

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ОБРАЗОВАНИЮ
Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования
«ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

С.Г. ОБУХОВ

**СИСТЕМЫ ГЕНЕРИРОВАНИЯ
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ С
ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ
ЭНЕРГОРЕСУРСОВ**

Учебное пособие

Издательство
Томского политехнического университета
2008

ББК
УДК 620.9(075.8): 621.31
О

Обухов С.Г.

О Системы генерирования электрической энергии с использованием возобновляемых энергоресурсов: учебное пособие / С.Г.Обухов. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 140 с.

Современный энергетический кризис все более сдерживает поступательное развитие общества. Мировая энергетика, ориентированная главным образом на ископаемые виды топлива, приводит к стремительному сокращению запасов нефти, угля, газа и постоянному росту цен на основные энергоносители. Традиционная энергетика оказывает неблагоприятное воздействие на природу, вызывая изменение климата, появление мутаций, новых болезней.

Развитие эффективных, экологически чистых технологий производства электрической энергии является приоритетным направлением развития современной энергетике, которое будет способствовать преодолению энергетического кризиса и улучшению экологической обстановки на планете.

В учебном пособии рассмотрены основные технологические процессы производства электрической энергии с использованием традиционных, перспективных и альтернативных энергоносителей. Основное внимание уделено рассмотрению вопросов повышения эффективности преобразования энергии, и построению систем генерирования электроэнергии на базе установок, использующих возобновляемые энергетические ресурсы.

Пособие предназначено для студентов электроэнергетических и электротехнических специальностей.

ББК
УДК 620.9(075.8): 621.31

Рекомендовано к печати Редакционно-издательским советом
Томского политехнического университета

Рецензенты

Директор Некоммерческого Партнерства «Региональный центр
управления энергосбережением» Томской области

М.И.Яворский

Доктор технических наук, профессор, ведущий специалист РЦР,
г. Томск

В.В. Литвак

© Томский политехнический университет, 2008
© Оформление. Издательство Томского политехнического университета, 2008
© С.Г.Обухов, 2008

ВВЕДЕНИЕ

Энергетика является базовой отраслью промышленности любого государства. Именно состояние энергетической отрасли во многом определяет экономическое развитие страны, социально-бытовой уровень жизни населения. За последние 200 лет потребление энергии на душу населения возросло почти в 5 раз, при этом средняя продолжительность жизни населения планеты увеличилась более чем в два раза, значительно улучшились условия труда и социально-бытовая сфера жизни человека.

В то же время энергетика является одним из главных источников неблагоприятного воздействия на окружающую среду и человека. Значительная часть современной энергетики обеспечивается потреблением энергии, освобождающейся при сжигании органического ископаемого топлива (нефти, угля и газа). Это приводит к потреблению кислорода и выбросу в атмосферу токсичных газов, твердых веществ и накоплению диоксида углерода (CO_2), который обладает способностью удерживать отраженное Землей солнечное излучение и приводит к парниковому эффекту.

Приоритетное направление развития энергетики очевидно – создание новых эффективных, экологически чистых технологий получения тепловой и электрической энергии, способных полностью удовлетворить возрастающие потребности человечества в источниках энергии.

Среди различных видов энергии, используемых человеком, особое место занимает наиболее универсальный из ее видов – электрическая энергия. Достоинства электроэнергии общеизвестны: это экологически чистый вид энергии; ее можно передавать на большие расстояния потоками с высокой концентрацией; легко делить и с высокой эффективностью преобразовывать в другие виды энергии: тепловую, механическую, световую, химическую.

Для получения электрической энергии необходимы энергетические ресурсы, которые могут быть возобновляемые и невозобновляемые. К возобновляемым ресурсам относят те, которые полностью восстанавливаются в пределах жизни одного поколения (вода, ветер, древесина и т. д.). К невозобновляемым ресурсам относят ранее накопленные в природе, но в новых геологических условиях практически не образующиеся – уголь, нефть, газ.

Любой технологический процесс получения электрической энергии подразумевает однократное или многократное преобразование

различных видов энергии. При этом энергия, непосредственно извлекаемая в природе (энергия топлива, воды, ветра, и т.д.), называется первичной. Энергия, получаемая человеком после преобразования первичной энергии на электростанциях, называется вторичной (электрическая энергия, энергия пара, горячей воды и т.д.).

В названиях электростанций обычно отражено какой вид первичной энергии в какую вторичную преобразуется, например:

- тепловая электрическая станция (ТЭС) преобразует энергию тепла в электричество;
- гидроэлектростанция (ГЭС) преобразует энергию движения воды в электроэнергию;
- ветроэлектростанция (ВЭС) преобразует энергию ветра в электрическую энергию.

Для сравнительной характеристики технологических процессов производства электрической энергии используют такие показатели, как коэффициент полезного использования энергии, удельная стоимость 1 кВт установленной мощности электростанции, себестоимость вырабатываемой электроэнергии и т.п.

В учебном пособии рассмотрены основные технологические процессы получения электрической энергии. Проведен сравнительный анализ их технико-экономической эффективности, отмечены основные достоинства и недостатки. Особое внимание уделено технологиям, использующим возобновляемые энергетические ресурсы.

Россия обладает огромными запасами возобновляемых энергетических ресурсов, однако их практическое использование не получило пока должного распространения. Развитие технологий возобновляемой энергетики обеспечивает значительную экономию дорогого органического топлива, улучшает экологическую обстановку в регионах, способствует развитию экономики и повышению уровня жизни населения.

1. ОБЩИЕ ВОПРОСЫ ЭНЕРГЕТИКИ

1.1. Физические величины и единицы измерения в энергетике

При изучении процессов энергопреобразования приходится иметь дело с различными физическими величинами. Единицы измерения физических величин при этом могут быть различными, зачастую отличающиеся от Международной системы единиц (СИ). В связи с этим необходимо знать основные соотношения между единицами измерения основных физических величин, используемых в энергетике.

Энергию можно рассматривать как меру способности производить работу. Поэтому единицы измерения энергии и работы одни и те же. Наиболее часто используются следующие единицы:

- в системе СИ - джоуль (Дж). 1 Дж - это работа силы в 1 Н (ньютон) при перемещении точки ее приложения на 1 м, то есть $1 \text{ Дж} = 1 \text{ Н} \cdot \text{м}$;
- калория (кал), $1 \text{ кал} = 4,1868 \text{ Дж}$;
- ватт-секунда (Вт·с) - работа, которая производится в течение 1 с при мощности в 1 Вт, $1 \text{ Вт} \cdot \text{с} = 1 \text{ Вт} \cdot 1 \text{ с} = 1 \text{ Дж}$;
- киловатт-час (кВт·ч), $1 \text{ кВт} \cdot \text{ч} = 1000 \text{ Вт} \cdot 3600 \text{ с} = 3600000 \text{ Вт} \cdot \text{с} = 3600000 \text{ Дж}$.

Основные единицы измерения энергии представлены в табл.1.1.

Таблица 1.1

Таблица перевода единиц измерения энергии

	Дж	Квад	кКал	мтгэ	бнэ (6600 МДж)	Мтнэ	м ³ газа	тВт
1 Дж =	1	$947.9 \cdot 10^{-21}$	$239 \cdot 10^{-6}$	$34.14 \cdot 10^{-12}$	$163.4 \cdot 10^{-12}$	$22.34 \cdot 10^{-12}$	$26.84 \cdot 10^{-9}$	$31.71 \cdot 10^{-21}$
1 Квад =	$1055 \cdot 10^{15}$	1	$252 \cdot 10^{12}$	$36.02 \cdot 10^6$	$172.4 \cdot 10^6$	$23.57 \cdot 10^6$	$28.32 \cdot 10^9$	$33.45 \cdot 10^{-3}$
1 кКал =	4184	$3966 \cdot 10^{-18}$	1	$142.9 \cdot 10^{-9}$	$683.8 \cdot 10^{-9}$	$93.47 \cdot 10^{-9}$	$112.3 \cdot 10^{-6}$	$132.7 \cdot 10^{-18}$
1 Мтгэ =	$29.29 \cdot 10^9$	$27.76 \cdot 10^{-9}$	$7 \cdot 10^6$	1	0.6543	786.1	$928.7 \cdot 10^{-12}$	1
1 бнэ (6600 МДж) =	$6119 \cdot 10^6$	$5.8 \cdot 10^{-9}$	$1462 \cdot 10^3$	0.2089	1	0.1367	164.2	$194 \cdot 10^{-12}$
1 Мтнэ =	$44.76 \cdot 10^9$	$42.43 \cdot 10^{-9}$	$10.7 \cdot 10^6$	1.528	7.315	1	1201	$1419 \cdot 10^{-12}$
1 м ³ газа =	$37.26 \cdot 10^6$	$35.31 \cdot 10^{-12}$	8905	$1272 \cdot 10^{-6}$	$6089 \cdot 10^{-6}$	$832.3 \cdot 10^{-6}$	1	$1181 \cdot 10^{-15}$
1 тВт =	$31.54 \cdot 10^{18}$	29.89	$7537 \cdot 10^{12}$	$1076 \cdot 10^6$	$5154 \cdot 10^6$	$704.5 \cdot 10^6$	$846.4 \cdot 10^9$	1

Примечания:

Дж = Джоуль;

Квад = Квадраллион БТЕ (Британская Тепловая Единица);

кКал = килограмм калория;

бнэ = барелль нефтяного эквивалента;

мтнэ = метрическая тонна нефтяного эквивалента;

мтгэ = метрическая тонна топливного эквивалента;

м³газа = кубический метр природного газа;

тВт = тераВатт/год

Для обозначения десятичных кратных единиц энергии используются следующие приставки:

кДж (килоджоуль)	= 1000 Дж	=10 ³ Дж
МДж (мегаджоуль)	= 1000 кДж	=10 ⁶ Дж
ГДж (гигаджоуль)	= 1000 МДж	=10 ⁹ Дж
ТДж (тераджоуль)	= 1000 ГДж	=10 ¹² Дж
ПДж (петаджоуль)	= 1000 ТДж	=10 ¹⁵ Дж
ЭДж (эксаджоуль)	=1000 ПДж	=10 ¹⁸ Дж

Для сопоставления различных видов топлива в энергетике часто используют такую единицу измерения, как тонна условного топлива (т.у.т.), равную по своей энергетической ценности тонне угля. За рубежом в качестве эквивалента используется тонна нефти. Энергетическая ценность 1 тонны условного топлива составляет:

- 1 топливный тонно-эквивалент по нефти (тнэ) = 41,8 ГДж
- 1 топливный тонно-эквивалент по углю (туэ) = 0,7 тнэ = 29,3 ГДж

Давление в системе СИ измеряются в паскалях (1 Па = 1 Н/м²). Паскаль – это очень малая величина, поэтому чаще используют кратные величины: килопаскаль (кПа) и мегапаскаль (МПа). Иногда используют бары, что примерно соответствует атмосферному давлению:

$$1 \text{ бар} = 10^5 \text{ Па} = 100 \text{ кПа}$$

Эксплуатационный персонал электрических станций для измерения давления часто пользуется техническими атмосферами (ат), или физическими атмосферами (атм).

Основные соотношения между единицами измерения давления приведены в табл.1.2

Таблица 1.2

Таблица перевода единиц измерения давления

Соотношения между единицами давления					
Единицы	Па	бар	ат	мм рт. ст.	атм
1Па	1	10 ⁻⁵	1,02 · 10 ⁻⁵	7,5 · 10 ⁻³	0,987 · 10 ⁻⁵
1 бар	10 ⁵	1	1,02	750	0,987
1ат	9,81 · 10 ⁴	0,981	1	736	0,968
1 мм рт. ст.	133,3	1,33 · 10 ⁻²	1,36 · 10 ⁻³	1	1,32 · 10 ⁻³
1 атм	1,013	1,013 · 10 ⁵	1,033	760	1

В настоящее время в мире существует несколько температурных шкал и единиц измерения температуры. В Северной Америке используется шкала Фаренгейта. Наиболее распространена в Европе

шкала Цельсия, где нулевая температура – температура замерзания воды при атмосферном давлении, а температура кипения воды при атмосферном давлении принята за 100 градусов Цельсия ($^{\circ}\text{C}$).

Для термодинамических расчетов очень удобна абсолютная шкала или шкала Кельвина. За ноль в этой шкале принята температура абсолютного нуля, при этой температуре прекращается всякое тепловое движение в веществе. Численно один градус шкалы Кельвина равен одному градусу шкалы Цельсия - $1^{\circ}\text{C} = 1\text{ K}$, а температуры в Кельвинах T и градусах Цельсия t связаны соотношением:

$$T = t + 273,15.$$

1.2. Основные законы термодинамики.

:*Термодинамика* – наука о закономерностях превращения энергии. В термодинамике широко используется понятие термодинамической системы.

Термодинамической системой называется совокупность материальных тел, взаимодействующих, как между собой, так и с окружающей средой.

Все тела находящиеся за пределами границ рассматриваемой системы называются окружающей средой.

Поскольку одно и то же тело, одно и то же вещество при разных условиях может находиться в разных состояниях, (пример: лед – вода – пар, одно вещество при разной температуре) вводятся, для удобства, характеристики состояния вещества – так называемые *параметры состояния*.

Состояние тела можно охарактеризовать занимаемым *объемом*, *давлением* и *температурой*. В термодинамике рассматриваются равновесные состояния тел, температура которых в занимаемом объеме, а также давление, приложенное ко всей поверхности тела, одинаковы.

Соотношение между этими параметрами для любого вещества определяется уравнением состояния:

$$F(P, V, T) = 0, \quad (1.1)$$

где P – давление; V – объем, занимаемый телом; T – температура.

Для идеального газа (или приближенно для любого достаточно разреженного газа) уравнение состояния может быть записано в виде:

$$PV = RT, \quad (1.2)$$

где R – газовая постоянная.

Среди возможных изменений состояния тел в термодинамике особое значение имеют *изотермические* (процесс при неизменной температуре) и *адиабатические* (отсутствует обмен тепла между телом и окружающей средой) процессы.

Одними из первых энергетических установок, предназначенных для выработки электрической энергии, были тепловые машины. Принцип действия тепловых машин базируется на основных законах термодинамики, объясняющих физические принципы превращения энергии теплоты в механическую работу.

Закономерности преобразования энергии в тепловой машине рассмотрим на примере простейшей модели энергетической установки (рис.1.1). Она включает в себя испаритель, расширитель и конденсатор. Рабочим телом энергетической установки является вода.

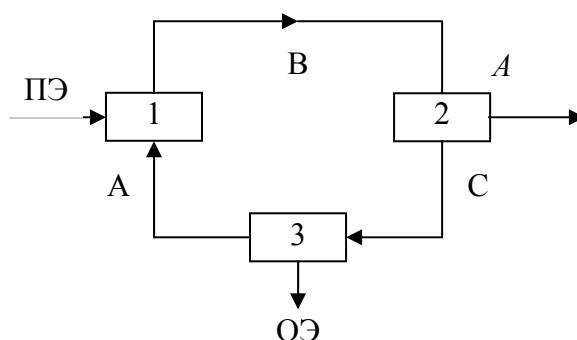


Рис.1.1. Схема простейшей энергетической установки:

1 - испаритель; 2 - расширитель; 3 - конденсатор; ПЭ - подводимая энергия;
 А- совершаемая работа; ОЭ - отводимая энергия

Подводимая к системе энергия расходуется на испарение рабочего тела в элементе 1. В точке В рабочим телом является пар с высокой температурой и высоким давлением. Затем рабочее тело расширяется, вызывая вращение турбины 2, которая приводит во вращение турбогенератор, вырабатывающий электроэнергию. В точке С рабочее тело пар, но с низкой температурой и низким давлением. В конденсаторе 3 рабочее тело вновь переводится в жидкое состояние и приобретает исходную температуру и давление. Энергия, которую необходимо вывести при этом из системы, обычно отбирается охлаждающей водой. Рабочее тело после выполнения цикла А-В-С возвращается в точку А без каких-либо изменений.

Если в системе не произошло никаких изменений, то согласно закону сохранения энергии, количество подводимой к системе энергии ($E_{ПЭ}$) будет равно сумме отводимой от нее энергии ($E_{ОЭ}$) и совершенной системой работой (A):

$$E_{ПЭ} = E_{ОЭ} + A \quad (1.3)$$

В зависимости от характера процесса, те или иные члены в (1.3) могут обращаться в нуль. Это уравнение представляет аналитическое выражение первого закона термодинамики, который характеризует закон сохранения энергии для системы, которая обменивается с внешней средой энергией в форме теплоты и работы. Согласно первому принципу термодинамики для получения работы без изменения энергии системы к системе необходимо подводить тепло.

Для изменения агрегатного состояния рабочего тела, например, его испарения или конденсации, нужно подвести или отвести определенное количество энергии. Таким образом, рабочее тело обладает свойством запасать энергию. Изменение внутреннего состояния рабочего тела можно характеризовать количеством запасенной им энергии ($E_{зЭ}$).

Количество подведенной (отведенной) к телу теплоты можно определить по выражению:

$$Q = C \Delta T = E_{зЭ} + A, \quad (1.4)$$

где C – теплоемкость тела; ΔT - изменение температуры тела.

В прошлом столетии Гиббс ввел в практику тепловых расчетов новую функцию – энтальпию. *Энтальпия* это сумма внутренней энергии тела и произведения давления на объем:

$$I = U + P \cdot V, \text{ Дж} \quad (1.5)$$

где: I – энтальпия; U – внутренняя энергия; P – давление; V – объем.

Удельная энтальпия i это отношение энтальпии тела к его массе. Удельная энтальпия это параметр состояния. Значение удельной энтальпии пара и воды при определенном давлении и температуре можно найти в справочниках. Пользуясь этими данными, можно определить количество теплоты участвующее в процессе или работу процесса.

Теплота Q не является функцией состояния, так как количество теплоты выделившейся или поглотившейся в процессе зависит от самого процесса. Функцией состояния является *энтропия*, которая обозначается индексом S :

$$dS = dQ/T, \text{ Дж/К}, \quad (1.6)$$

где dS – дифференциал энтропии; dQ – дифференциал теплоты; T – абсолютная температура;

Удельная энтропия – отношение энтропии тела к его массе. Удельная энтропия s является справочной величиной. Удельная энтропия - функция состояния вещества, принимающая для каждого его состояния определенное значение:

$$s = f(P, V, T), \text{ Дж}/(\text{кг}\cdot\text{К}) \quad (1.7)$$

Удельную энтропию можно применять совместно с одним из основных параметров для графического изображения процессов. Если изобразить на плоскости процесс изменения энтропии и температуры некоего вещества, то мы получим графическое представление термодинамического процесса в T - S координатах, рис.1.2.

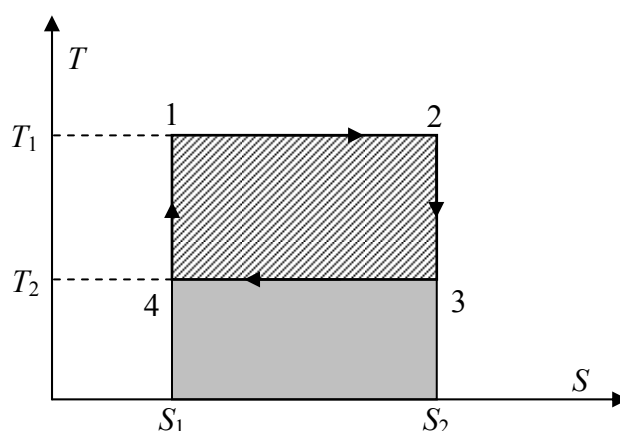


Рис. 1.2. T - S диаграмма цикла Карно

Особенностью T - S координат является то, что площадь под линией процесса соответствует количеству энергии отданной или полученной рабочим телом.

На диаграмме, изображенной на рис.1.2, представлен некий замкнутый цикл. Система последовательно переходит из точки 1 в 2 затем 3, 4 и снова в 1. Из графика видно, что процессы 1=>2 и 3=>4 являются изотермическими (происходят при $T = \text{const}$). Процессы 2=>3 и 4=>1 являются адиабатными, поскольку в них не происходит изменение энтропии ($dS = 0$, следовательно, $dQ = 0$ или $Q = \text{const}$). В процессе 2=>3 происходит охлаждение рабочего тела за счет совершения им работы, а в процессе 4=>1 происходит нагрев рабочего тела, за счет совершения работы над телом.

Количество тепла, подведенного к системе:

$$Q_1 = T_1 \cdot (S_2 - S_1) . \quad (1.8)$$

Количество подведенного тепла соответствует площади прямоугольника 1-2- S_2 - S_1 -1.

Количество тепла, отдаваемое системой:

$$Q_2 = T_2 \cdot (S_2 - S_1) . \quad (1.9)$$

Количество отведенного тепла соответствует площади прямоугольника 4-3- S_2 - S_1 -4 (прямоугольник серого цвета).

Работу цикла можно определить через разность подведенной и отведенной теплоты:

$$A = Q_1 - Q_2 . \quad (1.10)$$

На рисунке величина работы в цикле соответствует заштрихованному прямоугольнику 1-2-3-4-1.

КПД цикла:

$$\eta_t = \frac{Q_1 - Q_2}{Q_1} = \frac{T_1 \cdot (S_2 - S_1) - T_2 \cdot (S_2 - S_1)}{T_1 \cdot (S_2 - S_1)} = \frac{T_1 - T_2}{T_1} \quad (1.11)$$

Главной особенностью данного цикла является то, что при данном перепаде температур у любого другого цикла КПД будет меньше. Диаграмма T - S дает наглядное доказательство этого утверждения. Любой другой цикл в диапазоне температур $T_1 - T_2$, на диаграмме будет иметь соотношение площадей меньше чем соотношение площадей прямоугольников. В связи с площадями на диаграмме возникло выражение «степень заполнения цикла» – насколько площади работы цикла близки к площадям прямоугольников

Вопрос о максимально допустимом КПД преобразования теплоты в работу был впервые исследован в начале XIX века французским инженером С. Карно.

Значение $\eta_t = 100\%$ может, быть достигнуто лишь при условии $T_2 = 0$, однако, абсолютный нуль температуры недостижим. В реальных условиях температура T_2 равна температуре окружающей среды, и для повышения термического КПД тепловой машины необходимо увеличивать начальные значения температуры T_1 рабочего тела. На современных паровых турбинах ТЭС используется пар с температурой до 540°C и давлением 13–24 МПа, при этом обеспечивается значение термического КПД на уровне 60 %. Дальнейшее увеличение термического КПД ограничивается прочностью материалов, используемых в турбостроении.

На любых энергетических установках с пароводяным циклом,

использующих в качестве конечного поглотителя тепла окружающие пространство, зимой КПД выше за счет снижения температуры окружающей среды T_2 .

В соответствии с первым законом термодинамики для получения КПД энергетической установки равным 100 %, необходимо всю подводимую к системе энергию превратить в работу. Однако, осуществить это практически возможно только в разомкнутом термодинамическом процессе. Например, при изотермическом расширении газа совершается работа. Однако процесс расширения не может продолжаться бесконечно долго, а идет лишь до момента пока давление газа не станет равным атмосферному. Непрерывное преобразование теплоты в работу можно осуществить только в круговом процессе, или цикле.

Механическую работу всегда можно превратить в теплоту (например, с помощью трения), но для обратного превращения имеются ограничения. Иначе можно было бы превращать в работу теплоту, взятую от других тел, т.е. создать вечный двигатель.

Второй закон термодинамики исключает возможность создания вечного двигателя. Имеется несколько различных, но эквивалентных формулировок этого закона.

1. *Постулат Клаузиуса*. Процесс, при котором не происходит других изменений, кроме передачи теплоты от горячего тела к холодному, является необратимым, т.е. теплота не может перейти от холодного тела к горячему без каких-либо других изменений в системе.

2. *Постулат Кельвина*. Процесс, при котором работа переходит в теплоту без каких-либо других изменений в системе, является необратимым, т.е. невозможно превратить в работу всю теплоту, взятую от источника с однородной температурой, не производя других изменений в системе.

3. *Формулировка Томсона*. Не вся теплота, полученная от теплоотдатчиков, может перейти в работу, а только часть ее

Постулат Кельвина не допускает возможности превращения в работу теплоты, полученной от источника с однородной температурой. Для такого превращения нужно иметь, по меньшей мере, два источника с различными температурами T_1 и T_2 .

В тепловых машинах превращение теплоты в работу происходит только при наличии разности температур между источниками теплоты и теплоприемниками.

Теоретическим циклом современной паросиловой установки является цикл Ренкина, рис.1.3.

Пароводяная смесь, образовавшаяся в результате передачи тепловой энергии воде, поступает в сепаратор, где происходит разделение пара и воды. Пар направляется в паровую турбину, где расширяясь адиабатно, совершает работу. Из турбины отработавший пар направляется в конденсатор. Там происходит отдача теплоты охлаждающей воде, проходящей через конденсатор. Вследствие этого пар полностью конденсируется. Полученный конденсат непрерывно засасывается насосом из конденсатора, сжимается и направляется вновь в сепаратор.

Конденсатор играет двойную роль в установке: Во-первых, он имеет паровое и водяное пространство, разделенные поверхностью, через которую происходит теплообмен между отработавшим паром и охлаждающей водой. Поэтому конденсат пара может быть использован в качестве идеальной воды, не содержащей растворенных солей. Во-вторых, в конденсаторе вследствие резкого уменьшения удельного объема пара при его превращении в капельножидкое состояние наступает вакуум, который будучи поддерживаемым в течение всего времени работы установки, позволяет пару расширяться в турбине еще на одну атмосферу (P_k около 0,04 - 0,06 бар) и совершать за счет этого дополнительную работу.

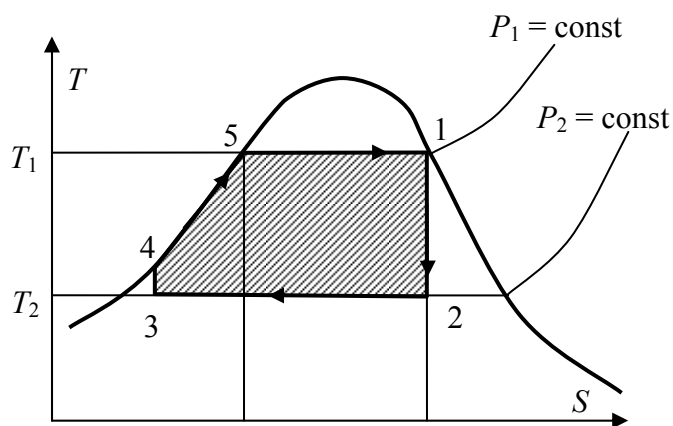


Рис. 1.3. T - S диаграмма цикла Ренкина

Изображенная на T - S диаграмме воды выпуклая линия является разделительной: при энтропии и температуре, соответствующим точкам, лежащим на диаграмме выше этой линии существует только пар, ниже пароводяная смесь.

Влажный пар в конденсаторе полностью конденсируется по изобаре $P_2 = \text{const}$ (линия 2-3). Затем вода сжимается насосом от давления P_2 до давления P_1 , этот адиабатный процесс изображен в T - S

диаграмме вертикальным отрезком 3-4.

Длина отрезка 3-4 в $T-S$ диаграмме весьма мала, так как в области жидкости, изобары (линии постоянного давления) в $T-S$ диаграмме проходят очень близко друг от друга. Благодаря этому при изоэнтропном (при постоянной энтропии) сжатии воды, температура воды возрастает менее чем на 2-3 °С, и можно с хорошей степенью приближения считать, что в области жидкости изобары воды практически совпадают с левой пограничной кривой.

Малая величина отрезка адиабаты 3-4 свидетельствует о малой работе, затрачиваемой насосом на сжатие воды. Малая величина работы сжатия по сравнению с величиной работы, производимой водяным паром в процессе расширения 1-2, является важным преимуществом цикла Ренкина.

Из насоса вода под давлением P_2 поступает в водогрейный котел, где к ней в изобарно (процесс 4-5, $P_1 = \text{const}$) подводится тепло. Вначале вода нагревается до кипения (участок 4-5) а затем, по достижении температуры кипения, происходит процесс парообразования (участок 5-1 изобары, $P_1 = \text{const}$). Далее пароводяная смесь поступает в сепаратор, где происходит разделение воды и пара. Насыщенный пар, из сепаратора поступает в турбину. Процесс расширения в турбине изображается адиабатой 1-2. Этот процесс относится к классическому циклу Ренкина. В реальной установке процесс расширения пара в турбине несколько отличается от классического. Отработанный влажный пар поступает в конденсатор, и цикл замыкается.

С точки зрения термического КПД, цикл Ренкина представляется менее выгодным, чем цикл Карно, поскольку степень заполнения цикла (равно как и средняя температура подвода тепла) для цикла Ренкина оказывается меньше, чем в случае цикла Карно. Однако с учетом реальных условий осуществления экономичность цикла Ренкина выше экономичности соответствующего цикла Карно на влажном паре.

Для того чтобы увеличить термический КПД цикла Ренкина часто применяют так называемый перегрев пара в специальном элементе установки – пароперегревателе, где пар нагревается до температуры, превышающей температуру насыщения при данном давлении P_1 . В этом случае средняя температура подвода тепла увеличивается по сравнению с температурой подвода тепла в цикле без перегрева и, следовательно, термический КПД цикла возрастает. Цикл Ренкина с перегревом пара является основным циклом теплосиловых установок, применяемых в современной теплоэнергетике.

1.3. Энергетические показатели электростанций

Основным показателем энергетической эффективности электростанции является коэффициент полезного действия (КПД) по отпуску электрической энергии, который называется абсолютным коэффициентом полезного действия электростанции.

КПД электростанции по отпуску электрической энергии называется КПД нетто и определяется по выражению:

$$\eta_c^H = \frac{W_{от}}{W_{п}}, \quad (1.12)$$

где $W_{от}$, $W_{п}$ – количество энергии отпущенной потребителю и энергия первичного энергоносителя соответственно, кДж или кВт·ч.

При анализе общей энергетической эффективности электростанции часто используют КПД брутто, который определяет эффективность выработки электроэнергии:

$$\eta_c^б = \frac{W_{э}}{W_{п}} = \frac{W_{от} + W_{сн}}{W_{п}}, \quad (1.13)$$

где $W_{э}$, $W_{сн}$ – общая выработка и расход электроэнергии на собственные нужды электростанции, кДж или кВт·ч.

КПД брутто и нетто связаны между собой следующим соотношением:

$$\eta_c^H = \eta_c^б \cdot (1 - w_{сн}), \quad (1.14)$$

где $w_{сн} = \frac{W_{сн}}{W_{э}}$ – доля расхода энергии на собственные нужды.

Общий КПД электростанции складывается из КПД ее основных технологических элементов. Например, для конденсационной тепловой электростанции общий КПД можно найти из выражения:

$$\eta_c = \eta_{ту} \cdot \eta_k \cdot \eta_{тр}, \quad (1.15)$$

где $\eta_{ту}$ – КПД турбоустановки, учитывающий потери тепла в конденсаторе, электрические потери в турбогенераторе и механические потери в турбине; η_k – КПД парового котла; $\eta_{тр}$ – КПД теплового потока, учитывающего потери теплоты в трубопроводах при движении пара от котла к турбине.

Для электростанций, использующих в качестве первичного энергоносителя органическое топливо, при определении КПД обычно используют количество энергии (теплоты), заключенное в топливе:

$$\eta_c^H = \frac{W_{от}}{Q_c} = \frac{W_{от}}{B \cdot Q_{сг}}, \quad (1.16)$$

где Q_c – количество энергии (теплоты), содержащееся в исходном топливе, кДж; B – общий расход топлива, кг; $Q_{сг}$ – низшая теплота сгорания топлива, кДж/кг.

Важным показателем экономической эффективности тепловых электростанций является удельный расход топлива на выработку 1 кДж или 1 кВт·ч энергии (в кг/кДж или кг/кВт·ч):

$$B_y = \frac{B}{W_{от}} \quad (1.17)$$

С учетом выражения (1.16) удельный расход топлива можно представить в виде:

$$B_y = \frac{B}{W_{от}} = \frac{1}{\eta_c \cdot Q_{сг}} \text{ кг/кДж} \quad \text{или} \quad B_y = \frac{B}{W_{от}} = \frac{3600}{\eta_c \cdot Q_{сг}} \text{ кг/кВт·ч} \quad (1.18)$$

Для сопоставимости энергетической эффективности электростанций, использующих различные виды топлива, принято определять удельный расход условного топлива с теплотой сгорания 29308 кДж/кг. В этом случае удельный расход условного топлива будет равен:

$$B_y = \frac{B}{W_{от}} = \frac{3600}{\eta_c \cdot 29308} = \frac{0.123}{\eta_c} \text{ кг/кВт·ч} \quad (1.19)$$

В настоящее время на лучших тепловых электростанциях конденсационного типа величина удельного расхода условного топлива составляет 310-320 г/кВт·ч.

1.4. Режимы работы энергосистем

Характерной чертой современной энергетики является объединение отдельных электростанций и территориальных энергосистем в крупные энергетические образования. Стремление к

объединению энергетических систем обусловлено большими преимуществами по сравнению с отдельными электростанциями.

Максимум суммарной нагрузки крупной энергосистемы всегда меньше суммы максимумов нагрузки отдельных потребителей, так как эти максимумы не совпадают во времени. Для энергетических систем, охватывающих обширные географические территории, несовпадение максимумов нагрузки связано с расположением потребителей в различных часовых поясах.

При создании объединенных энергосистем можно уменьшить суммарную установленную и резервную мощность электростанций, повысить надежность электроснабжения потребителей, увеличить единичную мощность основного энергетического оборудования (с возрастанием мощностей силовых агрегатов повышаются их технико-экономические показатели, и соответственно, снижается себестоимость вырабатываемой электроэнергии).

При объединении различных типов электрических станций можно более эффективно и экономично управлять режимами работы энергетической системы. Особенностью электроэнергетических систем является необходимость согласования в любой период времени процессов производства и потребления электрической энергии – электростанции должны вырабатывать столько электроэнергии, сколько ее требуется в данный момент потребителю. Электрическая нагрузка потребителей изменяется в течение суток и во времени года, поэтому оборудование электростанций должно обеспечивать возможность оперативного изменения режима ее работы. При этом в режиме максимальных нагрузок должны включаться дополнительные генераторы, а в режиме минимальных нагрузок некоторые генераторы выводятся из работы. Однако, основное силовое оборудование тепловых электростанций эксплуатируется при высоких давлениях и температурах и для его вывода на рабочий режим требуется довольно длительное время – от 3 до 10 часов. Гораздо большей маневренностью обладают газотурбинные и гидравлические электростанции, которые целесообразно использовать для покрытия пиков электрических нагрузок.

Объединение в энергосистеме электростанций различных типов позволяет повысить экономичность выработки электроэнергии. На рис.1.4 показано примерное распределение выработки электроэнергии электростанциями различных типов в суточном графике нагрузок крупного энергетического объединения [13].

Из суточного графика нагрузок видно, что основную часть нагрузки потребителя покрывают тепловые конденсационные

электростанции и теплоэлектроцентрали. При этом доля ТЭЦ в покрытии графика нагрузки определяется ее тепловым режимом. Для покрытия наибольших (пиковых) электрических нагрузок используются гидростанции и гидроаккумулирующие электростанции, которые могут быть не обеспечены необходимым запасом воды для постоянной работы на максимальную мощность. Для покрытия пиковой нагрузки также могут быть использованы электростанции с газовыми турбинами, время вывода которых на рабочий режим составляет несколько минут.

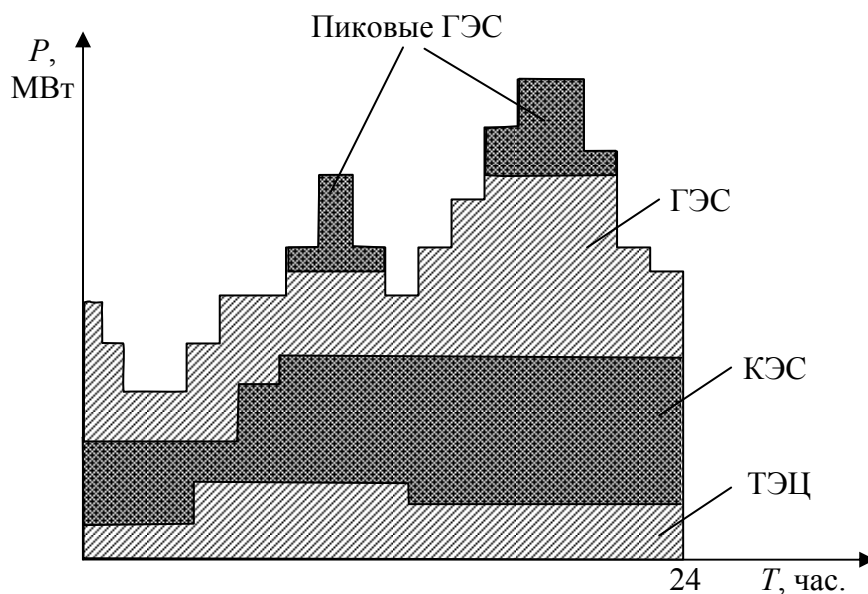


Рис.1.4. Суточные графики нагрузок энергосистемы и электрических станций

При работе в составе энергосистем наибольшую эффективность обеспечивают электростанции, использующие возобновляемые энергетические ресурсы. Так как многие виды возобновляемой энергии, такие как энергия солнца, ветра, течений, волн, имеют крайне непостоянный временной характер, при их использовании в составе автономных энергоустановок, вырабатываемая электростанциями энергия должна быть согласована с нагрузкой потребителя. При работе на мощную электрическую сеть такие установки могут вырабатывать максимально возможное количество электроэнергии, определяемое параметрами первичного энергоносителя.

1.5. Вопросы для самопроверки

1. В каких единицах измеряются мощность, энергия, давление, температура ?
2. Какими основными параметрами характеризуется состояние вещества ?
3. Какие процессы называются изотермическими и адиабатическими ?
4. Как формулируется первый закон термодинамики ?
5. Что такое энтальпия, энтропия, удельная энтальпия, удельная энтропия ?
6. Что понимается под циклом Карно, как определяется КПД цикла ?
7. Как формулируется второй закон термодинамики ?
8. Какова последовательность процессов в цикле Ренкина ?
9. Что понимается под энергетическими показателями электростанций ?
10. Каким соотношением связаны между собой КПД нетто и брутто ?
11. Какова необходимость объединения в энергосистемы электростанций различных типов и особенности их работы ?

2. ТРАДИЦИОННЫЕ СПОСОБЫ ПОЛУЧЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Основу традиционной энергетики составляют тепловые электрические станции (ТЭС), использующие энергию органического топлива и ядерного горючего, и гидроэлектростанции (ГЭС). Единичная мощность электростанций, как правило, велика (сотни МВт установленной мощности) и они объединены в крупные энергосистемы. На больших электростанциях вырабатывается более 90 % всей потребляемой электроэнергии, и они составляют основу комплекса централизованного электроснабжения потребителей. Характерной чертой традиционной энергетики является отработанные, проверенные временем технологии (практический опыт использования тепловых электростанций составляет около 100 лет).

В традиционной энергетике в мировом масштабе в 2000 г. преобладала теплоэнергетика: на базе нефти вырабатывалось 39 % электроэнергии, угля – 27 %, газа – 24 %. На АЭС вырабатывалось 7 %, а на ГЭС – всего 3 %. Однако при этом надо иметь в виду существенные региональные отличия, вызванные в первую очередь наличием соответствующих ресурсов. Например, энергетика таких стран, как

Польша, ЮАР, практически целиком основана на использовании угля, а Нидерландов – газа. Очень велика доля теплоэнергетики в Китае, Австралии, Мексике.

В ряде стран преобладают ГЭС. В Норвегии и Бразилии вся выработка электроэнергии происходит на ГЭС. Можно привести список из нескольких десятков стран, где доля выработки ГЭС превышает 70 %.

По доле АЭС в выработке электроэнергии первенствует Франция (около 80 %). Преобладает она в Бельгии, республике Корея и некоторых других странах [1].

Установленная мощность электростанций зоны централизованного электроснабжения России на 31 декабря 2006 года составила 210,8 млн. кВт, из них мощность тепловых электростанций составляет 142,4 млн. кВт (68 % суммарной установленной мощности), гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций – 44,9 млн. кВт (21 %), атомных электростанций – 23,5 млн. кВт (11 %).

Специфической особенностью электроэнергетики России является наличие огромных территорий, относящихся к так называемым зонам децентрализованного электроснабжения. Подавляющая часть этих территорий расположена в районах Западной, Восточной Сибири и Крайнего Севера, и характеризуется крайне низкой плотностью населения и электрической нагрузки. На этих территориях постоянно проживают по разным оценкам от 10 до 20 млн. человек. Подключение потребителей к системе централизованного электроснабжения в этих условиях или практически невозможно, или экономически нецелесообразно.

Электроснабжение потребителей в зонах децентрализованного электроснабжения в настоящее время осуществляется в основном от дизельных и бензиновых электростанций, общей установленной мощностью 17 млн. кВт. Суровые климатические условия, отсутствие дорог и инфраструктуры приводят к тому, что стоимость доставки топлива часто превышает цену самого топлива. Характерным примером подобных районов является Томская область, на территории которой находятся в эксплуатации более 120 дизельных электростанций, суммарной установленной мощностью 44000 кВт. В зависимости от места расположения станции и условий ее работы стоимость выработанной электроэнергии колеблется от 5,0 до 20,0 рублей за кВт·ч.

2.1. Конденсационные электрические станции

Свое название конденсационные электрические станции (КЭС) получили от основного технологического элемента – паровой турбины конденсационного типа. Для КЭС, вырабатывающих в основном электрическую энергию, часто используют другое название – ГРЭС (государственная районная электрическая станция). Тепловые конденсационные электрические станции являются самыми массовыми в России источниками электрической энергии.

Оборудование КЭС может быть приспособлено для сжигания твердого, жидкого или газообразного топлива. Как правило, один вид топлива для КЭС является основным, а другой – резервным. Большинство КЭС России, особенно в европейской части, в качестве основного топлива потребляют природный газ, а в качестве резервного топлива мазут, такие ТЭС называют газомазутными. Во многих регионах, в основном в азиатской части России, основным топливом КЭС является энергетический уголь – низкокалорийный уголь или отходы высококалорийного каменного угля. Поскольку перед сжиганием уголь размалываются в специальных мельницах до пылевидного состояния, то такие ТЭС называют пылеугольными.

В соответствии с начальными параметрами пара различают КЭС с докритическим и сверхкритическим давлением пара. Для турбоагрегатов мощностью до 200 МВт применяют докритическое давление пара (около 13 МПа), – а при мощности более 250 МВт – сверхкритическое давление пара (около 24 МПа).

Технологическая схема простейшей конденсационной электростанции показана на рис.2.1.

В паровой котел К подается органическое топливо, подогретый воздух и питательная вода. Подача воздуха осуществляется дутьевым вентилятором, а питательной воды – питательным насосом ПН, который создает высокое давление перед турбиной. В результате химической реакции сгорания топлива образуются продукты сгорания – смесь различных газов высокой температуры. Внутри котла осуществляется передача тепла от дымовых газов к воде, движущейся внутри труб. При этом происходит образование пара с высокими начальными параметрами. Пар из котла при давлении до 30 МПа и температуре до 650 °С подается в паровую турбину Т, где, проходя через ряд ступеней, он совершает механическую работу – вращает турбину и жестко связанный с ней ротор генератора Г.

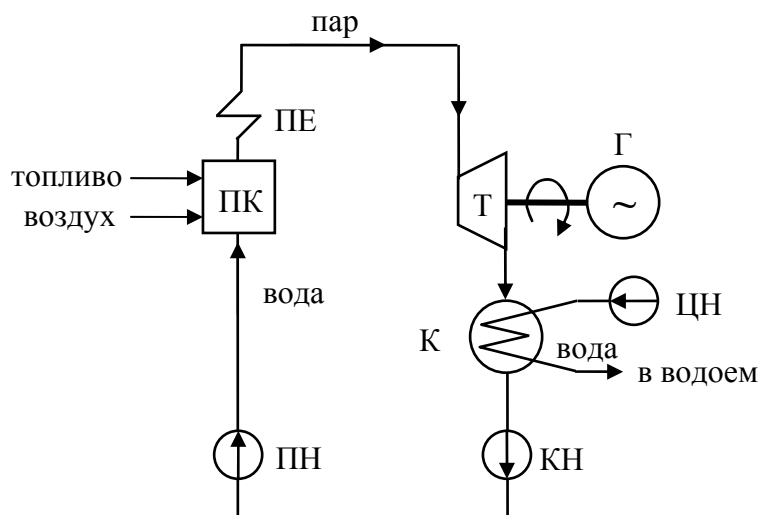


Рис.2.1. Технологическая схема простейшей конденсационной электростанции

ПК – паровой котел; ПЕ – пароперегреватель; Т – турбина;
 Г – электрический генератор; К – конденсатор;
 КН – конденсатный насос; ПН – питательный насос

Отработанный пар из турбины поступает в конденсатор К, в котором поддерживается глубокий вакуум: давление за паровой турбиной составляет 3–8 кПа. Поэтому пар, поступив в турбину с высоким давлением, движется к конденсатору, где давление мало, и расширяется. Именно расширение пара и обеспечивает превращение его потенциальной энергии в механическую работу.

Благодаря пропуску через конденсатор значительного количества холодной (15-25°С) циркуляционной воды, отработанный пар конденсируется (превращается в воду). Источником холодной воды ТЭС могут служить естественные водоемы (река, озеро и т.п.) или специальные искусственные установки – воздушные башенные охладители (градирни), откуда охлаждающая вода подается в конденсатор циркуляционными насосами ЦН.

Любая конденсационная паротурбинная электростанция включает в себя четыре обязательных основных элемента: паровой котел, турбоагрегат, состоящий из паровой турбины и электрического генератора; конденсатор и питательный насос.

Кроме того, реальная КЭС содержит вспомогательное оборудование – большое число насосов, теплообменников и других аппаратов, обеспечивающих ее работу с высокой эффективностью. К вспомогательному оборудованию относят системы пылеприготовления, золоулавливания и золоудаления, склады твердого топлива, систему

технического водоснабжения, тягодутьевые установки и т.д.

Основные потери тепла на КЭС возникают при передаче теплоты конденсации охлаждающей воде, которая затем рассеивается в окружающую среду. С теплом охлаждающей воды теряется 50-55 % тепла, поступающего на ТЭС с топливом. Потери тепла в котельном агрегате в зависимости от вида используемого топлива, режима работы и качества эксплуатации, составляют от 5 до 15 %. Это часть теплоты, которая уносится дымовыми газами и выбрасывается через дымовую трубу в атмосферу. Часть тепловой энергии топлива потребляется внутри ТЭС либо в виде тепла (например, на разогрев мазута), либо в виде электроэнергии (привод электродвигателей насосов различного назначения). Эту часть потерь называют собственными нуждами. Они составляют от 2 до 6 %.

Экономичность работы КЭС оценивают по удельному расходу топлива на выработку энергии и КПД. Коэффициент полезного действия КЭС относительно невелик – 25-40 %. Удельный расход топлива на лучших КЭС в настоящее время составляет 310-320 г/(кВт·ч).

Технологический процесс производства электроэнергии на КЭС определяет особенности подобных станций:

- их территориальное размещение может быть относительно свободным, но по возможности ближе к месторождениям топлива;
- на ТЭС можно сжигать практически любое топливо, в том числе самые низкосортные угли;
- удельная стоимость 1 кВт установленной мощности, сроки строительства, площади отчуждения хозяйственных земель ТЭС значительно меньше, чем для АЭС и ГЭС;
- имеют большую установленную мощность и большую часть выработанной электроэнергии отдают в сети повышенных напряжений (110-750 кВ);
- они низкоманевренны и для их вывода на рабочий режим необходимо 3-10 ч;
- большинство КЭС работают по свободному графику выработки электроэнергии (т.е. неограниченному технологическому режиму);

2.2. Теплоэлектроцентралли

К теплоэлектроцентралям (ТЭЦ) относят тепловые электрические станции, на которых производится совместная выработка тепловой и электрической энергии.

На ТЭЦ применяют специальные турбины с промежуточным отбором пара. В таких турбинах, после того как часть энергии пара израсходуется на приведение в движение турбины и параметры его понизятся, производится отбор некоторой доли пара для потребителей. Оставшаяся доля пара далее обычным порядком используется в турбине и затем поступает в конденсатор.

Отобранный из системы пар имеет относительно невысокую температуру и давление (низкопотенциальное тепло) и его можно использовать в качестве теплоносителя для отопления и горячего водоснабжения населения, а также для производственных нужд многих отраслей промышленности.

Структурная схема простейшей ТЭЦ представлена на рис.2.2.

Коммунально-бытовые потребители получают тепло от сетевых подогревателей (бойлеров) СП, в которых вода нагревается до температуры 110-125 °С, и с помощью сетевых насосов СН подается в тепловую сеть.

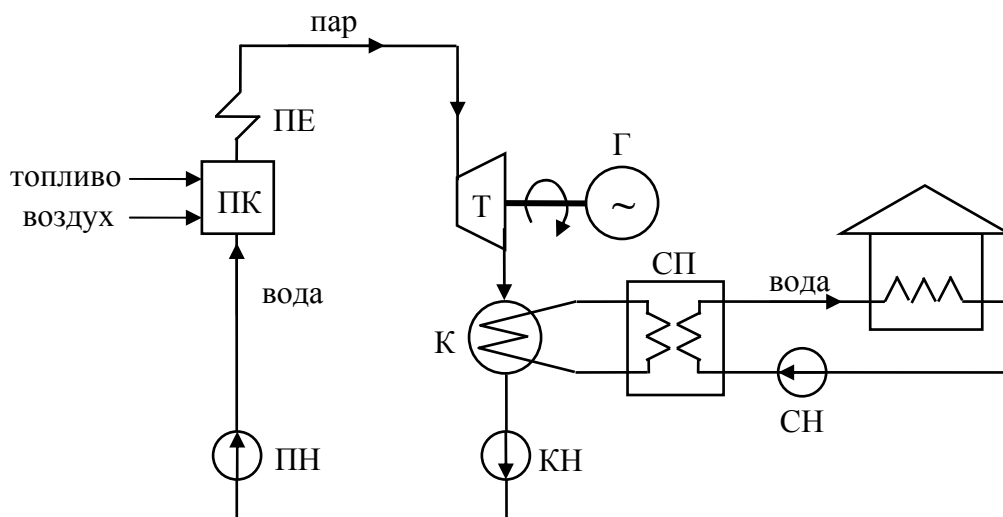


Рис.2.2. Технологическая схема простейшей теплоэлектроцентрали

ПК – паровой котел; ПЕ – пароперегреватель; Т – турбина;

Г – электрический генератор; К – конденсатор;

КН – конденсатный насос; ПН – питательный насос;

СП – сетевой подогреватель; СН – сетевой насос

Показателем тепловой экономичности ТЭЦ служат КПД по выработке электроэнергии $\eta_c^э$ и теплоты $\eta_c^т$:

$$\eta_c^э = \frac{W_{от}}{Q_c^э} \quad \eta_c^т = \frac{Q_{от}}{Q_c^т}, \quad (2.1)$$

где $Q_c^э$, $Q_c^т$ – количество энергии (теплоты), содержащееся в исходном топливе, затраченном на выработку электрической и тепловой энергии, соответственно, кДж;

Общее количество энергии топлива, необходимого для функционирования ТЭЦ определяется из выражения:

$$Q_c = Q_c^э + Q_c^т = B \cdot Q_{сг}, \quad (2.2)$$

где B – общий расход топлива на ТЭЦ, кг; $Q_{сг}$ – низшая теплота сгорания топлива, кДж/кг.

Величина КПД по выработке тепловой энергии в теплоэлектроцентралях очень высока и составляет 96-98 %.

Примем для приближенной оценки $\eta_c^т \approx 1$. Тогда можно считать, что $Q_{от} \approx Q_c^т$ и выражение (2.1) можно преобразовать к виду:

$$\eta_c = \frac{W_{от}}{Q_c - Q_{от}} \quad (2.3)$$

Из выражения (2.3) следует, что если ТЭЦ не производит тепловую энергию, то ее КПД соответствует КПД обычной конденсационной ТЭС. С увеличением количества тепловой энергии, вырабатываемой ТЭЦ (при неизменном количестве исходного топлива) КПД преобразования энергии станции будет увеличиваться, в реальных условиях до 80 %.

Таким образом, комбинированная выработка тепла и электрической энергии (теплофикация) обеспечивает экономию органического топлива. Физическая причина экономии топлива очевидна: теплота конденсации пара, покидающего паровую турбину, отдается не охлаждающей воде конденсатора, а тепловому потребителю.

Важно отметить, что величина η_c в выражении (2.3) характеризует не КПД преобразования электрической энергии, а общий

КПД ТЭЦ, который существенно выше, чем у конденсационных электростанций за счет более эффективных технологий получения тепловой энергии в сравнении с электрической.

При определении экономии от теплофикации часто используют так называемый «физический» метод», по которому вся экономия топлива относится на электроэнергию. При таком подходе расход условного топлива на 1 кВт·ч на ТЭЦ составляет 230-250 г, а на КЭС – 320-350 г/кВт·ч. Это не результат более экономичной работы ТЭЦ, а только способ распределения выгоды от теплофикации.

Особенности работы ТЭЦ следующие:

- электростанции должны располагаться рядом с потребителями тепла;
- работают по частично вынужденному графику выработки электроэнергии, так как график зависит от теплового потребления;
- основную часть выработанной электроэнергии выдают потребителям ближайшего района (на генераторном или повышенном напряжении);
- низкоманевренны (так же, как и КЭС).

2.3. Атомные электрические станции

Атомные электрические станции (АЭС) являются ТЭС, которые в качестве первичного энергоносителя вместо органического топлива используют ядерное горючее. Ядерное горючее представляет собой смесь изотопов урана ^{238}U и ^{235}U , которую получают из природного урана после переработки на обогатительном заводе (повышают процент делящегося изотопа ^{235}U).

Обогащенный уран помещают в специальные герметичные металлические стержни, длиной до 4 м. В этих стержнях и происходит управляемая ядерная реакция, которая сопровождается выделением большого количества тепла. Поэтому стержни с ядерным топливом называют тепловыделяющими элементами (ТВЭЛ). ТВЭЛы собирают в тепловыделяющие сборки (ТВС) по несколько сотен штук, которые удобно помещать и извлекать из активной зоны реактора.

После постепенного расщепления ^{235}U и уменьшения его концентрации, ТВС извлекают из реактора, и заменяют на новые. Использованные ТВС отправляют для дальнейшей переработки.

Так как, энергия, заключенная в топливе, используется на АЭС не полностью, невозможно оценить ее эффективность по величине

удельного расхода условного топлива. КПД АЭС определяют по величине преобразованной тепловой энергии, выделившейся в активной зоне реактора:

$$\eta_c = \frac{W_{от}}{Q_{реак}}, \quad (2.4)$$

где $W_{от}$ – выработанная за выбранный период электроэнергия, кВт·ч;
 $Q_{реак}$ – тепло, выделившееся в реакторе за этот период, кДж.

Параметры энергоблоков АЭС существенно ниже (меньше температура и давление пара), чем у ТЭС, и их КПД составляет 30-32 %. Тем не менее, себестоимость вырабатываемой электроэнергии на АЭС, как правило, существенно ниже, чем на обычных тепловых станциях.

Объясняется это тем, что энергия заключенная в ядерном горючем, в миллионы раз больше, чем энергетический ресурс органического топлива, а соответственно, расходы на его доставку во много раз меньше, в сравнении с затратами на перевозку угля или нефтепродуктов.

Паротурбинная установка (ПТУ) АЭС не имеет принципиальных отличий от ПТУ тепловых станций. Она также содержит паровую турбину, конденсатор, питательный насос и т.д. Так же, как и ТЭС, АЭС потребляет огромное количество воды для охлаждения конденсаторов. Однако, в отличие от ТЭС, АЭС не использует воздух для окисления топлива, соответственно, отсутствуют вредные выбросы золы, оксидов серы, азота, углерода, характерные для тепловых станций.

Ядерный реактор АЭС представляет собой сложное технологическое сооружение, которое состоит из корпуса, активной зоны с отражателем; содержит системы охлаждения, управления, регулирования и контроля, биологическую защиту, специальную приточно-вытяжную систему вентиляции, обеспечивающую радиационную безопасность.

Капитальные затраты на сооружение АЭС, как правило, превышают затраты на строительство ТЭС, но существенно ниже затрат на ГЭС.

Существующие в мире 440 АЭС дают 15–16% мирового производства электроэнергии. При этом доля атомной электроэнергетики в мировом энергобалансе составляет только 4%. В России 31 энергоблок АЭС мощностью 23,2 ГВт (11,5%) производит 150 млрд. кВт·ч электроэнергии в год, что соответствует 16–17% от общего энергопотребления [7].

Основной проблемой, сдерживающей развитие АЭС, являются тяжелые последствия возможных аварий и проблема утилизации радиоактивных отходов. После известной Чернобыльской аварии были приняты серьезные меры по повышению безопасности атомных электростанций. Современные АЭС комплектуются сложнейшими системами безопасности с многократными запасами и резервированием, практически исключают масштабные аварии, связанные с выбросом радиоактивных отходов.

Особенности АЭС следующие:

- независимость месторасположения от источников топлива;
- экологическая чистота при работе в штатных режимах в сравнении с ТЭС;
- необходимость ликвидации станций после выработки ресурса, что требует дополнительных капиталовложений;
- низкоманевренны (так же, как и ТЭС).

2.4. Газотурбинные установки.

Энергетические установки, в которых тепловая энергия газов преобразуется в кинетическую энергию вращения ротора турбины, называют газотурбинными установками (ГТУ). ГТУ состоит из воздушного компрессора, камеры сгорания и газовой турбины, а также вспомогательных систем, обеспечивающих ее работу. Современные газовые турбины в основном работают на жидком топливе, однако может использоваться и природный газ.

Принципиальная схема простейшей ГТУ показана на рис. 2.3.

Воздух из атмосферы поступает на вход воздушного компрессора, в котором сжимается до давления 1,3-1,7 МПа (13-17 ат), и подается в камеру сгорания. В камере сгорания воздух смешивается с топливом и воспламеняется, образуя продукты сгорания высокой температуры (1200-1400 °С).

Из камеры сгорания рабочие газы поступают в газовую турбину, в которой расширяются практически до атмосферного давления. При этом тепловая энергия рабочих газов преобразуется в механическую энергию вращения турбины. Отработанные газы выбрасываются в атмосферу либо непосредственно через дымовую трубу, либо через теплообменник, использующий теплоту уходящих газов.

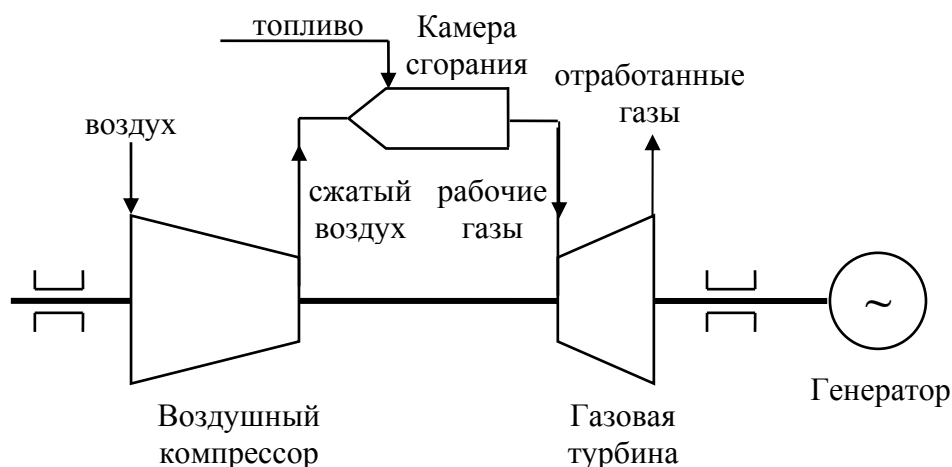


Рис.2.3. Принципиальная схема простейшей газотурбинной установки

На одном валу с газовой турбиной расположен электрический генератор и воздушный компрессор. Мощность, развиваемая турбиной, делится примерно поровну, около 50 % мощности тратится на привод компрессора, оставшаяся часть – на привод электрогенератора. Это и есть полезная мощность ГТУ, которая указывается при ее маркировке.

Представленная на рис.2.3 установка, является ГТУ простого термодинамического цикла, в которой обеспечиваются последовательные процессы сжатия, нагрева и расширения рабочего тела. Она содержит один компрессор, одну камеру сгорания и одну турбину. Больше практическое распространение получили более сложные схемы ГТУ, которые содержат несколько компрессоров, камер сгорания и турбин, и работают по схеме сложного цикла с несколькими ступенями сжатия и расширения рабочего тела. За счет усложнения технологических схем ГТУ обеспечивается повышение их энергетической эффективности.

Термический КПД ГТУ можно определить из выражения:

$$\eta_{\text{т}} = \frac{T_1 - T_2}{T_1}, \quad (2.5)$$

где T_1 , T_2 – температура рабочего тела (газа) на входе и выходе из турбины, соответственно, °С.

Приближенно, температуру газов за турбиной можно найти по простому соотношению:

$$\frac{T_1}{T_2} = \pi_k^{0.25} \quad (2,6)$$

где $\pi_k = \frac{p_{\text{вх}}}{p_{\text{вых}}}$ - степень сжатия воздушного компрессора, которая определяется как отношение давления за компрессором $p_{\text{вых}}$ к давлению перед ним $p_{\text{вх}}$.

Например, для ГТУ со степенью сжатия $\pi_k = 14$ и температурой перед турбиной $T_1 = 1300$ °С, температура за ней составит примерно:

$$T_2 = \frac{T_1}{\pi_k^{0.25}} = \frac{1300}{14^{0.25}} = 672 \text{ °С}$$

Термический КПД ГТУ для этих условий:

$$\eta_{\text{т}} = \frac{T_1 - T_2}{T_1} = \frac{1300 - 672}{1300} = 48 \%$$

Термический КПД действующих ГТУ составляет от 40 до 65 %, однако реальный КПД электростанций такого типа не превышает 35 %. Относительно невысокие значения КПД ГТУ обусловлены значительными потерями тепла, выбрасываемыми в дымовую трубу (из-за высокой температуры уходящих газов) и большими потерями энергии, затрачиваемыми в компрессоре на сжатие воздуха (для сжатия воздуха требуется значительно больше энергии, чем для сжатия воды).

Важным достоинством ГТУ в сравнении с другими типами ТЭС является их высокая маневренность (время запуска от 3 до 60 мин), что позволяет использовать их для покрытия пиков электрической нагрузки в суточных графиках.

Отметим основные особенности ГТУ:

- относительно небольшие номинальные мощности установок (до 200 МВт) и относительно низкие капиталовложения в 1 кВт установленной мощности;
- хорошие массо-габаритные показатели и компактность (полнокомплектные ГТУ можно перевозить железнодорожным и автомобильным транспортом);
- не требуют охлаждающей воды и соответствующего оборудования;
- требуют качественного топлива.

2.5. Парогазовые установки

Последним технологическим достижением современной традиционной энергетики являются парогазовые установки (ПГУ). Основной принцип действия ПГУ заключается в использовании для выработки электрической энергии комбинированного цикла с двумя рабочими телами: в области высоких температур рабочим телом являются продукты сгорания топлива, а в области низких температур - вода.

Практическое использование ПГУ для выработки электрической энергии имеет весьма небольшую историю, около 25 лет, и стало экономически целесообразным после создания высокотемпературных ГТУ, которые обеспечили условия для реализации паротурбинного цикла высокой экономичности

Объясним принцип действия ПГУ на примере простейшей электростанции такого типа, принципиальная схема которой изображена на рис.2.4.

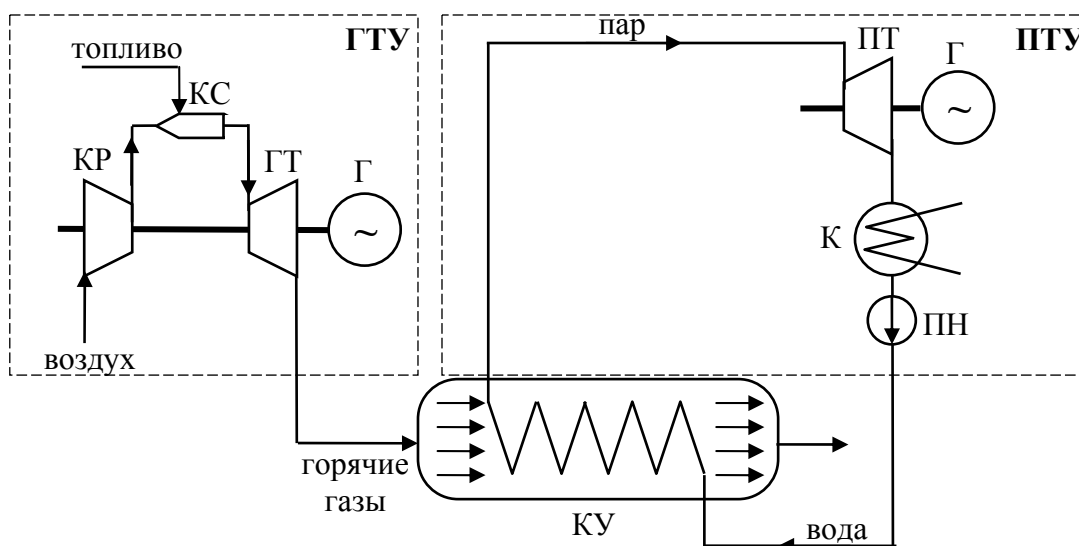


Рис.2.4. Технологическая схема простейшей парогазовой установки
КР – воздушный компрессор; КС – камера сгорания; ГТ – газовая турбина;
Г – электрический генератор; ПТ – паровая турбина; К – конденсатор;
КУ – котел-утилизатор; ПН – питательный насос;

На рис. 2.4 показана принципиальная схема простейшей парогазовой установки утилизационного типа. Основу ПГУ составляют газотурбинная ГТУ и паротурбинная ПТУ установки, каждая из которых имеет свою турбину и работает на свой электрический генератор.

Уходящие газы ГТУ поступают в котел-утилизатор КУ –

теплообменник противоточного типа, в котором за счет тепла горячих газов генерируется пар высоких параметров, направляемый в паровую турбину ПТ. Из турбины отработанный пар поступает в конденсатор К, конденсируется и с помощью питательного насоса ПН, повышающего давление питательной воды, направляется снова в котел-утилизатор.

Принципиальное технологическое отличие ПГУ от всех других типов ТЭС состоит в том, что в ней для получения пара используется не энергии сожженного органического топлива, а энергия отработанных газов ГТУ. В связи с этим, энергетические характеристики котла-утилизатора и паротурбинной установки, используемых в ПГУ, существенно ниже чем в обычных ТЭС. При этом суммарный КПД ПГУ оказывается весьма высоким.

Рассмотрим эффективность преобразования энергии в ПГУ, представленной на рис.2.4.

Пусть в камере сгорания ГТУ сожжено некоторое количество газа, из которого получено $Q_{КС} = 100$ МВт·ч тепловой энергии. Допустим, что КПД ГТУ составляет 35 %. Это означает, что ГТУ выработает $W_{ГТУ} = 35$ МВт·ч электроэнергии.

Оставшаяся тепловая энергия передается в котел-утилизатор. Примем его КПД, равным 75 % (водогрейный котел на газе имеет КПД около 95 %): $\eta_{КУ} = 0,75$

Определим количество теплоты, которое поступает в котел-утилизатор $Q_{КУ}$, выбрасывается в дымовую трубу $Q_{ДТ}$ и поступает в паротурбинную установку для преобразования в электрическую энергию $Q_{ПГУ}$:

$$Q_{КУ} = Q_{КС} - Q_{ГТУ} = 100 - 35 = 65 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$Q_{ДТ} = Q_{КУ} \cdot (1 - \eta_{КУ}) = 65 \cdot (1 - 0,75) = 16,25 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$Q_{ПГУ} = Q_{КУ} \cdot \eta_{КУ} = 65 \cdot 0,75 = 48,75 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Примем КПД паротурбинной установки равным 30 % (паротурбинные установки современных ТЭС имеют КПД около 40 %) $\eta_{ПГУ} = 0,3$, и найдем количество энергии, которое выработает электрический генератор паровой турбины:

$$W_{ПГУ} = Q_{ПГУ} \cdot \eta_{ПГУ} = 48,75 \cdot 0,3 = 14,625 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Найдем общее количество электроэнергии, которое выработает ПГУ:

$$W_{ПГУ} = W_{ГТУ} + W_{ПГУ} = 35 + 14,625 = 49,625 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Таким образом, коэффициент полезного действия парогазовой установки в рассмотренном примере составил 49,625 %.

Экономический смысл использования ПГУ для получения электроэнергии очевиден – они имеют самый высокий КПД преобразования тепловой энергии в электрическую в сравнении со всеми другими типами энергетических установок. Коэффициент полезного действия трехконтурной ПГУ с промежуточным перегревом пара, в которой температура газов перед газовой турбиной находится на уровне 1450 °С, уже сегодня достигает 60 %, что составляет 82 % от теоретически возможного уровня. Ведутся интенсивные исследования по разработке новых и совершенствованию существующих технологических схем ПГУ. Анализ мирового рынка показывает, что строительство ПГУ является преобладающей тенденцией в современной энергетике [1].

Основные особенности ПГУ:

- вредные выбросы в атмосферу намного меньше, чем у паросиловых ТЭС;
- потребление охлаждающей воды примерно втрое меньше чем у паросиловых ТЭС;
- умеренные капитальные вложения в установленную мощность (немного меньше, чем у паротурбинных ТЭС);
- высокая маневренность;
- требуют качественного топлива.

2.6. Гидроэлектростанции

Гидроэлектростанции (ГЭС) преобразуют механическую энергию водного потока в электроэнергию.

Мощность ГЭС можно определить из выражения:

$$P = 9,81 \cdot QH\eta, \text{ кВт} \quad (2.7)$$

где Q - расход воды, м³/с (мощность потока воды, протекающего через некоторое сечение - створ); H – напор воды, подведенной к гидротурбине, м; η – КПД гидроэлектростанции.

Для увеличения мощности ГЭС строят искусственные гидротехнические сооружения, с помощью которых увеличивают напор воды. На равнинных реках напор создается с помощью плотин; в горных местностях строят специальные обводные каналы, которые называют деривационными.

Крупная ГЭС представляет собой сложное техническое устройство, состоящее из большого числа единиц технологического оборудования: плотины, гидравлических турбин, электрических

генераторов, водосбросных, судоходных, рыбопропускных сооружений и т.д. Сооружение крупной ГЭС, как правило, связано со значительными сроками строительства и требует огромных капитальных вложений. Экологическая чистота процесса производства электроэнергии на ГЭС, расположенных на равнинных реках часто нивелируется затоплением огромных территорий.

КПД ГЭС складывается из КПД гидротурбины и электрического генератора, образующих гидроагрегат. КПД преобразования гидравлической энергии в электрическую достаточно высок и на современных электростанциях достигает 90 %. Расход энергии на собственные нужды ГЭС составляет около 0,3 % от выработки, что существенно ниже, чем на тепловых электростанциях.

Для выработки электроэнергии ГЭС использует возобновляемый первичный энергоноситель – энергию потока воды, что практически исключает в структуре затрат на производство энергии затраты на топливо. Технологический процесс производства электрической энергии на ГЭС высоко автоматизирован, что позволяет иметь эксплуатационный персонал, значительно меньше, чем на тепловой или атомной электростанции аналогичной мощности.

Представленные выше особенности ГЭС определяют сравнительно низкую себестоимость выработки электроэнергии, которая обычно в 6–8 раз ниже, чем на ТЭС или АЭС.

Важным преимуществом гидроэнергетики является высокая маневренность гидроагрегатов, вывод которых на полную мощность осуществляется за время, меньшее одной минуты. Поэтому ГЭС в энергосистеме обычно используют для выработки электроэнергии, обеспечивающей покрытие графика нагрузки, особенно в его пиковой части, регулирования частоты электрического тока и в качестве резерва.

В современной мировой энергетике все большее применение находят гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС), которые работают в переменном режиме накопления и отдачи энергии. В периоды времени, когда в системе имеются провалы нагрузки, ГЭС работают с незначительной мощностью, и вода заполняет водохранилище, обеспечивая запас энергии. Если в энергосистеме наблюдается излишек электроэнергии, агрегаты ГАЭС переводятся в насосный режим и перекачивают воду из нижнего водохранилища в верхнее, потребляя при этом электроэнергию из энергосистемы. С наступлением пиков нагрузки агрегаты станции включаются в турбинный режим, их мощность увеличивается на необходимую величину, и они обеспечивают потребителя электроэнергией за счет созданного ранее запаса воды.

Таким образом, ГАЭС покрывает пики графика нагрузки и обеспечивает потребление дешевой энергии в провалы графика нагрузки, выравнивая режимы работы ТЭС и АЭС.

Основные особенности ГЭС:

- территориальное размещение определяется географическими и топологическими условиями;
- использование в качестве первичного энергоносителя возобновляемой природной энергии потоков воды и экологическая чистота производства электроэнергии;
- высокие капитальные вложения и низкие эксплуатационные расходы в сравнении с другими типами электростанций;
- большой срок службы, простота и надежность основного оборудования;
- большая маневренность, позволяющая использовать ГЭС для покрытия пиков электрических нагрузок и в качестве резервного источника питания в энергосистеме.

2.7. Дизельные электростанции

В некоторых случаях подключение потребителей к центральным электрическим сетям невозможно или нецелесообразно по экономическим соображениям. Особенно характерна такая ситуация для России, около 60 % территории которой относится к так называемым зонам децентрализованного электроснабжения. Преимущественно это районы Сибири и Крайнего Севера, территориально расположенные вдали от крупных промышленных электростанций. Электроснабжение таких территорий осуществляется с помощью изолированных автономных систем электроснабжения, обеспечивающих электроэнергией потребителей, расположенных в границах одного населенного пункта или небольшого района.

Характерной чертой децентрализованного потребителя является относительно небольшие единичные мощности отдельных электроприемников и резкопеременный график электрической нагрузки в течение суток и года. Для надежного обеспечения потребителя электроэнергией в таких условиях необходим простой, надежный, экономичный, маневренный источник электропитания, который имеет возможность конструктивного исполнения на широкий диапазон установленных мощностей. Этим требованиям в наибольшей степени отвечают дизельные электростанции (ДЭС), широкая номенклатура которых представлена на энергетическом рынке отечественными и

зарубежными производителями.

Дизельные электростанции имеют широчайшую сферу применения – они используются в качестве основного источника электроснабжения отдельных жилых домов и крупных нефтедобывающих компаний, применяются в сельском хозяйстве, лесной промышленности, в геологоразведочных экспедициях, обеспечивают электроэнергией населенные пункты с численностью до нескольких тысяч человек. Для целого класса потребителей, требующих высокой надежности электроснабжения, ДЭС применяются в качестве резервного или аварийного источника электропитания.

Основу ДЭС составляет дизельный двигатель, имеющий ряд преимуществ в сравнении с другими типами двигателей внутреннего сгорания: меньшая стоимость и расход топлива, больший моторесурс, менее жесткие требования к качеству топлива, относительно более высокая пожаробезопасность.

Первая модель дизельного двигателя была разработана и запатентована немецким инженером Рудольфом Дизелем в 1892 г. Энергия расширения газов, образующихся при сгорании воспламененного от сжатия топлива, в дизельном двигателе внутреннего сгорания преобразуется посредством кривошипно-шатунного механизма в механическую энергию вращения коленвала. Выходной вал дизельного двигателя механически связан с ротором электрического генератора, который преобразует механическую энергию в электрическую. Наибольшее распространение в ДЭС получили синхронные электрические генераторы, позволяющие производить регулирование амплитуды выходного напряжения.

Для обеспечения стабильных выходных электрических параметров вырабатываемой электроэнергии ДЭС содержат в своем составе автоматическую систему управления. Типовая структурная схема ДЭС представлена на рис.2.5.

В типовой классической схеме ДЭС, по сути дела, представлены две системы автоматического управления: система автоматического управления частотой вращения дизеля и система автоматического управления напряжением генератора. Назначение первой автоматической системы – стабилизация частоты вращения дизеля, назначение второй автоматической системы – стабилизация напряжения генератора [5].

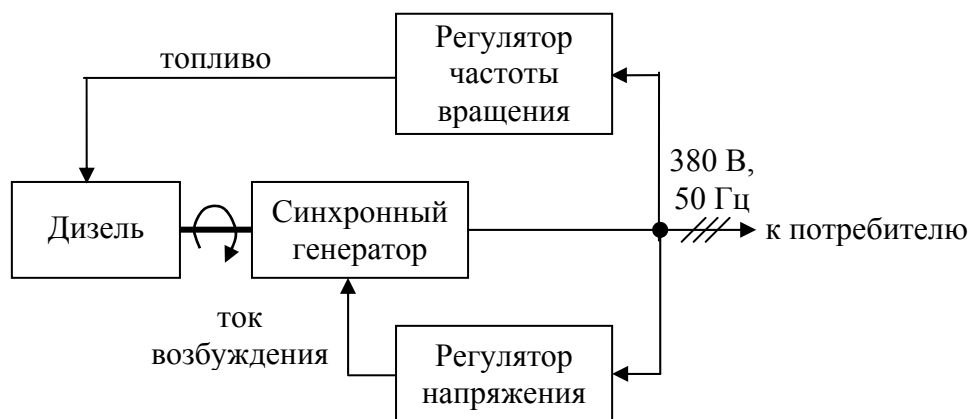


Рис.2.5. Типовая структурная схема ДЭС

Дизель приводит во вращение ротор генератора. Частота напряжения на выходе генератора пропорциональна частоте вращения ротора, а величина напряжения пропорционально току возбуждения генератора. Регулятор частоты вращения определяет частоту выходного напряжения и, воздействуя на органы управления дизеля, поддерживает постоянной частоту вращения вала двигателя, обеспечивая тем самым стабилизацию частоты выходного напряжения во всех режимах работы. Регулятор напряжения путем воздействия на ток возбуждения генератора поддерживает значение выходного напряжения близким к заданному при всех допустимых нагрузках. Благодаря относительной простоте подобные установки нашли широкое применение как в России, так и за рубежом.

Кроме функций регулирования, автоматическая система управления современных ДЭС должна обеспечивать безаварийную, долговременную, и эффективную эксплуатацию дизельного генератора. К ее основным функциям относятся: запуск дизеля (ручной или автоматический) и его остановка (в том числе аварийная); мониторинг и отображение показателей работы дизеля и генератора; выдача предупредительных сигналов при выходе контролируемых параметров за заданные границы; автоматическое управление и контроль за работой дизельного генератора в соответствии с заданными параметрами и полученными в результате мониторинга данными.

Существуют три степени автоматизации ДЭС:

- 1-я - ручной запуск/останов с автоматической отработкой предпусковых и остановочных операций;
- 2-я - автоматический запуск/останов при пропадании напряжения в централизованной электросети.
- 3-я - автоматический запуск ДЭС с автоматической

синхронизацией с централизованной электросетью или с другими параллельно работающими ДЭС.

Дистанционное управление и дистанционный контроль за работой ДЭС требуют установки дополнительного оборудования. Наличие его обеспечивает, с одной стороны, возможность постоянного контроля технического состояния дизеля и генератора электростанции, а с другой – уменьшение общих затрат на техническое обслуживание ДЭС. Однако, чем выше степень автоматизации процессов управления ДЭС, тем сложнее дополнительное оборудование, тем больше требуется средств на приобретение и ввод в эксплуатацию электростанции.

Важнейшей технической характеристикой дизельного двигателя является зависимость расхода топлива от нагрузки при постоянной частоте вращения коленчатого вала. Эта зависимость определяется экспериментальным путем для каждого дизельного агрегата и приводится в спецификации на электростанцию. На рис.2.6. приведена нагрузочная характеристика дизельной электростанции АД-100, мощностью 100 кВт, Ярославского моторного завода (ЯМЗ).

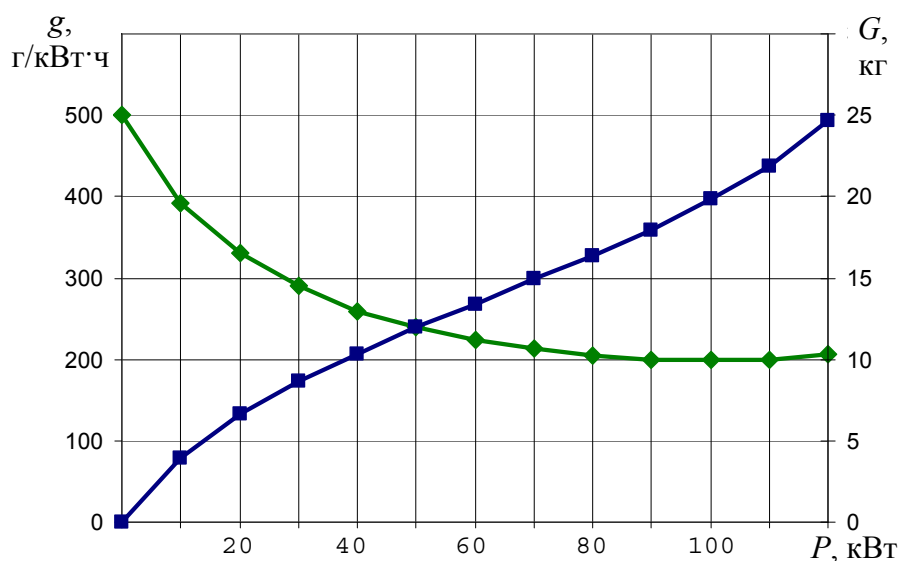


Рис.2.6. Нагрузочная характеристика ДЭС АД-100

Из рис.2.6 видно, что при малых нагрузках значительно возрастает удельный расход дизельного топлива g на выработку 1 кВт·ч электрической энергии. К тому же длительная работа дизель-генератора на нагрузку менее 25 % от номинальной приводит к закоксовыванию цилиндров двигателя, что негативно сказывается на моторесурсе дизельных агрегатов.

Практический опыт эксплуатации ДЭС показывает, что именно

затраты на топливо являются определяющими в себестоимости вырабатываемой ДЭС электроэнергии. Поэтому минимизация расхода топлива при эксплуатации ДЭС является важнейшей стратегической задачей, определяющей экономическую эффективность электростанции.

Обеспечить наибольшую эффективность ДЭС возможно за счет оптимизации ее рабочего режима, для достижения которого часто используют режим параллельной работы дизель-генераторов. Количество и номинальная мощность дизельных агрегатов определяются на этапе проектирования и должны быть согласованы с ожидаемым графиком электрических нагрузок. При этом требуется тщательная настройка системы управления электростанцией, которая должна обеспечить подключение или отключение дизель-генераторов по мере изменения величины нагрузки.

Режим параллельной работы дизель-генераторов на общую нагрузку позволяет также повысить общую надежность электроснабжения потребителей, снизить величину возможного ущерба от недоотпуска электроэнергии, увеличить моторесурс дизельных агрегатов.

2.8. Вопросы для самопроверки

1. Как устроена технологическая схема простейшей КЭС ?
2. Какие технологические элементы являются обязательными для КЭС ?
3. Какие принципиальные отличия в технологических схемах КЭС и ТЭЦ ?
4. Как определяется КПД ТЭЦ ?
5. Какие особенности определения КПД АЭС ?
6. Какие достоинства и недостатки присущи КЭС, ТЭЦ и АЭС ?
7. Как устроена технологическая схема простейшей ГТУ ?
8. Как устроена технологическая схема ПГУ ?
9. Какие достоинства и недостатки присущи ГТУ и ПГУ ?
10. От каких основных параметров зависит установленная мощность ГЭС ?
11. Где и для чего применяются ДЭС ?
12. Какие функции выполняет система управления в ДЭС ?
13. Как удельный расход топлива связан с загрузкой дизеля ?
14. Почему нежелательно использовать ТЭС для покрытия пиков электрической нагрузки в энергосистемах ?

3. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ СПОСОБЫ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

3.1. Термоэлектрические генераторы

Термоэлектрические генераторы (ТЭГ) являются устройствами, в которых происходит непосредственное преобразование тепловой энергии в электрическую.

Принцип работы ТЭГ основан на эффекте Зеебека, который состоит в том, что в замкнутой цепи, состоящей из разнородных материалов, при разных температурах контактов этих материалов протекает электрический ток. Экспериментальные исследования показали, что величина ЭДС термопары зависит от используемых материалов и температур горячего и холодного спаев:

$$E = \alpha (T_1 - T_2) , \quad (3.1)$$

где α - коэффициент термоЭДС, зависящий от материала; T_1 и T_2 - абсолютные температуры горячего и холодного спаев.

Во внешней цепи термопары возникает электрический ток I , при этом горячий спай поглощает теплоту из горячего источника в количестве $Q_1 = \alpha \cdot T_1 \cdot I$ в секунду, а холодный спай отдает теплоту холодному телу в количестве $Q_2 = \alpha \cdot T_2 \cdot I$.

Разность подведенной и отведенной теплоты составляет удельную работу тока за секунду времени:

$$A = \alpha (T_1 - T_2) \cdot I , \text{ Вт} . \quad (3.2)$$

Термический КПД процесса преобразования энергии можно определить через отношение работы к подведенной теплоте:

$$\eta_t = \frac{A}{Q_1} = \frac{\alpha (T_1 - T_2) \cdot I}{\alpha T_1 \cdot I} = \frac{T_1 - T_2}{T_1} . \quad (3.3)$$

Из выражения (3.3) следует, что КПД идеального термоэлектрического преобразователя определяется термическим КПД цикла Карно и его величина зависит только от температуры горячего и холодного спаев. В реальных преобразователях неизбежны необратимые потери энергии из-за внутреннего теплового и электрического сопротивления проводников, в связи с чем их фактический КПД существенно ниже.

Физическая природа термоэлектрического эффекта состоит в том, что средняя энергия свободных электронов различна в разных проводниках и по-разному растет с увеличением температуры. В проводниках, имеющих продольный перепад температур, возникает

направленный поток электронов от горячего спае к холодному. При этом у холодного спае образуется избыток отрицательных зарядов, у горячего - избыток положительных. Поток электронов будет более интенсивным в тех проводниках, у которых концентрация электронов больше. Если использовать проводники с разной концентрацией электронов и поддерживать разную температуру спаев, на концах термоэлемента появится термоЭДС.

При разомкнутой цепи термоэлемента накопление электронов на холодном конце будет увеличивать 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 элементы из металлов [3].

Во время открытия эффекта Зеебека (1821 г.) единственными источниками электрической энергии были батареи электрохимических элементов, и термоэлектрические элементы с КПД преобразования энергии на уровне 3% были вполне конкурентоспособны. Для увеличения значения ЭДС на выходе ТЭГ была разработана технология производства термоэлектрических батарей, которые представляли собой цепочки из последовательно соединенных термопар.

Однако по мере развития электротехники и появлением более эффективных способов получения электрической энергии в течение длительного времени, более ста лет, практическое применение термопар ограничивалось только приборами для измерения температуры.

Положение существенно изменилось в 40-60-е годы прошлого века, когда в термоэлементах вместо металлов стали использовать полупроводниковые материалы. Носителями зарядов в полупроводниках могут быть как электроны (полупроводники *n*-типа), так и «положительные дырки» (полупроводники *p*-типа). Концентрацией и знаком электрических зарядов в полупроводниках можно управлять введением легирующих добавок в кристалл исходного материала. При этом можно получить значение ЭДС термоэлемента на основе полупроводников в сорок с лишним раз больше, чем у металлов [3]. Хорошая теплоизоляционная способность полупроводников позволяет создавать ТЭГ с большими перепадами температур, а соответственно, и с большими значениями термоЭДС.

На рис.3.1 приведена принципиальная электрическая схема полупроводникового термоэлектрического генератора.

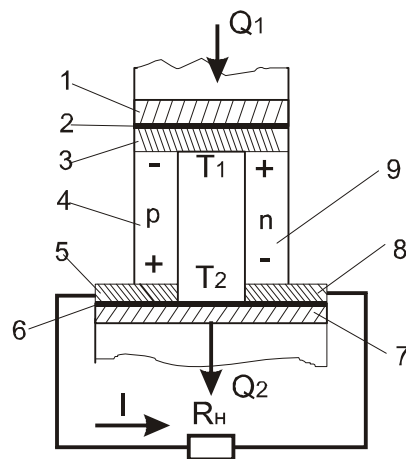


Рис.3.1. Принципиальная схема элементарного полупроводникового термоэлектрического генератора

В полупроводниковых ТЭГ одновременно используют полупроводники двух типов – *n* и *p*. Эффективность ТЭГ обеспечивается существенной разнородностью структуры ветвей 4 и 9. В качестве материалов термоэлементов наибольшее распространение получили материалы на основе теллуридов и селенидов свинца, висмута и сурьмы. Тепло Q_1 подводится к термоэлементу через стенку нагревателя 1 с помощью теплоносителя (например, жидкометаллического), тепловой трубы или при непосредственном контакте с зоной тепловыделения реактора. Через стенку 7 холодильника тепло Q_2 отводится от ТЭГ (излучением, теплоносителем или тепловой трубой). Спаи полупроводниковых кристаллических термостолбиков 4 и 9 образованы металлическими шинами 3 и 5, 8, которые электрически изолированы от стенок 1 и 7 слоями диэлектрика 2, 6. Из-за повышенной химической активности и малой механической прочности полупроводниковых материалов соединение их с шинами 3, 5, 8 выполняется прослойками из сплава кремний-бор. Для достижения стабильной работы батарея герметизирована металлической кассетой, заполненной аргоном.

КПД современных полупроводниковых ТЭГ превышает 10 % и ведутся интенсивные исследования по созданию полупроводников, способных работать при высоких температурах.

Термоэлектрические генераторы обладают принципиальными преимуществами перед другими источниками электропитания:

- имеют длительный срок службы, практически неограниченный срок хранения при полной готовности к работе, не требуют специального обслуживания;

- термобатареи устойчивы в работе, дают стабильное напряжение, не критичны к режимам короткого замыкания и холостого хода;
- ввиду отсутствия движущихся частей термоэлектрические генераторы полностью бесшумны в работе, что дает им преимущество перед машинными источниками постоянного напряжения.

Благодаря этим свойствам термоэлектрические генераторы находят применение в областях, где требуются сверхнадежные источники электроэнергии, обладающие длительным сроком эксплуатации и не требующие обслуживания: автоматические метеостанции, морские маяки, автономные космические аппараты. В качестве источников тепла в них могут использоваться радиоактивные изотопы или ядерные реакторы. Для катодной защиты магистральных газо- и нефтепроводов от коррозии, при отсутствии вдоль трассы линий электропередач, используются ТЭГ работающие на газообразном топливе. Для работы автоматики газовых буровых скважин применяются ТЭГ использующие перепад температур окружающей среды и газа из скважины.

3.2. Магнитогидродинамические генераторы

Магнитогидродинамический генератор (МГД-генератор) представляет собой энергетическую установку, в которой энергия рабочего тела (жидкой или газообразной электропроводящей среды), движущегося в магнитном поле, преобразуется непосредственно в электрическую энергию. Название «магнитогидродинамический генератор» связано с тем, что область науки, изучающая взаимодействие между магнитным полем и токопроводящими жидкостями или газами, называется магнитогидродинамикой.

Принцип работы МГД-генератора основан на законе электромагнитной индукции, согласно которому, в проводнике, движущемся в магнитном поле, индуцируется ЭДС. Так как ЭДС индуцируется в любом проводнике - твердом, жидком или газообразном, возможно практическое создание энергетической установки, в которой проводником является само рабочее тело. Прямое (непосредственное) преобразование энергии составляет главную особенность МГД-генератора, отличающую его от генераторов электромашинных.

Рабочими телами МГД-генераторов могут служить электролиты, жидкие металлы и ионизованные газы. В современных МГД-

генераторах рабочим телом преимущественно служит газообразный проводник – плазма, носителями зарядов в котором являются в основном свободные электроны и положительные ионы, отклоняющиеся в магнитном поле от траектории, по которой газ двигался бы в отсутствие поля.

До недавнего времени были известны три состояния вещества: твердое, жидкое и газообразное. Газ считался электрически нейтральным, так как нейтральны атомы и состоящие из них молекулы. Заряд электронов в атомах полностью уравнивается зарядом ядра. При нагреве газа в результате интенсивного соударения атомов происходит выбивание внешних электронов. Если отделить все электроны от ядер, то вещество будет находиться в четвертом состоянии, называемом высокотемпературной плазмой. На Земле это состояние вещества не встречается, так как для его получения требуется температура порядка миллионов градусов и давление в десятки тысяч мегапаскаль. Высокотемпературная плазма содержится в глубинах Солнца.

Но если жидкие металлы и электролиты являются природными проводниками, то для того чтобы газ стал электропроводным, его необходимо ионизовать до определённой степени, что осуществляется главным образом нагреванием до температур, достаточных для начала термической ионизации (большинство газов ионизируется только при температуре около 10000 °К). Необходимая степень ионизации при меньших температурах достигается обогащением газа парами щелочных металлов; при введении в продукты сгорания щелочных металлов (например, *K*, *Cs*, *Na*) или их солей газы становятся проводниками уже при 2200–2700 °К.

Схема простейшего МГД-генератора представлена на рис.3.2. Магнитогидродинамический генератор состоит из канала, по которому движется рабочее тело (обычно плазма), электромагнитной системы для создания магнитного поля и устройств для отвода электроэнергии (электродов) с включенной нагрузкой.

Энергетические установки с МГД-генераторами могут работать по открытому и замкнутому циклам. В первом случае продукты сгорания являются рабочим телом, а использованные газы после удаления из них присадки щелочных металлов (вводимой в рабочее тело для увеличения электропроводности) выбрасываются в атмосферу. В МГД-генераторах замкнутого цикла тепловая энергия, полученная при сжигании топлива, передаётся в теплообменнике рабочему телу, которое затем, пройдя МГД-генератор, возвращается, замыкая цикл, через компрессор или насос. Источниками тепла могут служить

реактивные двигатели, ядерные реакторы, теплообменные устройства.

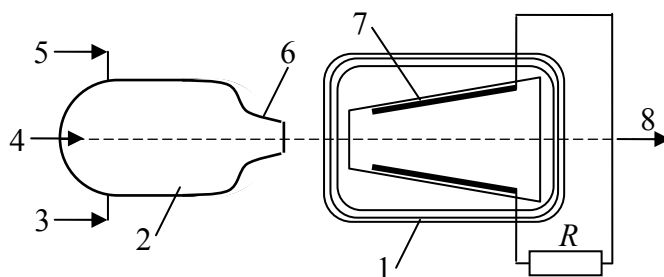


Рис. 3.2. Простейшая схема энергетической установки с магнитогидродинамическим генератором:

- 1 – обмотка электромагнита; 2 — камера сгорания; 3 — присадка;
4 – воздух; 5 – топливо; 6 – сопло; 7 – электроды с последовательно включенной нагрузкой; 8 – выход продуктов сгорания.

Основное преимущество МГД-генератора состоит в отсутствии в нём движущихся узлов или деталей, непосредственно участвующих в преобразовании тепловой энергии в электрическую. Это позволяет существенно увеличить начальную температуру рабочего тела и, следовательно, КПД электростанции. Если после МГД-генератора поставить обычный турбоагрегат, то общий максимальный КПД такой энергетической установки достигнет 55–60 %.

Отличительной особенностью МГД-генераторов является также возможность получения больших мощностей в одном агрегате – 500-1000 МВт и сочетания их с паросиловыми блоками такой же мощности.

Сложности в создании МГД-генераторов состоят в получении материалов необходимой прочности. В настоящее время ведутся также поиски газа с наилучшими свойствами. Гелий с небольшой добавкой цезия при температуре 2000 °С имеет одинаковую проводимость с продуктами сгорания минерального топлива при температуре 2500°С. 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 может быть получено пропусканием огромных токов по обмоткам. Во избежание сильного нагрева обмоток и потерь энергии в них сопротивление обмоток должно быть по возможности наименьшим. Поэтому в качестве таких проводников целесообразно использовать сверхпроводящие материалы.

Перспективны МГД-генераторы с ядерными реакторами, используемыми для нагревания газов и их термической ионизации.

Трудности создания МГД-генератора с ядерным реактором состоят в том, что современные ТВЭЛ, содержащие уран и покрытые окисью магния, допускают температуру, не намного превышающую 600 °С. Можно надеяться, что по мере совершенствования реакторных систем их температуру можно будет увеличить до нужных величин (около 2000 °С).

Вопросам создания эффективных МГД-установок уделяется большое внимание во многих развитых странах мира. В России с 1972 г. функционирует МГД-установка мощностью 250 МВт на газе. Эксплуатируются несколько экспериментальных МГД - установок на угле, каждая мощностью 5-10 МВт. МГД - генераторы на твердом топливе особенно интенсивно изучаются в США. Ведутся эксперименты на нескольких установках мощностью 10 - 30 МВт, на которых сжигается уголь.

3.3. Электрохимические способы преобразования энергии

Одним из наиболее перспективных способов получения электроэнергии является электрохимический способ преобразования химической энергии, который осуществляется в химических источниках тока (ХИТ).

ХИТ как источники электрической энергии имеют ряд несомненных преимуществ: они обладают высоким КПД преобразования энергии (до 90 %), не имеют подвижных, подверженных износу частей, бесшумны в работе, малочувствительны к вибрации и изменению температуры, экологически безвредны, полностью автономны.

К химическим источникам тока относят гальванические элементы, аккумуляторы и топливные элементы.

Гальваническими элементами называют устройства для прямого преобразования химической энергии заключенных в них реагентов в электрическую. Реагенты (окислитель и восстановитель) входят непосредственно в состав гальванического элемента и расходуются в процессе его работы. После расхода реагентов элемент не может быть возвращен в рабочее состояние. Такие элементы относят к первичным химическим источникам тока – это источники тока однократного действия [6].

Принцип работы гальванического элемента рассмотрим на примере элемента Даниэля-Якоби, схема которого приведена на рис.3.3. Он состоит из медной пластины 2, погруженной в раствор сернокислой

меди CuSO_4 и цинковой пластины 1, погруженной в раствор сернокислого цинка ZnSO_4 . Для предотвращения прямого воздействия окислителя и восстановителя электроды отделены друг от друга пористой мембраной 3.

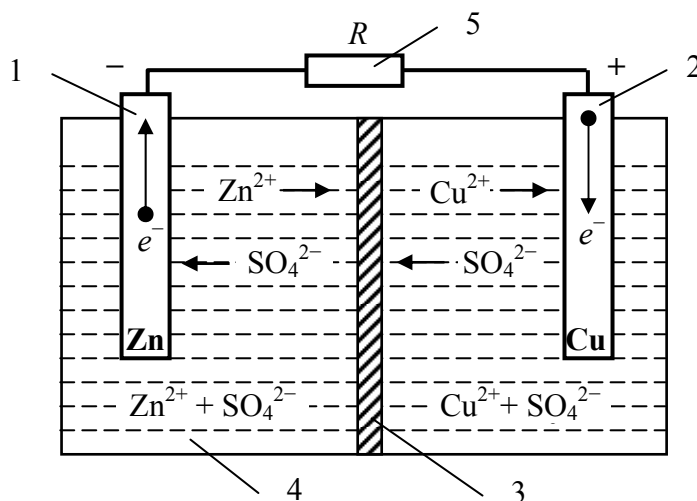
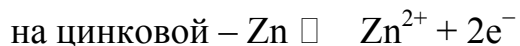
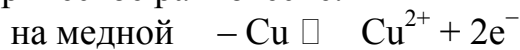


Рис.3.3. Электрохимический элемент:

При погружении металла в раствор происходит сложное взаимодействие металла с компонентами раствора, в результате которого происходит окисление металла и его ионы переходят в раствор, оставляя в металле электроны, заряд которых не скомпенсирован положительно заряженными ионами в металле. Металл становится заряженным отрицательно, а раствор положительно. Положительно заряженные ионы из раствора притягиваются к отрицательно заряженной поверхности металла, создавая на границе металл-раствор двойной электрический слой. Между металлом и раствором возникает разность потенциалов, называемая потенциалом электрода.

На поверхностях металлических пластин устанавливается электрическое равновесие:



Потенциал цинкового электрода имеет более отрицательное значение, чем потенциал медного электрода, поэтому при замыкании внешней цепи, т.е. при соединении цинка с медью металлическим проводником, электроны будут переходить от цинка к меди. В результате перехода электронов от цинка к меди равновесие на

цинковом электроде сместится вправо, поэтому в раствор перейдет дополнительное количество ионов цинка. В то же время равновесие на медном электроде сместится влево и произойдет разряд ионов меди.

Таким образом, при замыкании внешней цепи возникают самопроизвольные процессы растворения цинка на цинковом электроде и выделение меди на медном электроде. Данные процессы будут продолжаться до тех пор, пока не выровняются потенциалы электродов или не растворится весь цинк (или не высадится вся медь) [6].

Основными параметрами гальванических элементов являются ЭДС, напряжение, емкость и удельная энергия.

Электродвижущая сила – разность потенциалов между электродами в режиме холостого хода, т.е. режима, когда через элемент не проходит электрический ток. ЭДС элемента не зависит от его размеров, а определяется типом используемых электродов и концентрацией электролита. По мере работы элемента (разряда) уменьшается концентрация исходных реагентов и растет концентрация продуктов реакции, что приводит к постепенному уменьшению ЭДС.

Напряжение элемента – разность потенциалов на электродах в процессе прохождения тока. Напряжение элемента всегда меньше ЭДС из-за поляризации электродов и падения напряжения на внутреннем сопротивлении. Внутренне сопротивление элемента растет с увеличением плотности тока, что приводит к уменьшению его напряжения. Зависимость величины напряжения элемента от силы или плотности тока называется вольт-амперной характеристикой элемента. Кривая изменения напряжения во времени в процессе разряда называется разрядной кривой элемента.

Емкость элемента – выраженное в кулонах или ампер-часах количество электричества, которое элемент способен отдать при полном разряде. Она зависит от массы реагентов в элементе и их свойств.

При разряде элемента постоянным током I , емкость определяется из выражения:

$$C_I = I \cdot \tau \quad (3.4)$$

Энергию элемента можно найти из уравнения:

$$W_I = I \int_0^{\tau} U d\tau \approx I \cdot U_{cp} \cdot \tau, \quad (3.5)$$

Если элемент разряжается при постоянном внешнем сопротивлении R , то его емкость и энергия определяются из выражений:

$$C_R = \int_0^{\tau} I d\tau = \frac{1}{R} \int_0^{\tau} U d\tau, \quad (3.6)$$

$$W_R = \frac{1}{R_0} \int_0^{\tau} U^2 d\tau \approx \frac{U_{cp}^2}{R}, \quad (3.7)$$

где C_I, C_R – емкость элемента при постоянном токе или постоянном внешнем сопротивлении, соответственно, А·ч; W_I, W_R – энергия элемента, которую он отдает во внешнюю цепь, Вт·ч; U_{cp} – среднее напряжение при разряде элемента, В; τ – время разряда элемента, ч.

Удельная энергия – энергия, которую отдает элемент во внешнюю цепь, отнесенная к единице его массы или объема. Значения удельной энергии элемента характеризуют его качество.

В таблице 3.1 приведены основные технические характеристики невосстанавливаемых электрохимических источников тока.

Таблица 3.1

Технические характеристики гальванических элементов

Элемент	Напряжение холостого хода, В	Среднее рабочее напряжение, В	Удельная энергия (при малых токах)		Срок хранения, лет	Рабочий интервал температур °С
			Вт·ч/кг	Вт·ч/м ³		
Воздушный	1,5	1,25	315	8,54	5	4,4–60
Щелочной	1,52	1,25	213	14,63	2	-40–60
Идиевый	1,37	1,15	112	7,93	1-3	-29–88
Элемент Лекланше	1,5-1,65	1,25	210	13,41	1	-18–49
Хлоридсеребряно-магниевый	1,6	1,3	194	11,59	-	-2,2–29
Серебряно-цинковый	1,86	1,5	315	17,68	3	-29–71
С твердым электролитом	0,69	-	7,3	-	20	-54–77

Для увеличения рабочего напряжения или емкости гальванических элементов используют электрические батареи. Электрической батареей называется комбинация включенных параллельно или последовательно двух или более электрохимических элементов. Батареи являются удобными накопителями энергии, которые в течение короткого периода времени могут поддерживать довольно большой ток при сравнительно стабильном напряжении. Они отличаются компактностью, просты в эксплуатации и практически не загрязняют окружающую среду. Тип батареи для конкретных условий работы выбирается по количеству запасаемой энергии на единицу массы и номинальному напряжению.

Гальванические батареи находят широкое применение в качестве источников питания разнообразных приборов: фонариков, часов, радиоприемников и т.п. Существенным недостатком гальванических элементов является явление саморазряда – использование электрохимически активных веществ при отсутствии внешнего тока, которое существенно сокращает срок службы элемента.

Устройства, в которых происходят обратимые процессы преобразования химической и электрической энергии, называются *аккумуляторами*. Процесс накопления химической энергии под действием внешнего источника тока называется зарядом, процесс превращения химической энергии в электрическую – разряд аккумулятора. Аккумуляторы допускают многократные процессы заряда/разряда.

Простейший аккумулятор должен иметь два электрода – анод и катод, помещенных в электролит, который обеспечивает обмен ионами между электродами.

Наиболее распространенным типом восстанавливаемых электрохимических элементов является свинцовый (кислотный) аккумулятор, который широко используется в автомобилях. Анодом в этом аккумуляторе является пористый свинец, а катодом - набор сеток, заполненных перекисью свинца (PbO_2). Электролитом служит слабо концентрированная серная кислота (H_2SO_4), которая при взаимодействии с оксидом свинца образует новое химическое соединение - $PbSO_4$.

При заряде аккумулятора активная масса одного электрода превращается из $PbSO_4$ в Pb , а активная масса второго электрода из $PbSO_4$ превращается в PbO_2 . Разряд аккумулятора происходит с образованием свободных электронов и воды, которая понижает концентрацию серной кислоты. Снижение концентрации электролита приводит к падению ЭДС и напряжения аккумулятора. Вначале разряда напряжение падает относительно медленно, однако при напряжении ниже 1.7 В (плотность H_2SO_4 – 1,17 г/см³) скорость уменьшения напряжения резко возрастает. При этом на электродах образуется неактивная пленка особой кристаллической структуры, которая изолирует активную массу электрода от электролита – эффект сульфатирования. Поэтому для продления срока службы кислотных аккумуляторов не рекомендуется их глубокий разряд – ниже 70 % от первоначальной емкости.

Широкому распространению свинцовых аккумуляторов способствуют их очевидные достоинства: высокий КПД преобразования энергии (около 80 %), большая величина ЭДС и ее относительно малое

изменение при неглубоком разряде, простота конструкции и низкая себестоимость.

Однако, свинцовые аккумуляторы тяжелы и громоздки, имеют низкую удельную энергию на единицу массы (20-30 Вт·ч/кг), небольшой срок службы (2-5 лет), подвержены саморазряду. Тем не менее их широко используют на автомобилях, самолетах, железных дорогах, электрокарах и других устройствах, где необходим простой и дешевый автономный источник электроэнергии.

Другим распространенным типом аккумуляторных батарей являются аккумуляторы, у которых в качестве электролита вместо кислоты используется щелочь. Наибольшее распространение среди щелочных аккумуляторов получили никель-кадмиевые и никель-железные аккумуляторы. Большинство реагентов щелочных аккумуляторов находятся в твердом состоянии, что обеспечивает стабильную величину ЭДС на их электродах и герметичность конструкции. К достоинствам щелочных аккумуляторов относится большой срок службы (до 10 лет), высокая механическая прочность, отсутствие необходимости замены реагентов. Из недостатков можно отметить невысокие значения КПД (60-65 %) и небольшую величину ЭДС.

Щелочные аккумуляторы находят применение в качестве источников питания погрузчиков, рудничных электровозов, различной электронной аппаратуры.

В таблице 3.2 приведены сравнительные технические характеристики наиболее распространенных типов аккумуляторов.

Таблица 3.2

Технические характеристики аккумуляторов

Элемент	Напряжение холостого хода, В	Среднее рабочее напряжение, В	Удельная энергия (при малых токах)		Число циклов зарядки	Потеря заряда, % /мес.
			Вт·ч/кг	Вт·ч/м ³		
Железо-никелевый	1,34	1,2	24	0,06	2000	30
Свинцовый (кислотный)	2,14	2,0	33	0,08	300	25
Никель-кадмиевый	1,34	1,2	26	0,06	2000	2
Серебряно-кадмиевый	1,34	1,1	53	0,15	2000	3
Серебряно-цинковый (герметичный)	1,86	1,45	44-100	0,08-0,2	100	3

Новые разработки направлены на создание батарей с большими удельными запасами энергии, большей удельной мощностью и более малогабаритных либо более дешевых. В последние годы исследования концентрировались вокруг электрохимических источников, электродами в которых являются щелочные металлы и галогены. Разработаны никель-цинковые аккумуляторы с удельной энергией 50 Вт·ч/кг, ведутся разработки серно-натриевых аккумуляторов с твердым электролитом, удельная энергия которых достигает 100-200 Вт·ч/кг. Данные разработки особенно важны для крупных городов, сложная экологическая обстановка которых во многом связана с наличием большого количества автотранспорта с двигателями внутреннего сгорания. Использование аккумуляторов с большой удельной энергией позволит значительно улучшить экологию населенных пунктов за счет применения электроавтотранспорта.

Отдельным типом электрохимических элементов является *топливный элемент*. Топливный элемент отличается от выше рассмотренных электрохимических элементов тем, что активные вещества к нему подаются извне, а электроды в электрохимических превращениях не участвуют. Так как окислитель и восстановитель хранятся вне топливного элемента, а его электроды во время работы не расходуются, он может эксплуатироваться длительное время. Обычно в топливных элементах используют жидкие или газообразные восстановители (водород, метанол, углеводороды) и окислители (кислород и пероксид водорода).

На рис.3.4 приведена принципиальная схема водородно-кислородного топливного элемента с щелочным электролитом. Топливный элемент состоит из анода 1, катода 3 и ионного проводника 2. К аноду подводится топливо (восстановитель), в данном случае водород, к катоду – окислитель, обычно чистый кислород или кислород воздуха.

На аноде элемента протекает химическая реакция окисления водорода:



На катоде восстанавливается кислород:



Во внешней цепи происходит движение электронов от анода к катоду, а в растворе – движение ионов OH^- от катода к аноду. Если просуммировать уравнения анодной и катодной реакций топливного элемента, получим уравнение токообразующей реакции:



В результате протекания этой реакции во внешней цепи генерируется постоянный ток, и химическая энергия непосредственно превращается в электрическую.

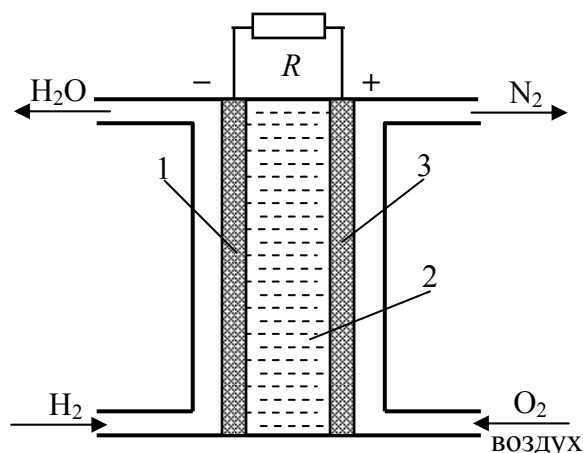


Рис. 3.4. Схема кислородно-водородного топливного элемента:

Использование водорода в качестве топлива сопряжено с высокой стоимостью эксплуатации топливных элементов, поэтому ищутся возможности применения других видов топлива, в первую очередь природного и генераторного газа. Однако, процесс окисления природных видов топлива при низких температурах происходит с очень малыми скоростями. Для увеличения скорости электроокисления природного топлива разработаны высокотемпературные топливные элементы, с рабочей температурой 500-1000 °С. В качестве электролита в этих элементах используют расплавленные соли или твердые ионные проводники.

Разработаны также углеводородные элементы – керосиновый, гидразиновый и формальдегидный, в которых, электролитом служит расплав карбоната щелочного металла.

В отличие от гальванических элементов для непрерывного производства электроэнергии топливные элементы требуют ряда дополнительных устройств, обеспечивающих хранение и подвод топлива и окислителя, отвода продуктов реакции, поддержании в заданных пределах напряжения и температуры. Весь комплекс оборудования для производства электрической энергии на основе топливных элементов называется электрохимической энергоустановкой.

Созданы опытные образцы электрохимических энергоустановок на мощности от десятков ватт до тысяч киловатт. Они имеют высокий КПД (60-80 %), бесшумны в работе, экономичны, у них отсутствуют вредные отходы. Наиболее разработаны кислородно-водородные энергетические установки, которые уже много лет с успехом эксплуатируются на космических кораблях. Они обеспечивают космические корабли не только электроэнергией, но и водой, которая является продуктом реакции в топливном элементе. Удельная энергия этих установок составляет 400-800 Вт·ч/кг, а КПД – 60-70 % [6].

Создание дешевых топливных элементов с высоким КПД, работающих на органическом топливе, в широких масштабах позволило бы сохранить топливные ресурсы планеты на многие столетия. Широкомасштабное использование электрохимических энергоустановок сдерживается их небольшим сроком службы и высокой стоимостью.

3.4. Водородная энергетика

Одной из наиболее заманчивых перспектив развития энергетики является использование в качестве основного энергоносителя водорода. Этому есть ряд веских причин: водород является одним из самых распространенных химических элементов на Земле, его можно получать из воды океанов, запасы которой практически не ограничены; водород имеет по сравнению с другими видами топлив самую высокую теплоту сгорания на единицу массы (молекулярный водород содержит в себе в 3 раза больше энергии, чем равное ему по весу количество бензина – 143 МДж/кг против 46 МДж/кг); водород экологически чистый энергоноситель – основным продуктом его сгорания является вода.

Важным положительным свойством водорода является возможность его использования в традиционных энергетических установках при их незначительной модификации. Водород можно использовать в качестве топлива тепловых электростанций вместо угля, мазута и газа, заправлять им автомобили и самолеты вместо бензина и керосина, получив тем самым экологически безупречный транспорт.

С помощью водорода можно аккумулировать энергию, вырабатываемую атомными, солнечными и ветряными электростанциями в часы минимума нагрузок. Для перекачки водорода можно использовать существующие трубопроводы, служащие для транспортировки природного газа. При этом ввиду высокой энергетической плотности водорода, затраты на его доставку к электростанциям оцениваются в 10-15 ниже затрат на транспортировку

электрической энергии.

Возможность использования водорода в качестве основного энергоносителя в технологических процессах получения, аккумулирования и транспортировки энергии, позволяет рассматривать водородную энергетику как серьезную альтернативу энергетике традиционной. Однако для практического воплощения в жизнь идей водородной энергетики требуется огромное количество водорода.

Важно отметить, что водород не является первичным источником энергии. Водород – это не топливо, он только носитель энергии, как электричество. Водород гораздо легче сохранять, чем электроэнергию, но, чтобы выделить водород из связанных с ним химических элементов, необходимо затратить определенное количество энергии.

Вместе с тем, кроме отмеченных выше достоинств, водород имеет и ряд недостатков. Он в восемь раз легче природного газа, а его объемная теплота сгорания в 3,3 раза меньше, чем у метана. Водород образует с воздухом взрывоопасные смеси в значительно большем диапазоне концентраций, чем природный газ. Температура сжижения водорода существенно ниже, чем у метана.

Ключевым вопросом развития водородной энергетики является разработка рентабельных технологий производства водорода. Существует множество технологий получения водорода, среди которых можно отметить каталитическую конверсию, термохимические и термоэлектрохимические методы разложения воды, электролиз воды (рис.3.5).

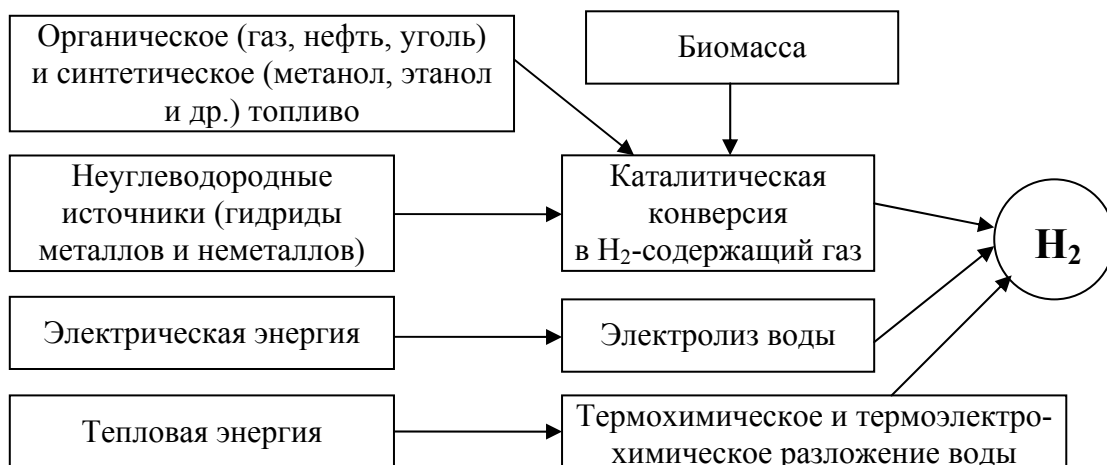


Рис. 3.5. Основные источники и пути получения водорода

В настоящее время в мире большая часть производимого в промышленном масштабе водорода получается в процессе паровой конверсии метана. Полученный таким путем водород используется как

реагент для очистки нефти и газа от примесей, как компонент азотных удобрений, топливо для ракетной техники. При температуре пара около 800 °С происходит разложение метана и выделение водорода, осуществляемое на каталитических поверхностях. Достоинством технологии являются относительно невысокие термические параметры химических реакций и то, что примерно половина водорода при паровой конверсии производится не из метана, а из воды. Однако, метод каталитической конверсии углеводородов нельзя считать перспективным из-за слишком высоких затрат энергии (порядка 20 МДж/м³ водорода) и в связи с сокращением запасов природного сырья – нефти или газа.

Другой способ получения водорода основан на использовании термохимических реакций с участием химически активных соединений йода или брома. Нагревая воду до температуры свыше 2500°С, можно реализовать реакцию ее термолитического разложения на кислород и водород. Первичным продуктом служит вода, а сам процесс осуществляется в несколько циклов. Сложность этого процесса состоит в том, что трудно предотвратить обратную реакцию рекомбинации паров воды.

Третья технология производства водорода – это электролитическое разложение воды. Электролиз можно осуществлять под высоким давлением и получать высокий выход водорода. Недостатком этого метода является значительный уровень потребления электроэнергии.

Для производства водорода выгодно использовать тепловую и электрическую энергию, вырабатываемую АЭС и ГЭС в так называемом провальном режиме, то есть в ночное время, когда падает уровень обычного потребления энергии.

Из существующих технологий крупномасштабного производства водорода предпочтение следует отдать электролитической технологии. Однако и в этом случае затраты электроэнергии недопустимо велики – не менее тех же 20 МДж в расчете на 1 м³ чистого водорода. Если рассчитывать на производство водорода на АЭС и ГЭС в непииковые режимы работы, то расход энергии можно будет снизить более чем в 2 раза.

.Согласно данным Минэнерго США, в современных условиях стоимость производства водорода методом паровой конверсии составляет 7 долл/ГДж (для условий большого завода), что уже соизмеримо со стоимостью традиционного автомобильного топлива. Расчет, выполненный специалистами РНЦ «Курчатовский институт» с учетом отечественных цен на газ, привел их к выводу, что водород

будет более дешевым источником энергии по сравнению с бензином при текущих внутренних ценах на углеводородное топливо. Производство водорода электролизом воды на основе современных технологий оценивается по затратам от 10 до 20 долл. за ГДж [7].

Снижение цены водорода возможно при строительстве инфраструктуры по доставке и хранению водорода. В США действует 750 километров, а в Европе 1500 километров водородных трубопроводных систем. Трубопроводы действуют при давлении 10-20 бар, изготовлены из стальных труб диаметром 25-30 см. Старейший водородный трубопровод действует в районе германского Рура. 210 километров трубопровода соединяют 18 производителей и потребителей водорода. Трубопровод действует более 50 лет без аварий. Самый длинный трубопровод длиной 400 километров проложен между Францией и Бельгией [8].

Водород в настоящее время, в основном, применяется в технологических процессах производства бензина, и для производства аммиака. США ежегодно производят около 11 миллионов тонн водорода, что достаточно для годового потребления примерно 35-40 миллионов автомобилей.

Ожидается, что к 2100 г. производство водорода достигнет 770–950 миллионов тонн (в 2000 г. оно составляло 50 Мт). Это приведет к формированию крупнейшего нового сектора мировой экономики. В качестве сопутствующих технологий самое широкое применение должны получить топливные элементы.

К концу 2006 года во всём мире было установлено более 800 стационарных энергетических установок на топливных элементах мощностью более 10 кВт. Их суммарная мощность - около 100 МВт. За 2006 год построено более 50 установок суммарной мощностью более 18 МВт.

Потребность в топливных элементах для децентрализованной стационарной энергетики (мощностью 250 кВт – 10 МВт) в ближайшие 10 лет составляет 100000 МВт. Стоимость 1 кВт планируется довести с современных 3000–6000 долл. до 1000–1500 долл. к 2015 г. Потребность в топливных элементах для автотранспорта (мощностью 25–50 кВт) составляет 500 тыс. штук в год. Стоимость киловатта планируется довести с современных 3000–1000 до 100–50 долл [7].

Большое внимание развитию водородной энергетике уделяется и в России. В 2005 «Норильский никель» основал инновационную компанию «Новые энергетические проекты», задачей которой является разработка и внедрение топливных элементов.

В 2006 «Норильский никель» приобрел контрольный пакет

американской инновационной компании Plug Power, являющейся одним из лидеров в сфере разработок, связанных с водородной энергетикой.

Предполагается, что на основе российских и американских разработок с 2008 начнётся производство водородных энергетических установок в России.

3.5. Вопросы для самопроверки

1. Какой принцип действия имеют термоэлектрические генераторы ?
2. Как устроен МГД-генератор ?
3. Какие основные сложности создания эффективных МГД-генераторов ?
4. Перечислите основные технические параметры гальванических элементов и дайте их определения
5. В чем заключается основное отличие между гальваническими и топливными элементами ?
6. Как устроен топливный элемент ?
7. В чем состоят преимущества водорода как источника энергии ?
8. Назовите основные технологии получения водорода

4. ПОЛУЧЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ

4.1. Геотермальная энергетика

Объем Земли составляет примерно 1085 млрд. куб.км, и весь он, за исключением тонкого слоя земной коры, имеет очень высокую температуру. В центре Земли температура составляет 4000-5000 К, в магматических очагах, расположенных сравнительно близко к поверхности, достигает 1200-1500 К. Тепловая энергия, заключенная в недрах Земли оценивается в $4,5 \cdot 10^8$ трлн т.у.т, однако эта энергия сильно рассеивается при движении теплового потока из внутренних областей к поверхности. Температура Земли увеличивается с глубиной в среднем на 30-35 °С при погружении на каждую тысячу метров. В отдельных районах планеты с активной вулканической деятельностью температурный градиент может достигать 200 °С/км и более, а высокотемпературные слои расположены гораздо ближе к поверхности. В некоторых районах природа сама доставляет геотермальную энергию к поверхности в виде пара или перегретой воды, вскипающей и переходящей в пар при выходе на поверхность – гейзеры.

С учетом объема внутренней части Земли и теплоемкости пород запасы геотермальной теплоты представляют собой один из самых крупных источников возобновляемой энергии, которым в настоящее время располагает человек. Причем это энергия в чистом виде, так как она уже существует как теплота, и ее можно непосредственно использовать для нужд отопления и горячего водоснабжения.

Главным достоинством геотермальной энергии является ее практическая неиссякаемость и полная независимость от условий окружающей среды, времени суток и года. Помимо производства тепловой и электрической энергии, возможными побочными продуктами являются природный газ, минеральное сырье и опресненная вода.

Первая промышленная геотермальная электростанция была построена в 1904 г. в Лардерелло (Италия). В пятидесятые годы прошлого века начались разработки геотермальных месторождений в Новой Зеландии, США, Японии, Мексике и СССР. Суммарная установленная мощность 233 геотермальных электростанций в мире на начало 2000-х годов составляла около 6 тыс. МВт. В стадии строительства находилось еще 117 электростанций общей мощностью 2017 МВт. Крупнейшим производителем геотермальной электроэнергии являются США, которые в 2005 году произвели около 16 млрд кВт·ч электроэнергии. Установленная электрическая мощность ГеоТЭС на Филиппинских островах в 2003 году составляла 1930 МВт, на которых было произведено около 27 % всей электроэнергии в стране. В Италии в 2003 году действовали энергоустановки общей мощностью в 790 МВт. В Исландии действуют пять теплофикационных геотермальных электростанций общей электрической мощностью 420 МВт, которые производят 26.5 % всей электроэнергии в стране [2, 8, 9, 10].

Все Российские геотермальные электростанции расположены на территории Камчатки, их суммарная электрическая мощность составляет 76,5 МВт при годовой выработке электроэнергии около 420 млн кВт·ч.

Геотермальные месторождения подразделяются на четыре основных типа:

- месторождения сухого пара,
- месторождения влажного пара;
- месторождения горячей воды;
- месторождения нагретых сухих пород.

С экономической точки зрения наиболее перспективны геотермальные месторождения с преобладанием пара, которые дают сухой, т.е. перегретый, пар с некоторым количеством различных газов и воды. Помимо механического удаления частиц пыли и осколков породы на выходе из скважин, другой обработки пара обычно не требуется, и пар непосредственно подводится к турбине для выработки электроэнергии. В настоящее время в промышленной эксплуатации находятся месторождения сухого пара в Лардерелло и Монте-Амиата (Италия), Долине Больших Гейзеров (США) Мацукаве (Япония). Месторождения такого типа осваиваются под руководством ООН в некоторых районах Африки, а также Центральной и Южной Америки.

Месторождения сухого пара с запасами, достаточными для промышленного использования встречаются нечасто – они существуют менее, чем в двенадцати районах мира, являющихся в основном районами недавнего вулканизма. Геологические и термические условия, приводящие к образованию месторождений с преобладанием пара, возникают достаточно редко, а сами месторождения обычно невелики [9].

Более распространенными являются месторождения с преобладанием жидкости или перегретой воды, дающие влажный пар. Они расположены во многих районах мира, значительно больше по размерам и встречаются чаще.

В таких месторождениях температура на глубине превышает обычную температуру кипения на поверхности, но вода или раствор в бассейне находятся под давлением, превышающим атмосферное, и поэтому не кипят. При выходе жидкости на поверхность ее давление падает, и она вскипает, так что из скважины поступает смесь пара и горячей воды. Обычно лишь 20% жидкости переходит в насыщенный (влажный) пар, и только этот пар используется для производства электроэнергии. Горячая вода при температуре кипения, составляющая остальные 80 %, обычно не используется.

Месторождения влажного пара такого типа эксплуатируются в настоящее время в Уайракее и Бродлендсе (Новая Зеландия), а также в Японии, Мексике и Исландии. К этому же классу месторождений относятся месторождения горячей соленой воды в Импириал-Валли (шт. Калифорния) и Серро-Прието на северо-западе Мексики [9].

Гораздо более распространены естественные подземные бассейны термальных вод с температурами, меньшими температуры кипения. Именно они образуют многочисленные термальные источники. В течение тысячелетий люди использовали их для восстановления сил и лечения, в религиозных обрядах и для бытовых нужд. В настоящее

время термальные воды используют для обогрева жилищ, теплиц, курортов, а иногда и целых фабрик, рудников и даже городов. Однако, использование низкопотенциальных источников тепла для получения электрической энергии связано со значительными технологическими трудностями.

Наиболее распространены сухие геотермальные месторождения, не содержащие ни пара, ни горячей воды, либо потому, что они непроницаемы для воды, либо потому, что при циркуляции подземные воды их не достигают. В принципе сухие горячие породы, имеющие высокую температуру и являющиеся потенциальным источником энергии, можно обнаружить в любой точке земного шара путем бурения достаточно глубоких скважин. Однако на практике с ростом глубины скважин трудности бурения и его стоимость возрастают по экспоненте. Пока не существует экономически выгодного метода извлечения энергии из сухих горячих пород в земной коре.

Электростанции, на которых производится преобразование тепловой энергии термальных вод в электроэнергию, получили название геотермальных тепловых электростанций (ГеоТЭС). Различают две основные технологические схемы ГеоТЭС:

- электростанции атмосферного выброса;
- электростанции с циркуляцией конденсата.

Простая и экономичная технологическая схема преобразования термального тепла в электроэнергию реализуется на электростанциях с прямым использованием энергии пара, рис.4.1.

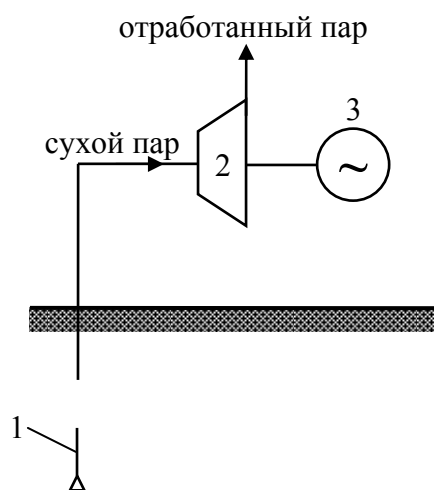


Рис.4.1. Технологическая схема ГеоТЭС с прямым использованием пара

1 – эксплуатационная скважина; 2 – паровая турбина; 3 - генератор

При прямом использовании неочищенный сухой пар из скважины (при необходимости после механической очистки) поступает прямо на турбину 2, которая приводит во вращение электрический генератор 3. На входе в турбину пар имеет температуру около 200 °С, на выходе из турбины около 45 °С. Термический КПД цикла составляет около 30 %, однако реальный КПД электростанции существенно ниже, до 20 %, из-за потерь энергии в турбине и генераторе.

$$\eta = \eta_t \cdot \eta_g \cdot \eta_{\text{г}}, \quad (4.1)$$

где η_t – термический КПД цикла; η_t , η_g – относительный КПД паровой турбины и электрического генератора, соответственно.

Электростанции с атмосферным выбросом имеют более низкую себестоимость в сравнении с другими типами станций, запуск станции происходит без внешнего вспомогательного источника электроэнергии (важный вспомогательный компонент других станций). Однако станции с атмосферным выбросом потребляют гораздо больше пара по сравнению с установками конденсации, паровые турбины имеют низкий КПД, существует необходимость снижения до приемлемого минимального уровня примесей в выбросах в атмосферу.

Эффективность системы с непосредственным выбросом в атмосферу, также зависит от высоты над уровнем моря. Чем выше высота, тем выше ее полезное действие.

Описанная выше технология может быть использована только на месторождениях с «чистым» паром, который практически не имеет механических примесей, растворенных солей и газов, разрушающе действующих на материал турбины. Твердые частицы, содержащиеся в паре, вызывают эрозию лопаток и клапанов турбин, поэтому для максимального сохранения на длительное время рабочих характеристик теплообменного оборудования желательно отделить твердые частицы от потока пара. Кроме механических примесей, выходящий на поверхность пар содержит также 0,5-5% неконденсирующихся газов, среди которых большую часть составляет двуокись углерода, считающаяся безвредной, а также некоторое количество ядовитого сероводорода, метана, аммиака и др. Конденсат отработанного в турбине пара содержит соли фтора, бора, мышьяка и других летучих соединений, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду.

Более совершенна схема ГеоТЭС с непрямым использованием пара, рис.4.2.

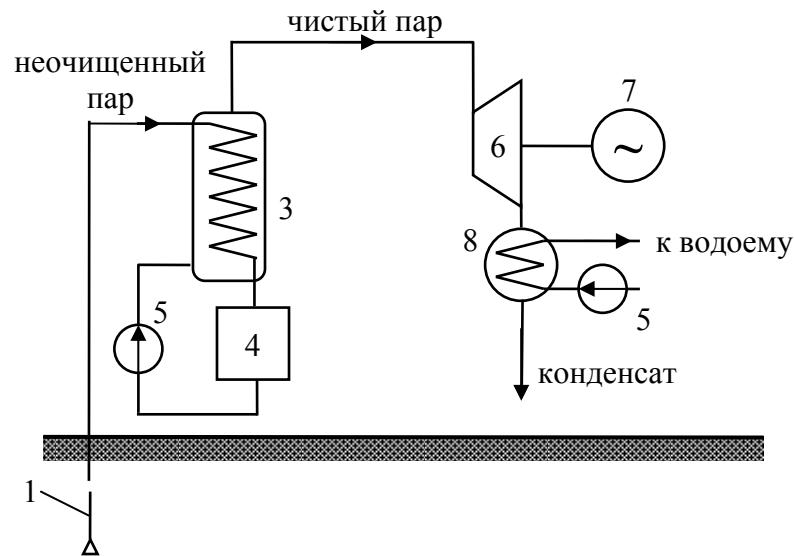


Рис.4.2. Технологическая схема ГеоТЭС с непрямым использованием пара

1 – эксплуатационная скважина; 3 – теплообменник; 4 – дегазатор; 5 – насос; 6 – паровая турбина; 7 – генератор; 8 - конденсатор

По этой технологии неочищенный пар поступает через теплообменник 3 в дегазатор 4, где очищается от других газов, нагревается неочищенным паром и поступает в турбину 6 с температурой около 120 °С. Отработанный в турбине пар поступает в конденсатор 8, где из него извлекается борная кислота, аммонийные соли и другие соединения. Для охлаждения отработанного пара используется холодная вода, которая подается в конденсатор с помощью циркуляционного насоса 5 из местного природного водоема (река, озеро, море), или искусственного, например - градирни.

Благодаря высокому давлению в конденсирующей турбине (теплоноситель поступает в конденсирующую камеру с очень низким давлением), КПД такой станции значительно выше, чем у станций с прямым выбросом.

ГеоТЭС с непрямым использованием пара требуют больших капитальных вложений, чем электростанции прямого действия. Однако и в этом случае технологическая схема станции не предусматривает котельной установки, домовый трубы и других дорогостоящих капитальных сооружений, необходимых для традиционной тепловой электростанции. Поэтому стоимость 1 кВт установленной мощности ГеоТЭС намного меньше, чем на КЭС и ТЭЦ..

Месторождения с сухим паром встречаются достаточно редко, в связи с чем представленные выше технологии не могут найти широкого

практического применения.

Гораздо чаще встречаются месторождения, когда на поверхность земли поступает геотермальный двухфазный (пар-вода) теплоноситель при температуре более 120 °С. В этом случае паровая фракция предварительно выделяется из пароводяной смеси в сепараторе и поступает на конденсационную турбину, работающую на насыщенном паре, рис.4.3.

Пароводяная смесь из эксплуатационной скважины 1 подается в сепаратор пара 3, где происходит отбор пара, который поступает на турбину 6, приводящую во вращение электрический генератор 7. Горячая вода из сепаратора поступает в теплообменник 4, где происходит нагрев воды, используемой для нужд местного отопления и горячего водоснабжения. Использованная горячая вода с помощью насоса 5 закачивается обратно в пласт через специально пробуренные обратные скважины 2. Отработавший в турбине пар поступает в конденсатор 8, в который с помощью циркуляционного насоса 5 закачивается охлаждающая вода из местного водоема.

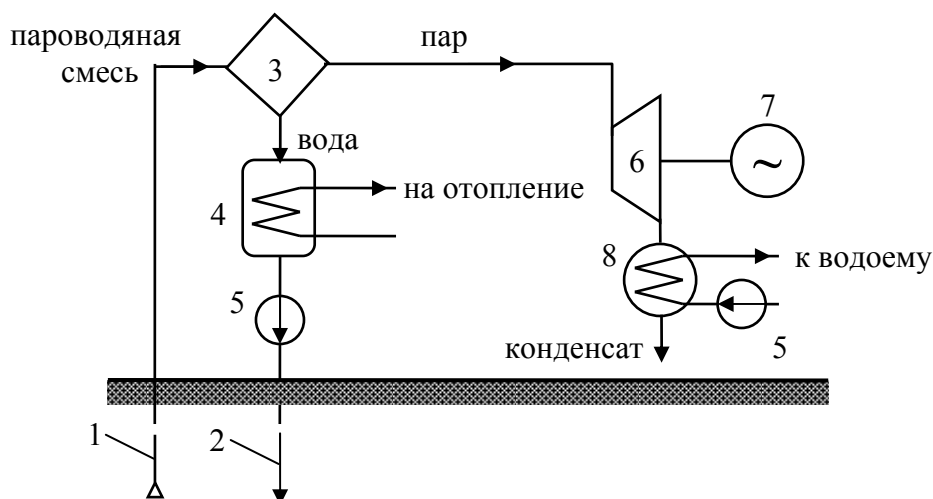


Рис.4.3. Технологическая схема ГеоТЭС на влажном паре
1 – эксплуатационная скважина; 2 – обратная скважина; 3 – сепаратор; 4 – теплообменник; 5 – насос; 6 – паровая турбина;
7 – генератор; 8 - конденсатор

Сброс использованных термальных вод в близлежащий водоем, как правило, недопустим по экологическим соображениям. Содержащиеся в термальной воде минеральные соли вызывают значительное химическое и тепловое загрязнение поверхностных вод, обеднение почвы, а извлечение из пласта огромного количества жидкости может привести к оседанию поверхности месторождения.

По описанной выше технологической схеме работает первая очередь Паужетской ГеоТЭС, мощностью 11 МВт, расположенная в районе вулканов Кошелева и Камбального на Камчатке. Подобные технологические схемы геотермальных электростанций, в которых в качестве основного теплоносителя используется непосредственно тепло термальных вод, получили название одноконтурных.

Использование сепаратора для отделения пара в одноконтурных ГеоТЭС не позволяет удалить из него неконденсирующиеся газы, из-за чего тепловые параметры цикла в турбине оказываются невысокими и эффективность преобразования энергии в подобных станциях не превышает 20 %. Кроме того, ГеоТЭС на влажном паре потребляет энергию на собственные нужды, необходимую для функционирования насосного оборудования. Однако, при полезном использовании горячей воды из сепаратора для нужд теплоснабжения суммарный КПД электростанции может достигать 50 %.

Установленную мощность ГеоТЭС можно определить из выражения:

$$P = \eta_t \cdot \eta_T \cdot \eta_G \cdot Q \cdot (h_1 - h_2), \text{ кВт} \quad (4.2)$$

где η_t – термический КПД цикла; η_T , η_G – относительный КПД паровой турбины и электрического генератора, соответственно; Q – расход пара, кг/с; h_1 , h_2 – энтальпия пара на входе и выходе из турбины, кДж/кг.

При современном уровне техники мощности ГеоТЭС, как правило, невелики и составляют 50–400 МВт. Максимальная мощность станции ограничивается в основном потерями при подаче по трубам низкотемпературного пара на большие расстояния. Типичная ГеоТЭС работает на паре 10-30 скважин, расположенных в непосредственной близости от нее. Поэтому вместо расширения системы сбора пара и увеличения существующей станции целесообразно построить еще одну небольшую электростанцию, работающую от следующей группы скважин. Недостатки, связанные с созданием таких малых станций, для геотермальной энергетики оказываются менее существенными, чем для большинства других энергетических систем.

Из-за низких температур и давлений используемого пара турбины ГеоТЭС оказываются непропорционально большими относительно производимой мощности, а их наиболее эффективные размеры соответствуют мощности 50 МВт и менее. Оборудование таких станций, является компактным и достаточно простым, так как отсутствуют системы подачи топлива и удаления золы, топка и дымовая труба [9]. Существенно сокращает сроки строительства и капитальные

вложения в ГеоТЭС использование модульных энергоблоков максимальной заводской готовности, предлагаемых некоторыми отечественными производителями оборудования для геотермальных электростанций - АО «Калужский турбинный завод», АО «Кировский завод», АО «Геотерм» и др.

Для повышения эффективности и надежности эксплуатации разработана двухконтурная технологическая схема ГеоТЭС, рис. 4.4.

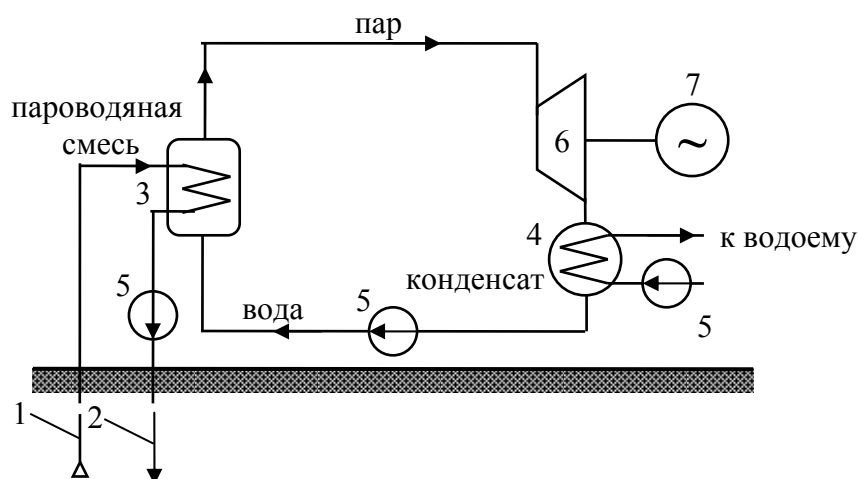


Рис.4.4. Технологическая схема двухконтурной ГеоТЭС

1 – эксплуатационная скважина; 2 – обратная скважина; 3 – парогенератор;
4 – конденсатор; 5 – насос; 6 – паровая турбина; 7 – генератор;

Технологическая схема станции состоит из двух контуров. В первом контуре циркулирует пароводяная смесь из скважины, теплота которой используется в парогенераторе 3 для нагревания и испарения питательной воды. Отработавшая в парогенераторе геотермальная вода закачивается насосом 5 обратно в пласт. Во втором контуре циркулирует питательная вода, забираемая из местного водоема. Отработанный в турбине пар конденсирует в конденсаторе 4 и с помощью питательного насоса возвращается в парогенератор.

В двухконтурной технологической установке неконденсирующиеся газы в паровом контуре отсутствуют, что позволяет получить глубокий вакуум в конденсаторе, благодаря чему термический КПД электростанции возрастает. Агрессивные компоненты геотермальной среды не попадают в турбину, конденсатор и другое технологическое оборудование, обеспечивая их более длительный срок эксплуатации. Полный КПД современных двухконтурных ГеоТЭС составляет от 17 до 27 %.

Двухконтурная схема электростанции позволяет использовать для производства электроэнергии геотермальные среды с пониженной

температурой.

В 1965 г. советские ученые С.С.Кутателадзе и А.М.Розенфельд получили патент на получение электроэнергии из горячей воды с температурой более 80 °С и уже в 1967 г. на Камчатке была построена и пущена в опытно-промышленную эксплуатацию первая в мире ГеоЭС с бинарным циклом – Паратунская ГеоЭС, мощностью 600 кВт.

В первом контуре Паратунской ГеоТЭС использована горячая термальна́я вода из месторождения с температурой около 90 °С. Второй контур заполнен хладоном, который кипит при низкой температуре и превращается в пар. Перепад температур теплоносителя на входе в турбину составляет 80, на выходе 5 °С. Термический КПД электростанции около 20 %.

При существующих ценах на органическое топливо бинарные ГеоТЭС могут быть экономически эффективными при температуре термальна́й воды 70-200 °С. В настоящее время бинарные ГеоТЭС работают во многих странах мира, их суммарная мощность превышает 500 МВт. Несколько компаний (в первую очередь израильская фирма «Ормат») наладили серийное производство бинарных энергоустановок на органических рабочих телах (изобутан, изопентан) единичной мощностью 1,5-4 МВт.

В первую очередь применение бинарных ГеоТЭС блочного типа мощностью от 100 кВт до 12 МВт перспективно для зон децентрализованного энергообеспечения, где имеется горячая геотермальна́я вода.

В России разработана модульная транспортабельная бинарная энергоустановка мощностью 0,6-1,7 МВт на фреоне для использования термальна́х вод с температурой 80- 180 °С (ЭНИН, Кировский завод). В зависимости от температуры греющей воды удельная стоимость установленного киловатта оценивается в 400-1000 долл., стоимость электроэнергии 2-4 цент./кВт.

Расчет себестоимости электроэнергии, вырабатываемой на ГеоТЭС, должен производиться индивидуально для каждой станции. Связано это с тем, что геотермальна́я месторождения могут значительно различаться по типу и составу энергоносителя, глубине залегания термальна́х вод, дебету скважины и т.д.

Основными затратами при разведке, разработке и использовании геотермальна́х месторождений являются расходы на бурение и обсадку трубами глубоких скважин в горячих формациях. Эти затраты в некоторой степени окупаются относительной простотой и невысокой стоимостью расположенной на поверхности установки, использующей глубинное тепло земли.

В каждом случае себестоимость электроэнергии определяется капитальными затратами на сооружение скважин и систем сбора и обработки теплоносителя, которые в общем случае значительно ниже капитальных затрат на получение и обработку ископаемых топлив. Эксплуатационные расходы и расходы на ремонт обычно также низки, что связано с простотой геотермальных энергетических установок и их работой при сравнительно низких рабочих температурах и давлениях. В целом для обычных геотермальных энергетических систем удельная стоимость установок, себестоимость тепловой и электрической энергии достаточно низки.

В США единственные надежные данные по стоимости применительно к геотермальным энергетическим системам получены на ГеоТЭС "Большие Гейзеры" (шт. Калифорния) [1,12—14]. С использованием этих данных проведены оценки затрат на освоение, сооружение и

В таблице 4.1 приведены фактические данные по стоимости энергии, полученные на ГеоТЭС «Большие Гейзеры» (шт. Калифорния). Эти данные и экономический эффект, полученный при эксплуатации электростанции «Большие Гейзеры» показывают, что ГеоТЭС, работающие на природном паре, являются вполне конкурентоспособными с электростанциями других типов [9].

Таблица 4.1

Затраты на освоение, сооружение и эксплуатацию ГеоТЭС на природном паре мощностью 110 МВт

Статья расходов	Стоимость, долл.
<i>Расходы на получение пара</i>	
скважины (16 скважин, каждая стоимостью 150 тыс. долл.)	2400000
система труб для сбора пара (при стоимости 10 долл./кВт)	1100000
Всего:	3500000
<i>Накладные расходы</i>	
годовые установленные расходы (14 %)	490000
ежегодная арендная плата землевладельцам	175800
Общие годовые расходы	665800
<i>Стоимость тепловой энергии (10^{-3} долл./кВт·ч)</i>	
стоимость получаемого пара	0,80
разведочные работы	0,33
стоимость сброса	0,02
Общая стоимость энергии	1,15
<i>Стоимость преобразования энергии (10^{-3} долл./кВт·ч)</i>	
установленные расходы	1,95
эксплуатационные расходы	0,25
Общая стоимость энергии (10^{-3} долл./кВт·ч)	3,35

Основными проблемами, сдерживающими развитие геотермальной энергетики, являются недостаточная изученность с точки зрения геофизики и геологии геотермальных месторождений. До сих пор не найдено строгое научное объяснение тому факту, почему теплоноситель двух соседних скважин может иметь различную температуру и давление. Основным методом разведки геотермальных месторождений до сих пор является дорогостоящее бурение. Разработка новых методов разведки позволит существенно сократить капитальные вложения в геотермальную энергетику.

Серьезную проблему представляет высокая минерализация термальных растворов, которая приводит к образованию накипи и вызывает повышенную коррозию технологического оборудования. Разработка новых коррозионно-стойких материалов и покрытий может служить стимулом к развитию геотермальной энергетики.

4.2. Гелиоэнергетика

Основным источником энергии для нашей планеты является солнечная энергия. Именно Солнце является прародителем всех основных энергетических ресурсов используемых человечеством – Солнце нагревает атмосферу и поверхность Земли благодаря чему дуют ветры, текут реки, развиваются растения, образуются органические виды топлива.

Солнце представляет собой огромный, ярко светящийся газовый шар, который состоит в основном из водорода (70 %) и гелия (27 %). В недрах Солнца непрерывно протекают термоядерные реакции сопровождающиеся выделением огромного количества энергии. Интенсивность излучения на поверхности Солнца составляет 70-80 тыс.кВт/м² при температуре около 6000 °С.

Суммарная мощность лучистой энергии, поступающей к земной атмосфере, равна примерно 180000 млрд. кВт. Количество солнечной лучистой энергии, приходящей за год к атмосфере Земли, составляет колоссальную величину – $1,5 \cdot 10^{18}$ кВт·ч. Из-за отражения, рассеивания и поглощения ее атмосферными газами и аэрозолями только 47 % всей энергии, или приблизительно $7 \cdot 10^{17}$ кВт·ч, достигает поверхности Земли.

Солнечное излучение в атмосфере Земли делится на так называемое прямое излучение и на рассеянное на частицах воздуха, пыли, воды, и т.п., содержащихся в атмосфере. Совокупность прямой и рассеянной радиации, падающей на горизонтальную земную поверхность, представляет собой суммарную солнечную радиацию.

Для количественной оценки солнечной радиации используют такой показатель, как количество энергии, переносимой в единицу времени (поток энергии) через единичную площадку – интенсивность излучения I_e . Единица измерения I_e в системе СИ: – ватт на квадратный метр ($\text{Вт}/\text{м}^2$).

Интенсивность солнечного излучения зависит от множества факторов: географической широты, угла наклона поверхности по отношению к Солнцу, местного климата, облачности, запыленности воздуха, высоты над уровнем моря, сезона года и времени суток. В средних широтах днем интенсивность солнечного излучения /достигает $800 \text{ Вт}/\text{м}^2$ летом и $200...350 \text{ Вт}/\text{м}^2$ зимой, уменьшаясь до нуля с заходом Солнца.

Современные технологии использования солнечной энергии развиваются по двум основным направлениям – преобразование лучистой энергии Солнца в тепло и электричество.

Простейшим способом использования солнечной энергии является нагрев воды в плоских солнечных коллекторах. Эффективный солнечный водонагреватель был изобретен в 1909 г. и с тех пор технология преобразования солнечной энергии в тепловую постоянно развивалась и совершенствовалась. Достоинствами технологии являются сравнительно высокий КПД и небольшая стоимость гелиоустановок.

В ряде стран солнечные водонагревательные установки стали обычным атрибутом жизни. Так, например, в Израиле горячее водоснабжение 80% всех жилых домов обеспечивается солнечными водонагревателями, что дает экономию более 5 % производимой в стране электроэнергии. Многие десятки фирм-производителей различных типов солнечных коллекторов и водонагревательных установок успешно действуют в Европе, Америке, Австралии и других регионах мира. Суммарная площадь установленных в наше время солнечных коллекторов в мире превышает уже 50 млн. квадратных метров, что эквивалентно замещению традиционных источников энергии в объеме примерно 5-7 млн. тонн условного топлива в год. [11].

В последние годы все большее распространение получают так называемые пассивные солнечные системы, которые получают с помощью проектирования зданий и подбора строительных материалов таким образом, чтобы максимально использовать энергию Солнца. В пассивной солнечной системе сама конструкция здания выполняет роль коллектора солнечной радиации – тепло сохраняется в здании благодаря его стенам, потолкам или полам. Есть также системы, где предусмотрены специальные элементы для накопления тепла,

вмонтированные в конструкцию здания (например, ящики с камнями или заполненные водой баки или бутылки). Такие жилые помещения могут быть построены в некоторых случаях без дополнительных затрат. В других случаях возникшие при строительстве дополнительные расходы могут быть скомпенсированы снижением энергозатрат. Пассивные солнечные здания являются экологически чистыми, они способствуют созданию энергетической независимости и энергетически сбалансированному будущему [12].

Изучение систем солнечного теплоснабжения находится за рамками данного учебного пособия, в связи с чем рассмотрим более подробно технологические схемы преобразования солнечной энергии в электрическую.

Технологии преобразования лучистой энергии Солнца в электроэнергию являются более молодыми и базируются на современных достижениях научно-технического прогресса. Возможны два варианта преобразования энергии солнечной радиации в электроэнергию: прямой или косвенный.

Косвенное преобразование осуществляется путем концентрации радиации с помощью следящих зеркал с последующим превращением воды в пар и генерированием электрической энергии традиционным способом.

Прямое преобразование солнечной энергии в электрическую осуществляется с помощью термоэлектрических или фотоэлектрических преобразователей.

Термоэлектрические генераторы применяются в качестве автономных источников питания для потребителей небольшой мощности - маяков, морских сигнальных буйев и т.п. Их принцип действия, основные технические характеристики, достоинства и недостатки рассмотрены в гл.3.1 настоящего пособия.

Наиболее перспективным способом прямого преобразования энергии излучения Солнца в электроэнергию в настоящее время является применение полупроводниковых фотоэлектрических элементов. Простейший солнечный элемент состоит из двух соединенных между собой кремниевых пластин. Падающий на верхнюю пластину свет выбивает из нее электроны, которые перемещаясь на нижнюю пластину создают ЭДС элемента. Несколько объединенных фотоэлектрических преобразователей представляют собой солнечную батарею. Напряжение солнечных батарей достигает десятков вольт, а мощность – десятков киловатт.

Современные фотоэлектрические преобразователи изготавливаются из химически чистого кристаллического кремния,

широко распространенного в земной коре элемента – это песок, кварц. КПД кремниевых фотоэлектрических преобразователей составляет 12-17 %, в лабораторных условиях на некоторых полупроводниках достигнута эффективность 40 %.

Основным достоинством солнечных батарей является абсолютная экологическая чистота получения электроэнергии, большой срок службы, практическое отсутствие эксплуатационных расходов.

Практическое использование солнечных батарей в энергетических целях началось с 1958 г с запуском первых искусственных спутников Земли. Солнечные батареи являются основным источником энергоснабжения космических аппаратов и орбитальных станций. На Луне дольше года работал «Луноход», питаемый от солнечных батарей, а площадь фотоэлементов станции «Мир» составляла больше сотни квадратных метров.

4.2.1. Солнечные тепловые электростанции

Классическим примером использования солнечного излучения для производства тепловой и электрической энергии являются солнечные электростанции (СЭС).

По способу производства тепла СЭС подразделяют на солнечные концентраторы (зеркала) и солнечные пруды.

Мировым лидером в области использования соленых солнечных прудов является Израиль. Израильская компания «*Ormat Systems Inc*» установила несколько таких систем в акватории Мертвого моря (рис.4.5).



Рис. 4.5. Солнечный пруд

Принцип действия солнечного пруда заключается в создании разности температур на поверхности и дне водоема, достаточной для приведения в действие турбины, вращаемой теплоносителем в замкнутом цикле Ренкина. Самая крупная СЭС на основе солнечного пруда имеет мощность 5 МВт. Площадь пруда при этом составляет около 20 га.

Крупнейшим в США является солнечный пруд площадью 0,3 га в Эль Пасо (штат Техас). Температура воды придонной зоны достигает 90 °С и ее энергии достаточно для приведение в действие электрического генератора мощностью 70 кВт и опреснительной установки объемом 20000 литров в день.

Основным фактором, сдерживающим развитие подобных технологий, является низкий КПД преобразования солнечной энергии в электрическую – около 1 %.

Более перспективным направлением развития СЭС является применение солнечных концентраторов, способных превращать солнечную энергию в электричество с КПД около 15 %.

По способу концентрации солнечной энергии современные технологии подразделяются на параболические концентраторы, солнечные параболические зеркала и гелиоэнергетические установки башенного типа (рис.4.6) [12].

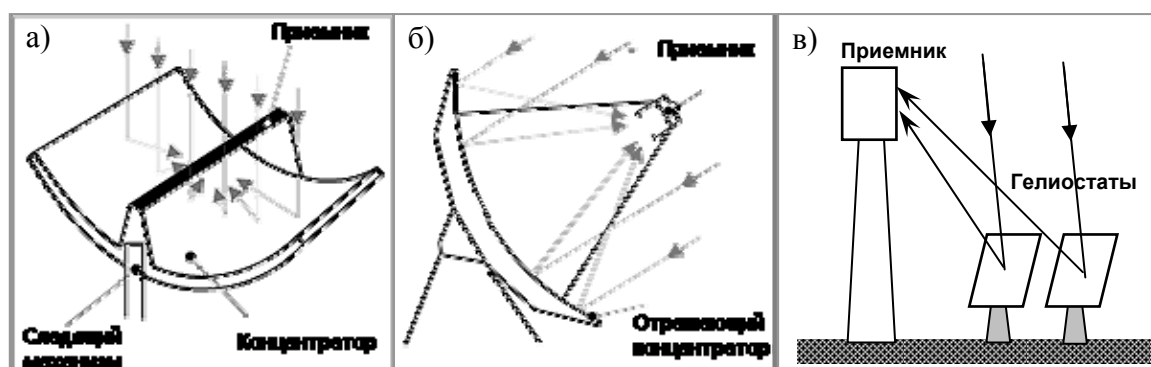


Рис. 4.6. Основные типы солнечных концентраторов
 а) – параболическая (лотковая система; б) – тарельчатая система;
 в) – башенная система

В 1985 г. в п.Щелкино Крымской области была введена в эксплуатацию первая в СССР солнечная электростанция СЭС-5 электрической мощностью 5 МВт; 1600 гелиостатов (плоских зеркал) площадью 25,5 м² каждый, имеющих коэффициент отражения 0,71, концентрируют солнечную энергию на центральный приемник в виде

открытого цилиндра, установленного на башне высотой 89 м и служащего парогенератором, рис. 4.7.. Строительство СЭС-5 обошлось в 30 млн. руб., а удельная стоимость установленной мощности равна 6 тыс. руб/кВт.

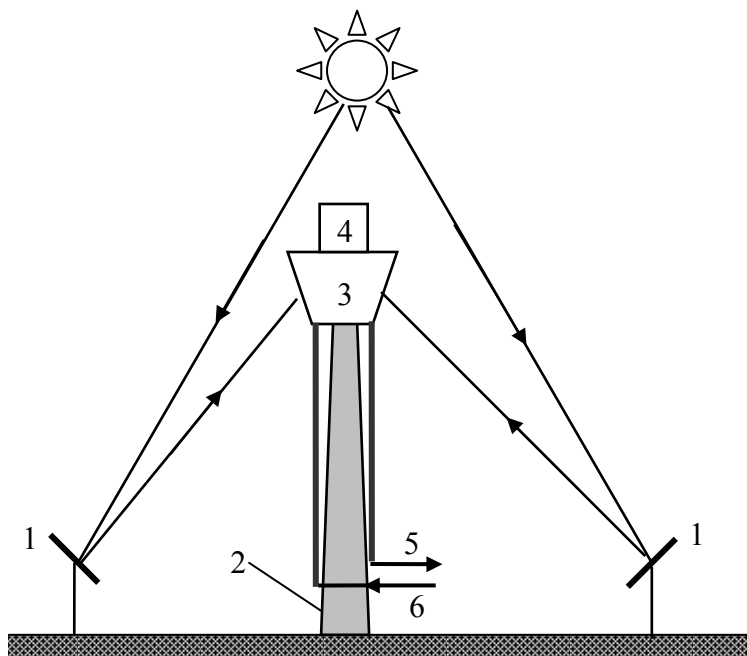


Рис. 4.7 Схематическая схема Крымской солнечной электростанции:
 1 - гелиостаты; 2 - башня; 3 - солнечный котел; 4 - теплоаккумулятор;
 5 - трубопровод острого пара; 6 - трубопровод питательной воды

На башне 2 установлен котел 3, на котором фокусируется солнечное излучение, собираемое с нескольких гектаров земной поверхности зеркалами-гелиостатами. Гелиостаты 1 отслеживают движение Солнца по небосводу и направляют солнечные лучи на стенки парогенератора, в котором вырабатывается пар с температурой до 510 °С. По паропроводу 5 пар направляется на турбину, которая приводит во вращение электрический генератор, вырабатывающий электроэнергию. Установка имеет накопитель теплоты 4 – емкость объемом в несколько тысяч м³, заполненную щебнем, который нагревается «острым» паром в часы максимума интенсивности солнечного излучения и отдает теплоту после захода Солнца [10].

Общее количество теплоты, передаваемое парогенератору СЭС, составляет:

$$Q = \eta_{и} \cdot n \cdot F \cdot I_{с}, \text{ Вт} \quad (4.3)$$

где $\eta_{и}$ - коэффициент эффективности использования солнечного излучения (изменяется в пределах 0,35...0,5); n – количество

гелиостатов; F - площадь зеркал одного гелиостата, м^2 ; I_e - интенсивность солнечного излучения, $\text{Вт}/\text{м}^2$.

Работа килограмма пара в паротурбинной установке в цикле Ренкина равна:

$$A = h_1 - h_2, \text{ кДж/кг} \quad (4.4)$$

Термический КПД цикла определяется из выражения:

$$\eta_t = \frac{h_1 - h_2}{h_1 - h_k}, \quad (4.5)$$

где h_1 - энтальпия перегретого пара, h_2 - энтальпия отработавшего в турбине пара, h_k - энтальпия конденсата.

Теоретическую мощность паротурбинной СЭС можно найти из выражения:

$$P = \eta_t \cdot \eta_{\text{Г}} \cdot \eta_{\text{Г}} \cdot Q, \text{ Вт} \quad (4.6)$$

где η_t - относительный внутренний КПД турбины, $\eta_{\text{Г}}$ - КПД электрического генератора.

Реальная мощность СЭС меньше теоретической вследствие затрат энергии на собственные нужды (привод насосов и т.д.).

К сожалению, при проектировании Крымской СЭС допущены серьезные ошибки, из-за чего стоимость 1 киловатта установленной мощности станции более чем в 10 раз превышает характерную для традиционных установок.

Удачным примером использования подобных технологий может служить башенная электростанция мощностью 10 МВт «*Solar Two*» в Калифорнии, введенная в эксплуатацию в апреле 1996 г. (рис.4.8), Солнечное тепло станции сохраняется в расплавленной соли при температуре 550 °С, благодаря чему станция может вырабатывать электричество днем и ночью, сохраняя запас тепловой энергии от 3 до 13 часов.

Стоимость одного киловатта установленной мощности снижена по сравнению с Крымской СЭС в 4 раза, себестоимость киловатт-часа произведенной энергии приблизилась к характерной для угольных станций.



Рис. 4.8 СЭС башенного типа

Для башенных СЭС характерны высокие капитальные затраты, главным образом из-за высокой стоимости автоматизированных зеркал-гелиостатов. Экономичнее оказалось другое техническое решение, реализованное в 80-х годах в южно-калифорнийской пустыне фирмой «*Luz International*», США. В этих установках используются параболические зеркала (лотки), которые концентрируют солнечный свет на приемных трубках, содержащих жидкость-теплоноситель (рис.4.9). Эта жидкость нагревается почти до 400 °С и прокачивается через ряд теплообменников; при этом вырабатывается перегретый пар, приводящий в движение обычный турбогенератор для производства электричества. Таким образом, для СЭС подобного типа башня с баком-парогенератором не нужна. Для повышения эффективности параболические зеркала могут комплектоваться системой слежения за Солнцем или быть стационарными.



Рис. 4.9 СЭС с параболическими концентраторами

Девять электростанций, расположенных в пустыне Мохаве (в американском штате Калифорния) имеют 354 МВт установленной мощности и образуют крупнейшее на сегодняшний день предприятие по производству солнечного теплового электричества. Эти электростанции поставляют электричество в коммунальную электросеть Южной Калифорнии.

На СЭС «Альмерия» (Испания) в качестве теплоносителя первого контура парогенератора на вершине солнечной башни используется жидкий натрий, во втором контуре – обычная вода. В варианте СЭС, разработанном в Германии, солнечные лучи нагревают до 800 °С сжатый воздух, который приводит в действие газовую турбину. Теплота отработавшего в газотурбинной установке воздуха затем используется в паротурбинном цикле. В итоге повышается КПД использования теплоты солнечных лучей.

Ряд паротурбинных СЭС различной мощности построен во Франции и в Италии. Разрабатываются проекты СЭС с замкнутыми газотурбинными установками, в которых рабочим телом является гелий. Параметры гелиевого теплоносителя перед турбиной: температура около 600 °С, давление 0,8 МПа; проектный КПД установок - около 25% [10].

СЭС тарельчатого типа представляет собой батарею параболических тарелочных зеркал (схожих формой со спутниковой тарелкой), которые фокусируют солнечную энергию на приемники,

расположенные в фокусной точке каждой тарелки. Жидкость в приемнике нагревается до 1000 °С и непосредственно применяется для производства электричества в небольшом двигатель-генераторе, соединенном с приемником (рис.4.10) [12].



Рис. 4.10 СЭС с концентраторами тарельчатого типа

Высокая оптическая эффективность и малые начальные затраты делают системы зеркал/двигателей наиболее эффективными из всех гелиотехнологий. Системе из двигателя Стирлинга и параболического зеркала принадлежит мировой рекорд по эффективности превращения солнечной энергии в электричество. В 1984 году на ранчо Мираж в штате Калифорния удалось добиться практического КПД 29%. Вдобавок к этому, благодаря модульному проектированию, такие системы представляют собой оптимальный вариант для удовлетворения потребности в электроэнергии как для автономных потребителей (в киловаттном диапазоне), так и для гибридных (в мегаваттном), соединенных с электросетями коммунальных предприятий.

Стоимость электроэнергии, произведенной тепловыми солнечными электростанциями, зависит от множества факторов: капитальные и эксплуатационные затраты, расходы на техническое обслуживание, установленная мощность оборудования, и в настоящее

время существенно выше, чем у традиционных технологий, использующих органическое топливо. Однако, стремительное сокращение запасов органического топлива и его неизбежное удорожание, при постоянном совершенствовании технологий солнечной тепловой энергетики, определяют широкомасштабное использование СЭС уже в ближайшей перспективе. К тому же СЭС обладают огромным потенциалом, недоступным традиционным энергоносителям.

Если лишь 1 % земных пустынь использовать под производство экологически чистой солнечной тепловой электроэнергии, ее было бы получено больше, чем вырабатывается сегодня за счет сжигания ископаемого топлива во всем мире.

4.2.2. Фотоэлектрические преобразователи

Прямое преобразование солнечной энергии в электроэнергию с помощью фотоэлектрических преобразователей является в настоящее время одним из наиболее динамичных направлений развития возобновляемой энергетики. Такому положению дел во многом способствуют полученный положительный опыт практического применения фотоэлектрических преобразователей и постоянное совершенствование технологий изготовления солнечных элементов, связанных с повышением их КПД и снижением себестоимости.

В 2005 году в мире было выпущено 1817,7 МВт солнечных элементов. Это на 45 % больше, чем в 2004 году (1256 МВт). Для сравнения – рынок вырос на 40%, 34% и 67% в соответственно в 2002, 2003 и 2004 годах [14].

По данным американского агентства «Стратегия без границ» мировой рынок фотоэлектричества перешел 10-ти миллиардный рубеж в долларовом измерении и уже в скором будущем фотоэнергетика может стать серьезной альтернативой любым другим методам производства электрической энергии.

В основе любого фотоэлектрического преобразователя лежит солнечный элемент (СЭ). Солнечные элементы могут быть круглыми (диаметром 100, 125 и 150 мм) или квадратными (82x82, 100x100 и 125x125 мм). Мощность элементов - 0,9...2,7 Вт.

Наибольшее распространение получили СЭ с использованием поликристаллического или монокристаллического кремния – более 90 % от всех модулей. Поликристаллические СЭ имеют более низкий КПД, чем монокристаллические, они также менее стабильны во времени. Однако стоят дешевле и вследствие лучшего заполнения площади модуля их КПД не намного меньше, чем у модулей из

монокристаллического кремния.

Около 10 % СЭ используют аморфный кремний. Цвет кристаллических фотоэлементов обычно синий с отблеском, а аморфные, модули – гладкие на вид и меняют цвет в зависимости от угла зрения. Кристаллические СЭ имеют более высокий КПД в сравнении с аморфными фотоэлементами (табл. 4.2). Аморфный кремний, ввиду его более низкой энергетической эффективности, находит применение в приборах небольшой мощности (часы, калькуляторы и т.п.), в силовых установках используется редко.

В последние годы разработаны новые типы материалов для СЭ - тонкопленочные СЭ из медь-индий-диселенида, аморфного кремния и теллурида кадмия, фотоэлектрические преобразователи на основе гетероструктур и т.д. Некоторые из этих технологий уже получили коммерческое применение.

Таблица 4.2

КПД солнечных элементов:	
монокристаллические:	12-15 %
поликристаллические:	11-14 %
аморфные:	6-7 %
теллурид кадмия:	7-8 %

Фотоэлемент представляет собой «сэндвич» из двух слоев кремния разной проводимости, сетки из металлических контактов и антибликового покрытия. На один слой кремния наносится специальное вещество, благодаря которому образуется избыток электронов. Получается отрицательно заряженный («N») слой. На другом слое создается недостаток электронов, он становится положительно заряженным («P»). Собранные вместе с проводниками, эти две поверхности образуют светочувствительный электронно-дырочный переход. При воздействии солнца или другого интенсивного источника света СЭ поглощает часть светового спектра, при этом происходит процесс «выбивания» фотоном электрона с верхнего слоя СЭ и перемещение его на нижний слой. В электрической цепи возникает постоянный ток напряжением примерно в 0,5 Вольт. Сила тока (ампер) пропорциональна световой энергии (количеству фотонов). В любой фотоэлектрической системе напряжение почти постоянно, а ток пропорционален размеру фотоэлементов и интенсивности света [12].

Принцип действия СЭ и его внешний вид иллюстрирует рис.4.11

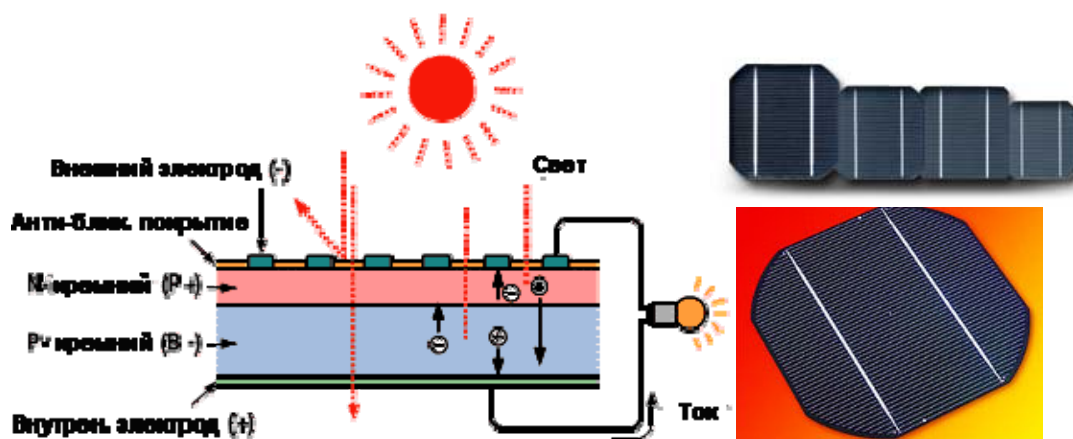


Рис.4.11 Солнечный элемент

Мощность одного СЭ невелика, поэтому для удобства использования их объединяют в солнечные модули – батарею взаимосвязанных солнечных элементов, объединенных в одном корпусе. Размеры и тип корпуса солнечных модулей (СМ) определяются производителем – модули в алюминиевой раме, покрытые стеклом, безрамочные ламинированные, совмещенные с материалом кровли и т.п. (рис.4.12)

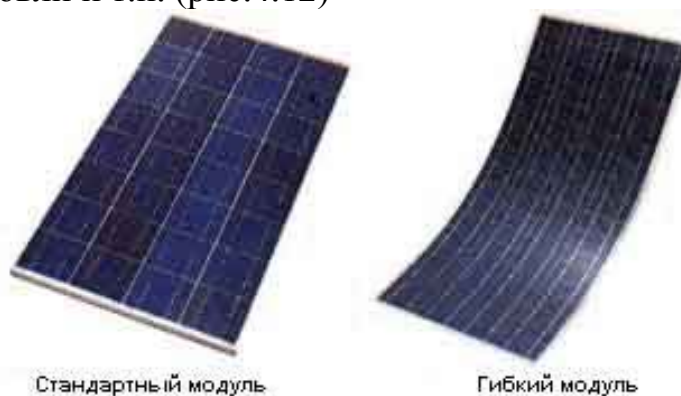


Рис.4.12 Варианты конструкции солнечных модулей

. Для сравнения СЭ и модулей необходимо знать номинальную мощность элемента или модуля. Номинальная мощность, выращенная в ваттах пиковой мощности W_p , характеризует количество электроэнергии, которое может произвести фотоэлектрический модуль при оптимальных условиях. Электрические параметры модулей представляются в виде вольтамперной характеристики, снятой при стандартных условиях (Standard Test Condition - STC), т.е. когда мощность солнечной радиации составляет 1000 Вт/м^2 , температура элементов – $25 \text{ }^\circ\text{C}$ и солнечный спектр - на широте 45° Типовые

энергетические характеристики СМ приведены на рис. 4.13.



Рис.4.13 Вольтамперная характеристика солнечного модуля

Кристаллический кремниевый СЭ с размерами 10x10 см имеет пиковую мощность примерно 1,5 Вт. Большинство панелей с площадью 1 квадратный метр имеют номинальную мощность около 100 Вт.

Точка пересечения вольт-амперной характеристики с осью напряжения называется напряжением холостого хода $U_{хх}$, а с осью тока - током короткого замыкания $I_{кз}$. На рисунке 4.13 приведена также кривая мощности, отбираемой от солнечного модуля в зависимости от напряжения нагрузки. Номинальная мощность модуля определяется как наибольшая мощность при STC. Значение напряжения, соответствующее максимальной мощности называется напряжением максимальной мощности U_p (рабочим напряжением), а соответствующий ток - током максимальной мощности I_p (рабочим током). В большинстве случаев СМ конструируются для зарядки аккумуляторных батарей с номинальным напряжением 12 В. Значение рабочего напряжения для модуля, состоящего из 36 элементов приблизительно равно 16...17 В (0,45...0,47 В/элемент) при 25 °С. Такой запас по напряжению необходим для того, чтобы компенсировать снижение рабочего напряжения при нагреве модуля (солнечным излучением) - температурный коэффициент напряжения холостого хода для кремния составляет $\sim 0,4$ %/градус. Температурный коэффициент тока - положительный (0,07 %/градус). Напряжение холостого хода модуля мало меняется при изменении освещенности (в то время как ток короткого замыкания прямо ей пропорционален). КПД солнечного модуля определяется как отношение максимальной мощности (модуля) к общей мощности излучения, падающей на его поверхность при STC [15].

Для получения необходимой мощности и рабочего напряжения модули соединяют последовательно или параллельно. Таким образом, получают фотоэлектрический генератор или солнечную панель. Мощность генератора всегда меньше, чем сумма мощностей модулей -

из-за потерь, обусловленных различием в характеристиках однотипных модулей (потерь на рассогласование). Чем тщательнее подобраны модули в генераторе (или, чем меньше различие в характеристиках модулей), тем меньше потери на рассогласование. Например, при последовательном соединении десяти модулей с разбросом характеристик 10% потери составляют приблизительно 6%, а при разбросе 5% - уменьшаются до 2 % [15].

Для надежного обеспечения потребителя электричеством с использованием солнечной энергии создаются фотоэлектрические системы (ФС), в которые кроме СМ входит ряд дополнительных элементов, состав которых во многом зависит от типа и назначения солнечной электростанции.

Различают два основных типа солнечных фотоэлектрических систем:

- автономные системы;
- системы, работающие параллельно с сетью.

Автономные фотоэлектрические системы используются для электроснабжения потребителей небольшой мощности, удаленных от сетей централизованного электроснабжения, куда затруднена или экономически невыгодна прокладка линий электропередач. Находят все большее применение для электроснабжения индивидуальных жилых домов.

Автономная ФС, кроме солнечных панелей, как правило, содержит аккумуляторные батареи (АБ) и контроллер заряда-разряда. При необходимости электроснабжения потребителей, требующих стандартного напряжения 220 В переменного тока, в состав ФС необходимо включить инвертор (рис.4.14).

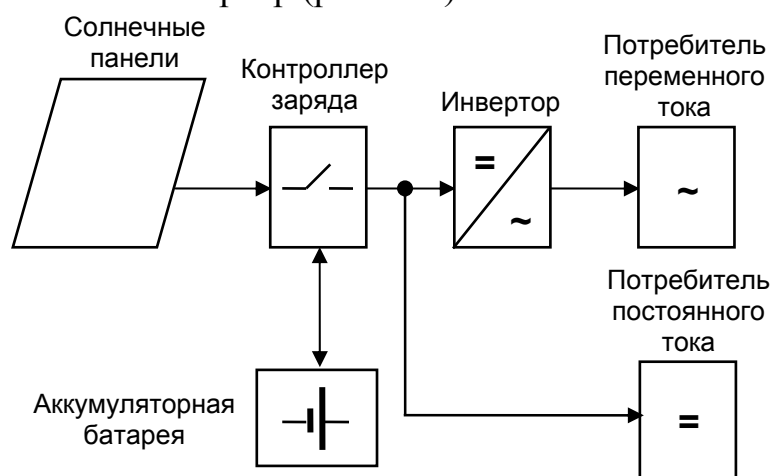


Рис.4.14 Автономная фотоэлектрическая система электроснабжения

Параметры элементов ФС (тип и количество СМ, емкость АБ, мощность инвертора), а соответственно и ее стоимость, зависят от многих факторов: состава электрической нагрузки и среднесуточного электропотребления, характера работы ФС (сезонный или круглогодичный), среднемесячного прихода солнечной радиации и числа последовательных дней без солнца в месте установки СМ, системы ориентации солнечных панелей на Солнце и некоторых других факторов.

Для повышения эффективности работы солнечных панелей необходима их правильная ориентация на солнце. Наилучшие условия для генерации электроэнергии будут при ярком солнце и при ориентации панелей перпендикулярно солнечному свету. Для местностей северного полушария панели должны быть ориентированы на юг, для стран южного полушария - на север.

Солнце движется по небу с востока на запад. Солнечные панели обычно располагаются на крыше или поддерживающей конструкции в фиксированном положении и не могут следить за положением солнца в течение дня. Поэтому, обычно солнечные панели не находятся под оптимальным углом (90 градусов) в течение всего дня. Угол между горизонтальной плоскостью и солнечной панелью обычно называют углом наклона.

Вследствие движения Земли вокруг Солнца, имеют место также сезонные вариации. Зимой солнце не достигает того же угла, как летом (рис.4.15). В идеале, солнечные панели должны располагаться летом более горизонтально, чем зимой. Поэтому угол наклона для работы летом выбирается меньше, чем для работы зимой. Если нет возможности менять угол наклона дважды в год, то панели должны располагаться под оптимальным углом, значение которого лежит где-то посередине между оптимальными углами для лета и зимы. Для каждой широты есть свой оптимальный угол наклона панелей. Только для местностей около экватора солнечные панели должны располагаться горизонтально.

Обычно принимается для весны и осени оптимальный угол наклона, равный значению широты местности. Для зимы к этому значению прибавляется 10-15 градусов, а летом от этого значения отнимается 10-15 градусов. Поэтому обычно рекомендуется менять дважды в год угол наклона с «летнего» на «зимний». Если такой возможности нет, то угол наклона выбирается примерно равным широте местности [16].

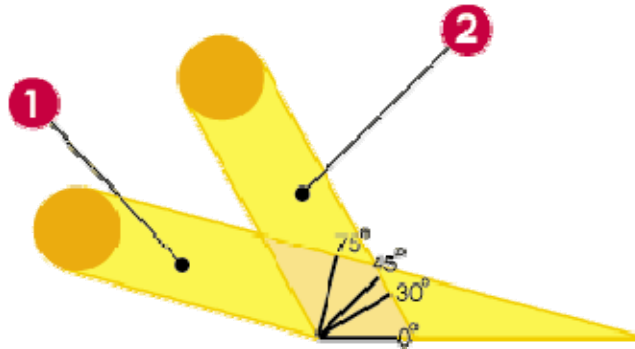


Рис.4.15 Оптимальный угол наклона солнечных панелей
1 – солнце зимой; 2 – солнце летом

Важным компонентом ФС является аккумуляторная батарея. Аккумуляторы обеспечивают запас электрической энергии, необходимой для электроснабжения потребителей в ночное время, в облачную погоду и компенсируют режимы пиковых нагрузок, которые не могут покрыть фотоэлектрические модули. Кроме того, АБ выполняет роль стабилизатора напряжения на нагрузке, так как выходное напряжение СМ в соответствии с его вольт-амперной характеристикой может изменяться в широких пределах.

Наибольшее распространение получили автомобильные аккумуляторы, основным назначением которых является обеспечение больших стартерных токов при пуске двигателя автомобиля. Такие аккумуляторы имеют невысокую стоимость (25... 35 \$/кВт·ч), однако они плохо выдерживают продолжительные циклы зарядки-разрядки, типичные для солнечных систем.

Основными условиями по выбору аккумуляторов являются: стойкость к циклическому режиму работы, способность выдерживать глубокий разряд, долговечность и простота в обслуживании, высокий КПД, компактность и герметичность.

Этим требованиям в полной мере удовлетворяют аккумуляторы, выполненные по технологиям «dryfit» и AGM (абсорбированный электролит) или рекомбинационной технологии. Они характеризуются отсутствием эксплуатационных затрат и перекрывают диапазон емкостей 1...12000 А·ч (что позволяет удовлетворять требованиям любых потребителей). Выделяющиеся при зарядке газы не выходят из аккумулятора, поэтому электролит не расходуется и обслуживание не требуется. Гарантийный срок службы таких аккумуляторов составляет 15 лет, они допускают до 1200 циклов заряд-разряд. Однако стоимость АБ такого типа составляет 150... 250 \$/кВт·ч.

Для ФС специально разработана «солнечная» серия свинцово-кислотных аккумуляторов, способных выдерживать тяжелые

циклические режимы работы, характерные для любой автономной системы электроснабжения на базе возобновляемых источников энергии. Это, в основном, так называемые заливные батареи с намазными пластинами (серия OPzS).

Эти батареи имеют пониженное газовыделение и допускают много циклов заряд-разряда до 60% от номинальной емкости без повреждения и значительного сокращения срока службы. Однако такие батареи в России пока не очень распространены, фирмы их берут на заказ до 2 месяцев, и стоят они гораздо дороже. Например, европейские аккумуляторы такого типа емкостью 100 А·ч, напряжением 12 В стоят около 350 евро [16].

Эксплуатация аккумуляторов при глубоком разряде приводит к необходимости их более частой замены и обслуживания - и, соответственно, к удорожанию системы. Глубину разряда аккумуляторов в солнечных системах стремятся ограничить на уровне 30...40%, что достигается отключением нагрузки (снижением мощности) или использованием аккумуляторов большей емкости. Поэтому, для управления процессом зарядки и выбора оптимального режима в состав солнечной электрической станции обязательно включают контроллеры заряда-разряда аккумуляторной батареи [15].

Контроллер заряда-разряда АБ – это электронное устройство, которое защищает батарею от чрезмерной зарядки и глубокой разрядки, что позволяет значительно продлить срок службы аккумулятора. Современные контроллеры обеспечивают защиту от коротких замыканий в нагрузке и от подключения АБ обратной полярностью. Многие модели оборудованы светодиодами, которые отмечают состояние работы и поломки системы. Стоимость контроллера заряда-разряда составляет обычно не более 5 % от стоимости всей ФС.

Для преобразования постоянного тока, вырабатываемого солнечной батареей, в переменный ток синусоидальной формы необходим инвертор. В установках, использующих возобновляемую энергию, обычно используются комплектные инверторы, серийно выпускаемые многими производителями. Основными техническими характеристиками инвертора являются величина напряжения на входе и выходе, выходная частота и мощность. Качественный инвертор должен обеспечивать высокий КПД и стабилизацию выходного напряжения, низкий коэффициент гармоник и способность выдерживать возможные перегрузки. Стоимость современных инверторов составляет 0,5...1 \$/Вт выходной мощности.

ФС, работающие параллельно с сетью, используются для снижения затрат за потребленную электрическую энергию.

Подключенная к сети фотоэлектрическая система может обеспечивать часть необходимой нагрузки, другая ее часть компенсируется энергией из промышленной сети. В этом случае аккумуляторная батарея не требуется, а инвертор используется для соединения фотоэлектрических панелей с сетью.

ФС позволяют разгрузить энергосистему в пиковые часы, сэкономить дорогое органическое топливо и улучшить экологическую обстановку в регионе. Именно по этим причинам практическое использование фотоэлектрических преобразователей стимулируется во многих странах мира. Например, в Германии, при стоимости 1 кВт·ч электрической энергии, полученной традиционным способом - 17 центов, электроэнергия сгенерированная с помощью ФС, покупается государством у населения по цене 50 центов за 1 кВт·ч.

Количество ФС, соединенных с сетью, быстро растет, особенно в США и Европе. Солнечные кровельные плиты все чаще являются неотъемлемой и эстетически выдержанной частью дизайна зданий (рис.4.16).



Рис.4.16 Фотоэлектрические панели на крышах зданий

4.3. Ветроэнергетика

Ветроэнергетика является наиболее развитой сферой практического использования природных возобновляемых энергоресурсов. Мировой рынок ветровой энергетики развивается быстрее, чем любой другой вид возобновляемой энергетики. С 1995 года установленная мощность ветровых электростанций в мире увеличилась более чем в 12 раз: с 4800 МВт до 59000 МВт (на конец 2005 года). Оборот международного рынка ветроэнергетики в 2006 году превысил 13 млрд. евро. Всего в отрасли, по приблизительным подсчетам, занято 150000 человек. Во многих странах появилась даже новая отрасль – ветроэнергетическое машиностроение. Мировыми лидерами в ветроэнергетике являются США, Германия, Испания, Нидерланды, Дания, Индия.

В ряде стран и регионов доля электроэнергии, генерируемой ветровыми станциями, составляет реальную конкуренцию традиционной энергетике. В Дании за счет энергии ветра производится 20 % электроэнергии, в Испании этот показатель достиг 8 %, в Голландии и Северных землях Германии 10 %. Приводимые цифры показывают, что ветроэнергетика уже сегодня вносит значительный вклад в энергетический баланс ряда стран.

2005 год в ветровой энергетике был отмечен очередным рекордом: в течение года было введено в совокупности 11531 МВт новых мощностей. Таким образом, среднегодовой рост увеличился на 40,5%, а общая установленная мощность выросла на 24% [17].

Принцип действия ветроэнергетической установки (ВЭУ) заключается в преобразовании энергии ветра в механическую энергию вращающегося ветроколеса, а затем в электрическую энергию.

Ранее в ветроустановках применялись ветроколеса так называемого «активного» типа (карусельного и парусного типа, Савониуса и др.), использующие силу давления ветра. Эти ветроколеса имеют очень низкий КПД (менее 20%), поэтому в настоящее время для производства энергии они не применяются.

В настоящее время применяются две основные конструкции ветроколес - горизонтально-осевые и вертикально-осевые ветродвигатели (рис.4.17), использующие подъемную силу крыла. Оба типа ВЭУ имеют примерно равный КПД, однако наибольшее распространение получили ветроагрегаты первого типа. Мощность ВЭУ такой конструкции может быть от сотен ватт до нескольких мегаватт [18].

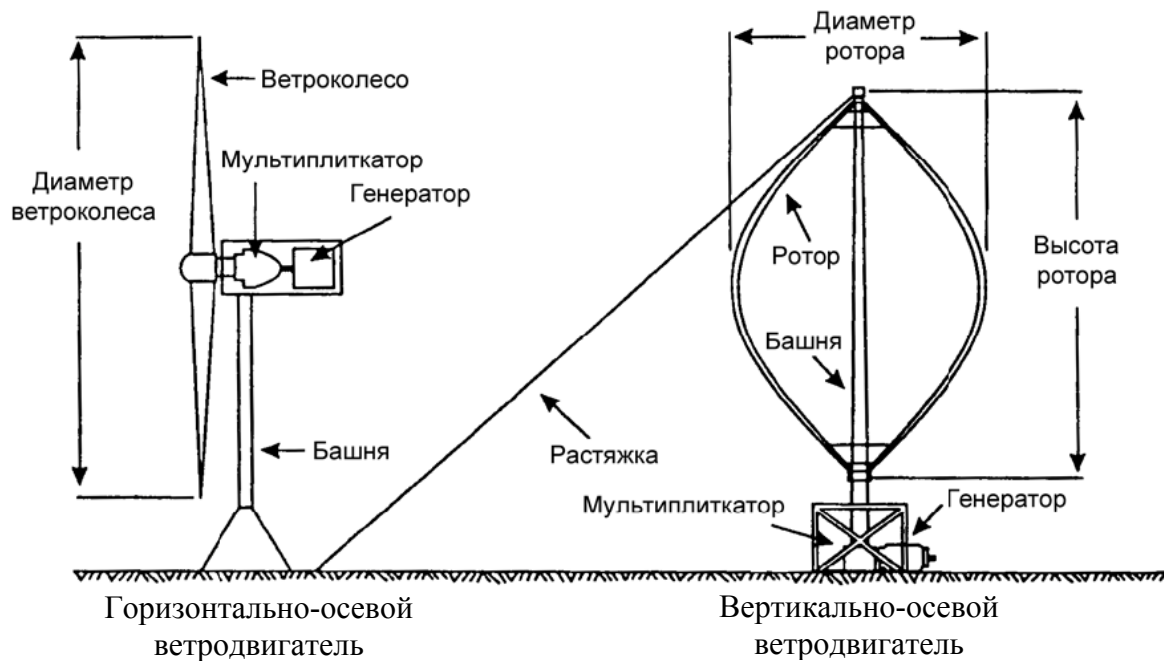


Рис.4.17 Устройство современных ветроэнергетических установок

Основными компонентами ветроустановки, кроме собственно ветроколеса, являются башня, мультипликатор и генератор. В зависимости от мощности ВЭУ диаметр ветроколеса может составлять от одного до нескольких десятков метров, а номинальная частота его вращения от 15 до 100 об/мин. Мультипликатор (редуктор) служит для повышения числа оборотов ветроколеса и согласования с частотой вращения генератора. ВЭУ небольшой мощности могут не содержать мультипликатор.

Мощность воздушного потока можно определить из выражения:

$$P = \rho \frac{V^3 S}{2}, \text{ Вт} \quad (4.7)$$

где S - площадь поперечного сечения ветрового потока, м^2 ; V - скорость ветра, м/с ; ρ - плотность воздуха, кг/м^3 .

Плотность воздуха зависит от давления и температуры и выражается в килограммах на кубический метр. Плотность сухого воздуха ρ_0 при стандартной температуре $288 \text{ }^\circ\text{K}$ и давлении 760 мм ртутного столба составляет 1.226 кг/м^3 .

Если средняя плотность воздуха в рассматриваемом месте отличается от плотности воздуха при стандартных условиях, то это необходимо учитывать это при определении выработки энергии ветроустановкой.

Для определения фактической плотности воздуха при

нестандартных условиях можно воспользоваться следующей формулой:

$$\rho = \rho_0 \frac{288 \cdot P}{760 \cdot T}, \quad (4.8)$$

где P – атмосферное давление, мм.рт.ст.; T – температура, °K.

Любой ветродвигатель характеризуется коэффициентом использования энергии ветра ξ , который определяется как отношение механической мощности на валу ветроколеса $P_{\text{вк}}$ к мощности ветрового потока P :

$$\xi = \frac{P_{\text{вк}}}{P} \quad (4.9)$$

Коэффициент использования энергии ветра определяет максимум части энергии ветрового потока, которая может быть использована ветродвигателем. Максимальное значение коэффициента мощности ветроколеса зависит от его быстроходности и достигает теоретического максимума, равного 0,593, которое впервые было вычислено Бетцом, рис.4.18

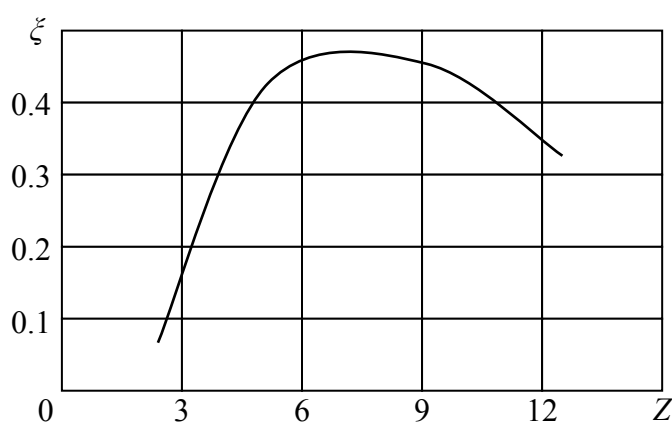


Рис.4.18 Зависимость коэффициента использования энергии ветра от быстроходности ветроколеса

Реальный коэффициент использования энергии ветра всегда меньше теоретического за счёт образования вихрей, сходящих с концов лопастей, профильных потерь, которые вызываются трением струй воздуха о поверхность крыла, потерь на кручение струи, потерь, происходящих вследствие неполного использования всей ометаемой площади крыла.

Быстроходность ветроколеса характеризует отношение окружной

скорости конца лопасти к скорости ветра: Ее можно рассчитать, если известны расчетное число оборотов при заданной скорости ветра:

$$Z = \frac{\omega R}{V}, \quad (4.10)$$

где ω - угловая частота вращения ветродвигателя, рад/с; R - радиус лопасти ветроколеса, м.

Чем больше число лопастей рабочего колеса, их ширина и угол поворота лопастей относительно плоскости вращения, тем при прочих равных условиях, быстроходность двигателя ниже.

Основным типом ветродвигателя, получившим практическое применение, является двигатель крыльчатой конструкции, в котором вращающий момент создается за счет аэродинамических сил, возникающих на лопастях рабочего ветроколеса. В большинстве стран выпускают и применяют только крыльчатые ветродвигатели. Они отличаются большими коэффициентами использования энергии ветра и значительно большей быстроходностью. Максимальное значение ξ для быстроходных колес достигает 0,45-0,48.

Электрическая мощность, развиваемая ветроэнергетической установкой, может быть определена из выражения:

$$P_{ВЭУ} = \pi \rho V^3 \frac{R^2}{2} \xi \eta, \text{ Вт} \quad (4.11)$$

где η - КПД электромеханического преобразования энергии (в пределах 0,7 – 0,85) .

Крыльчатые ветродвигатели с горизонтальной осью вращения наиболее эффективны, когда поток воздуха перпендикулярен плоскости вращения лопастей. Для обеспечения этого условия в составе ВЭУ требуется устройство автоматического поворота оси вращения. Обычно эту роль выполняет крыло-стабилизатор. Ветродвигатели с вертикальной осью вращения могут работать при любом направлении ветра без изменения своего направления.

Главной конструктивной частью любой ветроустановки являются лопасти. От размера и конструкции лопастей ВЭУ напрямую зависит максимальная мощность, которую можно получить от энергоустановки и ее КПД, так как именно они «захватывают» ветер. Современные технологии позволяют увеличивать эффективность этого процесса. Современные ВЭУ обычно имеют две или три лопасти. Лопасти производят из стекловолокна, полистирола, эпоксидного полимера или углепластика. У некоторых из них есть деревянный каркас. Материал,

из которого изготавливают лопасти, должен быть крепким и одновременно гибким, и не создавать волновые помехи, мешающие прохождению телевизионных сигналов. Длина лопастей ВЭУ варьируется от 10 до 100 метров, вес лопасти может превышать 1000 кг (рис.4.19),



Рис.4.19 Профили лопастей ветроколес с горизонтальной осью вращения

Так как основным фактором, определяющим производительность ВЭУ, является скорость ветра, производители ветроэнергетического оборудования приводят в документации на ветроагрегат такие важные показатели как минимальная, номинальная и максимальная скорость ветра.

За минимальную скорость ветра V_{\min} принимают скорость, при которой обеспечивается вращение ветроколеса с номинальной частотой вращения и нулевой производительностью (холостой ход).

Номинальная (расчетная) скорость ветра $V_{\text{ном}}$ – это скорость, при которой ВЭУ развивает номинальную мощность $P_{\text{ном}}$. Под номинальной мощностью ВЭУ следует понимать максимальное значение выходной мощности, на которую рассчитана энергетическая установка в длительном режиме работы.

Максимальная скорость ветра V_{\max} - это скорость ветра, при которой расчетная прочность ветроагрегата позволяет производить энергию без повреждений. При скоростях ветра выше максимальной скорости ВЭУ должна быть выведена из работы.

На рис.4.20 приведена зависимость выходной мощности ВЭУ,

номинальной мощностью $P_{\text{ном}} = 100$ кВт, от скорости ветра.

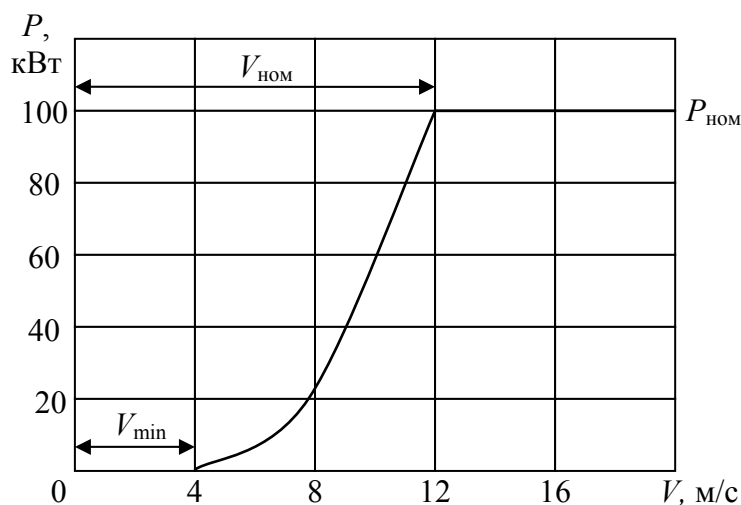


Рис.4.20 Зависимость выходной мощности ВЭУ от скорости ветра

Минимальная скорость ветра ВЭУ, характеристика которой представлена на рис.4.20, составляет 4 м/с, номинальная скорость 12 м/с. При скоростях ветра, более 12 м/с за счет аэродинамического регулирования ветроколеса частота вращения ВЭУ поддерживается постоянной, при этом выходная электрическая мощность на зажимах генератора остается неизменной и составляет 100 кВт.

Максимальное количество электрической энергии ВЭУ может выработать только в том случае, если скорость ветра в месте установки данной станции всегда будет превышать 12 м/с. Однако это невозможно в силу климатических закономерностей образования воздушных потоков. Поэтому важной технической характеристикой ВЭУ является количество электрической энергии W , которое она может выработать в определенном месте за расчетный период времени. С учетом реальных коэффициентов использования энергии ветра и КПД электромеханического преобразования для определения данного показателя можно воспользоваться приближенной формулой:

$$W = \frac{0.92 \cdot R^2 \cdot V_c^3 \cdot T}{1000}, \text{ кВт} \quad (4.12)$$

где R – радиус ветроколеса, м; V_c - средняя скорость ветра на уровне ступицы ветроколеса в месте установки станции, м/с; T – расчетное время работы ветроагрегата, ч.

Важной эксплуатационной характеристикой ВЭУ является коэффициент использования установленной мощности $K_{\text{и}}$. Он

определяется как отношение энергии, вырабатываемой ВЭУ в течение года к энергии, которая могла бы быть получена при постоянной работе станции с номинальной мощностью:

$$K_{\text{и}} = \frac{W_{\text{г}}}{8760 \cdot P_{\text{ном}}}, \quad (4.13)$$

где $W_{\text{г}}$ – фактическое количество электроэнергии, выработанное ВЭУ за год, кВт·ч; $P_{\text{ном}}$ – номинальная (расчетная) мощность ВЭУ, кВт.

Коэффициент использования установленной мощности показывает, насколько эффективно используется энергетическая установка. Для увеличения $K_{\text{и}}$ применяют ВЭУ с большим диаметром ветроколес, что позволяет увеличить общую выработку электроэнергии. Однако ВЭУ с высокими значениями коэффициента использования не обязательно обеспечат наименьшую себестоимость вырабатываемой энергии, вследствие увеличения их размеров и стоимости.

Критерий выбора ВЭУ с минимальной стоимостью производимой энергии или с более высоким $K_{\text{и}}$ зависит от условий эксплуатации станции. Если вся вырабатываемая ВЭУ энергия может быть полезно использована, то предпочтительным является вариант с минимальной стоимостью, если необходимо аккумулировать вырабатываемую энергию, то лучшим представляется вариант с высоким коэффициентом использования установленной мощности. Во многом критерий выбора зависит от режимов эксплуатации станции и требований потребителей.

С точки зрения диапазона мощностей ветроэнергетические установки можно разделить на ВЭУ, предназначенные для «большой» энергетики и малые ветроэлектростанции, используемые в системах автономного электроснабжения.

4.3.1. Сетевые ВЭУ

Наиболее востребованной и развитой областью применения ВЭУ является их использование для работы на энергосистему. Связано это с тем обстоятельством, что работа ВЭУ параллельно с мощной электрической сетью дает очевидные преимущества:

- при работе на мощную энергосистему можно применять ветроагрегаты с большой единичной мощностью, что существенно снижает затраты на 1 кВт установленной мощности ВЭУ;
- высота башен современных ВЭУ большой мощности достигает 100 м, что позволяет более полно использовать ветроэнергетический ресурс, так как скорость ветра

- увеличивается по мере удаления от земной поверхности;
- при работе на электрическую сеть можно полезно использовать всю вырабатываемую ВЭУ электроэнергию;
- существенно упрощаются системы управления ВЭУ, обеспечивающие режимы запуска, регулирования и контроля ветроагрегата.

При месторасположении ВЭУ, предназначенных для работы параллельно с сетью выбирают территории с хорошими ветроэнергетическими ресурсами для производства электроэнергии. Часто на одной территории устанавливают несколько однотипных ветроустановок, расположенных в ряд перпендикулярно господствующему направлению ветра. Это позволяет существенно упростить обслуживание и уменьшить общие капитальные затраты на проект – общие дороги для доступа к ветроагрегатам, общие подстанции, линия связи с энергосистемой, мониторинговая и контрольная система и т.п. Участок земли, отведенный под «ветроферму», обычно используется и на другие нужды, например сельскохозяйственные.

Единичная мощность современных ветроагрегатов, работающих на энергосистему, достигает 5 МВт, а общая мощность «ветроферм» может составлять сотни мегаватт. Этот тип систем становится все более популярным в европейских странах, где, согласно Киотскому протоколу, поставлена цель снижения эмиссии парниковых газов.

Европейские ВЭС в основном расположены на побережьях Северного, Балтийского морей и Атлантического океана. Прибрежные зоны представляют большой интерес для ветроэнергетической отрасли ввиду их большого энергетического потенциала и низкой освоенности. Сотни крупных ВЭУ установлены на побережьях во многих странах мира и вносят существенный вклад в общую выработку электрической энергии.

В последнее время все большее распространение получают так называемые оффшорные ВЭС или ВЭС морского базирования. Большинство стран Северной Европы обладает большими территориями мелководья, расположенными недалеко от береговой линии. И хотя капитальные затраты на строительство ВЭУ морского базирования превышают затраты на строительство наземных, производство энергии на оффшорных ВЭУ продолжает увеличиваться. Датские электроэнергетические компании объявили о планах строительства ВЭС суммарной установленной мощностью до 4000 МВт в оффшорных зонах. Ожидается, что запланированные оффшорные

ВЭС выработают 13,5 ТВт·ч электроэнергии, что соответствует 40% потребления электроэнергии в Дании.

Энергетические ветровые зоны России, пригодные для нужд большой энергетики, расположены, в основном, на побережье и островах Северного Ледовитого океана от Кольского полуострова до Камчатки, в районах Нижней и Средней Волги и Каспийского моря, на побережье Охотского, Баренцева, Балтийского, Черного и Азовского морей. Отдельные ветровые зоны расположены в Карелии, на Алтае, в Туве, на Байкале.

Ключевым вопросом, во многом определяющим эффективность использования крупных ВЭУ, является решение вопроса по согласованию параметров электроэнергии, вырабатываемой ветроагрегатом с электрическими параметрами сети. В настоящее время преимущественное распространение получили две разновидности систем генерирования электроэнергии ВЭУ при ее работе на энергосистему, рис.4.21.

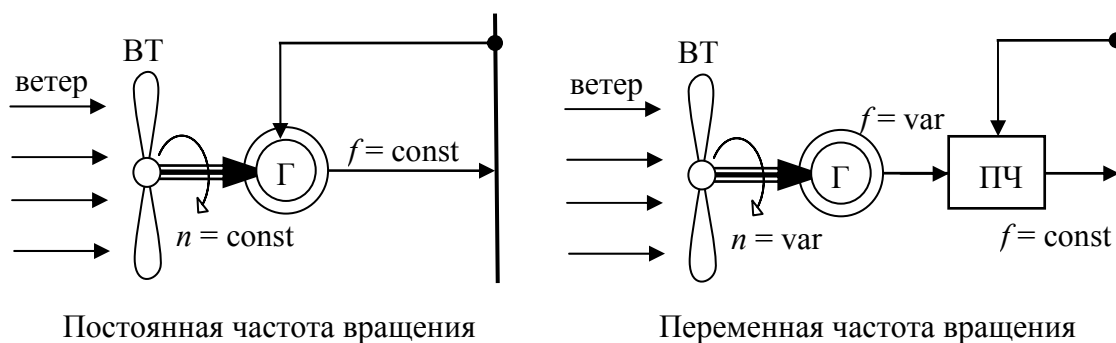


Рис.4.21 Системы генерирования электроэнергии ВЭУ при работе на энергосистему

Обе представленные на рис.4.21 системы, в конечном счете, вырабатывают электрическую энергию в виде переменного напряжения постоянной частоты для возможности подачи электроэнергии в сети существующих энергосистем. Однако достигается это разными путями. Постоянство частоты выходного напряжения в одних системах обеспечивается за счет стабилизации оборотов генератора Г, а в системах с переменной частотой вращения ветротурбины ВТ это обеспечивается с помощью частотного преобразователя ПЧ.

В системах с постоянной частотой вращения ветроколеса могут применяться стандартные электрические машины, причем как синхронные, так и асинхронные. Необходимость стабилизации частоты вращения ветроколеса при прямом включении ВЭУ в сеть не позволяет поддерживать постоянной быстроходность ветроагрегата, т. е. снижает

его КПД.

Наиболее простая схема реализуется при использовании в ВЭУ синхронного генератора. Так как мощность энергосистемы во много раз больше мощности ВЭУ, электрическая машина будет находиться в синхронизме в широком диапазоне изменения мощности, развиваемой ветродвигателем. Недостатком синхронных машин возможность при определенных ветровых условиях переходить на работу в режим двигателя и потреблять энергию из энергосистемы, а при резких порывах ветра появляется большая вероятность выпадения ее из синхронизма. Последующая синхронизация машины и подключение ее к энергосистеме являются довольно сложным процессом.

В случае использования в составе ВЭУ асинхронной машины допускается менее точное поддержание частоты вращения ветроколеса. Однако, асинхронная машина, работающая в генераторном режиме, потребляет из сети реактивную мощность намагничивания, что снижает коэффициент мощности сети и приводит к дополнительным потерям электроэнергии.

Важным достоинством систем с переменной частотой вращения ветротурбины является их способность «настраиваться» на ветер – регулировать частоту вращения в соответствии с изменением скорости ветра таким образом, чтобы обеспечить максимально возможную выработку электроэнергии.

Методы получения переменного напряжения постоянной частоты при переменной частоте вращения вала привода сводятся к двум обширным группам - дифференциальным и недифференциальным [19].

Первые реализуются с помощью механических устройств, обеспечивающих получение постоянной частоты вращения: редукторы с переменным передаточным отношением, устройства с гидравлической передачей мощности, а также с помощью электрических устройств, компенсирующих изменение частоты вращения посредством питания обмотки возбуждения напряжением с частотой скольжения, равной разности частоты вращения ротора генератора и частоты напряжения энергосистемы, на которую работает генератор.

Недифференциальные методы могут быть реализованы с помощью статических преобразователей частоты, работающих по схеме выпрямитель-инвертор или преобразователей с амплитудной модуляцией напряжения.

Наибольшую перспективу практического применения в ВЭУ имеют выпрямительно-инверторные статические преобразователи частоты на базе полупроводниковых приборов. Такие преобразователи мощностью от одного до нескольких мегаватт широко применяются на

передачах постоянного тока высокого напряжения. Их крупномасштабное применение сдерживает пока высокая стоимость. Однако при расположении ВЭС большой мощности на значительном расстоянии от энергосистем именно передача электроэнергии на постоянном токе оказывается наиболее эффективной.

Из рассмотренных выше систем генерирования электроэнергии предпочтение в настоящее время отдается ВЭУ с постоянной частотой вращения, построенных на базе синхронных генераторов. Хорошо отработанная технология производства крупных синхронных машин и их надежность и экономичность при работе в составе энергосистемы делают эти факторы решающими при выборе наиболее приемлемого варианта.

Общей тенденцией развития ветроэнергетической отрасли для нужд большой энергетики является повышение единичной мощности ветроэнергетических установок. Эта тенденция обоснована стремлением уменьшить общие затраты на выбор и подготовку строительных площадок для размещения ВЭУ, создание подъездных путей, линий электропередач, распределительных устройств, оборудования защиты и других компонентов ВЭС.

На начальном этапе развития системной ветроэнергетики мощность ВЭУ, подключаемых к электрической сети, была невелика и они не оказывали существенного влияния на режим работы энергосистем. В современных условиях, суммарная мощность ВЭУ подключаемых к электрической сети, может быть соизмерима с мощностью самой энергосистемы. В этих условиях необходимо учитывать наличие ВЭУ в энергосистеме и тщательно анализировать возможные последствия параллельной работы ветроустановок с традиционными электростанциями. При оценке экономической эффективности ВЭУ при работе на электрическую сеть также необходимо учитывать затраты на дополнительное оборудование, необходимое для обеспечения надежной работы энергосистемы.

Однако, практический опыт эксплуатации ВЭУ в составе крупных энергетических объединений показывает, что обеспечение необходимой устойчивости и надежности работы электрической сети, в большинстве случаев, обеспечивается традиционными для энергосистем методами.

Основная проблема при работе ВЭУ на энергосистему связана со значительным изменением вырабатываемой ею мощности при изменении скорости ветра. При этом для энергосистемы крайне важен характер этих изменений за определенные характерные периоды времени.

Кратковременные изменения скорости ветра, вызываемые

порывами, влияют на мощность каждой конкретной ВЭУ, однако для нескольких установок эти изменения усредняются и не оказывают существенного влияния на режим работы электрической сети.

Более опасны долговременные изменения скорости ветра, которые могут быть вызваны различными факторами (штиль, муссон и т.п.), и будут влиять на суммарную мощность большой группы ВЭУ, расположенных на определенной территории. Значительные изменения скорости ветра в пределах нескольких секунд создают проблему устойчивой синхронной работы ВЭУ с сетью, а изменения скорости ветра в пределах минуты и более создают диспетчерские проблемы, связанные с планированием выработки электроэнергии различными электростанциями и выбором рациональной структуры генерирующих мощностей.

Так как «гарантированная мощность» ВЭУ при работе в составе энергосистемы равна нулю, энергосистема должна иметь необходимый запас мощностей, предназначенных для работы в пиковой части графика нагрузки. Проще всего эта проблема решается в энергосистемах, в составе которых кроме ВЭУ работают ГЭС или ГАЭС. В этом случае, избыточная энергия, вырабатываемая ВЭУ в часы минимума нагрузок энергосистемы, может быть использована для закачки воды в верхнее водохранилище, обеспечивая необходимое аккумулярование энергии. В общем случае для обеспечения необходимой надежности электроснабжения потребителей, мощность ВЭУ, работающих в составе энергосистемы не должна превышать 20 % от ее максимальной мощности. При этом ВЭУ используются для покрытия базисной части графика нагрузки, а ГЭС или ГТУ – пиковой.

В связи с тем, что сетевые ВЭУ не снижают установленную мощность энергосистем, их экономическую эффективность часто оценивают только по количеству топлива, которое удается сэкономить за счет использования энергии ветра. Такой подход является сильно упрощенным. При анализе экономических показателей использования энергии ветра в энергосистемах требуется рассмотрение различных вопросов, таких как требования к надежности энергоснабжения потребителей, характер суточных и сезонных изменений нагрузки, приобретение и планирование работы различных генерирующих установок с учетом их маневренности, экологические факторы и т.д.

Часто не учитывается тот факт, что для энергосистем при сохранении одинаковой суммарной мощности ТЭС возможна экономия значительных денежных средств за счет уменьшения капитальных вложений путем закупки пиковых энергоустановок, для которых характерны относительно низкая стоимость и высокие

эксплуатационные издержки, вместо более дорогих базисных энергоустановок с низкими эксплуатационными издержками. Такое изменение в структуре оборудования, связанное с закупкой ВЭУ имеет смысл в том случае, если будет установлено, что пиковые установки смогут быть использованы главным образом для обеспечения требуемого уровня системной надежности при сжигании относительно малого количества топлива. В этом варианте при предположении, что для ВЭУ принято «отсутствие гарантированной мощности», суммарная стоимость ВЭУ должна быть компенсирована некоторой комбинацией экономии топлива и капитальных вложений [19].

4.3.2. Автономные ВЭУ

Для электроснабжения небольших, рассредоточенных потребителей используются автономные ветроэлектрические установки относительно небольшой мощности.

Необходимость бесперебойного электроснабжения потребителей требует наличия в составе автономной электростанции гарантированного источника питания, способного обеспечить потребителя необходимой электрической энергией в периоды ветрового затишья и слабых ветров. В качестве такого источника в автономных ветроэлектростанциях (ВЭС) чаще всего используют аккумуляторные батареи. Структурная электрическая схема автономной ВЭС представлена на рис.4.22.

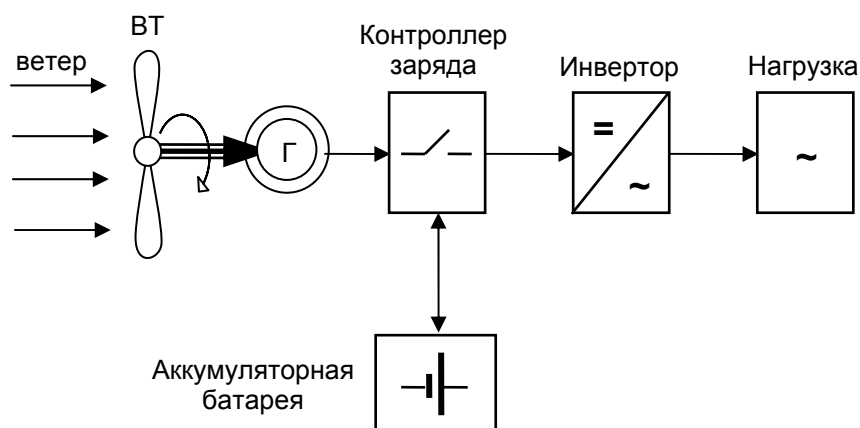


Рис.4.22 Структурная схема автономной ветроэлектростанции

Так как аккумуляторная батарея работает на постоянном токе, а большинству потребителей требуется ток переменный, в составе автономной ВЭС необходимо предусмотреть устройство для преобразования постоянного тока в переменный – инвертор. Мощность

инвертора и ветроагрегата должны быть выбраны на максимальную мощность нагрузки, а емкость аккумуляторных батарей выбирается исходя из необходимого запаса энергии, который нужно обеспечить электростанции для покрытия электрических нагрузок в периоды простоя ветроагрегата.

Для оптимизации процессов заряда/разряда аккумуляторных батарей в состав установки входит контроллер заряда. Необходимость применения в составе ВЭС контроллера заряда связана с тем обстоятельством, что аккумуляторные батареи очень критичны к величине зарядного тока и глубине разряда. Использование контроллера заряда позволяет существенно продлить срок службы аккумуляторов и снизить эксплуатационные затраты на обслуживание электростанции.

Использование в составе автономной ВЭС аккумуляторных батарей, контроллера заряда и инвертора повышают затраты на 1 кВт установленной мощности электростанции, однако это позволяет значительно упростить конструкцию ветроагрегата. Так как стабилизация выходных электрических параметров электростанции обеспечивается при помощи аккумуляторов и инвертора, нет необходимости в стабилизации частоты вращения ветроколеса и регулировании величины выходного напряжения электрического генератора. Современным решением конструкции генератора ветроэлектростанции малой мощности является безредукторный многополюсный синхронный генератор с возбуждением от постоянных магнитов и полупроводниковым выпрямителем выходного напряжения якорной обмотки. Ветроколесо выполняется с жестко закрепленными лопастями, и его частота вращения определяется только силой ветра и величиной нагрузки. Для защиты от буревых ветров ветродвигатель оснащен специальным механизмом, выводящим ветроколесо из-под ветра.

Невысокие массо-габаритные показатели аккумуляторов и их сравнительно небольшой срок службы ограничивают применение представленной выше схемы ВЭС мощностями до 10 кВт. Подобные ВЭС находят практическое применение в качестве источника электроснабжения отдельных домов, коттеджей, небольших ферм, телекоммуникационных, метеорологических объектов и т.п.

Для электроснабжения более крупных потребителей – деревень, поселков, геологических объектов и т.п. используют ветро-дизельные электростанции. В таких электростанциях дизель-генератор выполняет роль гарантированного источника электропитания, а ВЭУ, покрывая часть электрической нагрузки потребителя, обеспечивает экономию дорогостоящего дизельного топлива. Диапазон рабочих мощностей

ветро-дизельных комплексов гораздо шире – от единиц кВт до десятков МВт.

Наибольшее распространение получили ветро-дизельные энергетические комплексы с постоянной частотой вращения дизеля. Структурная схема такого комплекса показана на рис.4.23.

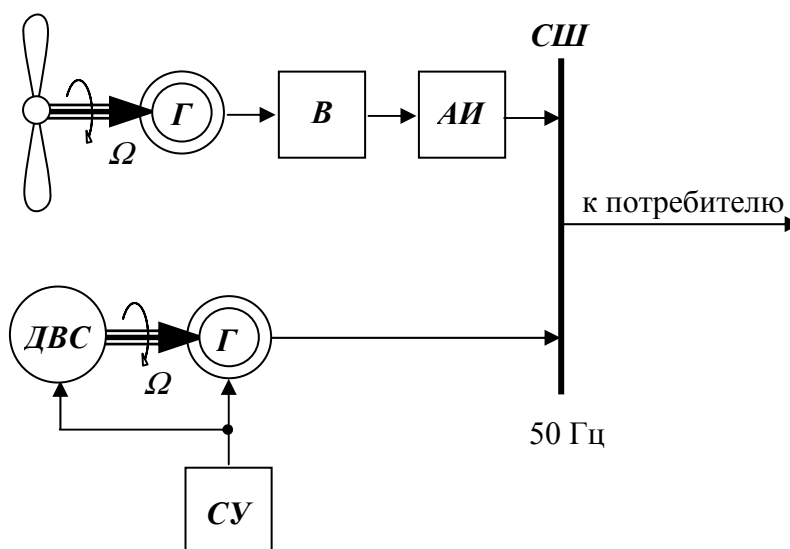


Рис.4.23. Ветро-дизельный энергетический комплекс с постоянной частотой вращения дизеля

Режим работы дизель-генератора в такой системе ничем не отличается от режима силового агрегата автономной дизельной электростанции (ДЭС) – система управления (СУ) обеспечивает стабилизацию амплитуды и частоты выходного напряжения при изменении нагрузки за счет регулирования тока возбуждения генератора и уровня подачи топлива. Ветрогенератор подключается параллельно дизель-генератору на общие сборные шины (СШ) станции, с которых производится отпуск электроэнергии потребителю. Режим работы ветроагрегата не регулируется, стабилизация параметров вырабатываемой им электроэнергии, осуществляется с помощью выпрямителя (В) и автономного инвертора (АИ).

Энергетическая эффективность электростанции улучшается за счет уменьшения общего расхода топлива, необходимого для выработки электрической энергии, так как часть вырабатываемой дизель-генератором энергии замещается ветрогенератором. Достоинствами таких систем является очевидная простота схемных решений и возможность модификации находящихся в эксплуатации ДЭС за счет подключения к сборным шинам станций комплектных ветроустановок.

Недостатком энергетической схемы комплекса является невозможность полного согласования режимов производства и потребления электрической энергии. Мощность, выдаваемая ветрогенератором в любой момент времени, определяется параметрами ветрового режима в месте установки станции, а мощность, снимаемая со сборных шин станции, определяется графиком нагрузки потребителя.

Экономическую эффективность ветродизельных электростанций часто оценивают по величине сэкономленного топлива, которую находят из выражения:

$$T = \frac{\Delta \mathcal{E}}{g_T}, \quad (4.14)$$

где $\Delta \mathcal{E}$ – количество электроэнергии, выработанное ветрогенератором за какой-то период времени, кВт·ч; g_T – удельный расход топлива дизель-генератором, г/кВт·ч.

Однако, такой подход является не совсем верным. Удельный расход топлива дизеля величина не постоянная, а зависит от его загрузки. С уменьшением загрузки дизеля удельный расход топлива на выработку 1 кВт·ч электроэнергии увеличивается, соответственно, величина сэкономленного топлива всегда будет меньше, чем определенная по выражению 4.14.

Для получения максимального экономического эффекта от применения ветродизельных электростанций необходимы специальные технические расчеты по определению наиболее рационального соотношения мощностей дизель-генераторов и ветроагрегата, которые должны проводиться с учетом реальных характеристик ветрового режима и графика нагрузки потребителей.

Одной из проблем дизельных электростанций, используемых в качестве основного источника электроснабжения децентрализованных потребителей, является снижение эффективности работы дизелей в режиме малых нагрузок. Такая ситуация наиболее характерна для локальных систем электроснабжения небольшой мощности, ДЭС которых построены на базе одного или двух дизель-генераторов. Для обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителей мощность силового агрегата выбирается по максимальной нагрузке, а нагрузка станции может изменяться в очень широких пределах как в течении суток, так и в зависимости от сезона года. В этих условиях большую часть времени дизель-генератор вынужден работать на частичных режимах с малой нагрузкой, характеризующихся повышенным удельным расходом дизельного топлива. Повысить энергетическую

эффективность ДЭС небольшой мощности можно за счет введения в электрическую схему станции аккумуляторов энергии. Одна из возможных схем гибридного энергетического комплекса с аккумулятированием энергии представлена на рис.4.24.

В режиме максимальных нагрузок станции питание потребителей осуществляется за счет энергии, вырабатываемой дизель-генератором. В это же время через выпрямительно-зарядное устройство (ВЗУ) ветрогенератор обеспечивает заряд аккумуляторных батарей (АБ). В режиме малых нагрузок дизель-генератор выводится из работы и питание потребителей производится от ВЭУ, а при отсутствии ветра от аккумуляторов. Для формирования стандартного переменного напряжения в энергоустановке используется автономный инвертор (АИ). Основные технические параметры составляющих элементов энергетического комплекса должны быть согласованы с графиком нагрузки потребителя. При этом мощность дизель-генератора должна покрывать максимальную нагрузку станции, а мощность ВЭУ, емкость АБ и установленная мощность АИ должны обеспечить бесперебойное питание потребителей в режиме малых нагрузок.

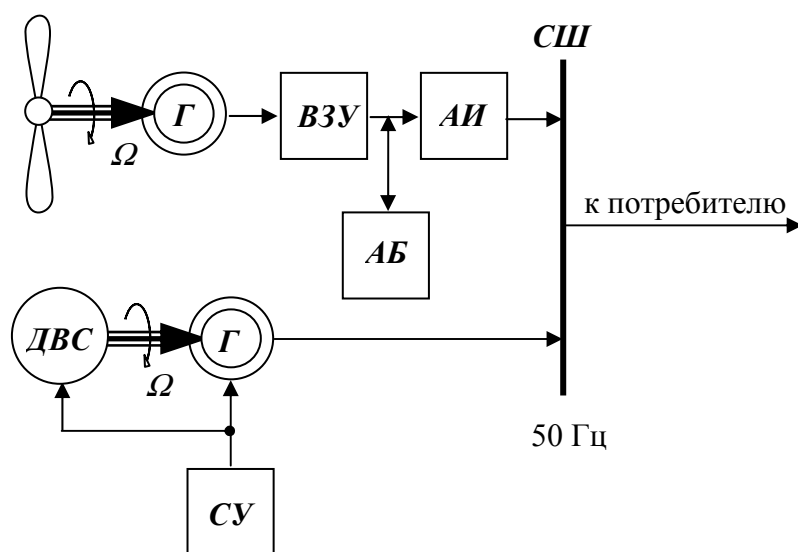


Рис.4.24. Ветро-дизельный энергетический комплекс с аккумулятированием энергии

Системы управления промышленных ДЭС построены таким образом, что обеспечивают стабилизацию амплитуды и частоты выходного напряжения (с заданной погрешностью) при изменении нагрузки на шинах станции.

Классическая система управления ДЭС по сути представляет

собой независимую двухканальную систему автоматического регулирования: систему автоматического управления частотой вращения дизеля и систему автоматического управления напряжением генератора.

Дизель приводит во вращение ротор генератора. Частота напряжения на выходе генератора пропорциональна частоте вращения ротора, а значение напряжения пропорционально току возбуждения генератора. Регулятор частоты вращения определяет частоту выходного напряжения и, воздействуя на органы управления дизеля, поддерживает постоянной частоту вращения вала дизеля, обеспечивая тем самым стабилизацию частоты выходного напряжения во всех режимах работы. Регулятор напряжения путем воздействия на ток возбуждения генератора поддерживает значение выходного напряжения близким к заданному при всех допустимых нагрузках. Благодаря относительной простоте подобные установки находят широкое применение, как в России, так и за рубежом.

Однако, положенные в основу промышленных ДЭС принципы управления, не обеспечивают минимум расхода топлива при изменении нагрузки станции. На рис.4.25 представлено типичное семейство механических характеристик дизеля при различном положении рейки топливного насоса. Кривая 1 соответствует максимальной подаче топлива (рейка на упоре), кривая 5 минимальной подаче.

Установившийся режим работы дизеля обеспечивается при равенстве развиваемого им вращающего момента и момента сопротивления, создаваемого нагрузкой генератора. Допустим, что дизель работает в установившемся режиме в точке A_1 при частоте вращения n_1 на частичной характеристике 3, с соответствующим ей расходом топлива. При увеличении нагрузки увеличивается момент сопротивления на валу дизеля, и его частота вращения начинает уменьшаться. В классической системе управления дизель-генератором управляющий орган автоматически изменяет положение рейки топливного насоса, увеличивая подачу топлива. При этом дизель переходит на новую механическую характеристику 2, которая характеризуется относительно большим расходом топлива (точка A_2). Частота вращения дизеля при этом остается неизменной.

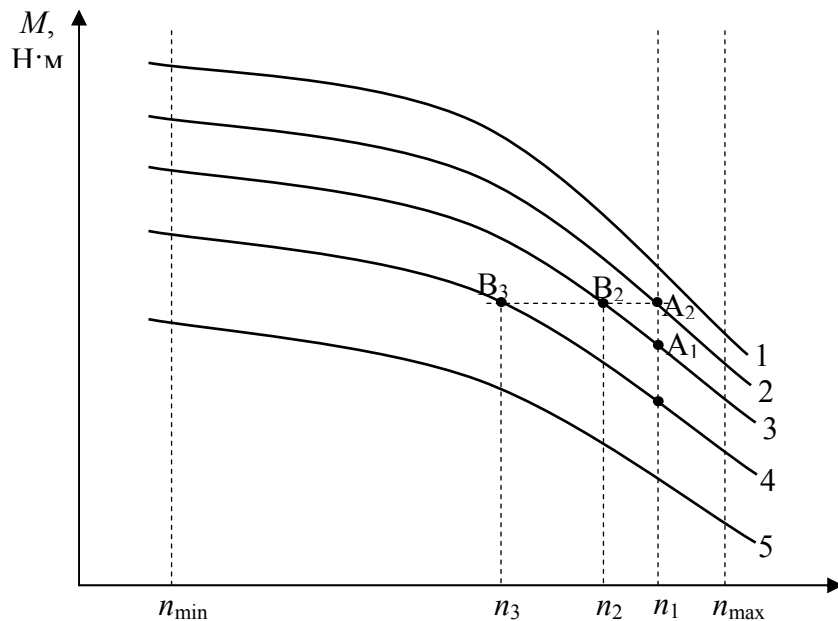


Рис.4.25. К анализу режимов регулирования частоты вращения дизеля

Однако, при данном моменте сопротивления на валу дизеля имеется возможность его устойчивой работы и на других частичных характеристиках 3, 4 – точки B_2 и B_3 с относительно меньшим расходом топлива. Эти режимы могут быть обеспечены только при частотах вращения n_2 и n_3 , которые меньше, чем n_1 . С помощью электронных регуляторов частоты вращения дизеля принципиально можно оптимизировать частоту вращения дизеля по минимуму расхода топлива. Определение оптимальных законов управления регулирующего органа дизеля является довольно сложной технической задачей, которая может быть решена только на основе математического моделирования режимов работы энергетического комплекса. Неправильная настройка системы управления может привести к аварийным режимам работы электростанции, если не обеспечить запаса крутящего момента дизеля во всех возможных режимах его работы. Из рис.4.25 видно, что запас крутящего момента дизеля на характеристике 3 существенно выше, чем на характеристике 4. Если же уменьшить расход топлива до величины, соответствующей характеристике 5, при рассматриваемой в примере нагрузке дизель-генератор остановится.

Запас крутящего момента промышленных дизелей по внешней характеристике обычно не превышает 15 %. У дизелей с настроенными и регулируемыми системами наддува он существенно выше и может достигать до 30 % и более [20].

Структурная схема ДЭС с переменной частотой вращения дизеля представлена на рис.4.26.

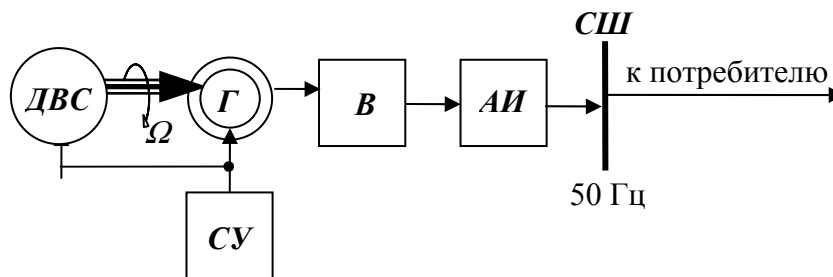


Рис.4.26. Структурная схема ДЭС с переменной частотой вращения дизеля

Для обеспечения стандартных параметров вырабатываемой электрической энергией обязательными элементами ДЭС с переменной частотой вращения дизеля являются выпрямитель и автономный инвертор, мощность которых должна быть рассчитана на полную мощность нагрузки.

Структурные схемы ДЭС с переменной частотой вращения удачно сочетаются с ветроэнергетическими установками, большинство из которых имеют в своем составе выпрямитель и инвертор. Структурная схема гибридного ветродизельного энергетического комплекса представлена на рис.4.27.

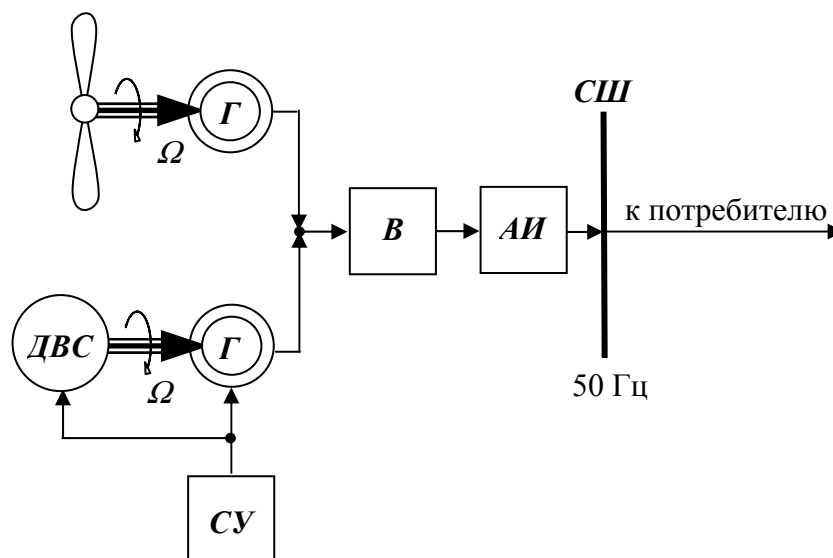


Рис.4.27. Ветродизельный энергетический комплекс с переменной частотой вращения дизеля

В данной схеме ветрогенератор и дизель-генератор работают на общий выпрямитель и инвертор, обеспечивая совместное питание потребителя. Оптимальное соотношение установленных мощностей ветрогенератора и силового агрегата комплекса, обеспечивающих

минимум приведенных годовых затрат, должно определяться на основе предварительно проведенных расчетов с учетом характеристик ветрового режима и графика нагрузки потребителя.

Некоторые из представленных в данном разделе пособия структурных схем энергетических комплексов не являются стандартными и поэтому требуют проведения тщательных теоретических исследований. Практическую перспективу они будут иметь только в случаях, когда будет доказана их энергетическая и экономическая эффективность.

Кроме представленных вариантов схем возможны также их комбинации. Например, ветродизельный комплекс с переменной частотой вращения может быть оснащен аккумуляторными батареями, а в качестве накопителя энергии интересной представляется идея использования электрических конденсаторов.

Очевидно, что эффективность гибридных ветродизельных энергетических комплексов, используемых в локальных системах электроснабжения, во многом будет зависеть от энергетического потенциала ветровой энергии в регионе. Основные технические показатели элементов комплексов должны быть согласованы с ожидаемым графиком электрических нагрузок.

4.4. Микрогидроэнергетика

По принятой в России классификации к классу микроГЭС относят гидравлические электростанции мощностью до 100 кВт. И хотя физические принципы преобразования энергии в микроГЭС такие же, как и в ГЭС большой мощности, они имеют ряд отличительных особенностей.

В отличие от крупных ГЭС, работающих в составе энергосистем, микроГЭС в большинстве случаев используются для электроснабжения мелких изолированных потребителей, удаленных от сетей централизованного электроснабжения. Основную долю затрат при сооружении крупных ГЭС составляет стоимость гидротехнических сооружений. Для микроГЭС сооружение плотин не требуется. Как правило, используется русловая или деривационная схема электростанции (рис. 4.28), по которой часть воды из реки отводится в напорный трубопровод и после использования в гидротурбине опять сбрасывается в реку. Это позволяет значительно сократить сроки строительства и капитальные затраты на сооружение электростанции, обеспечивая минимальное негативное воздействие на окружающую среду.

Таким образом, большие ГЭС требуют развитой инфраструктуры: наличия дорог, необходимых для строительства, высоковольтной распределительной сети большой мощности, крупных промышленных потребителей электроэнергии. Для управления и обслуживания крупных ГЭС необходим квалифицированный персонал. С технической точки зрения большая мощность ГЭС требует сложного технологического оборудования. Например, гидротурбины крупных ГЭС являются уникальными, они проектируются индивидуально для каждой станции. Крупномасштабные ГЭС требуют тщательного подхода к вопросам экологии. Искусственные водохранилища могут полностью изменить ландшафт и затопить большие территории, которые могли быть использованы в сельском хозяйстве.

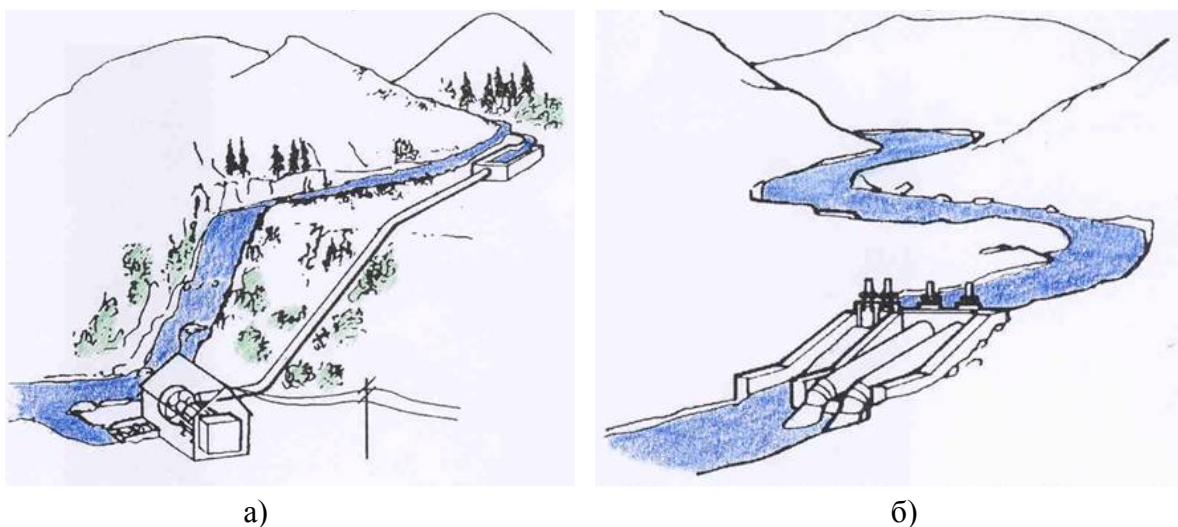


Рис.4.28. Схемы создания напора в микроГЭС
а – деривационная; б - русловая

МикроГЭС лишены многих недостатков, характерных для больших ГЭС: они не требуют больших капитальных вложений, практически не оказывают негативного воздействия на окружающую среду, для их обслуживания не нужен квалифицированный персонал. Наиболее конкурентоспособной областью применения микроГЭС являются зоны децентрализованного электроснабжения, которые расположены, как правило, в отдаленных труднодоступных районах. Потребителями энергии в этих районах являются в большинстве случаев различные сельскохозяйственные объекты, небольшие поселки, коттеджи и т.д. Установленная мощность электрических нагрузок составляет от единиц до нескольких десятков кВт, в составе нагрузок преобладают различные бытовые приборы. График нагрузки крайне изменчив, возможна значительная несимметричная загрузка по фазам

источника питания. В настоящее время электрификация подобных объектов осуществляется в основном от автономных дизельных электростанций, а себестоимость электроэнергии может достигать 15–25 руб. за кВт·ч [25].

Значительно улучшить существующую ситуацию с электроснабжением потребителей, расположенных в децентрализованных зонах электроснабжения, позволяет использование микрогидроэлектростанций (микроГЭС). Энергия потоков воды занимает весьма существенное место в России по запасам и масштабам использования. Высокая энергетическая плотность потока воды и относительно стабильный временной режим в сравнении с другими видами ВИЭ, определяют самую низкую стоимость энергии, получаемой при помощи гидроэлектростанций, среди установок, использующих другие виды возобновляемых энергоресурсов.

Отмеченные выше особенности размещения и эксплуатации автономных систем электроснабжения позволяют сформулировать основные требования, предъявляемые к микроГЭС:

- простота и надежность конструкции;
- высокое качество выходных электрических параметров в статических и динамических режимах;
- полностью автоматизированный режим работы;
- компенсация возможной несимметрии по фазам.

Основное технологическое оборудование микроГЭС должно быть по возможности серийным, а ее система управления должна обеспечивать полностью автоматизированный режим работы при минимальном техническом обслуживании.

В микроГЭС используются гидротурбины различного типа: осевые, диагональные, ковшовые, поперечно-струйные и т.д. При этом по принципу действия все гидротурбины подразделяются на два основных типа – активные и реактивные. Активные (свободноструйные) турбины используют преимущественно кинетическую энергию струи свободно вытекающей из сопла, а реактивные (напорноструйные) используют в основном потенциальную часть энергии потока.

Преимущественное распространение в микроГЭС получили турбины Пелтона, Фрэнсиса, Каплана и Банки, каждая из которых имеет свою область применения, определяемую параметрами водотока, рис.4.29 [12].



Рис.4.29. Зоны работы гидротурбин микроГЭС

Капитальные затраты на микроГЭС существенно зависят от используемого напора воды. Высоконапорные микроГЭС типичны для горных областей; и вследствие того, что для выработки такого же количества электроэнергии им необходим меньший поток, они обычно дешевле других ГЭС. На размер капитальных затрат, связанных со строительством малых ГЭС, влияет много факторов, однако наиболее существенным является выбор места установки и «привязка» к нему станции. Наличие соответствующего напора и скорости потока воды являются необходимыми условиями для производства электроэнергии.

Согласно данным Мирового Банка, первичные капиталовложения в строительство малых ГЭС колеблются от 1800 до 8800 долларов США за 1 кВт установленной мощности (для водяных напоров от 2,3 м до 13,5 м), и от 1000 до 3000 долларов США за 1 кВт (для напоров от 27 м до 350 м) [12]. По данным Минэнерго срок окупаемости микроГЭС при ее работе в составе автономной энергосистемы составляет от 3 до 5 лет.

Кроме гидротурбины микроГЭС содержит в своем составе такие обязательные элементы как электрический генератор, систему стабилизации выходного напряжения и ряд элементов, наличие и конструкция которых зависит от типа и особенностей станции: определенные гидротехнические сооружения, запорную арматуру и т. д.

Так как микроГЭС является единственным источником питания в составе автономной системы электроснабжения, она должна обеспечивать потребителя электроэнергией со стабильными электрическими параметрами (амплитуда и частота выходного напряжения) при изменяющейся в широких пределах величине нагрузки. Однако соизмеримость мощностей приводного двигателя и нагрузки приводит к тому, что изменение электрической мощности на выходе генератора вызывает соответствующее изменение момента сопротивления на валу гидротурбины и ее частота вращения может отклоняться от номинальной в довольно больших пределах.

На рис.4.30 приведены экспериментальные механическая и мощностная характеристики нерегулируемой пропеллерной гидротурбины типа К-245, номинальной мощностью 25 кВт [21].

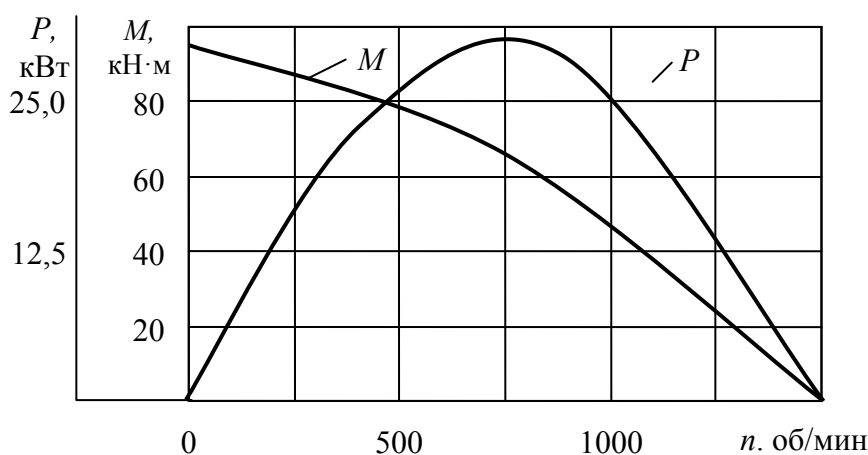


Рис.4.30. Экспериментальные рабочие характеристики гидротурбины типа К-245

Как видно из рис.4.30 при номинальной величине нагрузки микроГЭС в 25 кВт частота вращения гидротурбины составляет 1000 об/мин. При уменьшении величины нагрузки в два раза от номинальной устойчивый режим работы электростанции будет обеспечен при частоте вращения около 1300 об/мин. При этом пропорционально изменится и частота выходного напряжения, вырабатываемого электрическим генератором, а также его величина.

Так как параметры вырабатываемой электроэнергии должны соответствовать требованиям ГОСТ 4.171-85 любая микроГЭС содержит в своем составе систему стабилизации, обеспечивающую статически устойчивый режим работы гидроэлектроагрегата и стабилизацию его выходного напряжения при изменении величины нагрузки.

Основные варианты построения стабилизирующих систем микроГЭС подразделяются на системы с постоянной и переменной частотой вращения приводного двигателя [21]. Наибольшее распространение получили системы с постоянной частотой вращения, которое обеспечивается с помощью механического или электрического регулирования.

Механическое регулирование заключается в изменении угла поворота рабочих лопастей гидротурбины или регулировании расхода воды путем изменения величины открытия направляющего аппарата. При этом происходит выравнивание мощности, развиваемой турбиной, и мощности нагрузки. Основным недостатком механического регулирования является большая инерционность и усложнение конструкции гидротехнической части микроГЭС, в связи с чем подобные системы не получили практического применения.

Одним из наиболее перспективных вариантов построения стабилизирующих систем микроГЭС, получившим широкое распространение во всем мире, являются системы регулирования величины электрической нагрузки станции [21,22,23,24].

Такая возможность определяется зависимостью частоты вращения турбины от развиваемой ею мощности, которая в автономных системах электроснабжения потребляется электрической нагрузкой. Следовательно, выбирая соответствующую нагрузку источника электропитания, можно стабилизировать частоту вращения системы: генератор – приводная турбина. Изменять величину нагрузки автономного источника электропитания возможно включением на выход генератора регулируемой балластной нагрузки.

Структурная схема энергоустановки с автобалластным регулированием выходных параметров показана на рис.4.31.

Принцип автобалластного регулирования предельно прост: параллельно полезной нагрузке станции через регулятор подключается такая же по величине дополнительная, или балластная нагрузка. При изменении величины полезной нагрузки, величина балластной изменяется при помощи регулятора таким образом, чтобы суммарная нагрузка электрического генератора оставалась неизменной. В качестве балластной нагрузки обычно используют теплонагревательные элементы. И если учесть, что до 80 % электрической энергии автономный потребитель тратит на получение тепла, выделяемая на балластных сопротивлениях энергия также может быть полезно использована.

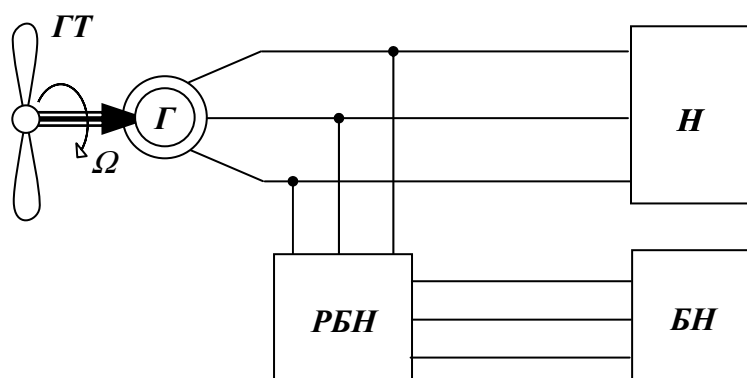


Рис.4.31 Структурная схема стабилизации параметров микроГЭС автобалластного типа

ГТ - гидротурбина; *Г* - генератор; *Н* - полезная нагрузка; *БН* - балластная нагрузка; *РБН* - регулятор балластной нагрузки.

Достоинствами данного способа является полное исключение электромеханических устройств из системы стабилизации частоты вращения гидротурбины. Такая система регулирования имеет высокое быстродействие, что определяет высокое качество выходного напряжения микроГЭС в статических и динамических режимах. Благодаря стабилизации частоты вращения приводного двигателя в рассматриваемых типах электроустановок могут применяться общепромышленные генераторы без большого запаса механической прочности ротора.

Следует отметить, что обеспечить стабилизацию выходного напряжения рассматриваемой автономной системы электроснабжения по величине и частоте, возможно только за счет поддержания неизменного баланса мощностей как по активной, так и по реактивной мощности. В противном случае необходим как минимум еще один канал регулирования.

Наиболее просто обеспечить баланс системы электроснабжения по активной мощности позволяет использование в качестве параметра регулирования частоты выходного напряжения генератора. Достоинствами данного способа регулирования является не критичность электроустановки к возможным изменениям энергии приводного гидродвигателя, что характерно для водотоков с сильно изменчивым во времени дебетом стока воды. К недостаткам следует отнести большую инерционность регулирования и невозможность компенсации возможной несимметрии нагрузки.

На рис.4.32 представлены осциллограммы переходных процессов в микроГЭС с частотной системой стабилизации. Осциллограммы получены при лабораторных испытаниях образца микроГЭС мощностью 12 кВт с автобалластной системой стабилизации, реагирующей на изменение частоты выходного напряжения.

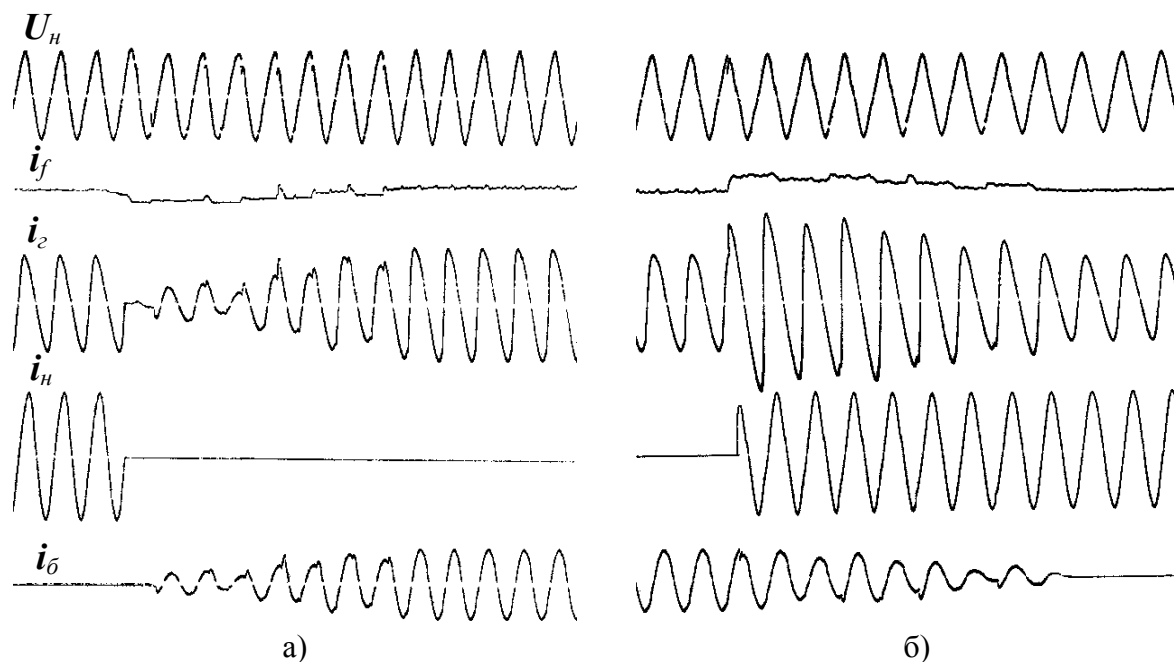


Рис.4.32 Переходные процессы внезапного изменения нагрузки в микроГЭС с частотной системой стабилизации

а) – сброс 100 % нагрузки; б) – наброс 100 % нагрузки

U_n – напряжение на нагрузке; i_f – ток возбуждения; i_2 – ток генератора; i_n – ток нагрузки; i_6 – ток балласта

Представленные осциллограммы иллюстрируют действие стабилизирующих систем при внезапном изменении величины полезной нагрузки станции. Непосредственно после изменения рабочего режима частота вращения гидроагрегата, в силу его инерционности, измениться не может, и величина балластной нагрузки остается неизменной. Действия по стабилизации напряжения синхронного генератора осуществляет только канал регулирования возбуждения. Величина тока возбуждения достигает в этот момент предельных значений, так как автобалластная система еще не работает, и отклонения тока генератора от номинальной величины доходят до максимальных значений. Когда отклонение частоты выходного напряжения превысит зону нечувствительности регулятора, в работу вступает автобалластная система. Регулируемая балластная нагрузка значительно сокращает

длительность переходного процесса в энергосистеме. Для реальных параметров синхронного генератора, работающего в составе микроГЭС, при оптимальных параметрах регулятора частоты, время переходного процесса составляет не более 0,1 с. При тех же параметрах генератора при работе от привода соизмеримой мощности, длительность электромеханического переходного процесса достигает 1,5 с [24,26].

Более перспективным вариантом построения стабилизирующей системы микроГЭС является выбор в качестве управляющего сигнала регулирования автобалласта тока полезной нагрузки генератора.

На рис.4.33 изображены осциллограммы переходных процессов внезапного изменения нагрузки микроГЭС с токовой системой стабилизации.

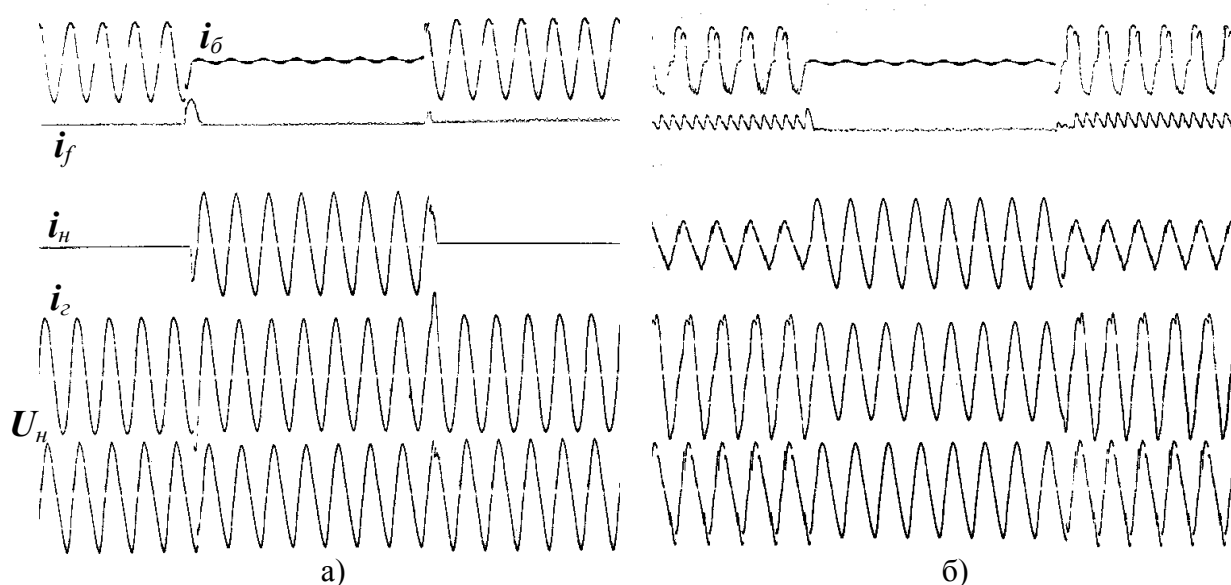


Рис.4.33 Переходные процессы внезапного изменения нагрузки в микроГЭС с токовой системой стабилизации

а) – наброс и сброс 100 % нагрузки; б) – наброс и сброс 50 % нагрузки

i_b - ток балласта; i_f – ток возбуждения; i_n - ток нагрузки; i_2 - ток генератора;
 U_n – напряжение на нагрузке.

Осциллограммы показывают, что токовое автобалластное регулирование практически устраняет переходные электромагнитные процессы в якорной цепи генератора, вызванные внезапным изменением пассивной активно-индуктивной нагрузки. При этом обеспечивается практически мгновенное восстановление напряжения, а погрешность стабилизации определяется только статическими характеристиками микроГЭС. К тому же использование в качестве датчиков трансформаторов тока, установленных в каждой фазе генерируемого напряжения, позволяет легко построить регулятор,

который практически устраняет любую возможную несимметричную загрузку фаз источника [21].

Однако фазовое управление тиристорами регулятора балластной нагрузки приводит к нелинейным искажениям кривой выходного напряжения станции и к нарушению баланса реактивной мощности в системе электроснабжения [27]. Связано это с тем, что при изменении углов управления тиристорами в схемах с естественной коммутацией вентилей изменяется не только величина, но и характер эквивалентной балластной нагрузки. Изменение реактивной мощности, потребляемой суммарной нагрузкой неизбежно приводит к ухудшению точности стабилизации величины напряжения.

Повысить точность стабилизации напряжения микроГЭС с токовой автобалластной системой возможно с помощью канала регулирования возбуждения генератора. Однако, наличие регулятора возбуждения в электромеханической системе оказывает непосредственное влияние на ее статическую устойчивость. Для обеспечения статически устойчивого режима работы микроГЭС регулятор возбуждения обязательно должен иметь зону нечувствительности, порядка 4 – 6 %.

Испытания промышленных образцов микроГЭС с токовой автобалластной системой стабилизации, показали, что погрешность стабилизации выходных электрических параметров станции с одним автобалластным каналом регулирования лежит в следующих пределах:

- частота $\pm 2 \%$;
- напряжение $\pm 10 \%$.

Коэффициент гармоник выходного напряжения станции не превышает 12 %.

При использовании в микроГЭС синхронного генератора со стандартным регулятором возбуждения погрешность стабилизации величины выходного напряжения составляет не более 5 %.

Высокую точность стабилизации выходных электрических параметров микроГЭС обеспечивают комбинированные системы регулирования балластной нагрузки, содержащие в своем составе частотный и токовый каналы одновременно.

4.5. Энергия океана

Мировой океан является крупнейшим источником возобновляемой энергии. Энергетические источники океана имеют многообразные по физической природе и потенциалу ресурсы, каждый из которых характеризуется различным уровнем технической

освоенности для практического использования.

Мировой океан занимает около 70 % поверхности планеты и его общая площадь составляет 360 млн. км². Энергия поступает в океан в виде поглощенного им солнечного излучения, гравитационного взаимодействия космических тел и водных масс, тепла из недр Земли.

Выполнить точную количественную оценку энергетических ресурсов океана достаточно сложно, так как они носят вероятностный характер и подвержены значительным суточным, сезонным, годовым колебаниям. К тому же в океане происходит непрерывное перераспределение потоков первичной энергии.

С точки зрения энергетики важны не абсолютные величины мощностей различных источников энергии, а лишь та их часть, которая может быть полезно использована для хозяйственной деятельности. Важными техническими показателями возобновляемых энергетических ресурсов являются также их энергетическая плотность и стабильность.

В таблице 4.3 приведены сравнительные технические характеристики океанских источников энергии.

Таблица 4.3

Сравнительные характеристики океанских источников энергии [28]

Вид источника	Среднегодовая энергия, кВт·ч/год·10 ¹²		КПД преобразования	Средняя плотность энергии, м эквивалентного столба морской воды	Стабильность, %
	всего	доступная для преобразования			
Течения	40 - 70	0,4	75	0,01 – 0,05	75
Волны	600	25	90	1,5 - 5	35
Приливы	25	0,25	35	6 - 14	100
Перепады температур	25·10 ⁴	400	6	200 - 300	75
Перепады соленостей	250	20	25	240	100
Водоросли	125	1,25	35	3000	50
Ветер	20·10 ³	13	60	5 - 90	30

Для количественной оценки плотности возобновляемых энергетических ресурсов, представленных в табл.4.3, использована высота эквивалентного столба морской воды, обладающего потенциальной энергией, которую может создать 1 кг морской воды использованный в качестве рабочего тела в преобразователе соответствующего вида ресурса. Стабильность источника оценивалась по средней доле времени, в течение которого мощность источника

остается постоянной.

Тепловая энергия.

Самым большим по объему энергетическим ресурсом океана является запасенная им тепловая энергия, для полезного использования которой необходима тепловая машина, работающая на естественном перепаде температур между прогретыми поверхностными и охлажденными глубинными слоями воды.

В среднем по Мировому океану разность температур между поверхностью и глубинами примерно в 400 м составляет $12\text{ }^{\circ}\text{C}$, в некоторых районах вблизи экватора достигает $20\text{ }^{\circ}\text{C}$. Использовать этот перепад температур для получения электрической энергии можно с помощью тепловых машин, построенных по двухконтурной схеме с промежуточным рабочим телом (термодинамический цикл Ренкина) и машин, выполненных по одноконтурной схеме и работающих непосредственно на морской воде (открытый цикл Клода).

Структурная схема океанической тепловой машины, работающей по замкнутому циклу, приведена на рис.4.34 [28].

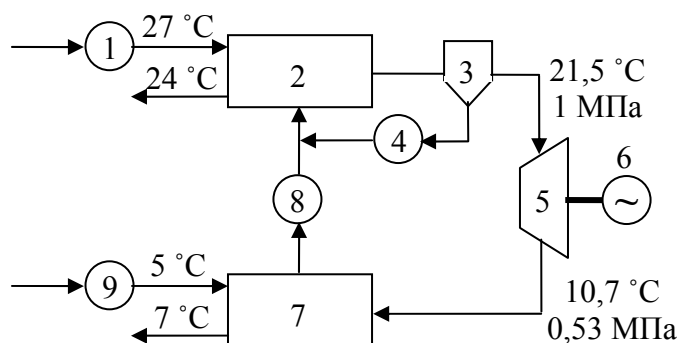


Рис.4.34. Схема океанической тепловой электростанции, работающей по замкнутому циклу

1 – насос теплой воды; 2 – испаритель; 3 – осушитель; 4 – насос осушителя паровозного рабочего тела; 5 – паровая турбина; 6 – электрический генератор; 7 – конденсатор; 8 – насос для подачи рабочего тела; 9 – насос холодной воды

Теплые поверхностные воды прокачиваются через теплообменник испарителя, превращают в пар рабочее тело (аммиак, фреон, пропан) и создают пар повышенного давления, который приводит в действие паровую турбину. Давление поступающей в испаритель жидкости регулируется таким образом, чтобы ее закипание происходило при температуре на несколько градусов ниже, чем температура теплой морской воды.

Максимальный термический КПД океанической тепловой электростанции (ОТЭС) определяется разностью температур воды,

подаваемой в нагреватель и холодильник, как КПД эквивалентного цикла Карно. При температуре поверхностного слоя воды в $15\text{ }^{\circ}\text{C}$ и перепаде температур $12\text{ }^{\circ}\text{C}$ он составит $4,17\%$, при перепаде температур $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ – $6,94\%$. Реальные значения КПД ОТЭС всегда будут существенно ниже из-за невозможности довести температуру паров и конденсата до температуры теплых и холодных вод соответственно. Представленные на рис.4.34 значения температур соответствуют реальным значениям температур ОТЭС, установленной в районе экватора. При теоретическом КПД равным $7,3\%$, величина реального КПД на турбине составляет $3,6\%$. С учетом потерь энергии на собственные нужды электростанции, связанных главным образом с необходимостью функционирования мощных насосов для прокачки воды, реальный КПД ОТЭС составляет около 2% . Это означает, что для получения 1 МВт полезной мощности через теплообменники такой станции должно пройти не менее 50 МВт тепловой мощности. Соответственно, ОТЭС такого типа требуют огромного количества теплой и холодной воды, измеряемых в тысячах кубометров в секунду [28].

Схема ОТЭС, работающей по открытому циклу, показана на рис.4.35. Рабочим телом установки является непосредственно морская вода. Вода поступает в испаритель через деаэрактор, в котором удаляются растворенные в ней газы. С помощью вакуумного насоса из испарителя удаляется воздух, и давление над поверхностью жидкости определяется только давлением насыщенных паров. Для реальных температур ОТЭС перепад давления составляет около $1,6\text{ кПа}$, что требует применения огромных турбин, диаметром в несколько десятков метров. Важным достоинством ОТЭС с открытым циклом является отсутствие больших теплообменников и возможность получения пресной воды.

Большие капитальные вложения в 1 кВт установленной мощности и низкий КПД преобразования энергии сдерживают развитие ОТЭС. Однако научные исследования в этом направлении продолжаются. Разработано много интересных и перспективных технологических схем ОТЭС, использующих например испарение с открытой водной поверхности, перепад температур океан-атмосфера и т.п.

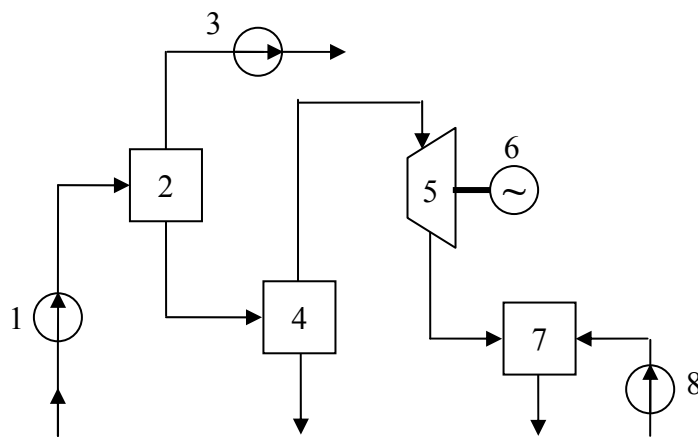


Рис.4.35. Схема океанической тепловой электростанции, работающей по открытому циклу
 1 – насос теплой воды; 2 – деаэратор; 3 – вакуумный насос; 4 – испаритель;
 5 – паровая турбина; 6 – электрический генератор;
 7 – конденсатор; 8 – насос холодной воды

Энергия течений.

Большую экономическую перспективу имеют технологии, использующие энергию океанских течений, волн и приливов.

Механическая мощность океанического течения определяется тем же соотношением, которое использовалось для оценки ветроэнергетических ресурсов:

$$P = \rho \frac{V^3 S}{2}, \text{ Вт} \quad (4.15)$$

где S - площадь поперечного сечения потока воды, м^2 ; V - скорость течения, м/с ; ρ - плотность воды, кг/м^3 .

Важным достоинством океанических гидроэлектростанций (ОГЭС) в сравнении с ВЭУ является высокая энергетическая плотность и большая стабильность первичного энергоносителя. К недостаткам следует отнести увеличение расходов на транспортировку электроэнергии и обслуживание станций, особенно расположенных далеко от побережья. Крупномасштабное производство электроэнергии при помощи ОГЭС требует создания и обслуживания огромных технологических конструкций в морской воде, которые будут подвержены обрастаниям и коррозии.

Важную роль в перспективе практического использования ОГЭС играют географические факторы. Для высокой эффективности использования ОГЭС требуются достаточно высокие скорости потоков,

их устойчивость во времени и направлению, удобная для строительства география дна и побережья. Большие глубины требуют увеличения расходов на создание и обслуживание якорных систем, малые могут создавать помехи судоходству [28].

Основным фактором, сдерживающим развитие энергетики на океанских течениях, является ограниченная величина доступных энергетических ресурсов при высоком размере капитальных вложений.

Энергия приливов.

Наибольшую практическую освоенность из всех возможных направлений развития океанической энергетики на сегодняшний день получили технологии использования энергии приливов.

Благодаря воздействию гравитационных сил Солнца, Луны и Земли в океане периодически образуется приливная волна. Вследствие суточного вращения Земли уровень воды колеблется дважды в день, поочередно заполняя и освобождая часть территории побережья, образуя естественные бассейны. Амплитуда приливо-отливных колебаний зависит от рельефа дна и от формы береговой линии. Максимальная амплитуда приливных колебаний наблюдается в заливе Фанди на атлантическом побережье Канады и составляет 19,6 м. В Пенжинской губе Охотского моря этот показатель составляет 13 м, в Мезенском заливе Белого моря 10 м, в устье реки Северн в Англии – 8,8 м. Скорость приливо-отливных течений достигает 4 м/с, плотность энергии составляет до 4 кВт/м² [10].

В настоящее время в мире имеется всего несколько приливных электростанций. Наиболее значимая из них построена во Франции в устье реки Ранс в 1967 году. Амплитуда приливов и отливов в устье реки Ранс достигает 13,4 м, ширина дамбы составляет 760 м. Установленная мощность электростанции составляет 240 МВт, годовая выработка электроэнергии 600 млн. кВт·ч. Вырабатываемой электроэнергии достаточно для энергообеспечения города с населением в 300000 человек.

Принцип действия приливных электростанций (ПЭС) основан на искусственном создании разницы уровней между приемным бассейном станции и уровнем моря. Разность уровней создается с помощью специальной плотины или дамбы, уровень воды за которой при приливе ниже, а при отливе выше, чем в море. Накопленная во время приливов вода в периоды отливов сбрасывается в море и приводит в действие гидротурбины. Выработка электроэнергии происходит в течение нескольких часов во время высокого уровня воды. При выравнивании уровней ПЭС прекращает работу.

Вес поднятой и опущенной приливом воды равен:

$$G = \gamma \cdot h \cdot S, \text{ кг} \quad (4.16)$$

где h – величина прилива, м; S – площадь бассейна, м²; γ — удельный вес морской воды, кг/м³.

С учетом выражения 4.16 и принимая во внимание удельный вес морской воды $\gamma = 1005 \text{ кг/м}^3$, максимальную расчетную мощность ПЭС можно найти из выражения:

$$P = 225 \cdot h^2 \cdot S, \text{ кВт} \quad (4.17)$$

где h – среднегодовая высота приливов, м; S – площадь бассейна за плотиной, км².

Однако из-за того, что турбины ПЭС работают при регулярно изменяющемся напоре воды, эти электростанции могут вырабатывать приблизительно одну третью часть электроэнергии, вырабатываемой ГЭС такой же установленной мощности.

Возникающие при сооружении и эксплуатации ПЭС экологические проблемы сдерживают развитие подобных технологий. Для увеличения выработки электроэнергии необходимо увеличивать размеры заграждений, блокирующих канал устья реки. Это создает препятствия для миграции рыб, уничтожается среда обитания птиц, изменяется природа приливно-отливной зоны и т.п.

В соответствии с генеральным планом размещения объектов электроэнергетики в России планируется строительство двух крупных приливных электростанций – Мезенской ПЭС в Архангельской области и Тугурской ПЭС в Хабаровском крае.

Энергия волн.

Большое количество научных разработок, направленных на полезное использование возобновляемой энергии океана, посвящено волновым преобразователям. Патентными ведомствами многих стран мира зарегистрировано несколько сотен оригинальных волновых преобразователей, но лишь немногие из них получили техническое воплощение.

Энергия волны создается ветрами, возникающими из-за неравномерного прогрева поверхности планеты. Заключенная в морской волне энергия складывается из потенциальной энергии жидкости поднятой над уровнем спокойной поверхности и кинетической энергии двигающейся воды:

$$E = E_{\text{п}} + E_{\text{к}} = \frac{\rho \cdot g \cdot h^2}{8}. \quad (4.18)$$

В волнах малой амплитуды энергия, приходящаяся на площадь, имеющую длину волны и единичную ширину, равна [29]:

$$E_{\text{п}} = E_{\text{к}} = \frac{\rho \cdot g \cdot h^2 \cdot \lambda}{16}, \quad (4.19)$$

где ρ – плотность воды, g – ускорение свободного падения, h – высота волны от гребня, λ – длина волны.

Среднее значение мощности, приходящейся на единицу длины гребня волны для Северной Атлантики составляет примерно 50 кВт/м, однако во время шторма при высоте волн 15 м эта величина может достигать 2 МВт/м. Наибольшие значения мощности волнения Мирового океана отмечаются в высоких широтах северного и южного полушарий Земли – до 70-90 кВт/м [28].

В основе работы волновых энергетических станций лежит воздействие волн на рабочие органы, выполненные в виде поплавков, маятников, лопастей, оболочек и т.п. Механическая энергия их перемещений с помощью электрических генераторов преобразуется в электроэнергию.

Среди волновых преобразователей энергии наибольшую известность получила разработка профессора Эдинбургского университета Стефана Солтера, названная в честь создателя «утка Солтера». Форма преобразователя выполнена в виде цилиндрического асимметричного поплавка, сидящего на горизонтальной оси, с тыловой частью в форме кругового цилиндра. Ось располагается вдоль фронта волны. Под воздействием волн на выступ эксцентрика он совершает угловые колебания вокруг оси. рис. 4.36.

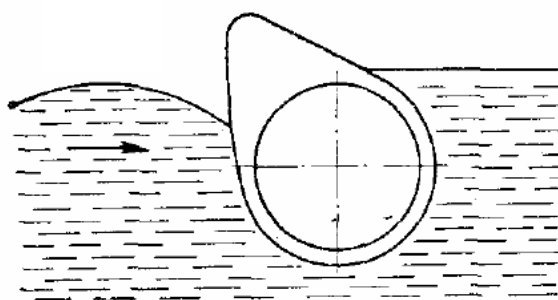


Рис.4.36. Волновой преобразователь «утка Солтера»

Эффективность данного устройства исследовалась многими авторами, которые подтвердили его работоспособность. Было доказано, что система, состоящая из трех-четырех «уток», способна поглотить почти всю энергию случайной волны в широком диапазоне частот.

Основными недостатками «утки Солтера» является необходимость жесткого закрепления оси крыла-поплавка, сложность передачи медленного колебательного движения на привод генератора, затруднения при сборке и монтаже из-за сложности формы поверхности «утки».

Другим известным вариантом волнового преобразователя является контурный плот Коккерелля, рис.4.37.

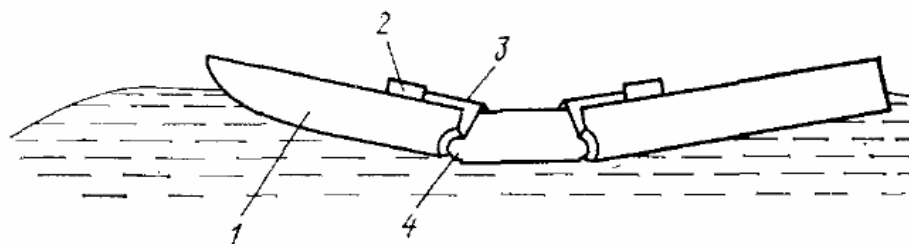


Рис.4.37. Контурный плот Коккерелля

1 – колеблющаяся секция; 2 – преобразователь; 3 – тяга; 4 – шарнир.

Контурный плот представляет собой многозвенную систему из шарнирно соединенных секций. Как и «утка», он устанавливается перпендикулярно к фронту волны и отслеживает ее профиль. Эффективность преобразования энергии плотом ниже, чем у «утки», однако он гораздо проще в изготовлении и эксплуатации.

Другая концепция волновых преобразователей основана на эффекте поплавка – его способности совершать вертикальные колебания в соответствии с изменениями уровня воды при ветровом волнении. Вертикальные перемещения поплавка используются для попеременного сжатия и расширения воздуха, движение которого через систему клапанов приводит во вращение воздушную турбину, расположенную в отверстии на вершине камеры.

Амплитуда колебаний поплавка может быть существенно (в 10-12 раз) увеличена за счет усовершенствования его конструкции. Для увеличения амплитуды (резонанса) вертикальный цилиндрический поплавок частично (в зависимости от параметров волны и поплавка) заполняется водой или к поплавку подвешивается груз соответствующей массы. Крупномасштабная модель резонансного поплавка (рис. 4.38), исследованная в Японии, имела диаметр 2,2 м, высоту 22 м, массу 13,5 т, пропеллерную турбину диаметром 0,8 м. Амплитуда колебаний поплавка достигала 8 м при волнах высотой от 0,5 до 1,5 м.

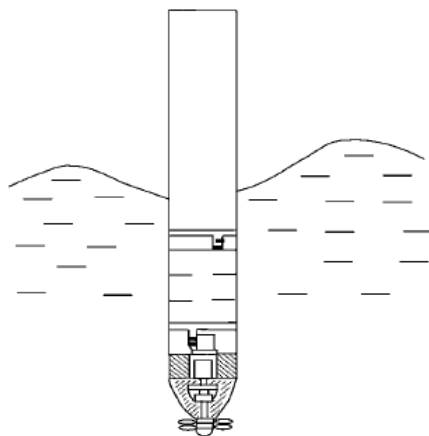


Рис.4.38. Резонансный поплавок

Наиболее известная установка этого типа получила название «буй Масуды». Она была предложена И.Масудой (Япония) в 1961 году. Волновая энергетическая установка, состоящая из нескольких соединенных между собой «осциллирующих водных столбов» была выполнена в виде судна, получившего название «Каймей», водоизмещением 500 т. Энергетическое оборудование установки составляют 3 воздушные турбины с рабочими колесами диаметром 1,4 м и генераторами переменного тока мощностью по 125 кВт. Во время испытаний максимальная мощность наблюдалась при равенстве длины волны и установки (судна) [30].

Надо отметить, что волновые преобразователи, созданные для нужд «большой» энергетики, пока находятся в стадии опытных разработок и не получили промышленного применения. Относительно низкая концентрация энергии требует создания либо преобразователей большой единичной мощности, либо большого количества рассредоточенных на территории сравнительно небольших устройств. В первом случае приходится иметь дело с массивными элементами, которые очень сложно перестроить под изменяющиеся параметры волн. Во втором случае значительно возрастает стоимость обслуживания энергетических установок. Пока не разрешенной остается проблема защиты больших энергетических установок от сильных штормов.

Гораздо проще технические идеи волновых преобразователей реализуются в энергетических установках небольшой мощности. В настоящее время маломощные волновые энергетические установки используются для электропитания автономных буев, маяков, научных приборов. В мире уже около 400 маяков и навигационных буев получают питание от волновых установок. В Индии от волновой энергии работает плавучий маяк порта Мадрас Бакены и маяки,

использующие энергию волн, уже усеяли прибрежные воды Японии. В течение множественных лет бакены – свистки береговой охраны США действуют благодаря волновым колебаниям.

Энергия перепада солености.

С энергетической точки зрения весьма заманчивой выглядит перспектива получения электрической энергии, используя градиент солености. Достоинством этого вида энергии является ее высокая концентрация: при смешении потока с расходом $1 \text{ м}^3/\text{с}$ пресной воды с морской водой с соленостью около 35 % может быть получена мощность более 2 МВт [28]. Однако современный уровень развития технологий не позволяет эффективно преобразовывать этот вид возобновляемой энергии океана. При теоретическом КПД преобразования данного вида энергии в 25 %, созданные на сегодняшний день опытные энергетические установки имеют КПД на порядок ниже.

Современные исследования в области энергетики на перепадах солености в основном сосредоточены на двух направлениях: использование осмотического давления и электрохимического потенциала.

Осмотическое давление возникает на рубеже соприкосновения вод с различной концентрацией солей. Используя специальные полупропускаемые мембраны, с одной стороны которых находится пресная вода, а с другой соленая (например, в местах, где реки впадают в моря), можно создать энергетическую установку. При этом, благодаря усилию пресной воды через мембрану на соленую возникает осмотическое напряжение (давление). Таким образом, вода проникая через мембрану создает напор соленой воды, которая может приводить в движение турбину.

Для получения с помощью преобразователей осмотического давления мощности, сравнимой с мощностями обычных ГЭС, необходимо пропускать через мембраны таких преобразователей потоки воды, соизмеримые с потоками, проходящими через турбины ГЭС. Однако использование мембран требует предварительной фильтрации воды, что связано со значительными капитальными вложениями. К тому же сами мембраны имеют на сегодняшний день достаточно высокую стоимость и небольшой срок службы.

Электрохимические методы позволяют осуществить прямое преобразование «соленостной» энергии в электрическую. Данные методы основаны на процессе электролиза, который является одним из основных методов получения пресной воды. Схема диалитической батареи для получения электрической энергии из соленой и пресной

воды показана на рис.4.39 [28].

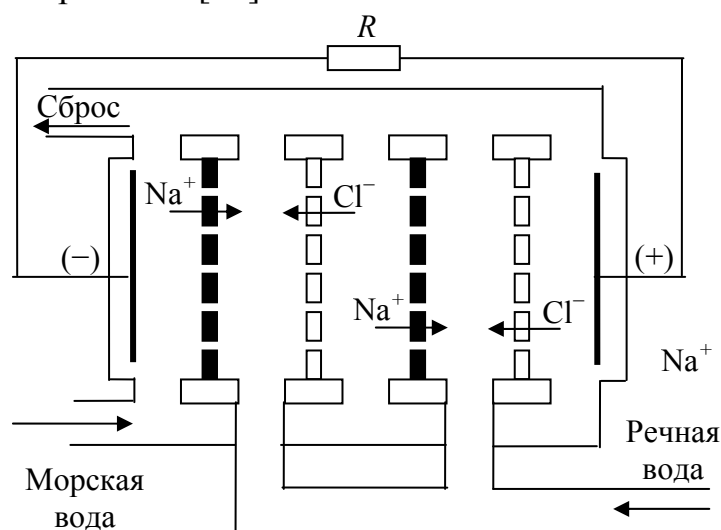


Рис.4.39. Диалитическая батарея для прямого преобразования «соленостной» энергии в электрическую

Соленая и пресная вода подаются в различные ячейки, ограниченные двумя разнотипными мембранами, через которые положительные и отрицательные ионы проникают в пресную воду. Направленное движение электрических зарядов создает в замкнутой внешней цепи электрический ток. Ионообменные мембраны представляют собой пористые полимерные перегородки, способные фиксировать анионы и катионы с достаточно большой молекулярной массой.

Серьезным недостатком диалитических батарей является резкое снижение их эффективности при изменении концентрации растворов. К тому же, также как и для осмотических преобразователей, для них требуются дешевые долговечные мембраны и предварительная подготовка воды.

Существуют и другие технологические схемы преобразователей, использующих градиент солености, но все они получили развитие только до уровня лабораторных образцов.

4.6. Биоэнергетика

Одним из наиболее распространенных и универсальных жизнеобеспечивающих ресурсов человечества является биомасса. Биомасса образуется в процессе фотосинтеза – химической реакции, протекающей в зеленых растениях под действием энергии Солнца. В результате химических процессов образуются органические вещества,

которые человек использует в качестве пищи, для получения бумаги, тканей, строительных материалов, медицинских препаратов и т.д.

В то же время биомасса является ценным энергетическим сырьем, из которого возможно получение тепловой и электрической энергии. Ежегодно в процессе фотосинтеза на Земле образуется около 120 млрд. т сухого органического вещества, что энергетически эквивалентно 40 млрд. т нефти и в 10 раз превышает мировой уровень ее потребления [10].

Выделяют следующие группы источников биомассы [33]:

- древесина, древесные отходы, торф, листья и т.п.;
- отходы жизнедеятельности людей, включая производственную деятельность (твёрдые бытовые отходы, лигнин и др.);
- отходы сельскохозяйственного производства (навоз, куриный помёт, стебли, ботва и т.д.);
- специально выращиваемые высокоурожайные агрокультуры и растения.

С точки зрения химического состава и процесса образования традиционные виды топлива – нефть, уголь и газ также являются биомассой, но биомассой «древней», для создания которой требуются очень длительный срок. Например, по оценкам специалистов для возмещения ежегодного потребления нефти требуется около двух миллионов лет, в связи с чем, ископаемое органическое топливо нельзя отнести к возобновляемым источникам энергии. Время образования «свежей» биомассы, в зависимости от ее вида, составляет от нескольких месяцев до нескольких десятилетий, в связи с чем, она является полноценным возобновляемым источником энергии.

Современные технологии получения электрической энергии из биомассы основаны на традиционных паросиловых и газотурбинных циклах. Использование растительного сырья в качестве первичного энергоносителя имеет ряд экологических преимуществ. Двуокись углерода, выделяющаяся в процессе сжигания биомассы, поглощается в процессе последующего роста растений, реализуя так называемый замкнутый углеродный цикл. Сбор метана, выделяющегося на полигонах твердых бытовых отходов, на станциях очистки сточных вод, в хранилищах навозных стоков уменьшает выбросы метана в атмосферу и позволяет полезно использовать его энергию в качестве топлива для транспорта или для производства электроэнергии.

В то же время биомасса имеет и ряд существенных недостатков как первичный вид топлива: она занимает большой объем, трудна в

транспортировке, имеет высокую исходную влажность и низкую теплотворную способность в сравнении с органическими видами топлива. К тому же практически все виды «свежей» биомассы непригодны для длительного хранения из-за быстрого разложения.

Химический состав биомассы может различаться в зависимости от ее вида. В исходном состоянии биомасса содержит большое количество воды, которая не представляет энергетической ценности. Сухой остаток биомассы состоит из большого количества химических соединений, каждое из которых обладает различной теплотворной способностью.

В таблице 4.4 представлен типичный состав сухого растительного материала.

Таблица 4.4

Типичный состав растений [37]

Компоненты	% в сухом веществе
Растворимые соединения сахара, крахмала, аминокислоты, мочевина, соли аммония	5 - 30
Протеин	5 - 40
Целлюлоза и гемицеллюлоза	25-90
Лигнин	5 - 30
Зола	1 - 13
Содержание влаги	30 – 90 % в исходном сырье

Теплотворная способность компонент растительного материала и соединений, полученных на его основе, представлена в таблице 4.5.

Таблица 4.5

Теплота сгорания растительных компонентов
и различных видов топлива [37]

Вид сырья и топлива	Теплота сгорания, ГДж/т
Растительные компоненты	
Общая биомасса	16 - 24
Углеводы	16 – 17,5
Масла	40
Получаемые виды топлива	
Оксид углерода	10,1
Метанол	22,4
Этанол	29,8
Углерод	32,8
Углеводороды	47
Метан	55,7
Водород	143

Некоторые компоненты биомассы, такие как жиры и масла, обладают высокой теплотворной способностью и могут непосредственно использоваться в качестве топлива. Другие компоненты, такие как сахара, полисахариды и белки, имеют теплотворную способность примерно в два раза ниже, в сравнении с углем. Такие компоненты, как остатки неорганических солей или зола энергетической ценности не представляют.

Однако, теплотворная способность компонент биомассы может быть существенно повышена за счет соответствующей переработки. Современные технологии энергетического использования биомассы подразделяются на технологии непосредственного получения энергии из биомассы и технологии ее переработки с целью последующего использования.

Для использования сухой биомассы наиболее эффективны термохимические технологии (прямое сжигание, газификация, пиролиз и т.п.).

Для влажной биомассы - биохимические технологии переработки с получением биогаза (анаэробное разложение органического сырья) или жидких биотоплив (процессы сбраживания).

Прямое сжигание.

Наиболее простой и в то же время самой древней технологией энергетического использования биомассы является ее прямое сжигание. Тепловая энергия, получаемая при сжигании биомассы, может использоваться для отопления и горячего водоснабжения, для производства электроэнергии и пара. Главной проблемой, связанной с непосредственным сжиганием биомассы, является низкая эффективность процесса. В случае использования открытого пламени большая часть тепла теряется.

В настоящее время на предприятиях лесной и деревообрабатывающей промышленности для сжигания древесных отходов часто используют котлы, предназначенные для сжигания угля, газа или мазута. При совместном сжигании угля и биомассы уменьшается себестоимость получаемой энергии, за счет использования дешевого сырья, улучшается экологическая ситуация за счет снижения вредных выбросов в атмосферу. Однако коэффициент полезного действия, технические и экологические характеристики таких систем остаются достаточно низкими. Для эффективного сжигания биомассы необходимы специальные котлы, обеспечивающие хорошее использование как газовой, так и углеродной составляющих, образующихся при сгорании топлива.

Качество котла зависит от отношения между энергией, содержащейся в топливе, и энергией, переданной в систему теплоснабжения. Чем выше эффективность котла, тем большая часть энергии топлива будет передана теплоносителю (воде) в котле. Хорошие котлы имеют эффективность 80-90%.

Потребление древесины в котлах обычно находится в диапазоне от 4 кг/час для котла мощностью 18 кВт до 18 кг/час для котла мощностью 80 кВт. Для условий Центральной Европы средний односемейный дом (150 м²) потребляет 12 м³ древесины за отопительный сезон. Типичный котел может сжигать куски дерева длиной до 80 см.

Оборудование для сжигания древесины и древесных отходов, предлагаемое отечественными и зарубежными производителями может значительно различаться по целому ряду параметров: типу используемого топлива, производительностью, экономичностью, способом подачи топлива (ручное/автоматическое), возможностью ручного или автоматического регулирования процесса горения, видом вырабатываемой энергии (тепловая и/или электрическая) и т.д.

В последние годы для утилизации древесных отходов разработаны специальные топочные устройства, обеспечивающие высокие энергетические и экологические характеристики котлов. В общем случае, древесные отходы являются низкокачественным топливом, так как имеют большой процент влажности – до 90%; содержат минеральные примеси – песок, глину; и имеют большой объем, что очень неудобно при транспортировке.

Для сжигания древесных отходов сегодня активно применяются топки низкотемпературного кипящего слоя, позволяющие сжигать биомассу влажностью 60 и более процентов. Для сжигания измельченных древесных и растительных отходов (лузги, опилки, шлифовальной пыли и т.п.) высокую эффективность обеспечивают вихревые топки.

Наиболее перспективным направлением развития технологии использования древесных отходов в энергетических целях является применение котлов с автоматической загрузкой топлива. Применение таких котлов экономически оправдано, если необходимо большое количество теплоты в течение года. Котлы с автоматической подачей топлива стоят дороже, чем котлы с ручным управлением, однако они обеспечивают значительно более низкие эксплуатационные расходы и обладают более высокой эффективностью.

Переработка лесных отходов.

На предприятиях лесозаготовительной и деревообрабатывающей промышленности образуется большое количество неликвидных отходов древесины, которые непригодны для вторичной переработки: сучья, ветки, опилки, опилочная пыль; отходы мебельных производств и т.п. Все эти отходы являются потенциальным источником топлива, который для данных предприятий имеет минимальную стоимость.

Для повышения энергетической эффективности древесных отходов их подвергают первичной переработке, основной целью которой является снижение влажности, уменьшение объема и механическая обработка до вида, позволяющего использовать различные устройства автоматики для транспортировки и обработки.

Если на предприятии образуется большое количество древесных кусковых отходов, особенно крупных, имеет смысл переработать их в щепу. Использовать кусковые отходы древесины в качестве вторичного технологического сырья или топлива обычно невыгодно из-за большой сложности и неэффективности складских, погрузочно-разгрузочных работ, невозможности механизации.

Древесная щепа вырабатывается из отходов лесной древесины путем ее измельчения в специальных рубительных машинах (чипперах). Размер и вид щепы зависит от ее целевого назначения и определяется типом рубительной машины. Типичная щепа имеет от 2 до 5 см в длину и 1 см в толщину. Влажность свежей щепы составляет около 50% и значительно уменьшается в процессе сушки. Древесная щепа используется не только в качестве топлива, но и качестве технологического сырья для некоторых видов производств.

Отходы древесины можно использовать для производства популярного во многих странах вида топлива – брикетов.

В основе технологии производства топливных брикетов лежит процесс прессования мелко измельченных отходов древесины под высоким давлением при нагревании. Древесные брикеты - экологически чистый продукт, они не содержат химически активных веществ, связующим элементом является лигнин, который содержится в клетках самих растений. При сгорании брикетов выделение CO_2 в воздух и остаток золы и пепла по сравнению с углем меньше в несколько десятков раз. В то же время древесный брикет является энергоемким видом топлива, приближающего по теплотворной способности к каменному углю (табл.4.6).

Таблица 4.6

Сравнительная характеристика по теплотворной способности брикетов

дерево (твердая масса, влажная)	2450 ккал/кг
дерево (твердая масса сухая)	2930 ккал/кг
бурый уголь	3910 ккал/кг
брикеты из древесных отходов	4400 ккал/кг
черный уголь	4900 ккал/кг

Для производства топливных брикетов можно использовать не только отходы древесины – опилки, но и отходы растений - лузгу подсолнечника, риса, гречихи, льна, шелухи овса, угольный отсев и др

Сыпучая древесина, занимающая значительное пространство, после брикетирования уменьшается в объеме в несколько раз, становится транспортабельной и удобной в обращении. Насыпная масса опилок составляет 150-200 кг/м³, а насыпная масса брикетов из них при влажности 15 % - 460 кг/м³.

Областью применения брикетов являются все виды отопительного оборудования на твердом топливе; котлы, печи, камины, бани, сауны и т.п.

По оценкам специалистов компании ООО «Вектор» в зимних условиях средней полосы России для эффективного отопления коттеджа площадью 200 м² в сутки достаточно использовать не более 30 кг брикетов при объеме не более 0,039 куб м.

Другой перспективной технологией переработки древесных отходов является изготовление топливных гранул.

Древесные гранулы (пеллеты) – это нормированное цилиндрическое прессованное изделие из высушенной измельченной до состояния муки (с размером частиц не более 2 мм) древесины. Они производятся под высоким давлением без применения химических закрепителей. Для получения топливных гранул используют отходы лесозаготовительной и деревообрабатывающей промышленности: бревна лиственных пород толщиной до 20 мм, обрезки досок, горбыль, ветки, сучья, опилки, стружка и т.д. Топливные гранулы могут производиться и из других продуктов биомассы: солома, сено, торф и пр.

Использование древесных топливных гранул в качестве энергоносителя для производства тепла и электроэнергии в высшей степени удобно, безопасно, высокоэффективно и экологично (табл.4,7) [31].

Таблица 4.7

Сравнительные характеристики различных видов топлива

Вид топлива	Теплота сгорания, МДж/кг (*МДж/м ³)	% серы	% золы	Углекислый газ кг/ГДж
Дизельное топливо	42,5	0,2	1	78
Мазут	42	1,2	1,5	78
Природный газ *	35 – 38	0	0	57
Каменный уголь	15 - 25	1-3	10 - 35	60
Гранулы древесные	17,5	0,1	1	0
Гранулы из соломы	14,5	0,2	4	0
Гранулы торфяные	10	0	4 - 20	70
Щепа древесная	10	0	1	0
Опилки древесные	10	0	1	0

Примечание: “0” в колонке количества выделяемого CO₂ означает, что при горении возобновляемых видов топлива выделяется только CO₂, связанный растениями за период роста, баланс CO₂ в природе при этом не меняется

Из табл.4.7 видно, что теплотворная способность пеллет составляет 4,3 – 4,5 кВт/кг, что в 1,5 раза больше, чем у древесины и сравнима с углем; При сжигании 2000 кг топливных гранул выделяется столько же тепловой энергии как и при сжигании: 3200 кг древесины, 957 м³ природного газа, 1000 л дизельного топлива, 1370 л мазута. Конструктивные особенности современных печей позволяют легко автоматизировать процесс получения необходимого количества тепловой энергии при использовании топливных гранул.

Очевидные достоинства топливных гранул делают этот вид топлива одним из самых востребованных в мире. Тонна пеллет продается в Европе по цене от 80 Евро и выше. Наибольшее распространение топливные гранулы получили в Дании, Швеции, Австрии, Германии, Японии, Норвегии и Финляндии. Ежегодный рост производства топливных гранул в Европе составляет около 30%. Дания уже обеспечивает половину всей вырабатываемой в стране энергии за счет биологического топлива.

Интерес к данному виду топлива начал расти и в России. В Северо-Западном регионе России за последние 3 года построено уже 12 заводов по производству топливных гранул, и строится еще 4. По материалам журнала «Биоэнергетика» на сегодняшний день в России около 30 действующих производителей топливных гранул и до 15 производителей топливных брикетов.

Пиролиз.

Древнейшей технологией преобразования одного вида топлива в другой с целью улучшения его энергетических характеристик является пиролиз. Пиролиз представляет собой процесс термохимической

обработки биомассы без доступа кислорода при относительно низких температурах – от 300 до 800 °С. В результате удаления летучей фракции получаем древесный уголь, который имеет энергетическую плотность в два раза выше в сравнении с исходным материалом и более высокую эффективную температуру сгорания. Энергетическая емкость древесного угля составляет 30 МДж/кг при объеме до 30-35 % от массы исходного сырья. Углистое вещество, полученное в процессе пиролиза, может использоваться в качестве топлива (в основном для бытового применения в каминах), а также для технологических нужд – в металлургической, электроугольной, фармакологической промышленности, для очистки воды и газов.

Современные технологии позволяют собирать газообразные и жидкие продукты пиролиза. Одним из наиболее полезных газообразных продуктов пиролиза является метан, представляющий собой топливо для производства электроэнергии с помощью высокоэффективных газовых турбин. Выход газообразного топлива может достигать до 70 % массы сухого сырья при высокотемпературном быстром пиролизе. Состав газа зависит от сырья и параметров процесса, а его энергетическая емкость достигает 15-22 МДж/нм³. Теплотворная способность повышается, если использовать газ пока он горячий и содержит относительно много смол. Такой газ обычно используется в самом процессе пиролиза для поддержания температуры процесса и сушки исходного сырья.

Жидкие продукты пиролиза вызывают большой интерес вследствие их высокой энергетической плотности и потенциальной возможности использования их в качестве жидкого топлива. «Пиротопливо», образующуюся в процессе пиролиза, близко по своему химическому составу к биомассе, но имеет большую теплоту сгорания (20-25 МДж/кг) и состоит из сложной смеси высокоокисленных углеводов с содержанием воды до 20% (мас.). Необработанное пиротопливо представляет собой густую черную смолянистую жидкость, выход которой может достигать до 80 % массы сухого сырья (при быстром низкотемпературном пиролизе). Пиротопливо может использоваться в качестве заменителя котельного топлива. Имеется опыт использования пиротоплива в газовых турбинах и дизельных двигателях [34].

В настоящее время традиционный пиролиз считается наиболее привлекательным видом технологии. Использование относительно низких температур означает, что в атмосферу попадает малое количество загрязнителей, по сравнению с прямым сжиганием. Это обстоятельство дает экологическое преимущество пиролизу при

переработке некоторых видов отходов. Предпринимаются попытки использования малых пиролизных установок для переработки отходов производства пластика и утилизации использованных автомобильных шин [12].

Газификация.

Технологически привлекательным способом использования биомассы является ее газификация с последующим непосредственным срабатыванием в котельных, газовых турбинах или двигателях внутреннего сгорания.

Технология газификации биомассы основана на сжигании древесины в условиях отсутствия или недостатка кислорода. Эта цель достигается в топочных устройствах, ограничивающих поступление воздуха извне, в результате чего сжигание происходит не полностью.

Под воздействием тепла разрываются химические связи в молекулах сложных углеводородов, содержащихся в древесине, в результате чего образуются метан, метиловый газ, водород, углекислый и угарный газы, древесный спирт, углерод, вода, а также многие малые добавки. Количество метана может достигать 75% [12].

Метан представляет собой простой углеводород, который имеет высокую теплотворную способность и может использоваться вместо природных ископаемых газов (природный газ или такие сжиженные газы, как пропан или бутан).

Метиловый газ может сжигаться непосредственно или после превращения в метанол, который представляет собой высококачественное синтетическое жидкое топливо, пригодное для сжигания в незначительно модифицированных двигателях внутреннего сгорания.

Богатый практический опыт использования технологии газификации древесины для производства топлива получен во время второй мировой войны, когда около миллиона автомобилей приводились в движение с помощью газификаторов на биомассе, а немецкие танки и даже самолеты заправлялись синтетическим топливом.

Газотурбинные электростанции с установками газификации биомассы имеют КПД 40-45%. Малое содержание серы облегчает очистку генераторного газа и делает эти установки более экономичными, чем электростанции, работающие на угле. Биомасса имеет превосходство перед углем также благодаря своей более высокой способности к реакции газификации, уголь газифицируется при высокой температуре в чистом кислороде, что требует использования установок для сжижения воздуха и получения кислорода. Биомасса

газифицируется при более низкой температуре, при этом теплота для поддержания процесса может быть передана через теплообменники от внешнего источника.

Анаэробное сбраживание.

Разложение органических веществ при отсутствии кислорода называется анаэробным сбраживанием. Анаэробное сбраживание, как и пиролиз, реализуется при отсутствии воздуха, однако в этом случае декомпозиция происходит под воздействием бактерий, а не высоких температур. Технология является универсальной и применима практически ко всем биологическим материалам, а ее эффективность возрастает в условиях высокой температуры и влажности.

Химические реакции, происходящие в процессе анаэробного сбраживания достаточно сложны: вначале сложные органические полимеры под действием природного сообщества разнообразных видов бактерий, разлагаются до более простых соединений - различных кислот и спиртов, затем органические кислоты преобразуются в метан, углекислый газ и воду. При этом остается инертный остаток, состав которого зависит от типа установки и исходного сырья.

Получаемый в процессе брожения биогаз содержит 60-70% метана, 30-40% двуокиси углерода, небольшое количество сероводорода, а также примеси водорода, аммиака и окислов азота. Биогаз представляет собой ценное топливо. Для его производства во многих странах строятся специальные метантенки, которые наполняются навозными стоками или сточными водами. Метантенки варьируются в размерах от одного кубического метра (в индивидуальных хозяйствах) до тысяч кубометров, используемых в больших коммерческих установках. Загрузка может быть постоянной или порционной, а процесс сбраживания может занимать от десяти дней до нескольких недель. В процессе деятельности бактерий образуется тепло, однако в условиях холодного климата необходим подвод дополнительного тепла для поддержания оптимальной температуры (по крайней мере, 35 °С). Источником тепла может быть биогаз. В предельном случае весь газ может быть использован для нагрева. Хотя в этом случае выход энергии в процессе будет нулевым, все равно его существование будет оправдано экономией ископаемого топлива, необходимого для переработки отходов. Хорошие биогазовые установки могут производить 200-400 м³ биогаза с содержанием метана от 50 до 75% из каждой тонны сухого органического вещества [12].

Остаток, образующийся в процессе получения биогаза, содержит значительное количество питательных веществ и может быть использован в качестве удобрения. Состав остатка, полученного при

анаэробной переработке животноводческих отходов, зависит от химического состава исходного сырья, загружаемого в реактор. В условиях, благоприятных для анаэробного сбраживания, обычно разлагается около 70% органических веществ, а 30% содержится в остатке [33].

Биотопливо.

Более 99 % топлива, который использует автотранспорт сегодня, произведено из нефти. Потребление топлива автотранспортом постоянно растет. И если в 2002 г. мировой пассажирский автопарк составлял 530 миллионов автомобилей, то ожидается, что к 2020 году по улицам мира будет ездить около миллиарда авто.

Рост числа автомобилей ведет к постоянному росту потребления нефти. Добыча нефти становится все более дорогой, а ее разведенные запасы стремительно сокращаются. Платой за активное использование нефти для человечества становятся постоянно растущие цены на автомобильное топливо и ухудшающаяся экологическая ситуация, во многом связанная с выбросом токсичных веществ от двигателей внутреннего сгорания.

Однако, в настоящее время существуют технологии, в том числе и коммерческие, производства альтернативных видов топлива, получаемых из биомассы. Наибольшее распространение сегодня получили два вида биотоплива: биоэтанол и биодизель.

Использование этанола и биодизеля в качестве топлива для заправки автомобильного транспорта, по сути, не является чем-то новым. Первый автомобиль Генри Форда был разработан для езды на этаноле. Таким же был и первый автомобиль с двигателем с искровым зажиганием, созданный немцем Николасом Оттом во второй половине 19 века. Дизельный автомобиль Рудольфа Дизеля использовал топливо, произведенное из арахисового масла. Во время Второй мировой войны, когда перебои с поставками нефти были частым явлением, США, Бразилия и многие страны Европы использовали этанол или газ, полученные путем газификации древесины. Тем не менее, в послевоенный период, когда нефть казалась такой дешевой, а ее объемы неисчерпаемыми, интерес к биотопливу пропал. Сегодня же ситуация на нефтяных рынках меняется. Цены на топливо, произведенное за счет ископаемых источников энергии, стремительно растут, вновь открывая, таким образом, дорогу для использования альтернативных видов топлива, в основном из биомассы [12].

Технология производства топливного биоэтанола аналогична технологии получения обычного пищевого спирта для производства алкогольных напитков. Так как при производстве топливного

биоэтанола не требуется тщательной очистки от сивушных масел, он производится укороченной дистилляцией, и био завод по производству этанола имеет всего две ректификационные колонны в отличие от завода пищевого спирта, где таких колон пять. Топливный биоэтанол почти не содержит воды, поэтому в технологии используется дополнительное обезвоживание при помощи молекулярных сит.

Этанол является спиртовым топливом, которое может использоваться для заправки двигателей внутреннего сгорания либо самостоятельно, либо в качестве добавки к бензину. Существует много видов доступного сырья, из которого можно производить спирт, например, кукуруза, картофель, свекла, сахарный тростник, пшеница и т.п.

Двигатели внутреннего сгорания, оптимизированные для работы на спирту, на 20% эффективнее двигателей, работающих на бензине. А двигатели, созданные специально для работы на спирту, могут быть эффективнее на 30%. Более того, существуют многочисленные экологические преимущества: уменьшение эмиссии свинца, CO₂, SO₂, частиц углеводородов и CO [12].

Мировым лидером по производству этанола является Бразилия. Более 600 заводов производят 16,5 миллиардов литров этанола в год. В Бразилии биоэтанол производится из сахарного тростника, который является идеальным сырьем для получения углеводорода (спирта) с помощью брожения. Одна тонна сахарного тростника содержит 145 кг сухого углеводорода (багассы) и 138 кг сахарозы (т.е. сахара). При производстве биоэтанола из сахарного тростника, полностью используется весь тростник, что позволяет вырабатывать 72 литра этанола из одной тонны тростника [35]

По данным Международного Энергетического Агентства (International Energy Agency), за четверть века производство этанола в мире выросло в 8 раз (с 4 368 млн. литров в 1980 году до 32 665 млн. - в 2004), причем особо заметный прирост был зарегистрирован в последние годы, с ростом цен на нефть.

Важным социальным аспектом развития технологий производства биотоплива является то, что сырьем для его получения являются сельскохозяйственные культуры. Россия обладает огромным потенциалом развития данного сектора экономики - площадь ее плодородных земель составляет более 1200 тыс. кв.км. В последние годы в России достигнуты заметные успехи в производстве зерновых культур, являющихся идеальным сырьем для производства биоэтанола.

Россия с 1 июля 2005 г. по 1 апреля 2006 г. экспортировала 10,5 млн. тонн зерна (увеличение на 4,2 млн. тонн по сравнению с

предшествующим годом). По прогнозу, обнародованному ранее Минсельхозом РФ, экспорт российского зерна в текущем сельхозгоду может составить 12 млн. тонн. Большая часть экспортированного зерна идет на корм для животных или как раз на производство биоэтанола в Европе. В январе 2007 г. глава Министерства сельского хозяйства РФ Алексей Гордеев признал, что на данный момент в России не используются 20 млн. гектаров продуктивной пашни. Это означает, что отечественное сельское хозяйство может легко поднять производство зерна на 20 млн. тонн, что достаточно для производства 7 млн. тонн биоэтанола [32].

Другим ценным видом биотоплива, получившим большое распространение в мире, является биодизель. Биодизель – это эфиры растительных масел или животных жиров, получаемые в результате химической реакции масла или жира с метиловым или этиловым спиртом. Продуктами реакции являются моноэфиры, известные как метиловые (этиловые) эфиры жирных кислот (биодизель) и глицерин (используется в производстве мыла и в фармакологии). Наиболее распространенное сырье для производства биодизеля в Европе – рапс, в США и Южной Америке – соя [32].

Технология получения биодизеля довольно проста и доступна в условиях любого предприятия или фермерского хозяйства, для его производства не требуется больших инвестиций, связанных с необходимостью строить крупные заводы.

Любое растительное масло – это смесь триглицеридов, т.е. эфиров, соединенных с молекулой глицерина трехатомным спиртом ($C_3H_8O_3$). Именно глицерин придает вязкость и плотность растительному маслу. Задача при приготовлении биодизеля – удалить глицерин, заместив его на спирт. Этот процесс называется трансэтерификацией. Из одной тонны растительного масла и 111 кг спирта (в присутствии 12 кг катализатора) получается приблизительно 970 кг (1100 л) биодизеля и 153 кг первичного глицерина [35].

Биодизель может использоваться в обычных двигателях внутреннего сгорания, как самостоятельно, так и в смеси с обычным дизтопливом, без внесения изменений в конструкцию двигателя. Важным достоинством биодизеля, наряду с несомненными экологическими преимуществами, являются его хорошие смазочные характеристики, в результате которых, как показывают испытания, достигается увеличение срока службы самого двигателя и топливного насоса в среднем на 60%.

Биодизельное топливо уже получило распространение во многих странах Европы и Америки. Мощности по производству биодизеля в

Европе достигли 6.0 млн тонн в 2006 году, при росте на 44 % по сравнению с 2005 годом. В Германии 100%-ый биодизель продают около 2000 заправок. На заправочных станциях по желанию владельца автомобиля возможно, заливать чистое биотопливо, либо его смеси с дизтопливом (от 5% до 35%), при этом биодизель продается по цене ниже, чем обычное дизельное топливо.

Перспективной сельскохозяйственной культурой для производства биодизеля в России является рапс. Рапс хорошо структурирует и улучшает почву, являясь отличной культурой для севооборота с пшеницей. В табл.4.8 приведена сравнительная характеристика потенциального выхода растительного масла с 1 га культуры в год.

Табл.4.8

Потенциальный выход масла с гектара в год	
Сельскохозяйственная культура	Потенциальный выход, литров масла с гектара в год
Зерновые	68,22
Соевые бобы	181,92
Подсолнечник	386,58
Рапс	481,33

О перспективности наращивания объемов производства биотоплива свидетельствует опыт Европы, где принята программа доведения доли биотоплива до 5,75% к 2010 г. (1,4% в 2005 г.). К этому времени потребление в Европе автомобильного топлива из возобновляемого сырья (биоэтанол и биодизель) вырастет с 7 млн. тонн до 15 млн. тонн, при этом инвестиции на строительство 40 новых заводов биодизеля и 60 заводов биоэтанола до 2010 г. составят по крайней мере \$4 млрд [32].

Современные технологии получения топлива и энергии из биомассы при надлежащем контроле являются надежными, чистыми, оказывают незначительное воздействие на воздух, почву и воду. Использование биомассы как возобновляемого топлива для производства электроэнергии и в транспорте не приводит к возрастанию CO_2 и SO_2 в атмосфере, увеличению парникового эффекта и глобальному изменению климата. Эмиссия NO_x может быть снижена при низких температурах сгорания и использовании современных технологий [36].

4.7. Вопросы для самопроверки

1. Какие технологические схемы имеют геоТЭС ?
2. Назовите основные типы геотермальных месторождений
3. В чем состоит отличие между одноконтурной и двухконтурной схемой геоТЭС ?
4. Для чего закачивают обратно в пласт воду, поступившую из геотермальных скважин ?
5. Какие проблемы сдерживают развитие геотермальной энергетики ?
6. Как устроена паротурбинная солнечная электростанция ?
7. Какого типа бывают концентраторы солнечного излучения ?
8. Какими способами можно аккумулировать солнечную энергию ?
9. Какой принцип действия у фотоэлектрического преобразователя ?
10. Какая вольтамперная характеристика у солнечного модуля ?
11. Какую технологическую схему имеют солнечные электростанции с фотоэлектрическими преобразователями ?
12. Для чего изменяют угол наклона солнечных батарей ?
13. Какие типы ветродвигателей применяются в ВЭУ ?
14. Как определяется мощность воздушного потока ?
15. Что означает коэффициент использования энергии ветра ?
16. От каких параметров зависит быстроходность ветрового колеса ?
17. Как определяется максимальная мощность, развиваемая ветроэнергетической установкой ?
18. Какие режимы работы и особенности имеют сетевые ВЭУ ?
19. Чем отличаются основные технологические схемы ВЭУ, работающих на энергосистему ?
20. Изобразите структурную схему автономной ВЭУ
21. В чем состоит особенность и достоинства ветро-дизельных энергетических комплексов ?
22. Какие существуют схемы создания напора воды в микроГЭС ?
23. Назовите типы гидротурбин, которые применяются в микроГЭС
24. В чем заключается принцип автобалластной стабилизации ?
25. Дайте сравнительную характеристику частотным и токовым системам управления автобалластной нагрузкой микроГЭС
26. Назовите возможные океанские источники энергии
27. Как устроена океаническая тепловая электростанция ?
28. Какие факторы сдерживают развитие ОТЭС ?
29. Как определяется механическая мощность океанических течений ?

30. Как определяется максимальная расчетная мощность приливной электростанции ?
31. Какой принцип действия лежит в основе приливной электростанции ?
32. Чему равна энергия волны ?
33. Назовите наиболее известные типы волновых преобразователей
34. Какие физические явления используются в электроустановках, работающих на перепаде солености ?
35. Назовите основные группы источников биомассы
36. Назовите достоинства и недостатки методов прямого сжигания биомассы
37. Для чего используют переработку лесных отходов ?
38. Что такое пиролиз, газификация, анаэробное сбраживание биомассы и для чего они применяются ?
39. Как получают биотопливо и где его используют ?

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Современная энергетика требует серьезного реформирования. Связано это с необходимостью замещения дорогих и истощающихся видов топлива и улучшения сложной экологической обстановки, во многом определяемой традиционными способами получения тепловой и электрической энергии.

Приоритетным направлением развития энергетики экономически развитых стран мира является в настоящее время освоение новых эффективных технологий производства энергии, базирующихся на альтернативных энергоносителях и экологически чистых технологиях. В этих условиях энергетика вынуждена осваивать нетрадиционные и возобновляемые источники энергии и совершенствовать технологии их практического применения.

Однако надо отдавать себе отчет в том, что возобновляемые источники энергии не могут сиюминутно заместить традиционные энергоносители. Для широкомасштабного практического использования возобновляемой энергетики необходимо преодолеть целый ряд серьезных проблем технического, экономического и политического характера. Возобновляемая энергетика должна не противостоять традиционной, а гармонично дополнять ее.

Соответственно, в современных условиях для реформирования энергетики необходимы специалисты, хорошо разбирающиеся как в вопросах традиционной, так и возобновляемой энергетики. Также

необходима разработка новых эффективных технологий преобразования энергии, удачно сочетающих основные достоинства традиционной и возобновляемой энергетики. Особое внимание следует обратить на возможность энергетического использования местных региональных ресурсов. Только комплексный многогранный подход позволит провести позитивные преобразования в современной энергетике и вывести ее на новый качественный уровень.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Основы современной энергетики: Курс лекций для менеджеров энергетических компаний. В двух частях. / Под общей редакцией чл.-корр. РАН Е.В. Аметистова, ISBN 5-7046-0889-2, <http://www.mpei-publishers.ru>, publish@mpei-publishers.ru,
2. А.Магомедов. Нетрадиционные возобновляемые источники энергии. Махачкала. Издательско-полиграфическое объединение «Юпитер», г.Махачкала. 1996. – 245 с.
3. Веников В.А., Путятин Е.В. Введение в специальность. Учеб. пособие для вузов. М.: Высш.шк., 1978, - 290 с.
4. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции. Учебник для вузов/ Под ред. Г.Я.Гиршфельда. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 328 с.
5. Герасимов А., Толмачев В., Уткин К.. Дизель-генераторные электростанции работа при переменной частоте вращения дизеля Новости электротехники. №4 (34). 2005. <http://news.elteh.ru/>
6. Курс общей химии: Учеб. для студ. энергет. спец. вузов / Э.И.Мингулина, Г.Н.Масленникова, Н.В.Коровин, Э.Л.Филиппов; Под ред. Н.В.Коровина. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 1990, - 446 с.
7. Россия: стратегия перехода к водородной энергетике / Б.Н. Кузык, Ю.В. Яковец; Авт. предисл.С.М. Миронов – М.: Институт экономических стратегий, 2007. – 400 стр.
8. Многоязычная общедоступная свободно распространяемая универсальная энциклопедия, <http://ru.wikipedia.org>
9. Э.Берман. Геотермальная энергия / Перевод с английского под ред. док.геол.-мин. Наук Б.Ф.Маврицкого. Изд-во «Мир», 1978. – 416 с.
10. В.Г.Лабеиш. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии: Учеб. пособие. – СПб.: СЗТУ. 2003 – 78 с.

11. О.С.Попель Эффективность применения солнечных водонагревателей в климатических условиях средней полосы России // <http://www.solarhome.ru/biblio/>
12. DIERET - дистанционный интернет курс «Технологии использования возобновляемых источников энергии», <http://www.ecomuseum.kz>
13. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов. Учеб. пособие для сред. проф. образования / Елена Александровна Конюхова. – 2-е изд., стер. – М. Издательский центр «Академия», 2004. – 320 с.
14. Рынок фотоэлектрических модулей 2006 // «Возобновляемая энергия» ежеквартальный информационный бюллетень, февраль 2006, с.13-16
15. С.Карабанов, Ю.Кухмистров. Фотоэлектрические системы. Перспективы. Состав. Параметры // Электронные компоненты, 2000, №5.
16. «Ваш Солнечный Дом», <http://www.solarhome.ru/solar/index.htm>
17. Перспективы мировой ветроэнергетики // GWEC, Greenpeace International, сентябрь 2006 г., www.gwec.net, www.greenpeace.ru
18. Ветроэнергетика. Руководство по применению ветроустановок малой и средней мощности / Электронная версия - <http://www.intersolar.ru/wind>.
19. Ветроэнергетика. Под ред. Д. де Рензо / М.Энергоатомиздат, 1982 – 270 с.
20. Двигатели внутреннего сгорания: Учеб. для вузов по спец. «Строительные дорожные машины и оборудование» / Хачиян А.С., Морозов К.А., Луканин В.Н. и др.; Под ред. Луканина В.Н. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.:Высш.шк., 1985, - 311 с., с илл.
21. Лукутин Б.В., Обухов С.Г., Шандарова Е.Б. Автономное электроснабжение от микрогидроэлектростанций. – Томск: STT, 2001 – 120 с.
22. Лукутин Б.В., Сипайлов Г.А. Использование механической энергии возобновляемых природных источников для электроснабжения автономных потребителей. Фрунзе.: Илим, 1987.- 135 с.
23. А.с. 1305429 (СССР). Микрогидроэлектростанция. Лукутин Б.В., Обухов С.Г. Опубл. в Б.И. Бюлл. № 17, 1987
24. Лукутин Б.В., Обухов С.Г. Выбор способа регулирования микрогидроэлектростанций с автобалластной нагрузкой. Гидротехническое строительство. - 1990, №7, с.33-35

25. Лукутин Б.В., Обухов С.Г., Яворский М.И.. Перспективы малой энергетики в Томской области // Ресурсы регионов России. – 2002. – № 4. – С.25–32.
26. Лукутин Б.В., Обухов С.Г. Микрогидроэлектростанция с автобалластной нагрузкой, регулируемой по частоте выходного напряжения. Электромеханика. - 1990. - № 6. - с. 111-119
27. Лукутин Б.В., Обухов С.Г., Шандарова Е.Б. Способы повышения качества выходного напряжения микрогидроэлектростанции с тиристорным автобалластом. Промышленная энергетика. - 2000, №8, с.49-52
28. Коробков В.А. Преобразование энергии океана. Ленинград «Судостроение», 1986, - 280 с.
29. Иллюстрированный справочник по возобновляемой энергетике / ИнтерСоларЦентр, <http://www.intersolar.ru/>
30. Минин В.А., Дмитриев Г.С. Перспективы освоения нетрадиционных и возобновляемых источников энергии на Кольском полуострове / Мурманск – 2007. Объединение Bellona, www.bellona.org
31. ООО «ЭкоЭнергия», <http://www.ecology-energy.ru/>
32. Алексей Аблаев. Биотопливо: мыслить за пределами нефтяной трубы // Российское экспертное обозрение. №1–2 2007. С.25-29, www.rusrev.ru
33. Обзор современных технологий использования биомассы // Интерсоларцентр, Москва, 2002, <http://www.intersolar.ru/>
34. Обзор современных технологий получения жидкого топлива из биомассы быстрым пиролизом, <http://www.sciteclibrary.ru/rus/catalog/pages/50.html>
35. Российская биотопливная ассоциация. // www.biotoplivo.ru
36. Стребков, Д. Энергетическое использование биомассы, <http://www.intersolar.ru/bulletin/3/strebkov.shtml>
37. Бойлс Д. Биоэнергия: технология, термодинамика, издержки / Пер. с англ. М.Ф.Пушкарева; Под ред. Е.А.Бирюковой. – М.:Агропромиздат, 1987, - 152 с.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	3
1. ОБЩИЕ ВОПРОСЫ ЭНЕРГЕТИКИ.....	4
1.1. Физические величины и единицы измерения в энергетике.....	4
1.2. Основные законы термодинамики.....	7
1.3. Энергетические показатели электростанций.....	15
1.4. Режимы работы энергосистем.....	16
1.5. Вопросы для самопроверки.....	19
2. ТРАДИЦИОННЫЕ СПОСОБЫ ПОЛУЧЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ.....	19
2.1. Конденсационные электрические станции.....	21
2.2. Теплоэлектроцентрали.....	24
2.3. Атомные электрические станции.....	26
2.4. Газотурбинные установки.....	28
2.5. Парогазовые установки.....	31
2.6. Гидроэлектростанции.....	33
2.7. Дизельные электростанции.....	35
2.8. Вопросы для самопроверки.....	39
3. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ СПОСОБЫ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ.....	40
3.1. Термоэлектрические генераторы.....	40
3.2. Магнитогидродинамические генераторы.....	43
3.3. Электрохимические способы преобразования энергии.....	46
3.4. Водородная энергетика.....	54
3.5. Вопросы для самопроверки.....	58
4. ПОЛУЧЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ.....	58
4.1. Геотермальная энергетика.....	58
4.2. Гелиоэнергетика.....	69
4.2.1. Солнечные тепловые электростанции.....	72
4.2.2. Фотоэлектрические преобразователи.....	79
4.3. Ветроэнергетика.....	88
4.3.1. Сетевые ВЭУ.....	94
4.3.2. Автономные ВЭУ.....	100
4.4. Микрогидроэнергетика.....	108
4.5. Энергия океана.....	117
4.6. Биоэнергетика.....	128
4.7. Вопросы для самопроверки.....	143
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	144
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	145
СОДЕРЖАНИЕ.....	148

Обухов Сергей Геннадьевич

СИСТЕМЫ ГЕНЕРИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ

Учебное пособие

Научный редактор
доктор технических наук,
профессор Б.В.Лукутин

Редактор

Дизайн обложки

Подписано к печати . Формат 60x 84/16. Бумага
«Классика».

Печать RISO. Усл. печ. л. . Уч.-изд. л. .
Заказ . Тираж 100 экз .

Томский политехнический
университет



Система менеджмента качества
Томского политехнического
университета сертифицирована
NATIONAL QUALITY ASSURANCE по стандарту
ISO 9001:2000



ИЗДАТЕЛЬСТВО  ТПУ. 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

