определяется значением напряжения, формой кривой напряжения и тока, симметрией векторов напряжений трехфазной системы и частотой.

Напряжение вдоль нагруженной ЛЭП меняется из-за потерь в сопротивлениях. В простейшем случае напряжение в конце ЛЭП постоянного тока (рис. 6.28) связано с напряжением в начале зависимостью

$$U_2 = U_1 - Ir \quad (6.11)$$

где U_1, U_2 — напряжения в начале и конце линии; I — ток, протекающий по линии;

r — сопротивление линии.

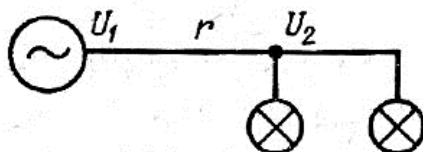


Рис. 6.28. Схема уменьшения напряжения у потребителей из-за потери в линии

Форма кривой напряжения (тока) должна быть синусоидальной (рис. 6.29). Искажение формы означает ухудшение качества электроэнергии.

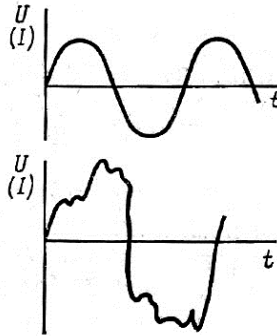


Рис. 6.29. Графики нормальной и искаженной форм кривой напряжения (тока)

В трехфазной системе векторы напряжений (токов) должны быть симметричны, т. е. равны по модулю и сдвинуты относительно друг друга на 120° (рис. 6.30).

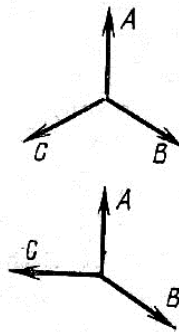


Рис. 6.30. Векторы напряжений (токов) в трёхфазной системе с нормальной и нарушенной симметрией

Существуют различные способы улучшения качества электроэнергии. Так, улучшения напряжения у потребителей можно достигнуть регулированием ЭДС синхронного генератора (рис. 6.31). Изменяя с помощью автоматического регулятора ток в обмотке возбуждения, можно получать различные ЭДС генератора, так как при этом будут различны индукции магнитного поля, пронизывающего обмотки статора.

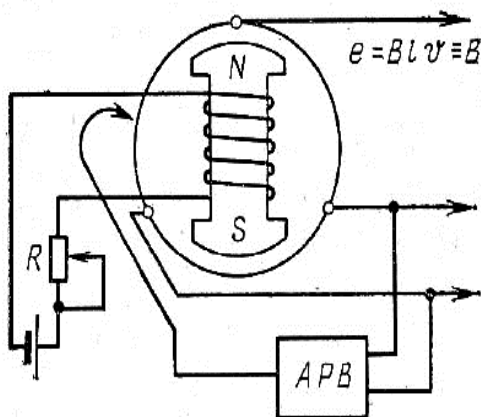


Рис. 6.31. Схема регулирования напряжения генератора изменением тока возбуждения

Напряжение можно регулировать и непосредственно у потребителей, изменяя (при изменении нагрузки) коэффициент трансформации $K = U_2/U_1$ трансформаторов (рис. 6.32).

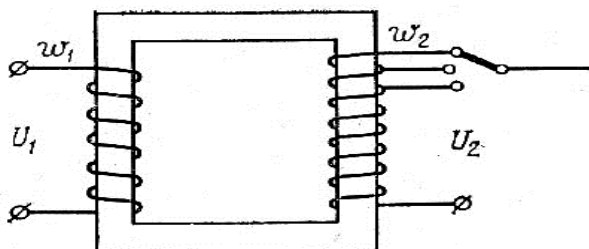


Рис. 6.32. Схема регулирования напряжения изменением коэффициента трансформации трансформатора

Каждый потребитель электроэнергии рассчитывается для работы при определенном номинальном напряжении. При отклонениях напряжения, подводимого к потребителю, от номинального показатели его работы изменяются — ухудшаются. Так, например, при снижении напряжения уменьшается производительность электрических печей и удлиняется время плавки; у асинхронных двигателей уменьшается вращающий момент, следовательно, снижаются скорость и производительность механизмов; при уменьшении напряжения на 10% световой поток ламп накаливания снижается на 30%, а при повышении на то же значение срок службы ламп укорачивается в 3 раза.

Отклонение частоты в основном приводит к ухудшению работы потребителей. Особенно чувствительны к изменениям частоты рабочие механизмы с «вентиляторным» моментом, так как их производительность пропорциональна квадрату частоты. Частота тока и напряжения в электрической системе определяется частотой вращения ротора генератора, а следовательно, и турбины. При увеличении нагрузки системы электрическая энергия кратковременно вырабатывается преобразованием кинетической энергии вращающихся масс, что сопровождается уменьшением частоты. Если в системе имеется резервная мощность агрегатов, то частота вновь

увеличивается до нормальной автоматическими регуляторами. Регулятор частоты воздействует на изменение вращающего момента первичного двигателя — турбины, меняя впуск энергоносителя в турбину (рис. 6.33):

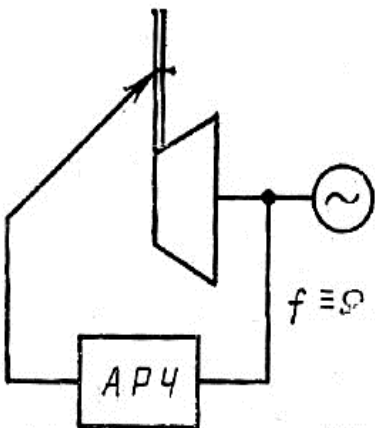


Рис. 6.33. Схема регулирования частоты переменного тока

ГЛАВА 7. СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

7.1. Напряжения в системах электроснабжения

Принимая во внимание, что основные источники энергии (КЭС, ТЭЦ, АЭС, ГЭС) удалены на значительные расстояния от потребителей электроэнергии, приходится использовать более высокое напряжение. Чем длиннее линия передачи, тем выгоднее применять большее значение напряжения. Например, в высоковольтной линии передачи Волжская ГЭС - Москва используют напряжение в 500 кВ. Между тем генераторы переменного тока строят на напряжения, не превышающие 16-20 кВ, так как более высокое напряжение потребовало бы принятия более сложных специальных мер для изоляции обмоток и других частей генераторов. Поэтому на крупных электростанциях ставят повышающие трансформаторы. Потери мощности при этом невелики.

Для непосредственного использования электроэнергии в двигателях электропривода станков, в осветительной сети и для других целей напряжение на концах линии нужно понизить. Это достигается с помощью понижающих трансформаторов. Причем обычно понижение напряжения и соответственно увеличение силы тока происходит в несколько этапов. На каждом этапе напряжение становится все меньше, а территория, охватываемая электрической сетью, все шире.

В связи с этим рациональное построение системы электроснабжения наряду с выбором схемы питания, определением целесообразной мощности и числа силовых трансформаторов, определением местоположения главной понизительной (распределительной) подстанции во многом зависит от значения выбранного напряжения.

Найти рациональное напряжение для системы электроснабжения потребителей электроэнергии означает

определить тот уровень стандартного напряжения, при котором система электроснабжения имеет минимально возможные годовые приведенные затраты. Этим минимальным годовым затратам одновременно должны соответствовать и минимально возможные затраты материальных ценностей: количество цветного металла, оборудования и тому подобное.

Капитальные затраты K необходимые на электропередачу от источников питания к приемникам электроэнергии, зависят в основном от передаваемой мощности S и расстояния между источником питания и потребителем. Величина капитальных затрат на сооружение системы электроснабжения включает в себя следующие составляющие:

$$K = K_{\text{л}} + K_{\text{об}} + K_{\text{д.в.}} \quad (7.1)$$

где $K_{\text{л}} = K_{\text{л0}} \cdot l$ — капитальные затраты на сооружение воздушных или кабельных линий;

$K_{\text{л0}}$ — стоимость сооружения 1 км линии;

l — длина линии, км;

$K_{\text{об}}$ — капитальные затраты на установку оборудования (выключатели, разъединители, отделители, короткозамкватели, измерительные трансформаторы, реакторы, шины, разрядники, силовые трансформаторы и т. п.);

$K_{\text{д.в.}}$ — дополнительные капитальные вложения в источники электроэнергии на покрытие потерь мощности в системах электроснабжения.

Капитальные затраты в общем случае изменяются по кривой $K = f(U)$ и имеют минимум при определенном значении напряжения, которое можно назвать рациональным напряжением по капитальным затратам и обозначить $U_{\text{рац.к.}}$. На рис. 7.1, а показан общий характер кривых $K = f(U)$, которые построены при условии, что расчетная мощность и длина

линий постоянны ($S_p = \text{const}$; $l = \text{const}$), а также при неизменяющейся схеме питания. Величина $U_{\text{рац.к.}}$ равна U_A .

Эксплуатационные расходы складываются из стоимости потерь электрической энергии $C_{\text{п}}$, амортизационных отчислений C_a и стоимости содержания эксплуатационного персонала $C_{\text{оп}}$:

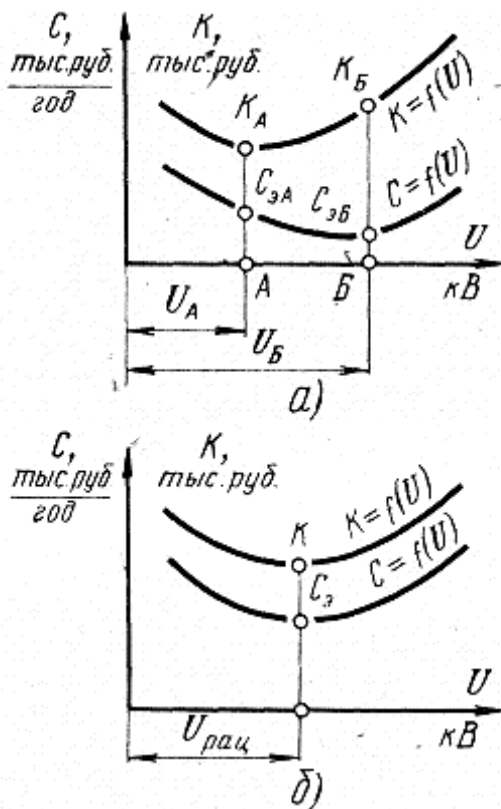


Рис.7.1. Кривые зависимости капитальных затрат и эксплуатационных расходов от напряжения

$$C_э = C_п + C_а + C_{оп}, \quad (7.2)$$

Эксплуатационные расходы изменяются (при соблюдении тех же условий) по некоторой кривой $C_э = f_1(U)$ и имеют минимум при напряжении, которое можно назвать рациональным напряжением по эксплуатационным расходам, которое обозначим $U_{рац.э}$

На рис. 7.1, *а* значение $U_{рац.э}$ равно U_B . Как правило, точка *Б* находится правее точки *А*, т. е. $U_{рац.э}$ обычно выше, чем $U_{рац.к.}$. При использовании стандартных напряжений 6, 10, 20, 35, 110 кВ может оказаться, что $U_{рац.к.} \approx U_{рац.э}$ (рис. 7.1, *б*). Такие случаи при расчетах систем электроснабжения могут иметь место.

Если пользоваться данными капитальных затрат и ежегодных эксплуатационных расходов, то для определения рационального напряжения данной системы удобнее пользоваться формулой приведенных годовых затрат, особенно когда число вариантов больше двух

$$З = C_э + 0,12К \quad (7.3)$$

На рис. 7.2 представлена зависимость приведенных годовых затрат от напряжения, которую можно описать несколькими методами, используя интерполяционные полиномы. В зависимости от постановки вопроса для практических вычислений можно использовать полиномы Ньютона, Лагранжа, Бесселя, Стирлинга и др. В данном случае удобно воспользоваться методикой Лагранжа или Ньютона.

Вопросу нахождения значения рационального напряжения аналитическим путем за рубежом уделяют большое внимание, по результатам проведенных работ в зарубежной практике предложены следующие выражения для нахождения рационального напряжения.

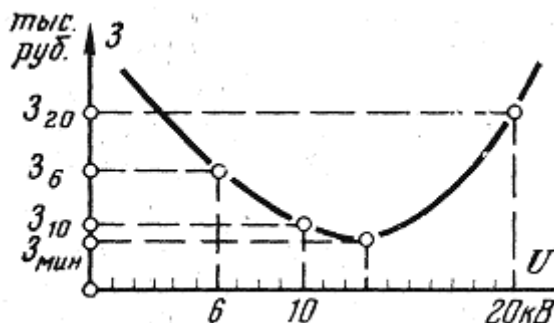


Рис. 7.2. Кривая зависимости приведенных годовых затрат от напряжения

Инженер Вейкерт (Германия) предложил определять рациональное напряжение (кВ) по формуле

$$U = 3\sqrt{S} + 0,5 \cdot \ell, \quad (7.4)$$

где S — передаваемая мощность, тыс. кВА; ℓ — расстояние, км..

В американской практике применяется формула Стилла

$$U = 4,34\sqrt{\ell + 16P}, \quad (7.5)$$

где P — передаваемая мощность, тыс. кВт; ℓ — расстояние, км.

Формула Стилла была преобразована С. Н. Никогосовым и приведена к более удобному виду

$$U = 16 \cdot \sqrt[4]{P \cdot \ell}. \quad (7.6)$$

По справочникам шведских инженеров

$$U = 17 \sqrt{\frac{\ell}{16} + P}, \quad (7.7)$$

где P — передаваемая мощность, кВт; ℓ — расстояние, км.

Формулы (7.5) и (7.7) практически совпадают. Расчеты, проведенные по ним, показали, что они не дают противоречивых результатов.

Для экономии затрат труда по определению рационального напряжения отечественными учеными были выполнены многочисленные расчеты, в которых нагрузка, потребляемая предприятиями, изменялась в пределах 1000 - 100000 кВА, расстояние от источника питания до предприятия 1-100 км, стоимость электрической энергии 0,4 - 1,1 условных единиц (у.е.)/(кВтч).

Схемы были заданы без трансформации и с трансформацией напряжения в конце питающих линий. Линии принимались воздушные и кабельные. На основании этих расчетов для сроков окупаемости 7-8 лет составлены приводимые ниже номограммы, которые позволяют приблизительно определить рациональное стандартное напряжение (рис. 7.3). Зная это напряжение, можно взять для расчетов еще два ближайших стандартных напряжения (одно выше, другое ниже) и получить, таким образом, три точки, по которым можно определить точное значение нестандартного рационального напряжения.

На рис. 7.3 приведена номограмма для приближенного определения рационального напряжения систем электроснабжения промышленных предприятий в зависимости от передаваемой мощности СП, длины питающих линий, схемы питания, кон структурвного выполнения линий и стоимости электрической энергии С0.

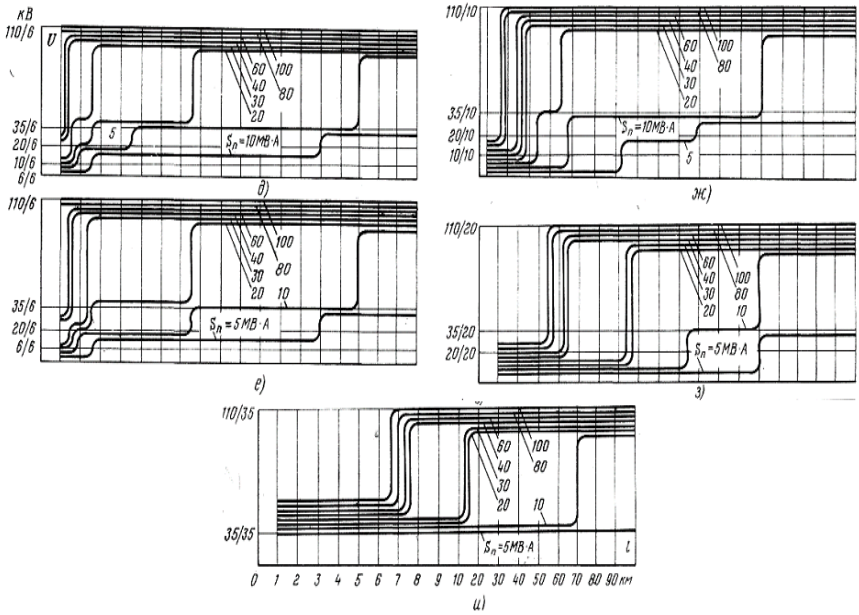


Рис. 7.3. Номограмма для приближенного определения рационального напряжения

На рис. 7.3, д- $C_0 = 0,8$ у.е./(кВтч); е- $C_0 = 0,4$ у.е./(кВтч); ж, з, и- $C_0 = 1$ у.е./(кВтч); д, е-с трансформацией на 6 кВ; ж- то же на 10 кВ; з-то же на 20 кВ; и-то же на 35 кВ.

Как следует из сказанного выше выбор напряжения в системах электроснабжения в каждом конкретном случае зависит от передаваемой мощности и от расстояния источника питания до потребителя. Шкалы напряжений, используемые в России напряжения (6, 10, 20, 35, 110, 220, 300, 500, 750 кВ и т.д.) характерны и для других стран.

Питание электроэнергией крупных промышленных и транспортных предприятий и городского хозяйства осуществляется на напряжениях 110 и 220 кВ, а особо крупных и энергоёмких 330 и 500 кВ.

Рекомендации по выбору напряжения в электрических сетях. Поскольку каждая трансформация вызывает потери электроэнергии до 35 % и более всего трансформируемого потока электроэнергии, то схемы систем электроснабжения строят, исходя из принципа максимально возможного приближения источника электроэнергии высшего напряжения к электроустановкам потребителей с минимальным количеством ступеней промежуточной трансформации.

Распределение энергии на первых ступенях выполняется на напряжении 110 или 220 кВ. Напряжение 110 кВ применяется чаще, т.к. в этом случае легче разместить воздушные линии электропередачи на застроенных территориях предприятий и городов. Распределение энергии между потребителями при напряжении 220 кВ целесообразно тогда, когда это напряжение является также и питающим.

С целью сокращения числа трансформаций применяют глубокие вводы (35/220 кВ) кабельных и воздушных линий электропередачи. Схема ввода кабельных радиальных линий непосредственно в трансформатор подстанции является простейшей, наиболее компактной и надёжной. При использовании глубоких вводов возможно применение компактных, полностью закрытых ячеек КРУЭ (комплектных распределительных устройств с элегазовым наполнением) на напряжение 110 кВ.

Напряжение 35 кВ используют в питающих и распределительных сетях промышленных предприятий средней мощности, в небольших и средних городах и в сельских электрических сетях, а также для питания на крупных предприятиях мощных электроприёмников: электропечей, выпрямительных установок и т. п.

Напряжение 20 кВ используется сравнительно редко для развития сетей, имеющих это напряжение; оно может оказаться целесообразным в районах с небольшой плотностью

электрических нагрузок, а также в больших городах и на крупных предприятиях при наличии ТЭЦ с генераторным напряжением 20 кВ.

Напряжения 10 и 6 кВ применяют при распределении электроэнергии (на различных ступенях электроснабжения) на промышленных предприятиях, в городах и др. Эти напряжения пригодны также для питания объектов небольшой мощности, недалеко отстоящих от источника питания. В большинстве случаев целесообразно использование напряжения 10 кВ в качестве основного.

Краткие выводы. В связи с тем, что производство электроэнергии происходит при генераторном напряжении 6...20 кВ, передача ее от электростанций на крупные районные подстанции осуществляется при напряжении 110...750 кВ; предприятия промышленности питаются напряжением 35...220 кВ, а потребители электроэнергии на предприятиях и в быту - напряжением 6 (10) кВ и 380/220 В; на пути электроэнергии от производителя к потребителям происходит тричетыре трансформации напряжения. Поэтому мощность трансформаторов в электрической системе в несколько раз больше, чем генераторов или приемников электроэнергии.

7.2. Графики нагрузок электроустановок

Режим потребления электроэнергии может быть представлен графиком нагрузки - зависимостью активной, реактивной или полной мощностей от времени. Различают суточные графики для разных дней недели и разных периодов года (зимний, летний, весенний, осенний), а также годовые графики. Суточные графики нагрузки представляют собой непрерывные кривые зависимости $P(t)$, $Q(t)$ или $S(t)$. Однако при проектировании электроустановок, разного рода расчета, непрерывные графики обычно заменяют приближенными ступенчатыми графиками (рис. 7.4, а, б). Характерными

величинами (показателями) суточного графика являются: максимальная суточная нагрузка P_{\max} ; минимальная дневная $P_{\text{дн},\min}$ и минимальная ночная P_{\min} нагрузки; средняя суточная нагрузка $P_{\text{ср},\text{сут}} = A_{\text{сут}}/24$; коэффициент заполнения графика $K_{\text{зп},\text{сут}} = P_{\text{ср},\text{сут}}/P_{\max}$ коэффициент неравномерности нагрузки или отношение $K_{\text{нр}} = P_{\min}/P_{\max}$.

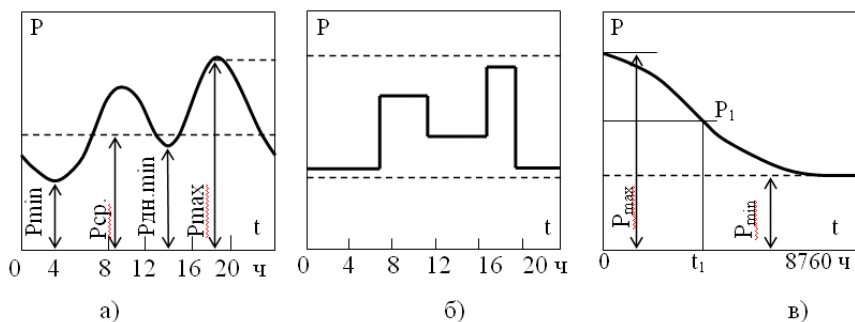


Рис. 7.4. Графики активной нагрузки потребителей:
 а – суточный непрерывный; б – суточный ступенчатый;
 в – годовой по продолжительности

Годовые графики (рис. 7.4, в) строят по характерным суточным графикам для зимних, весенне-осенних и летних дней. При этом координаты этих графиков располагают вдоль оси абсцисс от 0 до 8760 часов, в порядке их значений. При таком построении графика абсцисса t_1 , соответствующая ординате P_1 , указывает время в часах, в течении которого нагрузка принимает или равна P_1 . Такие графики называют графиками, построенными по продолжительности.

Площадь суточного или годового графика соответствует в некотором масштабе электроэнергии A , потребленной в течение суток или года.

Коэффициенты графиков нагрузки.

Коэффициент заполнения или плотность заполнения

недельного графика суточного электропотребления характеризуется:

$$K_{\text{нед}} = P_{\text{ср,нед}} / P_{\text{ср,сут}} \quad (7.8)$$

Плотность месячного графика недельного электропотребления характеризуется коэффициентом межнедельной неравномерности:

$$P_{\text{мес,нед}} = P_{\text{ср,мес}} / P_{\text{ср,нед}} \quad (7.9)$$

Плотность годового графика месячного электропотребления определяется коэффициентом:

$$K_{\text{год}} = P_{\text{ср,год}} / P_{\text{ср,мес}} \quad (7.10)$$

Коэффициент летнего снижения максимальных нагрузок:

$$K_{\text{л}} = P_{\text{мах,л}} / P_{\text{мах,з}} \quad (7.11)$$

Коэффициент годового роста нагрузки:

$$K_{\text{р}} = P_{\text{мах,год}} / P_{\text{мах,1}} \geq 1, \quad (7.12)$$

где $P_{\text{мах,1}}$ – максимальная нагрузка на начало года (январь).

Коэффициент использования:

$$K_{и} = \frac{P_{ср}}{P_{ном}} = \frac{\sum_{i=1}^n K_{н, i}}{\sum_{i=1}^n P_{н, i}} \quad (7.13)$$

Коэффициент включения:

$$K_{в} = \frac{t_{в}}{T_{ц}} = \frac{t_{р} + t_{х}}{t_{р} + t_{х} + t_{о}}, \quad (7.14)$$

где $t_{р}$, $t_{х}$, $t_{о}$ – цикл времени работы, холостого хода, паузы, соответственно.

Коэффициент загрузки:

$$K_{з} = \frac{1}{P_{ном}} \cdot \frac{1}{t_{в}} \int_0^{T_{а}} P dt = \frac{P_{ср}}{P_{ном}} \cdot \frac{T_{ц}}{t_{в}} \quad (7.15)$$

Коэффициент максимума:

$$K_{макс} = \frac{P_{расч}}{P_{ср}} \quad (7.16)$$

Коэффициент заполнения графика нагрузки:

$$K_{зап} = \frac{P_{ср}}{P_{макс}} \quad (7.17)$$

Коэффициент спроса по активной мощности:

$$K_{спр} = \frac{P_{потр}}{P_{ном}} \quad (7.18)$$

Коэффициент формы графика нагрузок:

$$K_{\phi} = \frac{S_{\text{ср, кв}}}{S_{\text{ср}}} \quad (7.19)$$

Время использования максимума:

$$T_{\text{макс}} = \int_0^{8760} P_{\text{расч}} / P \quad (7.20)$$

Назначение графиков нагрузок

Графики нагрузки предназначены для:

- определения времени пуска и остановки агрегатов, включения и отключения трансформаторов;
- определения количества выработанной (потребленной) электроэнергии;
- ведения экономичного режима работы электроустановок;
- планирования ремонтов электроустановок;
- проектирования и модернизации электроустановок.

Пути регулирования графиков нагрузок

- подключение сезонных потребителей (орошение, торфоразработки и т.д.);
- подключение нагрузки ночью (насосные, аккумулярующие станции);
- увеличение числа рабочих смен;
- смещение начала смен;
- разнос выходных дней;
- оплата как за активную, так и за реактивную энергию;
- уменьшение перетоков реактивной мощности по

сети;

- объединение электростанций в энергосистемы.

7.3. Потери мощности и электроэнергии в электрических сетях

Электрические сети выполняются воздушными и кабельными линиями электропередачи. Воздушные линии сооружаются на деревянных (до 35 кВ), металлических или железобетонных опорах. Используются одноцепные и двухцепные опоры с грозозащитными тросами. Последние заземляются наглухо, либо через искровые промежутки. Расстояние между проводами, а также проводами и заземленными частями зависит от уровня напряжения сети, расстояния между опорами и от климатических условий (гололед, ветер) на трассе линий. Типовые конструкции опор воздушных линий приведены на рис. 7.5.

Кабельные линии выполняются как из одиночных кабелей, так и из пучков кабелей.

Наибольшее распространение имеют кабельные линии 6–10 кВ, реже 35 кВ. Кабельные линии 110 и 220 кВ не получили пока широкого применения, что в основном объясняется значительно большей стоимостью кабельных линий по сравнению с воздушными (6–35 кВ – в 2–3 раза, а 110кВ – в 5–8 раз).

Кабели (6–10) кВ обычно имеют поясную изоляцию (рис. 7.6,а), а кабели (20–35) кВ – отдельно освинцованные жилы, (рис. 7.6,б). Изоляция жил и поясная изоляция выполняются из пропитанной компаундом кабельной бумаги. Прослойки заполняются джутовым наполнителем.

Фазная или поясная оболочка кабелей, препятствующая проникновению влаги и воздуха, изготавливается из свинца или алюминия, внешняя броня — из стальной ленты. Снаружи

кабели имеют джутовый покров.

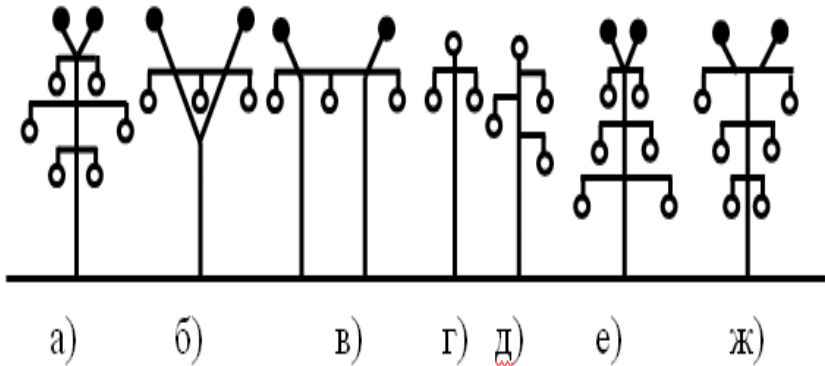


Рис. 7.5. Типовые конструкции воздушных линий электропередачи:

- а – одностоечная, двухцепная, типа “бочка”;
- б, г, д – одностоечная, одноцепная;
- в – двухстоечная, одноцепная;
- е - одностоечная, двухцепная, типа “елка”;
- ж - одностоечная, двухцепная, типа “перевернутая елка”

Алюминиевые жилы кабелей до 35 мм^2 включительно изготавливают однопроволочными, $50\text{--}240 \text{ мм}^2$ – однопроволочными или многопроволочными, $300\text{--}800 \text{ мм}^2$ – многопроволочными.

Нулевая жила или жила защитного заземления, как правило, имеет сечение, уменьшенное по сравнению с основными жилами.

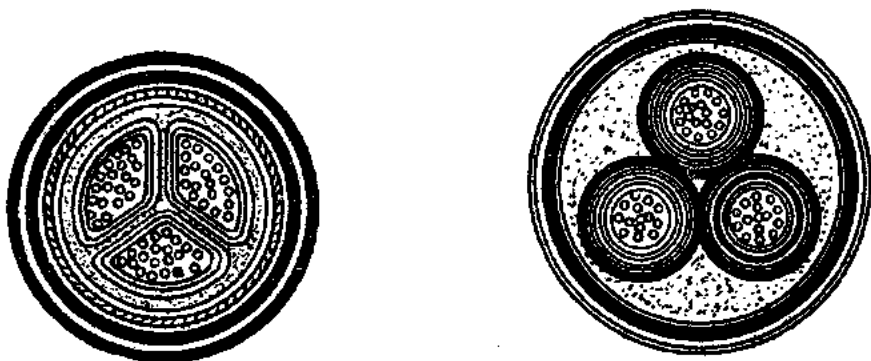


Рис. 7.6. Конструкции силовых кабелей 6-35 кВ:
а – кабель 6-10 кВ с поясной изоляцией;
б – кабель 35 кВ с отдельно свинцованными жилами

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

При напряжениях более 70 кВ кабели с вязкой пропиткой не могут быть использованы.

Кабели на напряжение 110 кВ выполняются маслonaполненными или газонаполненными. При этом давление масла в кабелях составляет (1—15) ата, а газа (3—15) ата.

Потери мощности и электроэнергии

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

трансформаторах:

$$\begin{aligned} \Delta P &= \Delta P_{л} + \Delta P_{м}; \\ \Delta Q &= \Delta Q_{л} + \Delta Q_{м}; \\ \Delta A &= \Delta A_{л} + \Delta A_{м}. \end{aligned} \quad (7.21)$$

Рассмотрим отдельно потери мощности и энергии в линиях и трансформаторах.

Потери мощности в линиях электропередачи.

Рассмотрим линию электропередачи с сосредоточенной нагрузкой на конце (рис. 7.7).

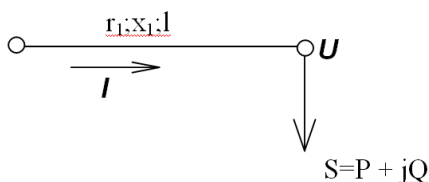


Рис. 7.7. Радиальная линия с нагрузкой на конце

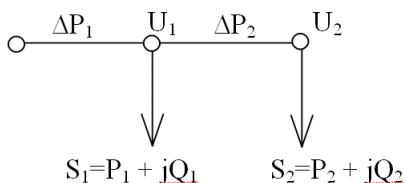


Рис. 7.8. Радиальная линия с несколькими нагрузками

Если известна длина линии l , то ее активное и реактивное сопротивления составляют:

$$\begin{aligned} R &= r_l; \\ X &= x_l, \end{aligned} \quad (7.22)$$

при этом

$$\Delta P_{\text{л}} = 3I^2 R = \frac{S^2}{U^2} R = 3(I_a^2 + I_p^2) R = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R \quad (7.23)$$

и

$$\Delta Q_{\text{л}} = 3I^2 X = \frac{S^2}{U^2} X = 3(I_a^2 + I_p^2) X = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} X. \quad (7.24)$$

Для линий с несколькими сосредоточенными нагрузками (рис. 7.8) методика определения потерь активной и реактивной мощности аналогична вышеприведенной:

$$\begin{aligned} \Delta P_{\text{л}} &= \Delta P_2 + \Delta P_1 = \frac{S_2^2}{U_2^2} R_2 + \frac{(S_2 + S_1 + \Delta S_2)^2}{U_1^2} R_1 \approx \\ &\approx \left(\frac{S_2}{U_{\text{ном}}} \right)^2 R_2 + \left(\frac{S_2 + S_1 + \Delta S_2}{U_{\text{ном}}} \right)^2 R_1. \end{aligned} \quad (7.25)$$

Для линий с равномерно распределенной нагрузкой (рис. 7.9)

$$\Delta P_{\text{л}} = \int_0^{l_{\Sigma}} 3I^2(l) r dl = 3 \int_0^{l_{\Sigma}} \left(\frac{I_{\Sigma} l}{l_{\Sigma}} \right)^2 r dl = \left(\frac{3I_{\Sigma}^2 r}{l_{\Sigma}^2} \right) \int_0^{l_{\Sigma}} l^2 dl = \left(\frac{3I_{\Sigma}^2 r l_{\Sigma}^3}{l_{\Sigma}^2 \cdot 3} \right) = I_{\Sigma}^2 r l_{\Sigma} = I_{\Sigma}^2 R, \quad (7.26)$$

т. е. потери в 3 раза меньше, чем в линии с сосредоточенной нагрузкой на конце.

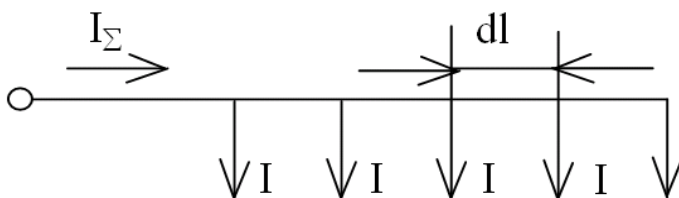


Рис. 7.9. Радиальная линия с равномерно распределенной нагрузкой

Потери мощности в трансформаторах и автотрансформаторах

Пусть известны паспортные данные трансформаторов: $\Delta P_{кз}$; ΔP_{xx} ; I_{xx} ; $U_{кз}$.

Для мощных силовых трансформаторов

$$\begin{aligned}\Delta P_{м, ном} &= \Delta P_{кз}; \\ \Delta P_c &= \Delta P_{xx}; \\ \Delta Q_{м, ном} &\approx (U_k (\%) S_{ном}) \cdot 100; \\ \Delta Q_c &\approx (I_{xx} (\%) S_{ном}) \cdot 100.\end{aligned}\tag{7.27}$$

Потери в стали зависят от величины напряжения, но не зависят от нагрузки трансформатора, а потери в меди прямо пропорциональны квадрату нагрузки:

$$\begin{aligned}\Delta P_m &= \Delta P_{м, ном} (S/S_{ном})^2 = (S^2/U^2) R_m; \\ \Delta Q_m &= \Delta Q_{м, ном} (S/S_{ном})^2 = (S^2/U^2) X_m.\end{aligned}\tag{7.28}$$

Для n одинаковых, параллельно включенных трансформаторов

$$\Delta P_n = \Delta P_c n + 1/n \Delta P_{м, ном} (S/S_{ном})^2,\tag{7.29}$$

где S - суммарная нагрузка всех трансформаторов;

$S_{ном}$ - номинальная мощность одного трансформатора.

Потери мощности в автотрансформаторах при условии, что $S_{нн, ном} = r_{выг} S_{ном}$, определяются по выражению:

$$\Delta P_{\text{ат}} = \Delta P_{\text{с}} + \Delta P_{\text{м,вн}} (S_{\text{вн}}/S_{\text{ном}})^2 + \Delta P_{\text{м,сн}} (S_{\text{сн}}/S_{\text{ном}})^2 + \Delta P_{\text{м,нн}} (S_{\text{нн}}/S_{\text{ном}})^2, \quad (7.30)$$

где потери в отдельных обмотках отнесены к номинальной (проходной) мощности автотрансформатора:

$$\begin{aligned} \Delta P_{\text{м,вн}} &= 0,5[\Delta P_{\text{в-с}} + (\Delta P_{\text{в-с}}/r_{\text{выг}}^2 - \Delta P_{\text{в-с}}/r_{\text{выг}}^2)]; \\ \Delta P_{\text{м,сн}} &= 0,5[\Delta P_{\text{в-с}} + (\Delta P_{\text{с-н}}/r_{\text{выг}}^2 - \Delta P_{\text{в-н}}/r_{\text{выг}}^2)]; \\ \Delta P_{\text{м,нн}} &= 0,5 + [(\Delta P_{\text{с-н}}/r_{\text{выг}}^2 + \Delta P_{\text{в-н}}/r_{\text{выг}}^2) - \Delta P_{\text{в-с}}]. \end{aligned} \quad (7.31)$$

В общем случае, когда:

$$S_{\text{нн,ном}} \neq r_{\text{выг}} S_{\text{ном}},$$

$$\begin{aligned} \Delta P_{\text{м,вн}} &= 0,5[\Delta P_{\text{в-с}} + (\Delta P_{\text{в-с}} S_{\text{ном}}^2/S_{\text{нн,ном}}^2 - \Delta P_{\text{в-с}} S_{\text{ном}}^2/S_{\text{нн,ном}}^2)]; \\ \Delta P_{\text{м,сн}} &= 0,5[\Delta P_{\text{в-с}} + (\Delta P_{\text{с-н}} S_{\text{ном}}^2/S_{\text{нн,ном}}^2 - \Delta P_{\text{в-н}} S_{\text{ном}}^2/S_{\text{нн,ном}}^2)]; \\ \Delta P_{\text{м,нн}} &= 0,5 + [(\Delta P_{\text{с-н}} S_{\text{ном}}^2/S_{\text{нн,ном}}^2 + \Delta P_{\text{в-н}} S_{\text{ном}}^2/S_{\text{нн,ном}}^2) - \Delta P_{\text{в-с}}]. \end{aligned} \quad (7.32)$$

Потери энергии в линиях

Потери в линиях можно определить или через среднеквадратичный ток $I_{\text{ср,кв}}$ или через время наибольших потерь τ :

$$\Delta A_{\text{л}} = \int_0^t \Delta P_{\text{л}}(t) dt = \int_0^t 3I^2(t) R dt = 3I_{\text{ср,кв}}^2 R t = 3I_{\text{макс}}^2 R t. \quad (7.33)$$

Обычно известен график $P(t)$ (рис. 7.10). По этому графику, зная $\cos\varphi(t)$, можно построить графики $I(t)$ и $I^2(t)$ (рис. 7.11) и определить среднеквадратичный ток:

$$I_{\text{ср, кв}} = \sqrt{\frac{I_1^2 t_1 + I_2^2 t_2 + \dots + I_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}}. \quad (7.34)$$

При многоступенчатых графиках и при перспективном проектировании нахождение $I_{\text{ср, кв}}$ затруднено. Можно определять потери по максимальному току и времени наибольших потерь. Применительно к двухступенчатому графику нагрузки график $\tau = f(T_{\text{МАКС}})$ при разных $\cos\varphi$, представлен на рис. 7.12.

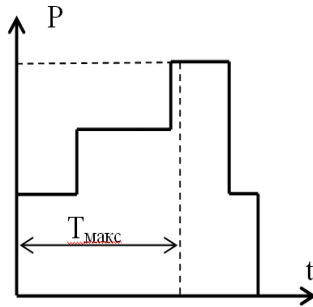


Рис. 7.10. График активной нагрузки линии

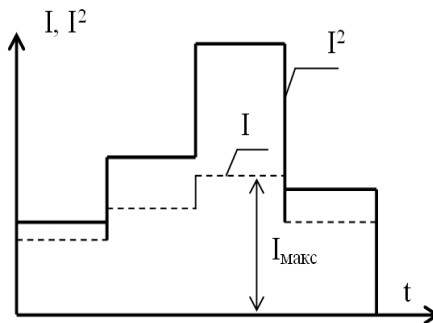


Рис. 7.11. Графики тока и квадратичного тока

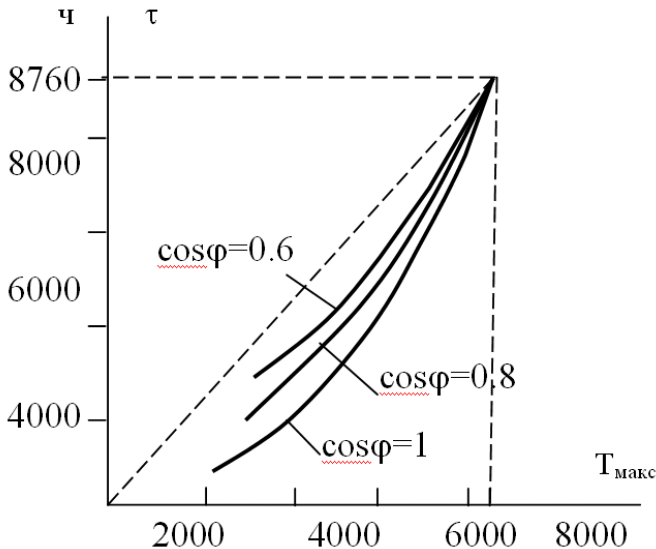


Рис. 7.12. График времени наибольших потерь

Потери энергии в трансформаторах и автотрансформаторах

Потери энергии в трансформаторах определяются по выражению:

$$\Delta A_m = \Delta P_t t + \Delta P_{м,ном} [(S_1/S_{ном})^2 t_1 + (S_2/S_{ном})^2 t_2 + \dots + (S_n/S_{ном})^2 t_n] = (7.35)$$

$$= \Delta P_t + \Delta P_{м,ном} (S_{макс}/S_{ном})^2 \tau,$$

$$t = t_1 + t_2 + \dots + t_n;$$

S_1, S_2, \dots, S_n - нагрузки трансформатора в соответствующие периоды времени.

При n одинаковых параллельно включенных трансформаторах

$$\Delta A_m = n_1 \Delta P_c t_1 + n_2 \Delta P_c t_2 + \dots + 1/\eta \Delta P_{M,НОМ} (S_{1,макс}/S_{НОМ})^2 \tau_1 + \quad (7.36)$$

$$+ 1/\eta \Delta P_{M,НОМ} (S_{2,макс}/S_{НОМ})^2 \tau_2 + \dots,$$

где $n_1; \tau_1$ и $n_2; \tau_2$ - соответственно число включенных трансформаторов и время наибольших потерь для отрезков времени t_1, t_2 .

Потери энергии в автотрансформаторах определяются по выражению:

$$\Delta A = \Delta P_c t_1 + \Delta P_{M,ВН} (S_{ВН,макс}/S_{НОМ})^2 \tau_{ВН} + \Delta P_{M,СН} (S_{СН,макс}/S_{НОМ})^2 \tau_{СН} + \quad (7.37)$$

$$+ \Delta P_{M,НН} (S_{НН,макс}/S_{НОМ})^2 \tau_{НН}$$

ГЛАВА 8. КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И СПОСОБЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ

8.1. Качественные показатели электроэнергии

8.1.1. Понятие о качестве электроэнергии

Под качеством электроэнергии понимают степень соответствия напряжения и частоты нормированным значениям.

Стандарт (ГОСТ Р 54149-2010) на качество электроэнергии для сетей трехфазного и однофазного переменного тока нормирует нижеследующие величины.

Отклонение напряжения характеризуется показателем – установившееся отклонение напряжения δU_y

$$\delta U_y = U - U_{\text{ном}} \quad (8.1)$$

или в процентах

$$\delta U_y = \frac{U - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% . \quad (8.2)$$

Нормально допустимые и предельно допустимые значения δU_y на выводах приемников электрической энергии равна соответственно $\pm 5\%$ и $\pm 10\%$ от номинального напряжения электрической сети.

Колебания напряжения характеризуется следующими показателями:

- размах изменения напряжения δU_k
- доза фликера.

$$\delta U_t = U_{\text{макс}} - U_{\text{мин}} \quad (8.3)$$

или в процентах

$$\delta U_t = \frac{U_{\text{макс}} - U_{\text{мин}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% \quad (8.4)$$

Предельно допустимые значения суммы установившегося отклонения напряжения δU_y и размах изменения напряжения δU_t в точках присоединения к электрическим сетям 0,38 кВ равно 10% от номинального напряжения.

Несинусоидальность напряжения характеризуется коэффициентом несинусоидальности, равным

$$K_{\text{н, син}} = \frac{U_{\gamma \Sigma}}{U_1} \cdot 100\%; \quad (8.5)$$

$$U_{\gamma \Sigma} = \sqrt{\sum_{\gamma=2}^{\infty} U_{\gamma}^2},$$

где U_{γ} - амплитуда γ - й гармонической составляющей напряжения;

U_1 - амплитуда напряжения основной частоты.

Нормально допустимое и предельное допустимое значения $k_{\text{н, син}} = (2 - 12)\%$, в зависимости от величины номинального напряжения.

Несимметрия напряжения характеризуется следующими показателями:

- коэффициентом несимметрии напряжений по обратной последовательности

$$K_{2н} = \frac{U_2}{U_{ном}} \cdot 100\%; \quad (8.6)$$

- коэффициентом несимметрии напряжений по нулевой последовательности

$$K_{0н} = \frac{U_0}{U_n} \cdot 100\%. \quad (8.7)$$

Нормально допустимое и предельно допустимые значения коэффициента несимметрии равны 2,0% и 4,0% соответственно.

Отклонение частоты напряжения переменного тока характеризуется показателем отклонения частоты.

Нормально допустимое и предельно допустимое значения отклонения частоты равны $\pm 0,2$ и $\pm 0,4$ Гц соответственно.

Провал напряжения – характеризуется временем предельно допустимого значения провала напряжения в сетях до 20 кВ, равным 30с.

Временное перенапряжение характеризуется показателем коэффициента временного перенапряжения, который зависит от рабочего напряжения.

Импульс напряжения характеризуется показателем импульсного напряжения, величина которого определяется допустимым уровнем перенапряжений.

8.1.2. Влияние качества электроэнергии на работу электроприемников

8.1.2.1. Нагревательные приборы, печи сопротивления, сварка

Качество электроэнергии существенно влияет на работу различных электроприемников

Потеря мощности в однофазном приемнике составляет:

$$\Delta P = I^2 R = \frac{U^2}{R}. \quad (8.8)$$

Потеря мощности в трехфазном приемнике

$$\Delta P = 3I^2 R = 3 \left(\frac{U}{\sqrt{3R}} \right)^2 R = \frac{U^2}{R}. \quad (8.9)$$

Как видно из приведенных выражений, потеря мощности пропорциональна квадрату приложенного напряжения. При снижении напряжения эффективность нагревательных элементов резко падает. При электрической сварке снижение напряжения приводит к ухудшению качества сварных швов и увеличению времени технологического процесса. При повышении напряжения увеличивается потребление реактивной мощности сварным агрегатом, особенно при работе на холостом ходу.

8.1.2.2. Лампы накаливания

Световой поток $\Phi_{\text{св}}$ и срок службы лампы T существенно зависят от величины приложенного напряжения, что видно из таблицы. Графики изменения величин даны на рис. 8.1.

Световой поток и срок службы ламп накаливания

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

Люминесцентные лампы при $U = 110\%$ снижают срок службы на 20—25%, а газоразрядные лампы при $U < 80\%$ не зажигаются. Электронно-лучевые трубки при $U < 95\%$ не дают качественного изображения.

Очень чувствительны к отклонениям напряжения и частоты радиостанции, узлы проводной связи, устройства автоматики и т.д.

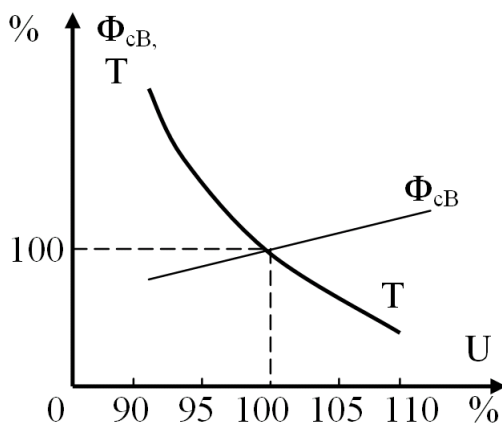


Рис. 8.1. Характеристики ламп накаливания

8.1.2.3. Батареи статических конденсаторов

Выдаваемая конденсаторами реактивная мощность пропорциональна частоте и квадрату приложенного напряжения:

$$Q_k = \frac{U^2}{X_c} = U^2 \omega C = U^2 2\pi f C. \quad (8.10)$$

8.1.2.4. Асинхронные электродвигатели

Для асинхронных двигателей можно принять:

$$U \approx E_{\text{ном}} = 4,44 w_1 f_1 k_\omega \Phi 10^{-8} = A f_1 \Phi \quad (8.11)$$

и

$$U_{\text{ном}} \approx E_{\text{ном}} = 4,44 w_1 f_{1,\text{ном}} k_w \Phi 10^{-8} = A f_{1,\text{ном}} \Phi_{\text{ном}} \quad (8.12)$$

поэтому:

$$U/U_{\text{ном}} = f_1 \Phi / f_{1,\text{ном}} \Phi_{\text{ном}} \quad (8.13)$$

и

$$k_\Phi = \Phi / \Phi_{\text{ном}} = k_U / k_f. \quad (8.14)$$

Рассмотрим некоторые зависимости. Скольжение асинхронного двигателя:

$$s = (n_1 - n_2) / n_1, \quad (8.15)$$

где n_1 – синхронная скорость;

n_2 – скорость вращения ротора.

$$\begin{aligned} n_2 &= n_1(1 - s); \\ f_2 &= sf_1. \end{aligned} \quad (8.16),$$

Электромагнитная мощность, передаваемая через воздушный зазор:

$$P_a = Mn_1 \quad (8.17)$$

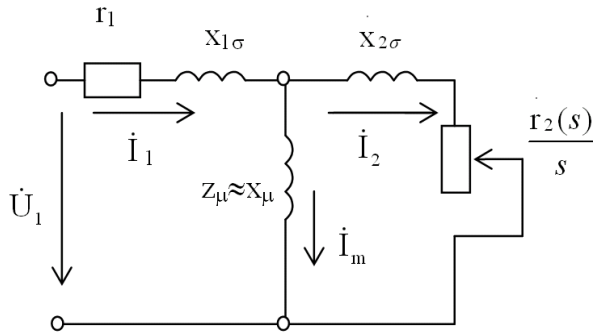


Рис. 8.2. Схема замещения асинхронной машины двигателя

Электромагнитный момент уравнивается тормозным моментом, при этом механическая мощность:

$$P_a = Mn_2 = M(1 - s)n_1 = P_a(1 - s). \quad (8.18)$$

Потери в роторе:

$$\Delta P_2 = P_a - P_2 = sP_a. \quad (8.19)$$

Согласно схемы замещения асинхронной машины (см. рис. 8.2) имеем:

$$P_a = 3 I_2^2 \frac{r_2^2(s)}{s}. \quad (8.20)$$

Из условия

$$\frac{dP_a}{ds} = 0 \quad (8.21)$$

определим $P_{a, \max}$ и соответствующий ей M_{\max} . Они

будут иметь место при $s = s_{кр}^*$.

В дальнейшем воспользуемся приближенными выражениями:

$$P_{a \max} \approx \frac{U^2}{2X_k};$$

$$s_{кр} \approx \frac{r_2}{X_k}; \quad (8.22)$$

$$m = \frac{M}{M_{\text{ном}}} \approx \frac{2b}{\frac{s}{s_{кр}} + \frac{s_{кр}}{s}},$$

где

$$b = \frac{M_{\max}}{M_{\text{ном}}} \quad (8.23)$$

При $s = 1$ пусковой момент:

$$m_n = \frac{M_n}{M_{\text{ном}}} \approx \frac{2b}{\frac{1}{s_{\text{кр}}} + \frac{s_{\text{кр}}}{1}} = \frac{2bs_{\text{кр}}}{1 + s_{\text{кр}}^2} \approx 2bs_{\text{кр}} \quad (8.24)$$

Рассмотрим как изменяются эти величины при изменении U и f :

$$P_{a, \text{ макс}} = P_{a, \text{ макс, ном}} \frac{\kappa_U^2}{\kappa_f} \equiv \frac{\kappa_U^2}{\kappa_f}; \quad (8.25)$$

$$b \equiv \frac{\kappa_U^2}{\kappa_f^2}; \quad (8.26)$$

так как:

$$M \equiv \frac{P_a}{n_1}; \quad (8.27)$$

$$\frac{s_{\text{кр}}}{s_{\text{кр ном}}} = \frac{1}{\kappa_f}; \quad (8.28)$$

очевидно, что при $\kappa_U = \kappa_f$:

$$m_n = \frac{1}{\kappa_f}. \quad (8.29)$$

Изменение моментных характеристик асинхронного двигателя при изменении напряжения и частоты показано соответственно на рис. 8.3 и 8.4,а изменение моментных

характеристик при совместном пропорциональном изменении U и f - на рис. 8.5.

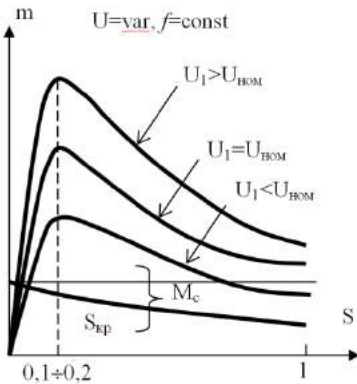


Рис. 8.3. Изменение моментной характеристики асинхронного двигателя при изменении напряжения

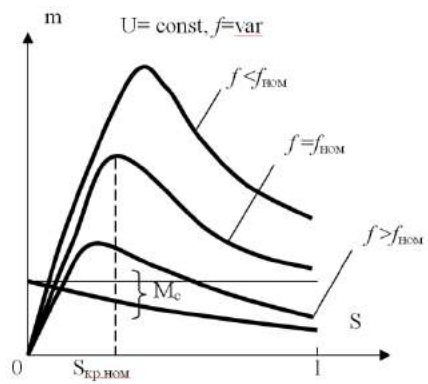


Рис. 8.4. Изменение моментной характеристики асинхронного двигателя при изменении частоты

Из рис. 8.5 следует, что можно получить благоприятные условия пуска двигателя с механизмом при пониженном напряжении и пониженной частоте.

Моменты сопротивления разнотипных механизмов (рис. 8.6) различны.

Для большинства механизмов:

$$m_c = m_{c1} + (m_{c0} - m_{c1})(1-s)^2, \quad (8.30)$$

где m_{c1} — момент сопротивления при $s = 1$;

m_{c0} — тоже при $s = 0$, причем $m_{c0} \approx m_{c,ном}$.

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

$$m_c = m_{c0}[0,15 + 0,85(1-s)^2]. \quad (8.31)$$

Кривые рис. 8.3 и 3.4 наглядно показывают влияние изменения U и f на режим работы двигателя с механизмом.

При этом следует иметь в виду, что производительность механизмов прямо пропорциональна числу оборотов и, следовательно, частоте.

При работе асинхронных двигателей в условиях несинусоидального напряжения возникают добавочные потери мощности, обусловленные высшими временными гармоническими тока в цепях статора и ротора. Добавочные потери, обусловленные током q -й гармоники равны:

$$\Delta P_{qv} = 3I_v^2(r_{1v} + r_{2v}'), \quad (8.32)$$

где r_{1v} и r_{2v}' — соответственно активное сопротивление статора и приведенное сопротивление ротора на частоте v -й гармоники.

При повышенных частотах в обмотках статора и ротора резко возрастает поверхностный эффект.

При несимметрии напряжения под влиянием токов обратной последовательности результирующий момент двигателя M снижается, скольжение при том же моменте сопротивления на валу M_c увеличивается и, следовательно, увеличиваются потери и нагрев машины, а также снижается КПД. И также в результате взаимодействия прямых и обратных полей возникают вибрационные радиальные силы частоты $2f_1$.

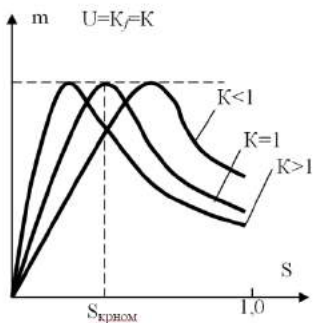


Рис. 8.5. Изменение моментной характеристики асинхронного двигателя при пропорциональном изменении напряжения и частоты

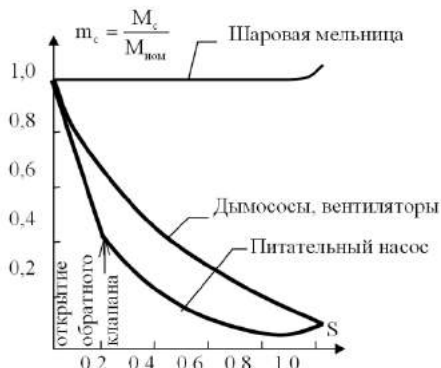


Рис. 8.6. Моменты сопротивления различных механизмов

Отметим, что нагрузка обладает регулирующим эффектом: потребление активной и реактивной мощности изменяется при изменении подведенного напряжения (см. рис. 8.7).

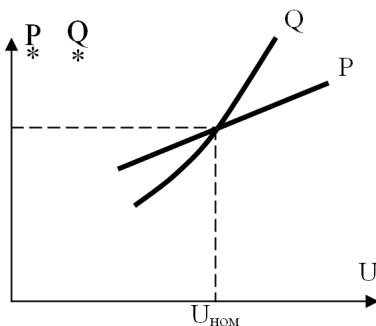


Рис. 8.7. Регулирующий эффект нагрузки (статические характеристики)

Для основной массы потребителей – асинхронных двигателей – при снижении напряжения реактивная нагрузка растет быстрее активной, в результате чего при отрицательных отклонениях напряжения коэффициент мощности возрастает, а при повышении напряжения падает. Это следует учитывать при построении графиков для периодов малой нагрузки и при расчетах по регулированию напряжения.

8.2. Регулирование напряжения в электрических сетях

8.2.1. Потери напряжения в линиях электропередачи и трансформаторах

При протекании по линиям и трансформаторам токов в них возникает падение и потери напряжения.

Рассмотрим линию с нагрузкой на конце (см. рис. 8.8.). Согласно векторной диаграммы этой линии, представленной на рис. 8.9., можно записать:

$$\left| \dot{U}_1 - \dot{U}_2 \right| = \left| \dot{I}Z \right| = \sqrt{(IR)^2 + (IX)^2} = \sqrt{(\Delta U)^2 + (\delta U)^2}. \quad (8.33)$$

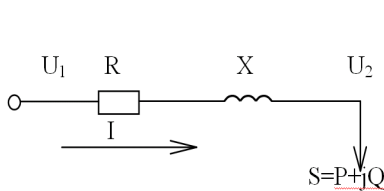


Рис. 8.8. Схема замещения линии

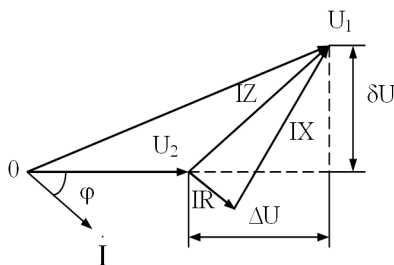


Рис. 8.9. Векторная диаграмма линии

Геометрическая разность напряжений в начале и в конце линии называется падением напряжений, а составляющие ΔU и δU соответственно продольной и поперечной составляющими падения напряжения. Арифметическая разность напряжений в начале и конце линий называется потерей напряжения:

$$\left| \dot{U}_1 \right| - \left| \dot{U}_2 \right| \approx \Delta U. \quad (8.34)$$

Потребителя интересует обычно не падение и потеря напряжения, а отклонение напряжения:

$$\delta U_y = \frac{U - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\%. \quad (8.35)$$

На основании векторной диаграммы рис. 8.9. можно записать:

$$U_1 = \sqrt{(\Delta U + U_2)^2 + (\delta U)^2}. \quad (8.36)$$

Поскольку:

$$\Delta U_{\phi} = IR \cos \varphi + IX \sin \varphi = \frac{PR}{\sqrt{3}U} + \frac{QX}{\sqrt{3}U}, \quad (8.37)$$

то:

$$\Delta U = \sqrt{3} \Delta U_{\phi} = (PR + QX)/U. \quad (8.38)$$

аналогично:

$$\delta U_{\phi} = IX \cos \varphi - IR \sin \varphi = \frac{PX}{\sqrt{3}U} - \frac{QX}{\sqrt{3}U} \quad (8.39)$$

и:

$$\Delta U = \sqrt{3} \delta U_{\phi} = (PX - QR)/U. \quad (8.40)$$

Для снижения потери напряжения принципиально возможны следующие пути: увеличение U и уменьшение P , Q , R , X . Реально, можно воздействовать только на изменение U и Q и частично на изменение X , так как для воздушных линий:

$$x = 0,145 \lg D_{cp} / r_3. \quad (8.41)$$

В качестве примера возьмем 2 линии с проводами марки АС-35 и АС-240. При передаче по каждой линии одной условной единицы мощности $P=1$ при $\cos \varphi=0,8$ ($\operatorname{tg} \varphi=0,75$, $Q = 0,75$) будем иметь:

для провода марки АС-35:

$$\Delta U = 1 \cdot 0,91 + 0,75 \cdot 0,42/U = 0,91 + 0,3/U, \quad (8.42)$$

а для провода марки АС-240:

$$\Delta U = 1 \cdot 0,13 + 0,75 \cdot 0,4/U = 0,13 + 0,3/U. \quad (8.43)$$

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

8.2.2. Регулирование напряжения изменением напряжения на электростанциях

На шинах электростанций должно обеспечиваться

встречное регулирование напряжения в пределах $(1 \div 1,05) U_{\text{НОМ}}$.

Однако такое регулирование часто недостаточно, что видно, например, из рассмотрения схемы рис. 8.10.

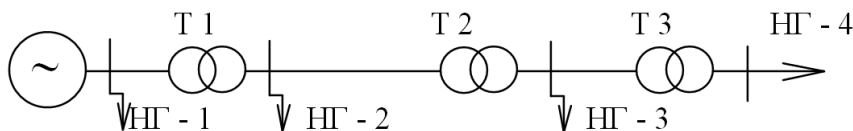


Рис. 8.10. Схема сети с несколькими ступенями напряжения

Для удаленной нагрузки НГ-4 в часы максимума потеря напряжения может доходить до $30 \div 40\%$.

Если, например, соотношение минимальной и максимальной нагрузки составляет $S_{\text{мин}}/S_{\text{макс}}=0,3$, то $\Delta U_{\text{мин}}=30 \cdot 0,3=9\%$.

При использовании на электростанции регулировочного диапазона в 5% общий размах колебания напряжения у удаленного потребителя будет $(30-9-5)=16\%$, тогда как обычно у потребителя допускается отклонение напряжения $\pm 5\%$, т.е. размах в 10% .

Учитывая сказанное, данный способ регулирования напряжения применим только в случае короткой сети, питаемой от шин генераторного напряжения.

Следует подчеркнуть, что изменение возбуждения генератора приводит к изменению его напряжения статорной обмотки и величины реактивной мощности, но не меняет величину выдаваемой активной мощности.

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

Из векторной диаграммы неявнополусной машины (рис. 8.11, б), работающей на шины неизменного напряжения

(рис. 8.11, а), следует:

$$AB = IX_{\Sigma} \cos \varphi = E \sin \delta. \quad (8.44)$$

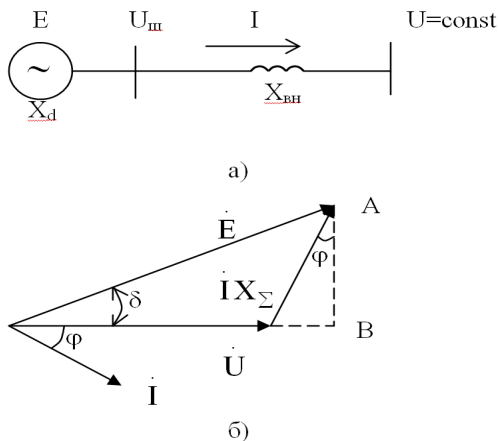


Рис. 8.11. Работа неявнополюсной машины на шины неизменного напряжения:
а – поясняющая схема; б – векторная диаграмма

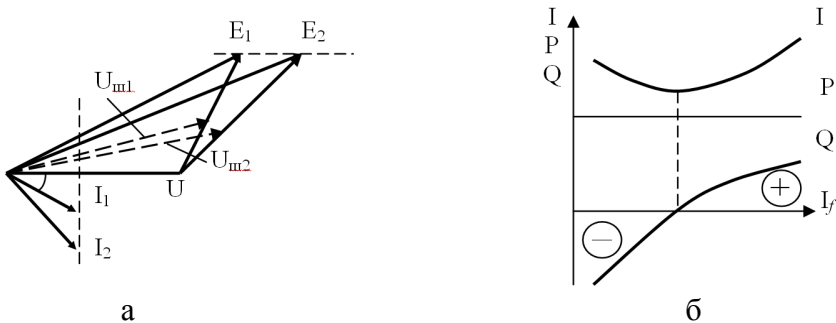


Рис. 8.12. Режим генератора при изменении тока возбуждения:
а) – векторная диаграмма; б) – изменение тока статора, активной и реактивной мощности

Откуда:

$$I \cos \varphi = \frac{E \sin \delta}{X_{\Sigma}}, \quad (8.45)$$

но:

$$P = UI \cos \varphi, \quad (8.46)$$

поэтому:

$$P = \frac{UE}{X_{\Sigma}} \cdot \sin \delta. \quad (8.47)$$

1 случай. Если при $P = \text{const}$ осуществляется изменение тока возбуждения (рис. 8.12), то при его увеличении возрастают E , φ , Q , $U_{\text{ш}}$ и уменьшается $\sin \delta$, а при его уменьшении все величины изменяются в обратном направлении, при условии, что угол φ остается отстающим.

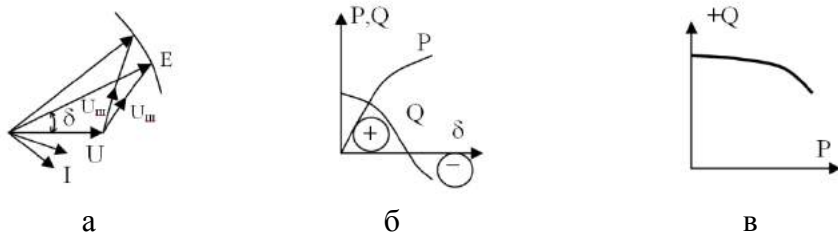


Рис. 8.13. Режим генератора при изменении момента на валу:

- а – векторная диаграмма; б – зависимость активной и реактивной мощности от угла;
- в – зависимость реактивной мощности от активной

2 случай. $I_f = \text{const}$, $P = \text{var}$ (рис. 8.13).

В этом случае:

$$P = \sin \delta. \quad (8.48)$$

Если увеличивается P , то увеличивается $\sin \delta$ и уменьшается φ , Q , $U_{\text{ш}}$.

8.2.3. Регулирование напряжения силовых трансформаторов путём изменения коэффициента трансформации

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

Рассмотрим схему, представленную на Рис. 8.14, а.

Потеря напряжения в линиях при расчетной нагрузке составляет около 10%. Поэтому в начале линии поддерживается напряжение $\sim 1,05 U_{\text{ном}}$. При этом в конце линии оно может быть ниже номинального, например $0,95 U_{\text{ном}}$.

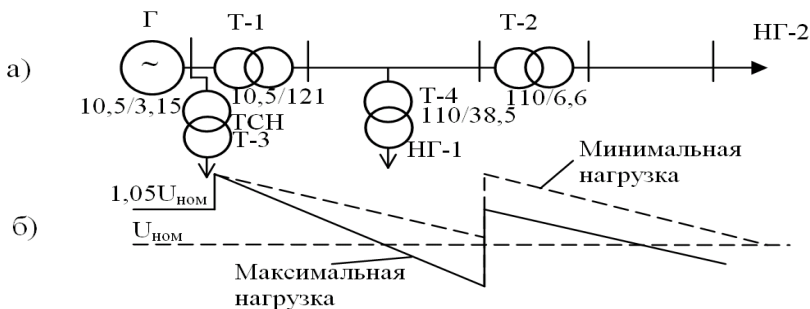


Рис. 8.14. Изменение напряжения в сети при изменении нагрузки: а – поясняющая схема; б – изменение напряжения

У повышающих трансформаторов (Т-1) основной вывод обмотки НН рассчитывается на $U_{Г\text{ ном}} = 1,05 U_{\text{НОМ СЕТИ}}$ или на $U_{\text{НОМ СЕТИ}}$, а основной вывод обмотки В Н – на $1,1 U_{\text{НОМ СЕТИ}}$ (в сетях 330 – 500 кВ основной вывод рассчитывается на $1,05 U_{\text{НОМ СЕТИ}}$).

У понижающих трансформаторов (Т-2; Т-3; Т-4) обмотка В Н имеет основной вывод, рассчитанный на $U_{\text{ГНОМ}}$ или $U_{\text{НОМ СЕТИ}}$, а обмотка Н Н-1, $1,1 U_{\text{НОМ СЕТИ}}$ или $1,05 U_{\text{НОМ СЕТИ}}$ (в случае короткой сети, например, сети собственных нужд электростанций).

Регулирование коэффициента трансформации трансформатора изменением числа витков обмоток может производиться либо при отключенном положении трансформатора с помощью анцапф, либо под нагрузкой с помощью специального регулировочного устройства.

У трансформаторов 35 кВ регулирование при отключенном положении ($\pm 2 \times 2,5\%$) производится в середине обмотки высшего напряжения, а у трансформаторов 110 кВ в нуле обмотки.

У трехобмоточных трансформаторов регулирование в тех же пределах выполняется на сторонах ВН и СН.

В последнее время все большее распространение получают трансформаторы с регулировкой под нагрузкой (с РПН). Диапазон регулировки может быть разный: $\pm 4 \times 2,5\%$, $+6 \times 2,5\%$, $\pm 8 \times 1,5\%$.

Новый типаж на трансформаторы предусматривает регулировку напряжений в пределах $\pm 10 \div 16\%$. В дальнейшем подавляющее большинство сетевых трансформаторов будет выпускаться с РПН. В зарубежных странах широко используется регулировка $\pm 10\%$ (по $5/8\%$). Основным недостатком трансформаторов с РПН заключается в их повышенной стоимости (такие трансформаторы на $20 \div 50\%$ дороже трансформаторов без РПН).

Принципиальная схема устройства РПН показана на

рис. 8.15

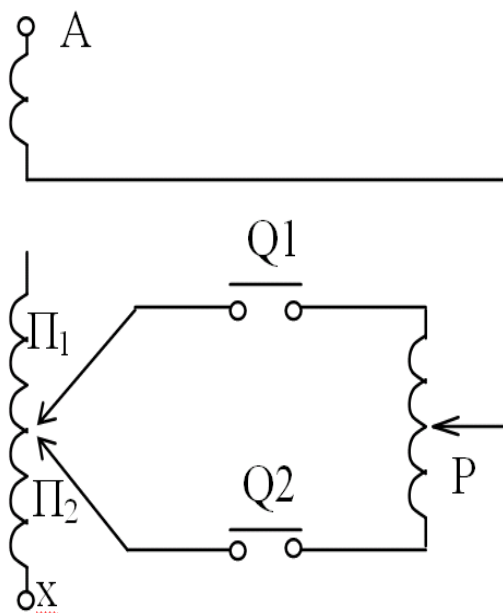


Рис. 8.15. Принципиальная схема устройства РНП

Переключатели П1, П2 и реактор Р размещаются в баке трансформатора, а выключатели Q1, Q2 - в специальном выносном устройстве. Последнее вместе с приводным механизмом крепится на баке силового трансформатора.

8.2.4. Регулирование напряжения с помощью вольтодобавочных трансформаторов

Существует несколько схем включения вольтодобавочных трансформаторов (см. рис. 8.16).

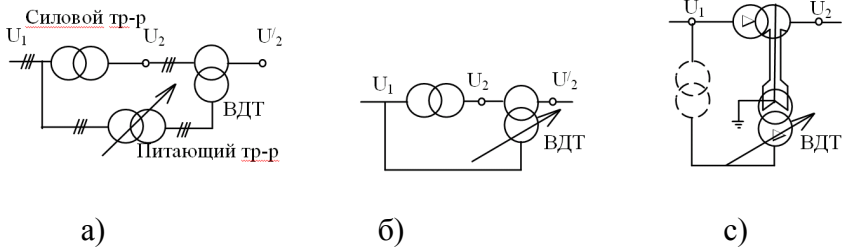


Рис. 8.16. Схемы вольтодобавочных трансформаторов:
 а – линейный вольтодобавочный трансформатор включен последовательно с силовым и имеет питающий трансформатор; б – линейный регулируемый вольтодобавочный трансформатор включен последовательно с силовым; в – вольтодобавочный трансформатор включен со стороны нуля силового трансформатора

Схемы а и б чаще используются в сетях, а схема в — на электростанциях. В зависимости от группы соединений силового и вольтодобавочного трансформаторов можно получить продольное или поперечное регулирование напряжения (рис. 8.17).

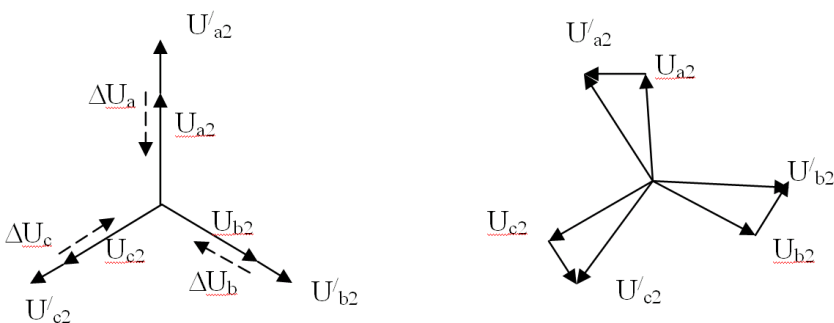
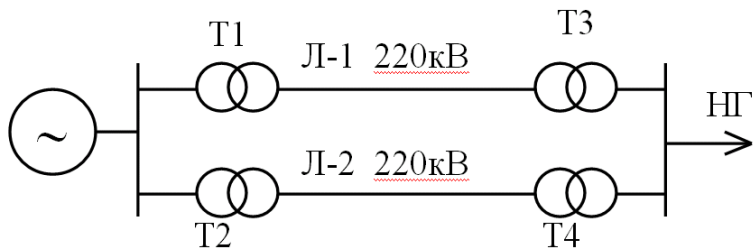


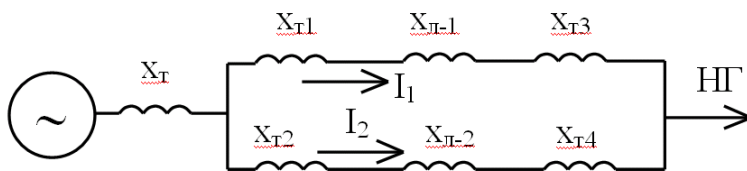
Рис. 8.17. Векторные диаграммы напряжения при продольном (а) и поперечном (б) регулировании напряжения в сети

Продольное регулирование напряжения в основном ведет к изменению перетоков реактивных мощностей, а поперечное - активных мощностей, поэтому последнее используют для принудительного распределения активных мощностей. Рассмотрим схему, представленную на рис. 8.18, а.

Если все трансформаторы имеют одинаковую мощность и одинаковое U_K , а линии - одну длину, то, как это следует из схемы замещения (см. рис. 8.18, б, где все элементы приведены к степени напряжения 220 кВ), линии будут загружены неравномерно; существенно больше загрузится линия 220 кВ. Введение поперечного регулирования на трансформаторе Т1 или Т2 позволяет загрузить линию 110 кВ.



а)



$$X_{T-2} \approx X_{T-1} (220/110)^2 = 4X_{T-1}$$

б)

Рис. 8.18. Параллельная работа линий различного напряжения:
а - исходная схема; б - схема замещения

8.2.5. Регулирование напряжения изменением перетоков реактивных мощностей

Если в схеме с сосредоточенной нагрузкой на конце (рис. 8.19) поддерживаются неизменными напряжение U_2 и активная нагрузка P , а реактивная нагрузка Q изменяется, то меняется напряжение в линии.

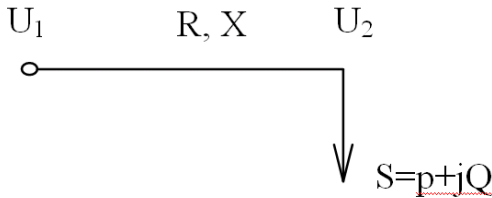


Рис. 8.19. Линия с нагрузкой на конце

При этом конец вектора напряжения в начале линии U_1 скользит по прямой (см. векторную диаграмму на рис. 8.20).

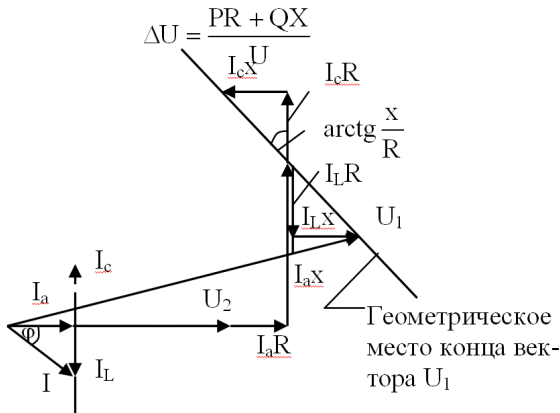


Рис. 8.20. Векторная диаграмма напряжений и токов линии при изменении реактивной нагрузки

Заметим, что не всегда $|U_1| > |U_2|$. Например, в случае холостого хода длинной линии электропередачи, обладающей большой распределенной емкостью, $|U_1| < |U_2|$, как это видно из Рис. 8.21, б. Если же линию нагрузить, то окажется как обычно $|U_1| < |U_2|$ (см. рис. 8.21, в).

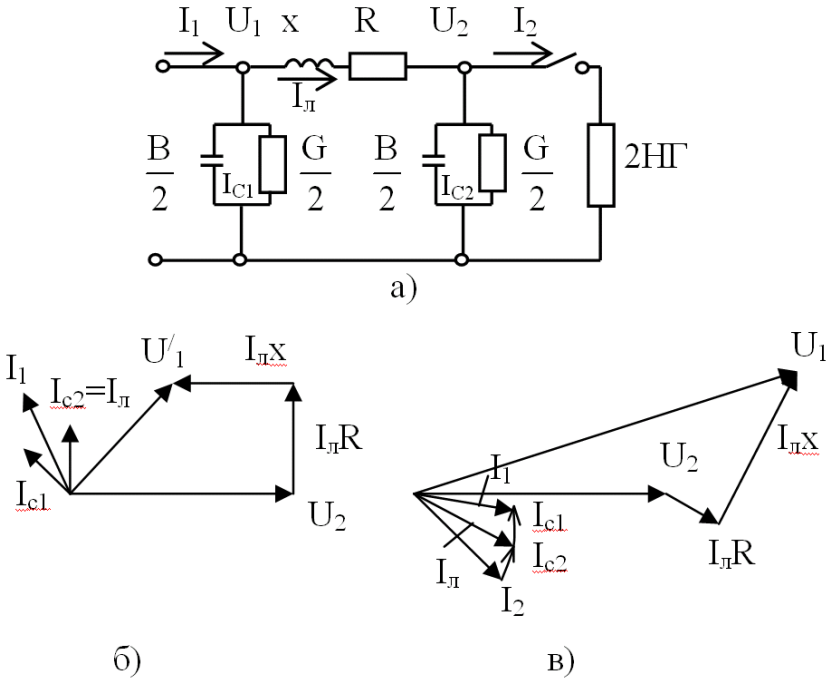


Рис. 8.21. Режимы длинной линии: а – поясняющая схема; б – холостой ход линии; в – нагрузочный режим линии

Изменение перетоков реактивной мощности по линии можно добиться установкой у потребителя синхронных компенсаторов (см. рис. 8.22) или батарей статических конденсаторов (статическая компенсация).

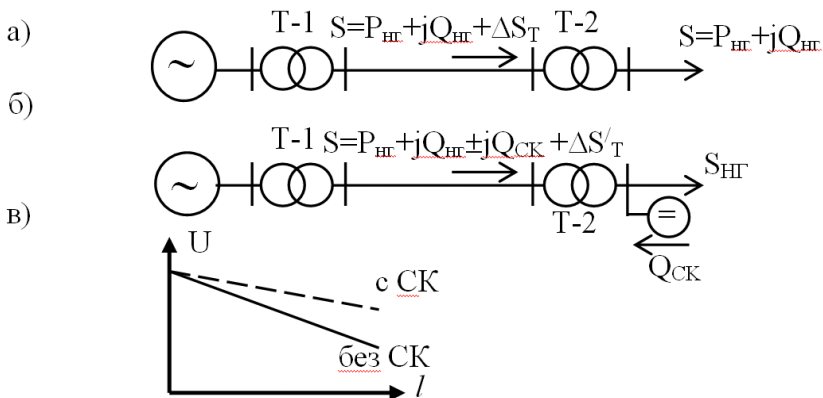


Рис. 8.22. Влияние синхронных компенсаторов:

а – исходная схема;

б – схема с синхронным компенсатором; в – изменение напряжения в сети

Необходимая мощность компенсирующих устройств находится следующим образом. При отсутствии и наличии компенсирующего устройства напряжения U_2 и U_1 связаны соотношениями:

$$U_1 = U_2 + PR + \frac{QX}{U_2}; \quad (8.49)$$

$$U_2 = U_{2ж} + \frac{PR + (Q - Q_{ск})X}{U_{2ж}}, \quad (8.50)$$

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

Если U_1 остается неизменным, то:

$$U_{2ж} - U_2 + PR + \frac{QX}{U_{2ж}} - \frac{Q_{ск}X}{U_{2ж}} - PR + \frac{QX}{U_2} = 0. \quad (8.51)$$

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

$$PR + \frac{QX}{U_{2ж}} \approx PR + \frac{QX}{U_2}. \quad (8.52)$$

При этом:

$$Q_{ск} \approx U_{2ж} - \frac{U_2}{X} \cdot U_{2ж}. \quad (8.53)$$

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

В этом случае:

$$Q_{ск} = P_{нг} (\operatorname{tg} \varphi - \operatorname{tg} \varphi_{ж}). \quad (8.54)$$

Сравним синхронные компенсаторы со статическими конденсаторами.

Синхронные компенсаторы

• Изменяют реактивную мощность при изменении тока возбуждения, так как $Q = f(I_f)$. Реактивная мощность может меняться в широких пределах плавно.

- Могут как выдавать, так и потреблять Q .
- Потребляют из сети активную мощность.

$$\Delta P \approx (1,5 \div 5)\% \text{ от } Q_{уст}.$$

Статические конденсаторы

• Изменяют реактивную мощность с изменением числа подключенных элементов, так как:

$$Q = U^2 \omega C. \quad (8.55)$$

• Регулировка реактивной мощности возможна только ступенями.

- Только выдают Q .
- Потребляют из сети активную мощность.

$$\Delta P \approx (0,3 \div 0,5)\% \text{ от } Q_{\text{уст.}}$$

8.2.6. Изменение напряжения изменением сопротивления сети (продольная компенсация)

В ряде случаев регулирование напряжения можно осуществить путем компенсации индуктивного сопротивления питающей сети (рис. 8.23), используя установки продольной компенсации (УПК).

Продольная компенсация позволяет снизить индуктивное сопротивление линии и потерю напряжения в линии (рис.3.23, б). Величину падения напряжения ΔU_c можно рассматривать как дополнительную ЭДС вводимую в цепь.

Отношение емкостного сопротивления конденсаторов X_c к индуктивному сопротивлению X_l , выраженное в процентах называют процентом компенсации, который равен:

$$C = \frac{X_c}{X_l} \cdot 100\%. \quad (8.56)$$

На практике применяют лишь частичную, или неполную компенсацию ($C < 100\%$).

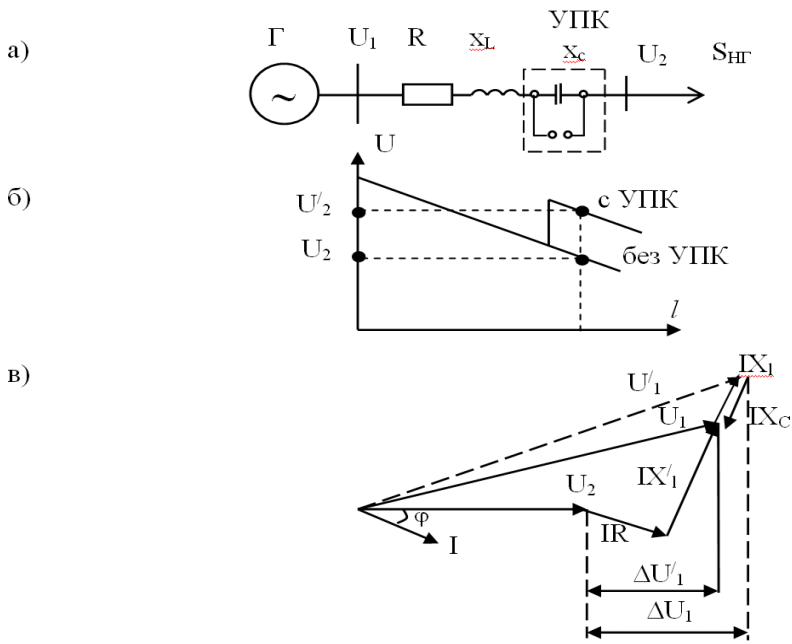


Рис. 8.23. Регулирование напряжения изменением сопротивления сети:

а – поясняющая схема; б – изменение напряжения в сети;
в – векторная диаграмма

ГЛАВА 9. СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

9.1. Электрические схемы электростанций

9.1.1. Требования к схемам электрических соединений электростанций

Требования к схемам электрических соединений электростанций и электроустановок:

- надежность работы;
- экономичность;
- гибкость и удобство эксплуатации;
- безопасность обслуживания;
- возможность расширения.

Факторы, влияющие на выбор схем электрических соединений электростанций и подстанций:

- тип электростанций (подстанций);
- число и мощность генераторов станции;
- наличие и величина местной нагрузки;
- категоричность потребителей;
- роль станции в энергосистеме;
- схема и напряжение прилегающих сетей энергосистемы;
- уровень токов КЗ;
- наличие оборудования нужных параметров, его надежность в работе;
- величина ущерба при недоотпуске электроэнергии предприятиями различных отраслей промышленности, а также величина системного ущерба при аварийном отключении генераторов, блоков, межсистемных связей;
- наличие площадей для сооружения распределительных устройств;

- опыт и эрудиция проектировщиков.

При проектировании схемы определяется оптимальный вариант, в большей степени удовлетворяющий всем перечисленным выше требованиям.

Правила устройства электроустановок (ПУЭ) устанавливают следующие три категории электроприемников:

1 категория – электроприемники, нарушение электроснабжения которых может привести к человеческим жертвам, значительному ущербу народному хозяйству, повреждению оборудования, массовому браку продукции, расстройству сложного технологического процесса, нарушению важных элементов городского хозяйства. Питание таких потребителей должно производиться от двух независимых источников, причем перерыв питания допустим только на время работы системы автоматического включения резерва;

2 категория – электроприемники, нарушение электроснабжения которых связано с массовым недоотпуском продукции, простоем рабочих, механизмов, промышленного транспорта, нарушением нормальной деятельности значительного числа городских жителей. Питание электроприемников 2 категории допустимо по одной воздушной или кабельной (два параллельных кабеля с самостоятельными разъединителями) линии и одним трансформатором. Перерыв питания допустим на время производства дежурным персоналом или выездной оперативной бригадой переключений по включению резервного питания;

3 категория – прочие электроприемники, для которых допустим перерыв питания на время ремонта или замены поврежденного оборудования. Перерыв питания допустим на время не более одних суток.

9.1.2. Пропускная способность линий различного напряжения

При выборе схем электрических соединений электростанций приходится учитывать пропускную способность линий электропередачи, которая зависит от типа линии (воздушная, кабельная), ее длины, конструкции, сечения проводов и напряжения передачи.

Выбор сечения проводов линий производят по экономической плотности тока и условиям нагрева проводов в длительном нагрузочном режиме; учитывают также ограничения, накладываемые на сечение проводов короной, потерями активной и реактивной мощности, потерями напряжения в сети и условиями статической устойчивости электропередачи. Для коротких линий определяющим является нагрев проводов и потери реактивной мощности и напряжения, а для длинных линий – статическая устойчивость. Падение напряжения в нормальном режиме допускается до 10%, а в аварийных условиях до 15 %. При определении пропускной способности по условиям статической устойчивости можно воспользоваться выражением:

$$P_{\text{макс}} = \frac{A_U}{l}, \text{ МВт} , \quad (9.1)$$

где A_U – коэффициент, зависящий от напряжения передачи и принимаемого запаса статической устойчивости $K_{\text{эп}}$;

при $K_{\text{эп}} = 25 \%$ этот коэффициент равен:

$$A_{220} = 100000, A_{330} = 270000, A_{500} = 750000.$$

Важным показателем высоковольтных линий электропередачи является их натуральная мощность

$$P_{\text{нат}} = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{Z_B}, \quad (9.2)$$

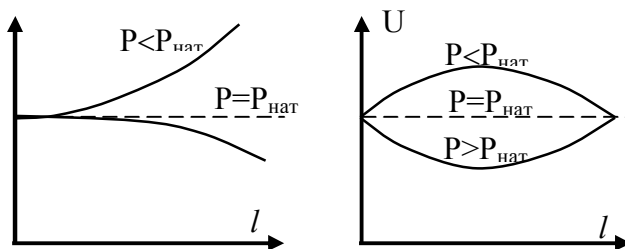
где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжения передачи;
 $Z_{\text{в}}$ – волновое сопротивление передачи:

$$Z_{\text{в}} = \sqrt{\frac{L_0}{C_0}}, \quad (9.3)$$

где L_0 – погонная индуктивность передачи;
 C_0 – погонная емкость линии.

Для воздушных линий с одиночными проводами $Z_{\text{в}} = 400$ Ом, а с расщепленными проводами – 320, 275, 210 Ом соответственно при расщеплении на 2,3,4 провода.

Для кабельных линий $Z_{\text{в}} = 35 \div 40$ Ом. При передаче натуральной мощности напряжения в начале и в конце линии одинаковы, так как на каждом участке генерируемая линией реактивная (зарядная) мощность равна потерям реактивной мощности. При передаче мощности, превышающей натуральную, напряжение на приемном конце линии понижается, а при передаче мощности, меньше натуральной, – повышается (рис. 9.1,а).



а

Рис. 9.1. Напряжение вдоль линии при различных режимах:

а – без принудительного поддержания напряжения на приемном конце;

б – с принудительным поддержанием напряжения на приемном конце

9.1.3. Схемы на генераторном напряжении ТЭЦ

Характерным для ТЭЦ является наличие значительной местной нагрузки в радиусе 2÷10 км от станции. Такую нагрузку целесообразно питать на генераторном напряжении. Избыток мощности ТЭЦ отдают в сети повышенных напряжений энергосистемы. Отсюда для ТЭЦ характерно наличие распределительных устройств генераторного и повышенных напряжений. Скелетная схема ТЭЦ дана на рис. 9.2.

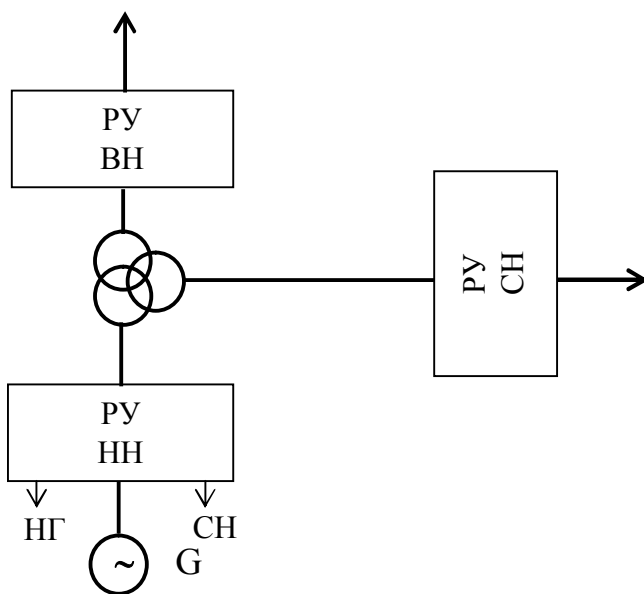


Рис. 9.2. Скелетная электрическая схема ТЭЦ

Рассмотрим вначале схемы распределительных устройств, применяемые на генераторном напряжении ТЭЦ.

Схемы распределительных устройств рассмотрим на примере условной станции с двумя генераторами.

Схема с одной несекционированной системой сборных шин (рис. 9.3)

Схема простая, наглядная; распределительное устройство, выполненное по этой схеме, сравнительно дешево. Если обозначить общее число присоединений в схеме m , число отходящих от сборных шин распределительных линий $m_{л}$, а число секций $m_{с}$, то число выключателей в рассматриваемой схеме $n_{в} = m$, а число разъединителей $n_{р} = m + m_{л}$.

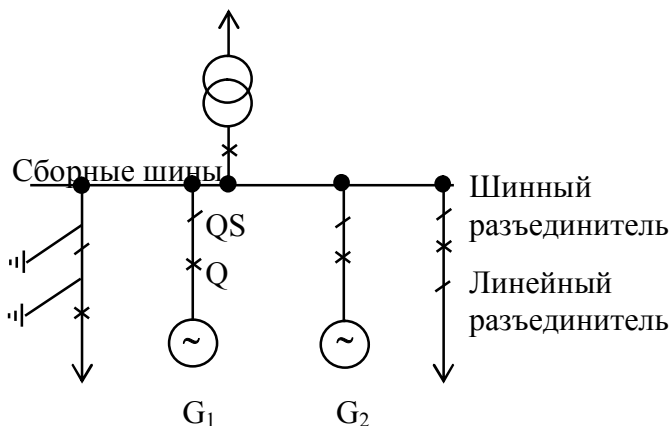


Рис. 9.3. Схема с одной несекционированной системой сборных шин

Недостатком схемы является ее невысокая надежность: при КЗ на сборных шинах, а также при ремонте сборных шин или любого шинного разъединителя нарушается электроснабжение всех потребителей. Этот недостаток сказывается тем сильнее, чем больше присоединений. Поэтому данная схема может применяться только на электростанциях небольшой мощности; она нашла применение в установках 380/220 В.

Схема с одной секционированной системой сборных шин (рис. 9.4)

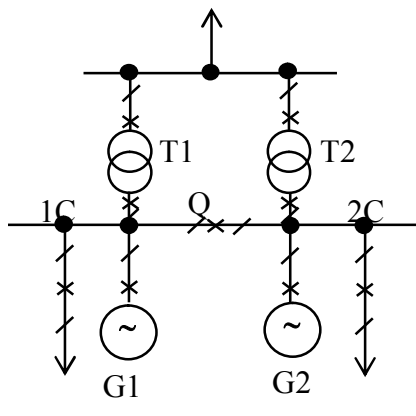


Рис. 9.4. Схема с одной секционной системой сборных шин

Схема также достаточно проста и наглядна, как и предыдущая. Наличие секционного выключателя удорожает распределительное устройство, но существенно повышает его надежность: короткое замыкание на сборных шинах приводит к отключению только половины источников и трансформаторов связи с энергосистемой. Ремонт сборных шин или любого шинного разъединителя требует обесточивания только одной секции станции и, следовательно, не ведет к нарушению электроснабжения ответственных потребителей. Схема широко применяется на ТЭЦ средней мощности с агрегатами 12-60 МВт.

При числе присоединений на секцию более 6-8 вероятность повреждения и нахождения в ремонте сборных шин возрастают. В этом случае целесообразно увеличивать число секций или использовать схему с двумя системами сборных шин.

Схема с двумя системами сборных шин, одна из которых секционирована (рис. 9.5).

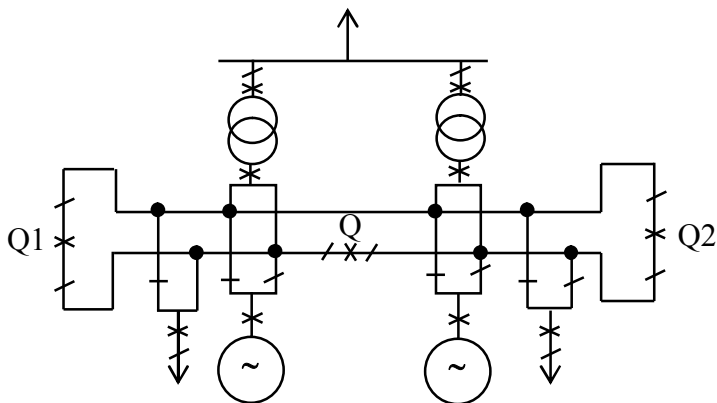


Рис. 9.5. Схема с двумя системами сборных шин, одна из которых секционирована

Рабочая система шин секционируется на 2 секции, резервная система шин не секционируется. В нормальном режиме станция работает на рабочей системе шин: шиносоединительные выключатели Q1 и Q2 отключены. Резервная система шин используется для восстановления электроснабжения после КЗ на сборных шинах, а также для замены любой выводимой в ремонт секции сборных шин. При КЗ на сборных шинах возникают те же условия, что и при схеме с одной секционированной системой сборных шин; однако в дальнейшем схема позволяет относительно быстро (через 30-60 мин) восстановить электроснабжение потребителей, переведя их на резервную систему сборных шин. Данная схема менее наглядная и более сложная, чем предыдущие схемы, а соответствующее распределительное устройство оказывается более дорогим. Однако маневренность сделала ее одной из основных схем на

генераторном напряжении ТЭЦ с большим числом присоединений.

Наличие шиносоединительных выключателей позволяет переводить нагрузку с рабочей системы шин на резервную без разрыва цепи тока, заменять любой из линейных выключателей шиносоединительным и отключать с помощью шиносоединительного выключателя линию при отказе ее выключателя.

9.1.4. Ограничение токов КЗ

На электростанциях с крупными генераторами возникает проблема ограничения уровня токов КЗ. Большой уровень токов КЗ удорожает распределительные устройства и распределительную сеть, так как требует установки мощных, дорогих выключателей и прокладки термически устойчивых кабелей больших сечений, повышает требования к динамической устойчивости шин и аппаратов.

Для ограничения токов КЗ на ТЭЦ применяются следующие способы:

- раздельная работа частей ТЭЦ (генераторов, трансформаторов, секций);
- использование секционных реакторов;
- использование линейных реакторов (индивидуальных, групповых, групповых-сдвоенных).

Раздельная работа позволяет существенно снизить уровень токов КЗ на станции. Однако при раздельной работе схема становится менее маневренной, на секциях могут быть разные уровни напряжения, что нежелательно с точки зрения электроснабжения потребителей, оборудование может загружаться не наилучшим образом, в связи с чем возрастают потери мощности по сети. Поэтому раздельная работа применяется только на мощных ТЭЦ с агрегатами 100 МВт и выше, а также на последующих очередях существующих ТЭЦ

при их расширении крупными агрегатами, когда оказывается целесообразным вновь вводимые агрегаты включать по блочной схеме.

Токоограничивающие реакторы предназначены для ограничения уровня токов КЗ и для поддержания на неповрежденных частях электроустановки достаточно высокого уровня остаточного напряжения (желательно, чтобы $U_{ост} \geq 0,6U_{ном}$). При этом сохраняется устойчивость работы генераторов и двигателей потребителей.

Схемы включения реакторов показаны на рис. 9.6.

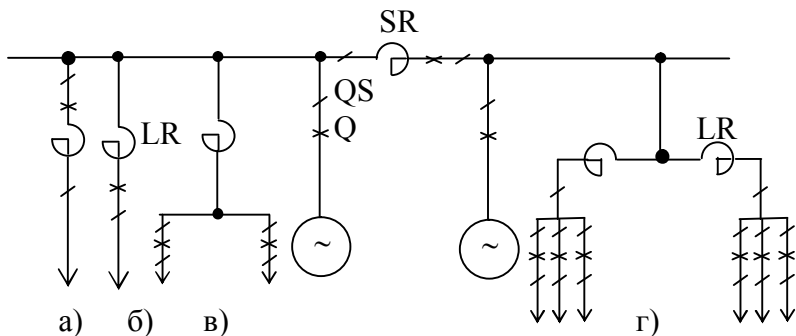


Рис. 9.6. Схемы включения реакторов

Между условиями работы секционных и линейных реакторов есть существенная разница. В нормальном режиме переток мощности через секционный реактор мал; в пределе при симметричной схеме он равен нулю. Поэтому величина реактивности секционного реактора для увеличения его токоограничивающего действия может быть взята большой. Номинальный ток секционного реактора выбирается по режиму отключения одного генератора или трансформатора связи с системой, когда через реактор протекает недостающая (или избыточная) мощность секции. Практически оказывается, что $X_p \approx (8 \div 12) \%$ и

$$I_{p \text{ ном}} \approx (0,6 \div 0,8) I_{2 \text{ ном}} \approx 1,5 \div 4 \text{ кА.} \quad (9.4)$$

Через линейные реакторы постоянно протекает ток нагрузки и поэтому в них постоянно имеют место потери мощности и напряжения, причем последние возрастают с увеличением реактивности реактора, так как

$$\Delta U_p = I_p X_p \sin \varphi_{\text{нг}}. \quad (9.5)$$

Отсюда реактивность линейного реактора не может быть взята очень большой. Обычно принимается, что потеря напряжения на линейном реакторе в рабочем режиме не должна быть больше 5 %.

Линейные реакторы выбирают либо по условиям ограничения тока КЗ до величины отключающей способности линейных выключателей, либо по условиям термической устойчивости кабелей распределительной сети. При определении термической устойчивости кабелей должно учитываться время действия основной защиты и полное время отключения соответствующего выключателя, ближайшего к месту повреждения. Ток КЗ следует вычислять с учетом активного сопротивления кабелей.

9.1.5. Схемы на повышенном напряжении

На повышенном напряжении ТЭЦ применяются следующие схемы:

- Схема с одной секционированной системой шин.

Характеристика схемы была дана выше. Схема имеет 2 секции. По конструктивным соображениям секции обычно располагают в два ряда (Рис. 9.7), что позволяет сократить длину распределительного устройства и при увеличении числа присоединений сравнительно просто перейти к схеме с двумя системами шин.

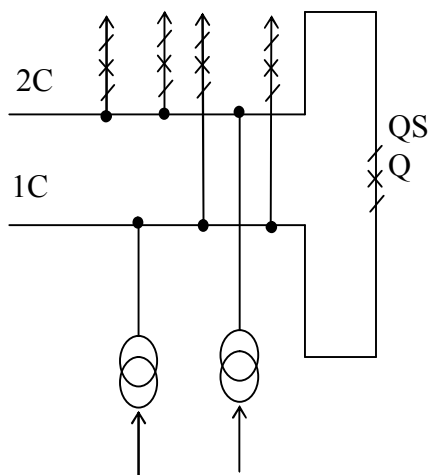


Рис. 9.7. Двухрядное расположение однойсекционированной системы сборных шин

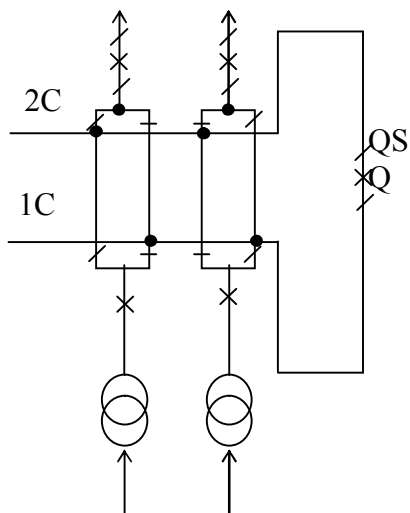


Рис. 9.8. Схема с двумя несекционированными системами сборных шин при фиксированном присоединении элементов

- Схема с двумя несекционированными системами сборных шин (рис. 9.8)

Нормально в работе находятся обе системы сборных шин и шиносоединительный выключатель включен. Источники и нагрузка по возможности равномерно распределяются между системами шин (фиксированное присоединение элементов). При ремонте какой-либо из систем сборных шин, а также при ремонте любого шинного разъединителя все присоединения переводятся на одну систему шин. Наличие двух разъединителей позволяет производить все операции, свойственные схеме с двумя системами сборных шин.

- Схема с одной секционированной системой сборных шин и с обходной системой (рис. 9.9)

Наиболее часто КЗ возникают на линиях электропередачи. Поэтому линейные выключатели работают чаще, чем выключатели других присоединений. Масляные выключатели требуют профилактического ремонта после 3–4 отключений КЗ, воздушные выключатели – после 6–12 отключений. Наличие обходной системы шин позволяет выводить в ремонт любой линейный выключатель без разрыва цепи тока. Присоединения трансформаторов ТЭЦ на обходную систему шин производят в следующей последовательности: в цепи обходного выключателя включают разъединители со стороны обходной системы шин и одной из систем шин, к которой подключена данная линия; обходным выключателем опробуют (ставят под напряжение) обходную систему шин; после чего обходной выключатель отключают, далее включают разъединитель линии на обходную систему шин; включают обходной выключатель, отключают линейный выключатель и, наконец, отключают оба разъединителя линейного выключателя. Обходная система шин выполняется при числе линий 5–7 и более.

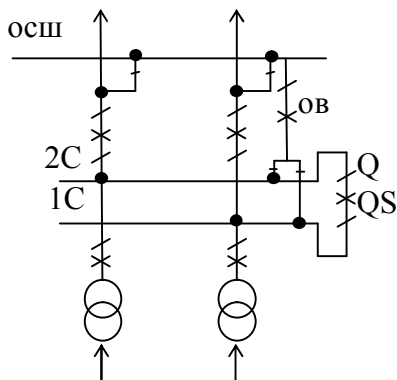


Рис. 9.9. Схема с одной секционированной системой шин и с обходной системой

Схема является достаточно простой и надежной и поэтому находит широкое применение.

9.1.6. Особенности КЭС

Конденсационные тепловые электрические станции (КЭС) сооружаются вблизи месторождений топлива, которые обычно находятся вдали от крупных узлов электрической нагрузки. Поэтому вся электрическая энергия, вырабатываемая КЭС, за вычетом расхода на собственные нужды, выдается в сеть повышенного напряжения. С целью улучшения экономических показателей станций на них устанавливают агрегаты мощностью в 100, 150, 200, 300, 500 и 800 МВт; котлы и турбины работают с высокими параметрами пара:

$$P = 230 \div 300 \text{ ат; } t = 565 \div 650 \text{ } ^\circ\text{C.}$$

Увеличение единичной мощности агрегатов накладывает определенные ограничения на выбор схемы

электрических соединений станции, так как приходится считаться:

- с большими номинальными токами генераторов;
- с большими значениями токов КЗ;
- с отсутствием электрических аппаратов нужных параметров;
- с необходимостью исключения возможности междуфазовых КЗ в сети генераторного напряжения;
- с пока еще недостаточной надежностью парорегулирующей аппаратуры и паропроводов при высоких параметрах пара.

9.1.7. Схемы на генераторном напряжении

Учитывая сказанное выше, схемы КЭС строятся по блочному принципу котел – турбина- генератор – трансформатор, без сборных шин на генераторном напряжении. В отдельных случаях блочный принцип схемы может охватывать также и линию электропередачи.

В зависимости от мощности генераторов блоки могут быть простыми или укрупненными (рис. 9.10). Укрупненный блок при прочих равных условиях имеет лучшие технико-экономические показатели, чем сумма простых блоков той же мощности, однако с увеличением мощности блока возрастают его роль в энергосистеме и требования надежности его работы.. Применение трансформаторов с расщепленными обмотками позволяет снизить уровень токов КЗ в сети генераторного напряжения, что видно из схем замещения групп однофазных трансформаторов с расщепленными обмотками низшего напряжения, приведенных на Рис. 9.10 е и 6.10 з, где X_T – результирующее сопротивление трансформатора в сквозном режиме.

С целью исключения возможности междуфазовых КЗ в сети генераторного напряжения соединение между

генераторами и силовыми трансформаторами выполняется с помощью закрытых токопроводов. Последние используются также для подключения трансформаторов собственных нужд.

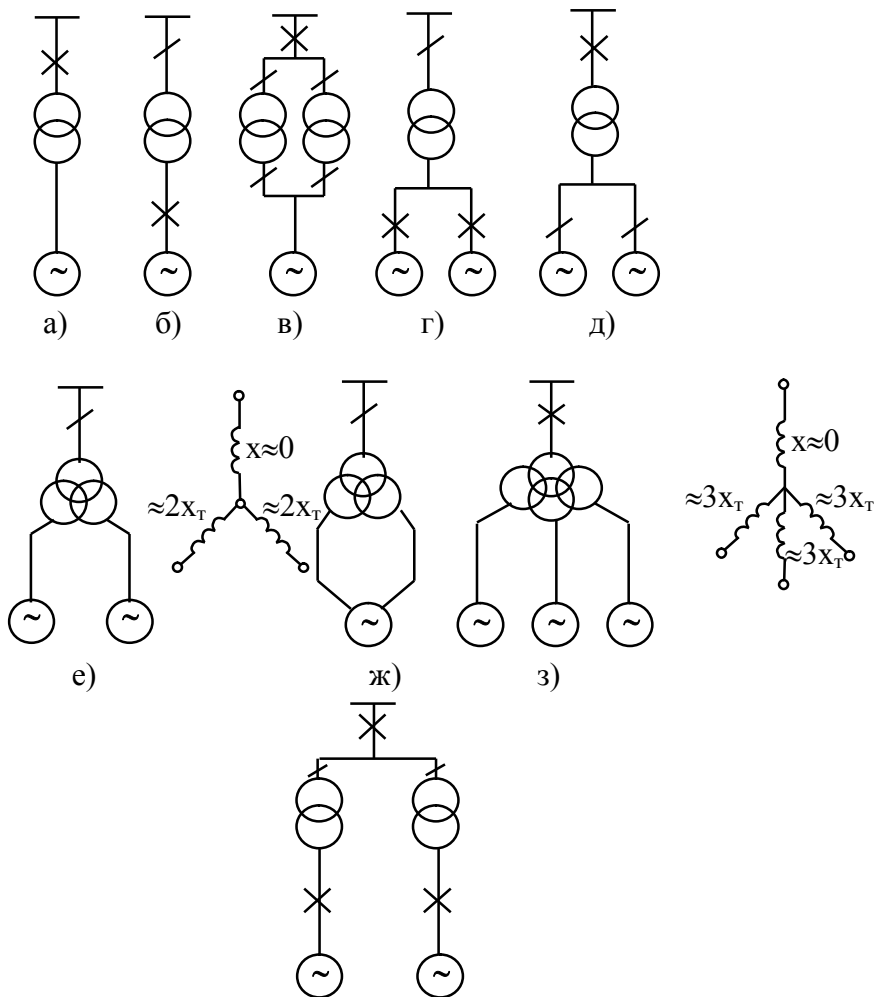


Рис. 9.10. Варианты блочных схем

9.1.8. Схемы КЭС на повышенных напряжениях

К распределительным устройствам КЭС предъявляются повышенные требования в отношении надежности работы. При выборе схемы необходимо учитывать роль станции в энергосистеме, схемы прилегающих к станции сетей повышенных напряжений, расположение узлов нагрузки, удельную повреждаемость линий, трансформаторов, генераторов и выключателей. Схема должна позволять локализовать КЗ с отключением наименьшего числа блоков. Количество одновременно работающих выключателей при КЗ в любой точке должно быть по возможности минимальным. Выведение в ремонт какого-либо выключателя или разъединителя не должно значительно понижать надежность работы установки. Существенным при выборе схемы является то, что стоимость ячеек выключателей открытых распределительных устройств (ОРУ) прогрессивно растет с увеличением номинального напряжения.

На повышенном напряжении КЭС применяются следующие схемы:

- *Схема с двумя выключателями на цепь (рис. 9.11)*

Распределительное устройство, выполненное по такой схеме, является одним из самых дорогих, но принципиально одним из наиболее надежных. Его надежность понижается при увеличении числа присоединений к сборным шинам, так как КЗ на системе сборных шин приводят к отключению всех выключателей, присоединенных к этой системе шин (правда, электроснабжение потребителей при этом не нарушается).

- *Полуторная схема (рис. 9.12)*

Каждое присоединение, как и в предыдущей схеме, защищается двумя выключателями, однако в целом на каждое присоединение приходится только 1,5 выключателя. Это упрощает конструкцию распределительного устройства,

хотя надежность схемы может быть более высокой при чередующемся присоединении элементов. При КЗ на системе шин отключаются все выключатели, присоединенные к данной системе шин. В случае большого числа присоединений каждую систему шин секционируют с помощью секционных выключателей. Полупортанная схема широко применяется в энергосистемах.

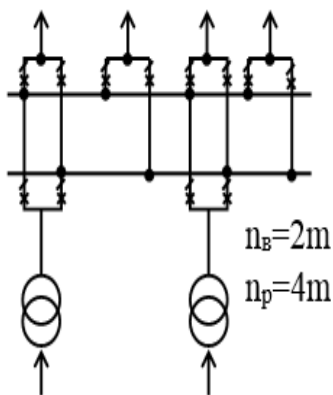


Рис. 9.11. Схема с двумя выключателями на цепь

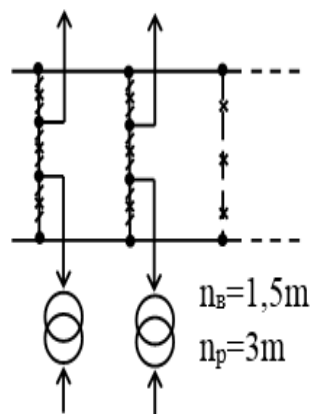


Рис. 9.12. Полупортанная схема

- Схема генератор- трансформатор – линия (рис. 9.13)

Схема генератор – трансформатор – линия (ГТЛ) в различных модификациях может применяться, если число блоков генератор –трансформатор соответствует числу линий и есть возможность связать блоки на параллельную работу непосредственно на шинах узлов нагрузки.

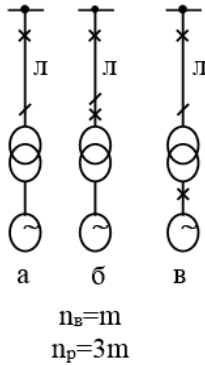


Рис. 9.13. Схема с двумя выключателями на цепь

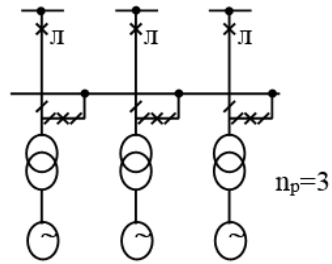


Рис. 9.14. Полуторная схема

При этом существенно ограничиваются уровни токов КЗ в сетях, в целом улучшается устойчивость параллельной работы частей системы, упрощаются схемы сетей, релейной защиты, автоматики и управления. Недостатком схемы является то, что повреждение в любом элементе протяженного блока, особенно в линии (что наиболее вероятно), приводит к отключению всего блока. В связанной схеме имеется возможность оставлять в работе неповрежденные элементы – линии или генераторы и трансформаторы.

• Схема генератор -трансформатор-линия с уравнительной системой шин (рис. 9.14)

Недостаток схемы ГТЛ может быть устранен, если все блоки связать на параллельную работу с помощью уравнительной системы шин. При этом может быть получен более экономичный режим загрузки линии и блоков. При КЗ на линии, в трансформаторе или в генераторе отключается соответствующий блок, а все остальные блоки остаются в работе; при КЗ на уравнительной системе шин отключаются

все выключатели, подключенные к этой системе, и электростанция распадается на отдельные блоки, т.е. схема превращается в схему ГТЛ. При большом числе блоков уравнительную систему шин делят на секции, связанные секционными выключателями.

• Схема с двумя несекционированными системами шин и с обходной системой шин (рис. 9.15).

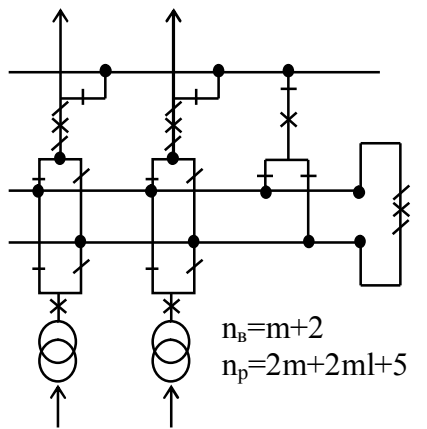


Рис. 9.15. Схема с двумя несекционированными системами шин и с обходной системой шин

Как было уже отмечено выше, на обходную систему шин, как правило, заводятся только цепи отходящих линий. Цепи блоков заводятся на обходную систему шин только в том случае, когда потеря блока при ремонте его выключателя для системы нежелательна. Нормально в работе находятся обе системы шин (схема с фиксированным присоединением элементов) и шиносоединительный выключатель включен. При ремонте одной системы шин или ее разъединителей все присоединения переводятся на другую систему шин. Назначение обходной системы шин было описано выше. Схема достаточно гибкая, но сложная; соответствующее

распределительное устройство применительно к мощным электростанциям недостаточно надежно.

До последнего времени эта схема считалась основной типовой схемой на высшем напряжении КЭС. Однако в настоящее время проектные организации от нее отказываются в пользу полуторной и других более надежных схем. Распространение получают, например, различные модификации кольцевых схем: квадрат, пятиугольник, шестиугольник и связанные многоугольники, где каждое присоединение защищается двумя выключателями.

9.1.9. Особенности схем ГЭС

ГЭС, также как и КЭС обычно не имеют нагрузок на генераторном напряжении и подавляющую часть вырабатываемой энергии выдают в сети повышенных напряжений; на ГЭС также экономически выгодно устанавливать крупные генераторы. Поэтому схемы ГЭС в определенной степени должны быть подобны схемам КЭС: схемы мощных ГЭС строятся по блочному принципу.

Однако при проектировании схем приходится учитывать некоторые особенности ГЭС:

- мощность ГЭС определяется расчетным водотоком и напором в данном створе реки. ГЭС сразу проектируются на всю располагаемую мощность водотока и последующее и последующее их расширение практически исключается. Поэтому схемы ГЭС являются, как правило, стабильными (неизменными) в отличие от схем КЭС;

- агрегаты ГЭС обычно покрывают пиковую часть графика нагрузки системы, работают с переменной нагрузкой и должны относительно часто отключаться от сети;

- на ГЭС часто ограничены площади для сооружения распределительных устройств;

- мощность, потребляемая собственными нуждами ГЭС, существенно меньше мощности, потребляемой собственными нуждами КЭС, и составляет 0,5-2 % от $P_{уст}$ (вместо 3-9% на КЭС);

- главные трансформаторы ГЭС устанавливаются у стены главного корпуса ГЭС со стороны нижнего или, что реже, со стороны верхнего бьефа, а открытые распределительные устройства сооружаются на берегу, на значительном расстоянии от трансформаторов.

Исходя из указанных особенностей, на повышенном напряжении ГЭС применяются разнообразные схемы, обладающие достаточной гибкостью и надежностью при достаточно невысоких капиталовложениях. К таким схемам прежде всего относятся кольцевые схемы: треугольник (рис. 9.16, а), квадрат (рис. 9.16, б), пятиугольник, шестиугольник (рис. 9.16, в), спаренный многоугольник (рис. 9.16, г), а также различные упрощенные схемы: шины-линии (рис. 9.16, д), шины-трансформаторы (рис. 9.16, д), простые и двойные мостики (рис. 9.16, е) и т.п.

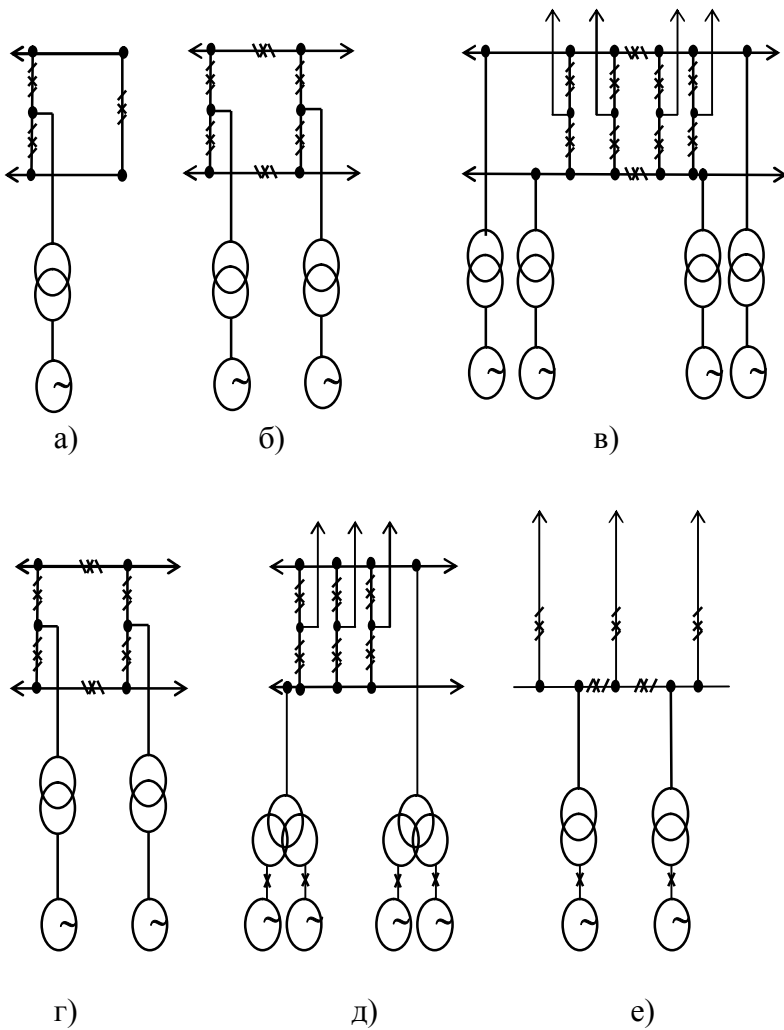


Рис. 9.16. Примеры схемы ГЭС

9.2. Схемы электрических соединений подстанций

9.2.1. Типы подстанций

Электрические подстанции предназначены для преобразования электроэнергии одного напряжения в электроэнергию другого напряжения. Как было показано выше, чем больше расстояние между источником электроэнергии и потребителем, тем более высоким (для уменьшения потерь в сети) должно быть принято напряжение электропередачи.

Подстанции выполняются однотрансформаторными, двухтрансформаторными и реже многотрансформаторными. Установка более двух трансформаторов (автотрансформаторов) на подстанции обычно связана лишь с расширением подстанции при увеличении ее нагрузки, когда нет возможности заменить установленные на подстанции трансформаторы на более мощные. Подстанции можно классифицировать по величине высшего напряжения (35-750 кВ), назначению (районные, промышленные, преобразовательные), конструктивному выполнению (комплектные и некомплектные, закрытые и открытые).

9.2.2. Схемы на высшем напряжении

На высшем напряжении подстанций по возможности применяют простые схемы.

- Схема «блок-линия трансформатор» (рис. 9.17)

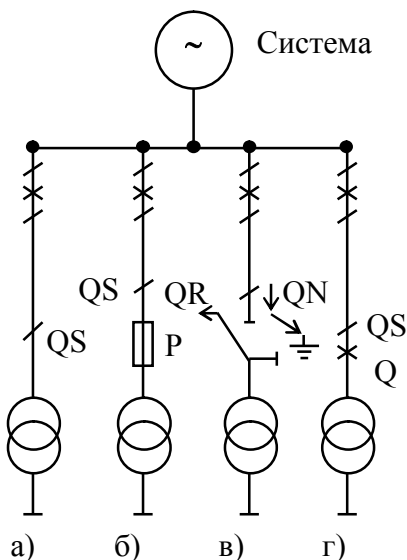


Рис. 9.17. Варианты блочных схем линия–трансформатор

На стороне высшего напряжения подстанций, схема которой показана на рис. 9.17 а, установлен только разъединитель, на схеме (рис. 9.17 б) – разъединитель и предохранитель, на схеме (рис. 9.17 в) – разъединитель, отделитель и короткозамыкатель и на схеме (рис. 9.17 г) – выключатель и разъединитель. При схеме (рис. 9.17, в) КЗ в трансформаторе вначале вызывает включение короткозамыкателя (он устанавливается в двух фазах при напряжении 35 кВ и в одной фазе – при напряжении 110 кВ и выше), что приводит к увеличению тока КЗ в линии, а затем – отключение выключателя со стороны системы и в бестоковую паузу – отключение отделителя.

Схемы без выключателей получили название упрощенных схем. В последнее время они широко применяются на напряжениях 35-330 кВ в связи со

значительно меньшей стоимостью отделителей и короткозамыкателей по сравнению со стоимостью выключателей.

Недостаток упрощенных схем заключается в замедлении отключения поврежденного элемента ввиду того, что время включения короткозамыкателей составляет 0,4-0,5 сек., а полное время отключения отделителей – 0,7-1 сек., кроме того существующие конструкции отделителей недостаточно надежны в работе. Освоен выпуск отделителей закрытого исполнения (элегазовые) двухстороннего действия и короткозамыкателей 110-500 кВ с пневматическим приводом. Время включения короткозамыкателей и полное время отключения отделителей не должно превышать 0,1 сек.

- Схемы мостика (рис. 9.18)

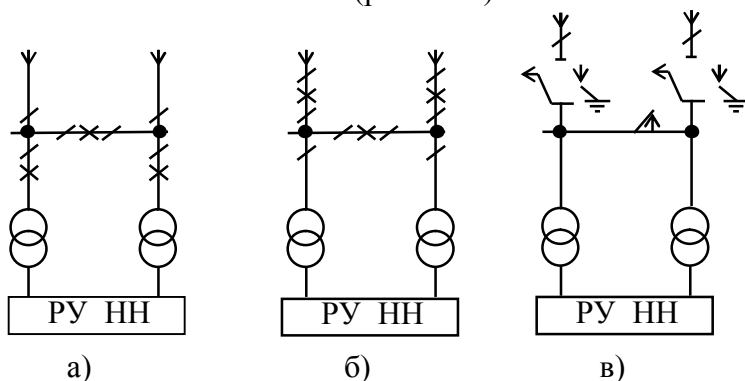


Рис. 9.18. Схемы мостика

Первые две схемы мостиков выполнены с применением выключателей, последняя – с применением отделителей. Схема, приведенная на рис. 9.18 а, применяется в тех случаях, когда один из трансформаторов в течение суток при снижении нагрузки отключается, а питающие линии имеют небольшую длину. Схема, показанная на Рис. 9.18 б, целесообразна в тех

случаях, когда питающие линии имеют большую длину и, следовательно, вероятность их повреждения велика.

Схемы мостиков применяются тогда, когда нет необходимости обеспечивать транзит мощности по линиям, т.е. когда линии идут на подстанцию от одного узла системы.

- Схемы двойного мостика (рис. 9.19)

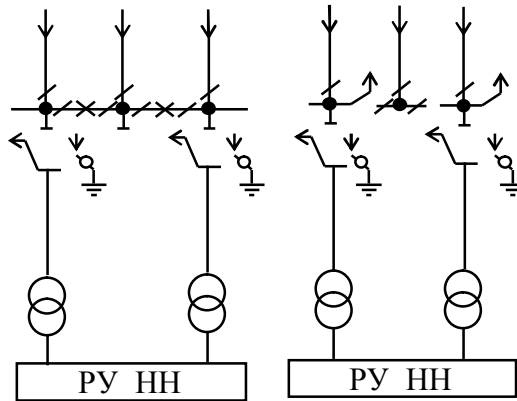


Рис. 9.19. Схема двойного мостика

Схема, показанная на рисунке 9.19 а, выполнена с использованием выключателей, а схема, приведенная на рисунке 9.19 б, - с использованием отделителей. В обеих схемах две крайние линии являются питающими, а средняя – радиальная – идет к нагрузке. При КЗ на этой линии она отключается и схема превращается в схему два блока линия-трансформатор.

- Схема четырехугольника (рис. 9.20)

Схема четырехугольника применяется при транзите мощности через шины ВН подстанции. Схема рисунок 6.20 а,

имеет 4 выключателя на 4 присоединения, а схема (рисунок 6.20 б)- 4 выключателя и 4 отделителя на 6 присоединений.

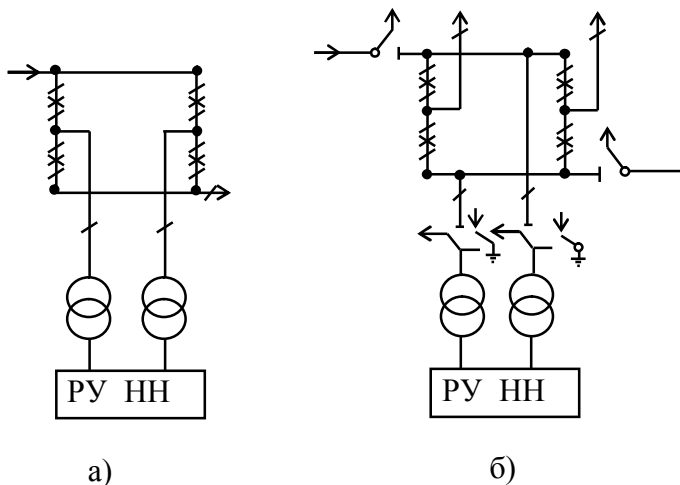


Рис. 9.20. Схемы четырёхугольника

При значительном числе присоединений на стороне ВН подстанции применяются схемы с одной секционированной системой шин и с обходной, с двумя несекционированными системами шин и с обходной, а на ответственных подстанциях 500-750 кВ – даже схема с двумя выключателями на присоединение.

9.2.3. Схемы на низшем напряжении

На стороне низшего напряжения подстанций чаще всего применяется одна секционированная система шин с раздельной работой секций. При необходимости более глубокого ограничения токов КЗ устанавливаются групповые реакторы в цепях трансформаторов. Секционные реакторы на подстанциях не применяют, так как в условиях подстанций их

токоограничивающее действие весьма мало. Варианты типовых схем на низшем напряжении подстанций даны на рис. 9.21.

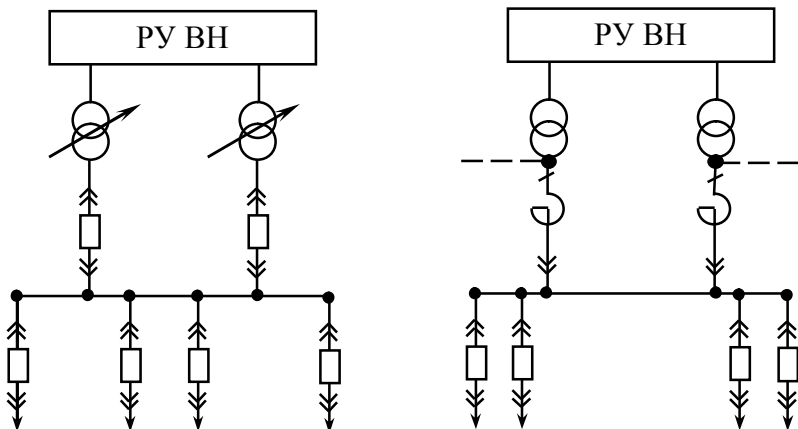


Рис. 9.21. Схемы на низшем напряжении

На подстанции, схема которой показана на Рис. 9.21 б, предусмотрена установка синхронных компенсаторов (показано пунктиром). Следует отметить, что чем больше ограничен уровень токов КЗ на стороне НН подстанции (что равносильно увеличению эквивалентного сопротивления между шинами НН подстанции и системой), тем хуже устойчивость работы двигательной нагрузки потребителей подстанции.

ГЛАВА 10. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ РАЗРАБОТКИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

10.1. Разработка сверхпроводниковых турбогенераторов

Одним из основных направлений развития науки намечены теоретические и экспериментальные исследования в области сверхпроводящих материалов и на их основе разработка сверхпроводниковых турбогенераторов.

Сверхпроводящее электрооборудование позволит резко увеличить электрические и магнитные нагрузки в элементах устройств и благодаря этому резко сократить их размеры. В сверхпроводящем проводе допустима плотность тока, в 10...50 раз превышающая плотность тока в обычном электрооборудовании. Магнитные поля можно будет довести до значений порядка 10 Тл, по сравнению с 0,8...1 Тл в обычных машинах. Если учесть, что размеры электротехнических устройств обратно пропорциональны произведению допустимой плотности тока на индукцию магнитного поля, то ясно, что применение сверхпроводников уменьшит размеры и массу электрооборудования во много раз!

По мнению одного из конструкторов системы охлаждения новых типов криогенных турбогенераторов советского ученого И.Ф. Филиппова, есть основание считать задачу создания экономичных криотурбогенераторов со сверхпроводниками решенной. Предварительные расчеты и исследования позволяют надеяться, что не только размеры и масса, но и КПД новых машин будут выше, чем у самых совершенных генераторов традиционной конструкции.

Это мнение разделяют академик И.А. Глебов, доктора технических наук В.Г. Новицкий и В.Н. Шахтарин руководители работ по созданию нового сверхпроводникового

турбогенератора серии КТГ1000, испытанного ещё летом 1975 г.

Последовавшие затем результаты испытаний криогенного турбогенератора КТ22, позволили приступить к постройке сверхпроводникового агрегата значительно большей мощности. Вот некоторые данные сверхпроводникового турбогенератора мощностью 1200 кВт, разработанного во ВНИИЭЛЕКТРОМАШ. Сверхпроводящая обмотка возбуждения выполнена из провода диаметром 0,7 мм с 37 сверхпроводящими жилами из ниобийтитана в медной матрице. Центробежные и электродинамические усилия в обмотке воспринимаются бандажом из нержавеющей стали. Между наружной толстостенной оболочкой из нержавеющей стали и бандажом размещен медный электротермический экран, охлаждаемый потоком проходящего в канале холодного газообразного гелия, возвращаемого затем в ожижитель.

В перспективе создание машины мощностью 1300 МВт, которая будет иметь длину около 10 м при массе 280 т, в то время как аналогичная по мощности машина обычного исполнения имеет длину 20 м при массе 700 т! Наконец, обычную машину мощностью более 2000 МВт создать трудно, а при использовании сверхпроводников можно реально достичь единичной мощности 20 000 МВт!

Создание криогенных электрических машин – не дань моде, а необходимость, естественное следствие научно-технического прогресса. И есть все основания утверждать, что в ближайшее время сверхпроводящие турбогенераторы мощностью более 1000 МВт будут работать в энергосистемах.

10.2. Разработка сверхпроводниковых трансформаторов

Имеются проекты сверхпроводящих трансформаторов на мощность до 1 млн. кВт. При достаточно больших

мощностях сверхпроводящие трансформаторы будут легче обычных на 40...50 % при примерно одинаковых с обычными трансформаторами потерях мощности (в этих расчетах учитывалась и мощность ожигителя).

У сверхпроводящих трансформаторов, однако, есть и существенные недостатки. Они связаны с необходимостью защиты трансформатора от выхода его из сверхпроводящего состояния при перегрузках, коротких замыканиях, перегревах, когда магнитное поле, ток или температура могут достичь критических значений.

10.3. Разработка сверхпроводящих линий электропередач

В последние годы становится все более близкой к осуществлению мечта о сверхпроводящих линиях электропередачи. Все возрастающая потребность в электроэнергии делает очень привлекательной передачу большой мощности на большие расстояния. Отечественные ученые убедительно показали перспективность сверхпроводящих линий передачи. Стоимость линий будет сопоставима со стоимостью обычных воздушных линий передачи электроэнергии (стоимость сверхпроводника, если учесть высокое значение критической плотности его тока по сравнению с экономически целесообразной плотностью тока в медных или алюминиевых проводах, невелика) и ниже стоимости кабельных линий.

Осуществлять сверхпроводниковые линии электропередачи предлагается следующим образом: между конечными пунктами передачи в земле прокладывается трубопровод с жидким азотом. Внутри этого трубопровода располагается трубопровод с жидким гелием. Гелий и азот протекают по трубопроводам вследствие создания между исходным и конечным пунктами разности давлений. Таким

образом, ожигательно – насосные станции будут лишь на концах линии электропередач (см. рисунок).



Вариант сверхпроводящей линии

Жидкий азот можно использовать одновременно и в качестве диэлектрика. Гелиевый трубопровод поддерживается внутри азотного диэлектрическими стойками. Гелиевый трубопровод имеет вакуумную изоляцию. Внутренняя поверхность трубопровода жидкого гелия покрыта слоем сверхпроводника. Потери в такой линии с учетом неизбежных потерь на концах линии, где сверхпроводник должен стыковаться с шинами при обычной температуре, не превысят нескольких долей процента, а в обычных линиях электропередачи потери в 5...10 раз больше!

Силами ученых Энергетического института имени Г.М. Кржижановского и Всероссийского научно-исследовательского института кабельной промышленности уже создана серия опытных отрезков сверхпроводящих

кабелей переменного и постоянного тока, которые смогут передавать мощности тысячи мегаватт при КПД более 99% при умеренной стоимости и относительно невысоком (110...220 кВ) напряжении. Может быть, еще более важно, что сверхпроводящие линии электропередачи не будут нуждаться в дорогостоящих устройствах компенсации реактивной мощности. Обычные линии требуют установки токовых реакторов, мощных конденсаторов, чтобы нивелировать чрезмерные потери напряжения вдоль трассы, а линии на сверхпроводниках в состоянии себя самокомпенсировать!

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Развитие ТЭК невозможно без организационно-экономических, технических и управленческих стимулов как со стороны государственных органов, так и частных компаний, задействованных в отрасли. При этом, немаловажным пунктом полноценного совершенствования энергетических показателей (снижение энергоёмкости производства, повышение энергоэффективности и энергосбережения) является подготовка качественных инженерных кадров, обладающих достаточной информацией о структуре энергетических систем, их взаимосвязях и составных компонентов.

Представленное учебное пособие затрагивает широкий спектр вопросов дисциплины «Общая энергетика»: классификация энергетических ресурсов; элементы термодинамики; способы преобразования потоков энергии.

Основной упор сделан на рассмотрение электроэнергетической подсистемы, как основополагающего звена всего ТЭК. Подробно рассмотрены общие вопросы систем электроснабжения; качества электроэнергии и способов регулирования напряжения; схем соединения элементов электроэнергетических систем.

Отдельно следует отметить освещение вопросов, связанных с проблемами современных ТЭК и возможных путях их решения в ближайшей перспективе.

Издание соответствует требованиям Государственного образовательного стандарта высшего профессионального образования по направлению 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника», профиль «Электропривод и автоматика» и 35.03.06 «Агроинженерия», профиль «Электроснабжение и электрооборудование сельскохозяйственных предприятий».

Учебное пособие может быть использовано студентами других электротехнических специальностей при изучении курса «Общая энергетика».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Бурковский В.Л. Модели оптимального энергораспределения в системах регионального энергопотребления / В.Л. Бурковский, Р.А. Харченко. – Воронеж: ВГТУ, 2006. – 137с.
2. Веников В.А. Электрические системы. Электрические сети / Под ред. В.А. Веникова, В.А. Строева. - М.: Высш. школа, 1998. – 510 с.
3. Воробей Л.В. Основы электроснабжения промышленных предприятий: учеб. пособие. / Л.В. Воробей.- Воронеж: Издательство ВГТУ, 2001. – 171 с.
4. Зайцев А.И. Электроснабжение : учеб. пособие для студентов вузов, обучающихся по специальности 311400 - "Электрификация и автоматизация сел. хоз-ва" : [В 2 ч.]. / А.И. Зайцев. - Воронеж: Издательство ВГТУ, 2002. – 488 с.
5. Крысанов В.Н. Общая энергетика: учеб. пособие. / В.Н. Крысанов, А.Ю. Писаревский. - Воронеж: ВГТУ, 2015.– 210с.
6. Низовой А. Н. Основы энергетики и электроснабжения: учеб. пособие. / А.Н. Низовой, В.С. Бойчук. – Воронеж: «Кварта», 2003. - 116 с.
7. Фролов Ю.М. Энергетические установки и устройства: учеб. пособие. / Ю.М. Фролов. – Воронеж: Издательство «Научная книга», 2010. - 126 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

| | |
|---|-----|
| Введение..... | 3 |
| Глава 1. Проблемы современной энергетики..... | 7 |
| Глава 2. Энергетические ресурсы Земли..... | 15 |
| Глава 3. Элементы термодинамики..... | 29 |
| Глава 4. Способы получения электрической энергии..... | 36 |
| Глава 5. Методы прямого преобразования энергии..... | 86 |
| Глава 6. Общие вопросы энергетики..... | 101 |
| Глава 7. Системы электроснабжения..... | 145 |
| Глава 8. Качество электроэнергии и способы регулирования напряжения..... | 168 |
| Глава 9. Схемы электрических соединений электростанций и подстанций..... | 197 |
| Глава 10. Перспективные разработки в электроэнергетике..... | 226 |
| Заключение..... | 231 |
| Библиографический список..... | 232 |

Учебное издание

Крысанов Валерий Николаевич
Руцков Алексей Леонидович

ОБЩАЯ ЭНЕРГЕТИКА

В авторской редакции

Компьютерная верстка В.Н. Крысанова

Подписано к изданию 10.11.2016.

Объем данных 67,6 Мб

ФГБОУ ВО «Воронежский государственный технический
университет»

394026 Воронеж, Московский просп., 14