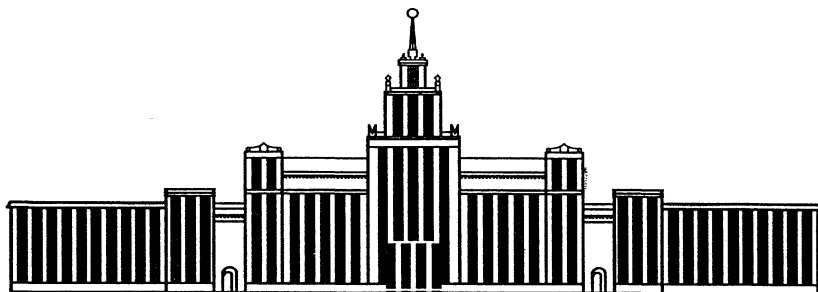

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

620.9(07)
Г82

А.И. Грибанов

НЕТРАДИЦИОННЫЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

Курс лекций

Челябинск
2013

Министерство образования и науки Российской Федерации
Южно-Уральский государственный университет
Кафедра «Промышленная теплоэнергетика»

620.9(07)
Г 82

А.И. Грибанов

**НЕТРАДИЦИОННЫЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ
ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ**

Курс лекций

Челябинск
Издательский центр ЮУрГУ
2013

УДК 620.9.004.18(075.8)
Г82

*Одобрено
учебно-методической комиссией энергетического факультета*

Рецензенты: В.В. Заболотный, Л.С. Катаевская

Грибанов, А.И.

Г82 Нетрадиционные возобновляемые источники энергии: курс лекций / А.И. Грибанов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2013. – 74 с.

В курсе лекций даны описание и характеристики основных возобновляемых источников энергии. Показаны проблемы их использования. Рассмотрена перспектива применения возобновляемых источников энергии в России.

Курс лекций предназначен для студентов направления «Теплоэнергетика и теплотехника», изучающих дисциплину «Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии», а также может быть использован в качестве дополнительной литературы для студентов, изучающих дисциплины «Основы современной энергетики», «Теплотехника», «Техническая термодинамика и теплопередача».

УДК 620.9.004.18(075.8)

© Издательский центр ЮУрГУ, 2013

ВВЕДЕНИЕ

Энергетические ресурсы делятся на невозобновляемые и возобновляемые. К невозобновляемым источникам энергии относятся уголь, нефть, газ, торф, уран, а к возобновляемым – солнечное излучение, энергия ветра, рек, водотоков, приливов и отливов, биомассы, геотермальная энергия, рассеянная тепловая энергия воздуха и воды.

Запасы невозобновляемых источников ограничены и конечны. По одним прогнозам угля хватит на 1500 лет, нефти – на 250, газа – 120 лет. По другим прогнозам нефть закончится через 40 лет, газ – через 80, уголь – через 400, уран – через 80...100 лет. Поэтому все большее количество стран уделяет и начинает уделять внимание решению проблемы энергосбережения с помощью возобновляемых источников энергии [1].

Возобновляемые источники энергии имеют существенные преимущества в области экологии. В настоящее время некоторые возобновляемые виды энергии стоят не больше энергии получаемой за счет органического топлива.

В 2000 г. в Японии главы восьми государств, включая Россию, рассматривали проблемы использования возобновляемых источников энергии. Была образована рабочая группа для выработки рекомендаций по развешиванию рынка этой энергетики.

Экономический потенциал возобновляемых источников энергии в мире составляет примерно 20 млрд. т. условного топлива в год. Это в два раза больше годового объема добычи всех видов органического топлива. По данным Международного Энергетического Агентства производство электроэнергии на базе нетрадиционных источников энергии в настоящее время составляет около 5 % ее общего производства. Предполагается, что к 2020 г. эта величина достигнет 13 %, а к 2060 – 33 %. Прогноз вклада возобновляемых источников энергии, по данным Мирового Энергетического агентства представлен в табл. 1 [1].

Таблица 1

Прогноз вклада возобновляемых энергоисточников
в общее энергопотребление, млн. т. нефтяного эквивалента

Виды ресурсов	Минимальный вариант		Максимальный вариант	
	млн. т	%	млн. т	%
Современная биомасса	243	45	561	42
Солнечная энергия	109	20	355	26
Ветровая, геотермальная, МГЭС, мусор	187	35	429	32
Всего:	539	100	1345	100
Доля общего первичного энергопотребления, %	3...4		8...12	

Большая часть потребностей энергии будет удовлетворяться за счет ветроустановок, солнечных элементов, малых гидростанций и использования биомассы. В некоторых районах мира можно использовать геотермальные источники тепла и энергию волн и приливов.

Экономически эффективный потенциал возобновляемых источников энергии России составляет свыше 270 млн. т условного топлива в год или более 25 % внутреннего годового потребления.

Большинство регионов страны, в том числе и проблемные, имеют значительные возобновляемые энергоресурсы.

В настоящее время в России работают несколько экспериментальных и опытнопромышленных электростанций использующих возобновляемые энергоресурсы, около 300 малых ГЭС, десятки небольших солнечных и ветровых установок, общий вклад которых в энергобаланс страны не превышает 0,1 %.

Поэтому требуется более активно развивать энергетику на базе возобновляемых источников энергии. В России децентрализованное энергоснабжение охватывает более 70 % территории. На ней постоянно проживает более 10 млн. человек. В эти регионы с большими трудностями завозится топливо, на доставку которого тратятся огромные средства.

Кроме того причинами развития энергетики на базе возобновляемых источников являются:

- возможность обеспечить энергией отдаленные и труднодоступные районы страны с меньшими затратами;
- необходимость сокращения объемов строительства линий электропередач;
- оптимизация графиков загрузки оборудования существующих электростанций;
- снижение вредных выбросов в окружающую среду при производстве электроэнергии;
- снижение доли невозобновляемых энергоресурсов на выработку электроэнергии и использование их как сырья в химической и других отраслях промышленности;
- сохранение невозобновляемых энергоресурсов для будущих поколений;
- обеспечение энергетической безопасности страны.

Поэтому ускоренное развитие энергетики на базе возобновляемых источников энергии может стать важным экономическим и социально-политическим стабилизирующим фактором [1].

1. ПРОБЛЕМЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

Потребности в энергии не постоянны во времени. В электроэнергии потребность максимальна в утренние и вечерние часы и минимальна в ноч-

ное время. Традиционные тепловые электростанции, регулируя расход топлива, могут подстраиваться под колебания спроса на энергию. При использовании возобновляемых источников энергии колеблется не только спрос на энергию, но и мощность этих источников. Поэтому необходимо учитывать оба этих фактора.

Важным показателем является качество источников энергии. Это доля энергии источника, которая может быть превращена в механическую работу. Электроэнергия имеет высокое качество, так как с помощью электродвигателя можно более 95 % этой энергии превратить в работу.

Качество тепловой энергии, получаемой при сжигании органического топлива на тепловых электростанциях, довольно низкое. Только около 30 % теплоты сгорания топлива превращается в механическую работу. По этому признаку возобновляемые источники энергии можно разделить на три группы.

1. Источники механической энергии. Например, гидравлические, ветровые, волновые и приливные. Они имеют высокое качество и используются для производства электроэнергии. Качество ветровой энергии – 30 %, гидроэнергии – 60 %, волновой и приливной – 75 %.

2. Тепловые возобновляемые источники энергии. Например, биотопливо и тепловая солнечная энергия. Для таких источников доля тепла, которая может быть превращена в механическую работу, определяется вторым законом термодинамики. На практике превратить в работу удастся меньшее количество тепла. Для современных паровых турбин качество тепловой энергии не превышает 35 %.

3. Источники энергии на основе фотонных процессов. К ним относятся источники использующие фотосинтез и фотоэлектрические явления. Солнечное излучение определенной частоты с помощью фотоэлектрических преобразователей можно превратить с высокой эффективностью в механическую работу. Но добиться высокой эффективности преобразования энергии во всем спектре солнечного излучения очень сложно. КПД фотопреобразователей равный 15 % считается довольно хорошим.

Возобновляемые и невозобновляемые источники энергии очень сильно отличаются начальной плотностью потоков энергии. Возобновляемые источники имеют начальную плотность порядка 1 кВт/м^2 , а невозобновляемые – на несколько порядков выше.

Так, тепловая нагрузка в трубах паровых котлов – порядка 100 кВт/м^2 , а в теплообменниках ядерных реакторов – несколько МВт/м^2 .

Поэтому невозобновляемые источники энергии эффективны при большой единичной мощности установки, но распределение энергии среди потребителей связано с большими затратами. Возобновляемые источники энергии эффективнее при небольшой единичной мощности, но большие затраты требуются для повышения мощности за счет объединения этих установок в единую энергосистему.

Ни один из возобновляемых источников энергии не является универсальным и не может быть использован в любой ситуации. Использование конкретного возобновляемого источника зависит от природных условий и потребностей в энергии. Поэтому для эффективного планирования энергетики на возобновляемых ресурсах необходимы: систематическое исследование окружающей среды; изучение потребностей конкретного района в энергии для промышленного и сельскохозяйственного производства, а также для бытовых нужд. Чтобы выбрать наиболее экономичный источник энергии, нужно знать структуру потребителей энергии. Следовательно, невозможно предложить простой и универсальный метод планирования энергетики на возобновляемых источниках ни в международном масштабе, ни в рамках одной страны [2].

2. СОЛНЕЧНАЯ ЭНЕРГИЯ

Солнце – гигантское светило, имеющее диаметр 1392 тыс.км. Его масса ($2 \cdot 10^{30}$ кг) в 333 тыс. раз превышает массу Земли, а объем в 1,3 млн. раз больше объема Земли.

Солнечное излучение это результат реакций синтеза ядер легких элементов (дейтерий, тритий, гелий) в недрах Солнца. При этом освобождается энергия, пропорциональная по уравнению Эйнштейна дефекту массы ΔM

$$E = \Delta M c^2, \quad (2.1)$$

где, $c \approx 3 \cdot 10^8$ м/с – скорость света.

Естественный баланс энергии солнечного излучения для Земли определяется условиями взаимодействия с приходящим излучением $Q_{\text{лс}}$ каждого из компонентов окружающей среды – их отражательной $Q_{\text{отр}}$, поглощающей $Q_{\text{погл}}$ и пропускной $Q_{\text{пр}}$ способности.

Для каждого из компонентов

$$Q_{\text{лс}} = Q_{\text{погл}} + Q_{\text{отр}} + Q_{\text{пр}} \quad (2.2)$$

или

$$\frac{Q_{\text{погл}}}{Q_{\text{лс}}} + \frac{Q_{\text{отр}}}{Q_{\text{лс}}} + \frac{Q_{\text{пр}}}{Q_{\text{лс}}} = 1 \quad (2.3)$$

или для планеты в целом

$$\frac{\sum Q_{\text{погл}}}{\sum Q_{\text{лс}}} + \frac{\sum Q_{\text{отр}}}{\sum Q_{\text{лс}}} + \frac{\sum Q_{\text{пр}}}{\sum Q_{\text{лс}}} = 1 \quad (2.4)$$

где $\sum Q_{\text{лс}} = 1,572 \cdot 10^8$ кВт·ч/год.

Локальные значения энергии приходящего солнечного излучения к поверхности лито- или гидросферы определяются совокупностью всех действующих факторов. Эти значения существенно зависят от ориентации поверхности к Солнцу (освещенности), высоты над уровнем моря, облачно-

сти, влажности, а также ряда других естественных и антропогенных воздействий на атмосферу.

Для средних широт изменение плотности потока солнечного излучения составляет от 0 до 200...300 Вт/м² зимой и до 800 Вт/м² летом. Среднегодовое поступление солнечной энергии на горизонтальную поверхность лито- или гидросферы изменяется от 1400 до 2200 кВт·ч/м². При этом среднесуточное значение в средних широтах изменяется от 5...7 кВт·ч/м² до 0,5 кВт·ч/м², а в полярных районах – от 2...3 кВт·ч/м² почти до нуля.

Поступление солнечного излучения на Землю определяется вращением Земли вокруг собственной оси (суточная нестабильность), движением Земли по орбите вокруг Солнца (годовая нестабильность), а также происходящими на Солнце процессами – периодическими и непериодическими циклами солнечной активности. Непериодические возмущения на Солнце сопровождаются резким изменением интенсивности какого-либо вида излучения [3].

Энергетика, основанная на использовании солнечного излучения, имеет высокие потенциальные возможности. Использование 0,0125 % солнечной энергии падающей на Землю может обеспечить все потребности мировой энергетики, а использование 0,5 % – покрыть эти потребности с учетом перспективы.

Но использовать солнечную энергию в больших масштабах практически невозможно. Это, прежде всего, связано с низкой плотностью солнечного излучения, а также нерегулярностью поступления энергии и зависимости ее у поверхности Земли от закономерных и случайных факторов.

Установка для прямого использования солнечной энергии должна иметь собирающее устройство с достаточной поверхностью. Следовательно, преобразование солнечной энергии в больших количествах потребует огромные поверхности приемников солнечного излучения.

Солнечная энергетика относится к наиболее материалоемким видам производства энергии. Крупномасштабное использование солнечной энергии связано с гигантским увеличением потребности в материалах, что требует увеличения трудовых ресурсов. Пока получение электроэнергии на основе солнечной энергии очень дорого. Но исследования, проводимые на опытных установках и солнечных электростанциях, помогут решить не только технические, но и экономические проблемы.

Преобразование солнечного излучения в электрическую энергию возможно двумя способами:

- 1) использовать солнечную энергию как источник тепла для выработки электроэнергии (например, с помощью турбогенераторов);
- 2) непосредственно преобразовывать солнечную энергию в электрический ток в солнечных элементах (фотоэлектрическое преобразование).

Реализации этих способов представляет определенную техническую сложность. Гораздо проще преобразовать солнечную энергию в тепловую и использовать ее для отопления и горячего водоснабжения, а также в различных технологических процессах.

2.1. Преобразование солнечной энергии в тепловую

Для эффективного преобразования солнечной энергии в тепловую используют солнечные коллекторы. Все солнечные коллекторы имеют общую деталь – поверхностный или объемный поглотитель тепла. Тепло может отводиться из коллектора или аккумулироваться в нем. Коллекторы первого типа называют проточными, второго типа – с тепловым аккумулятором.

По виду теплоносителя коллекторы делятся на жидкостные и воздушные. Температура нагрева теплоносителя пропорциональна интенсивности солнечного излучения и обратно пропорциональна потерям тепла в окружающую среду.

Простейшим открытым солнечным коллектором с тепловым аккумулятором является открытый резервуар с водой, установленный на поверхности земли или изолированный от нее. Такие аккумуляторы применяют для нагрева больших объемов воды до температуры ниже 100 °С.

Более широкое распространение получили плоские проточные коллекторы (рис. 2.1).

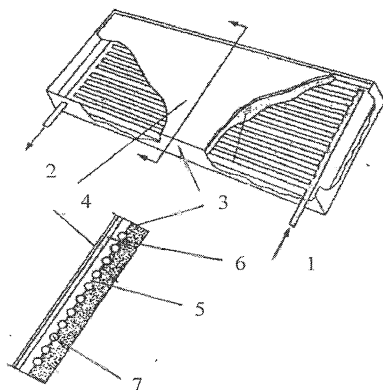


Рис. 2.1. Плоский солнечный коллектор: 1 – вход теплоносителя; 2 – выход теплоносителя; 3 – корпус коллектора; 4 – стеклянное покрытие; 5 – лучепоглощающая панель; 6 – второй слой стекла; 7 – теплоизоляция

Основным элементом коллектора является лучепоглощающая панель, имеющая хороший контакт с рядом труб или каналов по которым движется теплоноситель. Для более эффективного поглощения солнечных лучей поверхность панели окрашивают в черный цвет или наносят специальное поглощающее покрытие. Лучепоглощающая панель изготавливается из стали, меди или алюминия. Корпус коллектора служит для размещения всех частей коллектора и защиты их от атмосферного воздействия. Он изготавливается из стали, алюминия, стеклопластика, пластмассы. Для снижения потерь в окружающую среду нижняя часть панели покрывается теплоизоляцией. Над панелью располагается стеклянное покрытие толщиной 3...4 мм. Вместо стекла могут быть использованы прозрачные материалы из пластмассы [4].

Конструкции поглощающих панелей коллекторов показаны на рис 2.2.

Поглощающая панель должна обладать следующими основными свойствами: коррозионной стойкостью к теплоносителю; небольшой массой; хорошим контактом между листом и трубами; технологичностью при изготовлении.

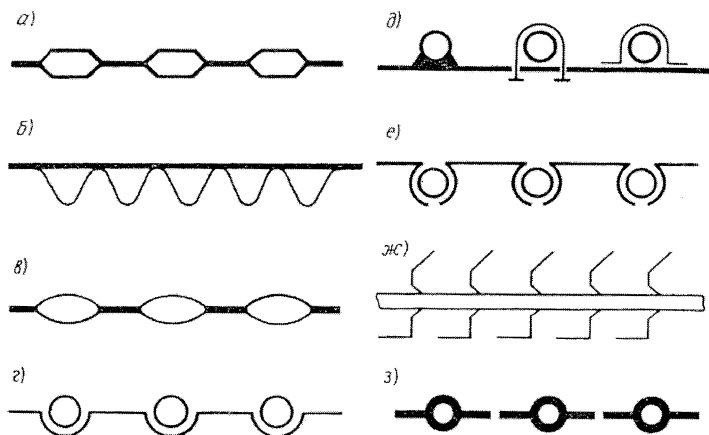


Рис. 2.2. Конструкции поглощающих панелей коллекторов (поперечное сечение): а – стандартный панельный отопительный радиатор; б – панель из двух оцинкованных стальных листов – гофрированного и плоского; в – прокатно-сварная алюминиевая панель; г – регистр из труб с прикрепленным к ним листом; д – способы соединения металлического листа и трубы; е – регистр из труб с распирающими металлическими пластинами; жс – регистр из труб с поперечными ребрами; з – регистр из труб с продольными ребрами

В последнее время поверхность панелей стали оснащать селективно-поглощающими пленками. Благодаря этому повышается КПД коллектора.

Теплопроизводительность коллектора q_k в расчете на единицу площади тепловоспринимающей поверхности можно определить как разность поглощенного солнечного излучения и потерь тепла в окружающую среду:

$$q_k = f^I \eta_0 q - f^I k (t_{ж} - t_0), \quad (2.1)$$

где q – поверхностная плотность солнечного излучения в плоскости коллектора; f^I – коэффициент эффективности; η_0 – оптический КПД, практически равный произведению пропускательной способности стекла τ_s на поглощающую способность α_s поглощающей панели в солнечном спектре; k – коэффициент теплопередачи от теплоносителя в окружающую среду; $t_{ж}$ – средняя температура теплоносителя в коллекторе; t_0 – температура наружного воздуха.

Коэффициент эффективности f^I характеризует степень неравномерности температурного поля в поперечном сечении панели, он зависит от конструкции панели. Если коэффициент теплопроводности материала листовой части панели $\lambda \rightarrow \infty$, термическое сопротивление контакта между листом и трубой $R_k \rightarrow 0$ и коэффициент теплоотдачи от стенки трубы к теплоносителю $\alpha \rightarrow \infty$, f^I принимает максимальное значение равное единице. В хорошо спроектированном коллекторе коэффициент f^I составляет 0,92...0,99, а максимальное значение $\eta_0 = \tau_s \cdot \alpha_s$ равно 1. На практике оптический КПД η_0 при одинарном остеклении не превосходит 0,8. Коэффициент теплопередачи k зависит от скорости ветра, числа стекол, расстояния между ними, расстояния между внутренним стеклом и панелью, степени черноты поглощающей панели.

В сухом коллекторе при отсутствии циркуляции теплоносителя температура внутри коллектора может превышать 100 °С. Если в коллекторе циркулирует вода, то в зависимости от скорости циркуляции и интенсивности солнечного излучения, ее температура составляет 40...80 °С. Переход от одинарного остекления к двойному приводит к уменьшению тепловых потерь, но при этом уменьшается плотность потока излучения.

Плоские стационарные коллекторы устанавливают на крыше здания под углом, примерно равным широте данной местности. При таком угле наклона лучи солнца падают почти вертикально к поверхности коллектора. Коллекторы можно включить в систему теплоснабжения зданий.

Поток солнечной энергии меняется в течении суток от нуля, в ночное время, до максимального значения в полдень. Он также зависит от времени года. Чтобы иметь тепло в нужном количестве в данный момент времени, необходимо часть солнечной энергии накапливать в тепловом аккумуляторе. Тепловые аккумуляторы можно разделить на:

1) аккумуляторы емкостного типа, в которых используется теплоемкость нагреваемого (охлаждаемого) материала без изменения его агрегатного состояния (вода, водные растворы солей, камень, галька и др.);

2) аккумуляторы фазового перехода вещества, в которых используется теплота плавления (затвердевания) веществ;

3) аккумуляторы энергии, основанные на выделении и поглощении теплоты при обратимых химических и фотохимических реакциях.

В настоящее время в мире эксплуатируется более 5 млн. солнечных водонагревательных установок. Они используются как в индивидуальных жилых домах, так и в централизованных системах горячего водоснабжения жилых и общественных зданий. В районах, где солнце светит более 1800 часов в год солнечную энергию можно использовать для теплоснабжения зданий.

По принципу действия солнечные водонагревательные установки делятся на установки с естественной и принудительной циркуляцией теплоносителя (рис. 2.3).

Установки с естественной циркуляцией работают без насоса и не потребляют электроэнергии. Циркуляция возникает за счет разности плотностей холодной и горячей воды в подъемных и опускных трубах. Условием эффективной работы такой установки является тепловая изоляция всех нагретых поверхностей. Это прежде всего бак – аккумулятор, подъемные и опускные трубы, патрубок для отвода воды.

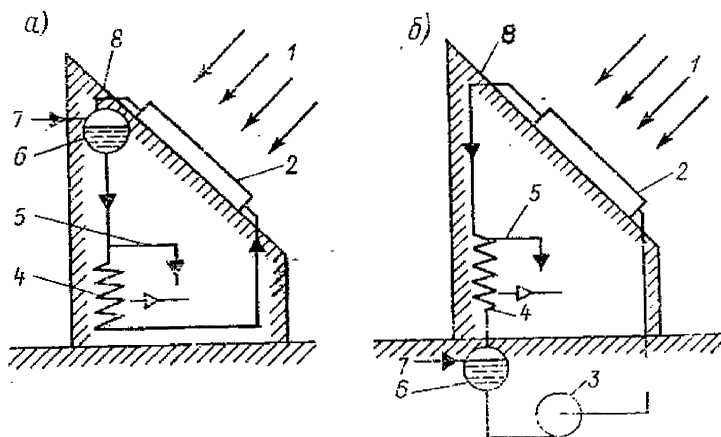


Рис. 2.3 Схемы солнечных водонагревателей: а – с естественной циркуляцией; б – с принудительной циркуляцией; 1 – солнечное излучение; 2 – приемник излучения (коллектор); 3 – питательный насос; 4 – нагреватель; 5 – трубопровод горячего водоснабжения; 6 – бак; 7 – трубопровод подпитки воды; 8 – крыша

При холодном климате в солнечном коллекторе необходимо использовать незамерзающий теплоноситель (смесь воды с этилен- или пропиленгликолем, глизантин и др.).

Солнечные водонагревательные установки с естественной циркуляцией являются саморегулирующими системами. Расход теплоносителя определяется интенсивностью солнечного излучения, а также теплотехническими и гидравлическими характеристиками солнечного коллектора, бака-аккумулятора и соединительных трубопроводов.

Установки с принудительной циркуляцией теплоносителя обычно используют для горячего водоснабжения крупных объектов. Они включают в себя большое количество солнечных коллекторов, имеют большую теплопроизводительность, но имеют более сложную конструкцию.

Солнечные водонагреватели можно использовать в качестве первой ступени для предварительного подогрева воды в обычных системах горячего водоснабжения. В качестве дополнительного источника энергии можно использовать электронагреватель или топливный котел.

Солнечную энергию можно использовать для теплоснабжения зданий. Различают активные и пассивные системы солнечного теплоснабжения зданий.

Пассивные системы являются частью самого здания. Оно должно проектироваться таким образом, чтобы наиболее эффективно использовать солнечную энергию для отопления. Прямое улавливание солнечной энергии наиболее полно может осуществляться при соблюдении следующих условий:

1) оптимальная ориентация дома – вдоль оси восток-запад или с отклонением до 30° от этой оси;

2) на южной стороне располагается 50...70 % всех окон, а на северной – не более 10 %, причем южные окна должны иметь двухслойное остекление, а северные – трехслойное;

3) здание должно иметь улучшенную тепловую изоляцию и низкие теплотери из-за инфильтрации наружного воздуха;

4) внутренняя планировка здания должна обеспечить расположение жилых комнат с южной стороны, а вспомогательных помещений – с северной;

5) должна быть достаточная теплоаккумулирующая способность внутренних стен и пола;

6) в летний период для предотвращения перегрева помещений над окнами должны быть предусмотрены козырьки. На рис. 2.4 показана система солнечного отопления здания.

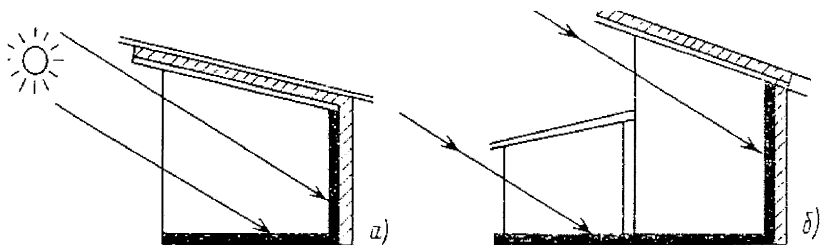


Рис. 2.4. Пассивный солнечный нагреватель: основная система (а) и окно в фойере (б) для прямого нагрева задней стенки здания. Стрелками указано, где использованы массивные, окрашенные в черный цвет поверхности с усиленной теплоизоляцией для поглощения и накопления солнечного тепла

Если строить здание с накопительной стенкой с солнечной стороны, то можно получить больший и лучше контролируемый приход тепла. На рис. 2.5 показана стена, представляющая бетонную плиту толщиной 30 см с внешним стеклянным покрытием и щелями сверху и внизу. Зимой система работает как встроенный воздушный нагреватель с тепловой циркуляцией воздуха. Летом такую стену может затенять козырек крыши, или по дому можно пропускать холодный воздух с теневой стороны [5].

Активная система солнечного отопления включает в себя солнечные коллекторы, аккумулятор теплоты, дополнительный (резервный) источник энергии, теплообменники для передачи теплоты из коллекторов в аккумулятор, а затем потребителям, насосы и вентиляторы, трубопроводы с арматурой и устройства для автоматического управления работой системы. Солнечные коллекторы устанавливаются на крыше здания, а остальное оборудование размещается в подвале.

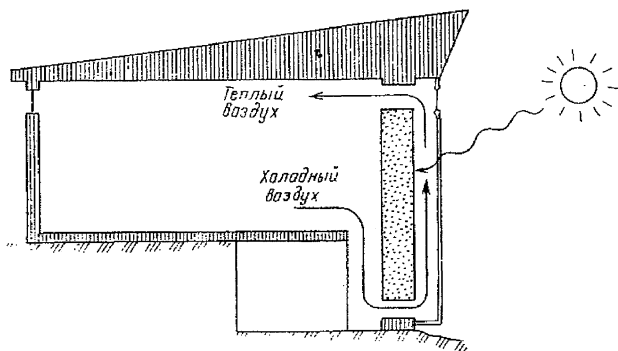


Рис. 2.5. Принцип действия накопительной стенки Tromble-Michel зимой

Активные и пассивные системы солнечного отопления имеют свои преимущества и недостатки. Активные системы легко интегрируются со зданием, обладают возможностью автоматического управления и снижения тепловых потерь. Но при эксплуатации активных систем солнечного отопления возникают проблемы связанные с недостаточно надежной работой оборудования. Пассивные системы просты, надежны в работе и недороги. Но они также имеют недостатки, прежде всего связанные с поддержанием необходимого температурного режима в помещениях. Использование гибридных систем солнечного отопления дает возможность объединить достоинства активных и пассивных систем и повысить их эффективность [6].

Во многих странах широкое распространение получают солнечные холодильные установки. Тепло, необходимо для работы абсорбционных холодильников может быть получено от солнечных нагревательных систем. Важным преимуществом абсорбционных холодильных установок является высокая аккумулирующая способность, что компенсирует неравномерность поступления солнечного излучения. Существует большое количество холодильников, использующих солнечную энергию, в том числе и такие, которые могут работать 24 часа в сутки.

Солнечные водоопреснительные установки являются одним из важных направлений по использованию солнечной энергии. Простейший солнечный опреснитель представляет собой плоский приемник солнечного излучения испаряющий солоноватую или загрязненную воду. При испарении пар не выносит примесей. Конденсирующая жидкость стекает по наклонной плоскости в сборник воды.

Существует более сложные промышленные установки. Схема солнечной водоопреснительной установки с испарительной и конденсационной камерами представлена на рис. 2.6.

Конденсатором пресной воды служит теплоизолированный теплообменник 5, являющийся испарительной камерой фреона – рабочего тела теплового насоса.

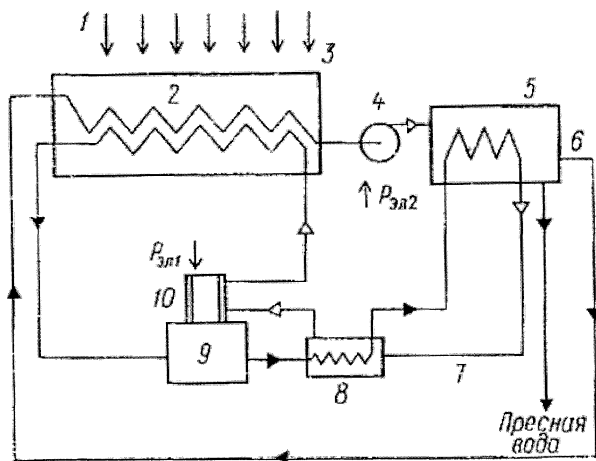


Рис. 2.6. Схема солнечной теплонасосной опреснительной установки: 1 – солнечное излучение; 2 – конденсаторная камера; 3 – прозрачная поверхность; 4 – вентилятор паровоздушной смеси; 5 – испарительная камера; 6 – циркуляционный трубопровод; 7 – выход пара фреона; 8 – фреоновый теплообменник; 9 – бак для жидкого фреона; 10 – компрессор фреоновых пара

Вентилятором 4 создается непрерывная циркуляция по трубопроводу 6 паровоздушной смеси, образующейся в конденсаторной камере 2 за счет солнечного излучения, проникающего через прозрачную поверхность 3. Теплота конденсации фреона также передается испаряющейся соленой воде. КПД такой установки составляет около 58 % [3].

2.2. Фотоэлектрическое преобразование солнечного излучения

Фотоэлектрический метод преобразования солнечной энергии в электрическую основан на явлении фотоэлектрического эффекта – освобождения электронов проводимости в приемнике излучения под действием квантов солнечного излучения.

Этот эффект используется в полупроводниковых материалах, в которых энергия квантов излучения $h\nu$ создает, например, на p - n -переходе фототок

$$I_{\phi} = eN_e, \quad (2.2)$$

где N_e – число электронов, создающих на переходе разность потенциалов, вследствие чего на переходе в обратном направлении потечет ток утечки I , равный фототоку, который является постоянным.

Потери энергии при фотоэлектрическом преобразовании обусловлены неполным использованием фотонов, а также рассеянием, сопротивлением и рекомбинацией уже возникших электронов проводимости [3].

Наиболее распространенным из выпускаемых промышленностью солнечных элементов (фотоэлементов) является пластинчатые кремниевые элементы. Существуют также и другие типы и конструкции, которые разрабатываются для повышения эффективности и снижения стоимости солнечных элементов.

Толщина солнечного элемента зависит от его способности поглощать солнечное излучение. Такие полупроводниковые материалы, как кремний, арсенид галлия и др. используются потому, что они начинают поглощать солнечное излучение с достаточно большой длиной волны, и могут преобразовывать в электричество его значительную долю. Поглощение солнечного излучения различными полупроводниковыми материалами достигает наибольшей величины при толщине пластин от 100 до 1 мкм и менее.

Уменьшение толщины солнечных элемента позволяет значительно снизить расход материалов и стоимость их изготовления.

Различия в поглощательной способности полупроводниковых материалов объясняется различиями в их атомном строении.

Эффективность преобразования солнечной энергии в электрическую не высока. Для кремневых элементов не более 12...14 %.

Чтобы повысить КПД солнечных элементов применяются просветляющие покрытия лицевой стороны солнечного элемента. В результате увеличивается доля проходящего солнечного излучения. У элементов без покрытия потери на отражение достигают 30 %.

В последнее время для изготовления солнечных элементов стали использовать ряд новых материалов. Одним из них является аморфный кремний, который в отличие от кристаллического не имеет регулярной структуры. Для аморфной структуры вероятность поглощения фотона и перехода в зону проводимости больше. Следовательно, он имеет большую поглощательную способность. Также находит применение арсенид галлия (GaAs). Теоретическая эффективность элементов на основе GaAs может достигнуть 25 %, реальные элементы имеют КПД около 16 %.

Развивается технология тонкопленочных солнечных элементов. Несмотря на то, что КПД этих элементов в лабораторных условиях не превышает 16 %, они имеют более низкую стоимость. Это особенно ценно для снижения себестоимости и расхода материала в массовом производстве. В США и Японии изготавливают тонкопленочные элементы на аморфном кремнии площадью 0,1 ... 0,4 м² с КПД 8...9 %. Наиболее распространенным тонкопленочным фотоэлементом является элементы на основе сульфида кадмия (CdS) с КПД 10 %.

Другим достижением в технологии тонкопленочных солнечных элементов стало получение многослойных элементов. Они позволяют охватить большую часть спектра солнечного излучения.

Активный материал солнечного элемента стоит довольно дорого. Для более эффективного использования солнечное излучение собирают на поверхности солнечного элемента с помощью концентрирующих систем (рис. 2.7).

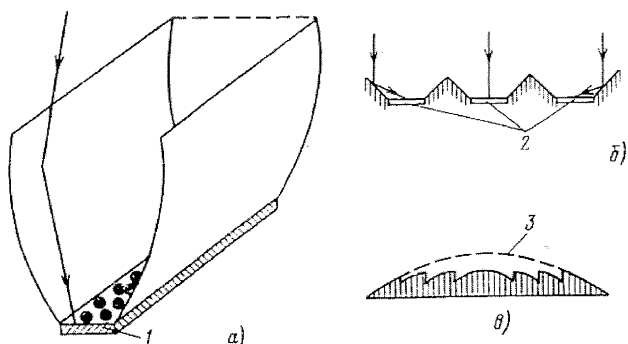


Рис. 2.7. Схемы некоторых концентрирующих систем: линейный параболический отражатель (а) может быть изготовлен в виде твердого блока из прозрачного пластика; боковые отражатели (б); линзы Френеля (в); 1 – элементы; 2 – модули; 3 – поверхность эквивалентной выпуклой линзы

При увеличении радиационного потока характеристики элемента не ухудшаются, если его температура поддерживается на уровне температуры окружающего воздуха с помощью активного или пассивного охлаждения.

Существует большое количество концентрирующих систем, основанных на линзах (обычно плоских линзах Френеля), зеркалах, призмах полного внутреннего отражения и т.д. Если происходит сильно неравномерная облученность фотоэлементов или модулей, это может привести к разрушению солнечного элемента.

Использование концентрирующих систем позволяет снизить стоимость солнечных электростанций, так как концентрирующие элементы дешевле солнечных элементов [2].

По мере снижения цены на солнечные элементы, появилась возможность сооружения крупных фотоэлектрических установок. К 1984 г. было построено 14 относительно крупных солнечных электростанций мощностью от 200 кВт до 7 МВт в США, Италии, Японии, Саудовской Аравии и Германии.

Солнечная фотоэлектрическая установка имеет ряд достоинств. Она использует чистый и неиссякаемый источник энергии, не имеет движу-

щихся частей и поэтому не требует постоянного контроля со стороны обслуживающего персонала. Солнечные элементы можно производить массовыми сериями, что приведет к снижению их стоимости.

Солнечные батареи собираются из солнечных модулей. При этом существует большой выбор типов и размеров этих устройств с одинаковой эффективностью преобразования энергии и одинаковой технологией производства.

Так как поступление солнечной энергии периодически, фотоэлектрические системы наиболее рационально включать в гибридные электростанции, использующие и солнечную энергию, и природный газ. На этих станциях может найти применение новое поколение газовых турбин. Гибридные маломощные электростанции, состоящие из фотоэлектрических панелей и дизельных генераторов, уже является надежными поставщиками энергии.

2.3. Термодинамическое преобразование солнечного излучения

Методы термодинамического преобразования солнечной энергии в электрическую основаны на циклах тепловых двигателей. Солнечная энергия преобразовывается в электрическую на солнечных электростанциях (СЭС), которые имеют оборудование предназначенное для улавливания солнечной энергии и ее последовательного преобразования в теплоту и электроэнергию. Для эффективной работы СЭС требуются аккумулятор теплоты и система автоматического управления.

Улавливание и преобразование солнечной энергии происходит с помощью оптической системы отражателей (гелиостатов) и приемника сконцентрированной солнечной энергии, которая используется для получения водяного пара или нагрева газообразного или жидкометаллического теплоносителя (рабочего тела).

Возможны две схемы термодинамического преобразования солнечной энергии. В первой схеме теплоноситель нагревается в приемнике и передает тепло в аккумулятор. Рабочее тело нагревается от аккумулятора, который сглаживает изменения в поступлении солнечной энергии. Во второй схеме рабочее тело нагревается в приемнике, а зарядка аккумулятора производится путем отвода части рабочего тела.

В настоящее время в основном строятся солнечные тепловые электростанции двух типов: башенного и распределенного (модульного). В башенных СЭС используются центральный приемник с полем гелиостатов, обеспечивающим высокую концентрацию солнечного излучения (рис. 2.8).

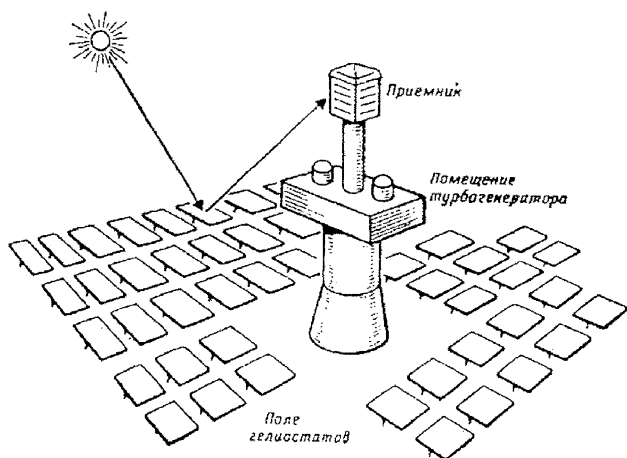


Рис. 2.8. Схема устройства солнечной станции башенного типа

Концентраторы солнечного излучения имеют различную форму (рис. 2.9). Небольшую степень концентрации (порядка 100) можно получить при использовании отражающих поверхностей, концентрирующих энергию при любом направлении прихода солнечных лучей. В этом случае слежение за Солнцем происходит с помощью упрощенной системы управления. Такими устройствами являются параболические отражатели, ось которых горизонтальна или перпендикулярна плоскости движения Солнца.

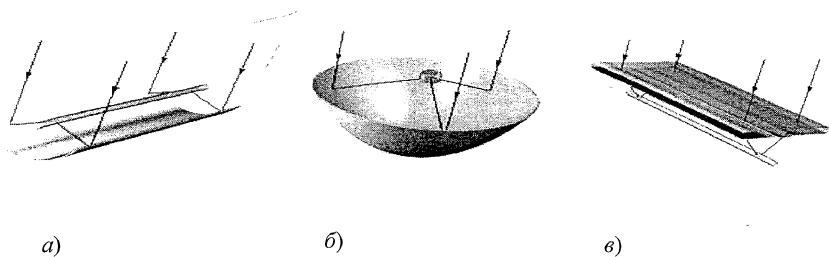


Рис. 2.9. Формы концентрации солнечной энергии: а – цилиндрический параболический; б – параболический вращения; в – плоско-линейная линза Френеля

Управление такой установкой осуществляется в соответствии с изменениями положения Солнца на небосводе в течение дня. Средней степени концентрации (порядка 1000) можно достичь при использовании фокусирующих гелиостатов, управляемых по двум вращательным степеням сво-

боды. Таким гелиостатом может быть зеркало в форме параболоида вращения, ось которого ориентируется на Солнце. Высокая степень концентрации осуществляется оптической системой, которая включает плоские и параболоидные концентраторы. Эта система позволяет достичь очень высоких температур. Управление системой гелиостатов осуществляется с помощью компьютера.

Сконцентрированное солнечное излучение поглощается поверхностью приемника и превращается в тепло. Для снижения потерь тепла, связанных с излучением нагретого приемника, его поверхность покрывают тонкой пленкой из селективно поглощающих материалов. Это позволяет значительно повысить КПД установки.

В качестве рабочего тела в тепловом двигателе (турбине) обычно используется водяной пар с температурой до 550 °С, который образуется в приемнике – парогенераторе. Можно также использовать воздух и другие газы, низкокипящие органические жидкости (в том числе фреоны), жидкометаллические теплоносители.

Основными недостатками башенных СЭС является высокая стоимость и большая занимаемая площадь. Так, для размещения солнечной электростанции мощностью 100 МВт требуется площадь 200 га. Башенные СЭС мощностью до 10 МВт нерентабельны. Оптимальная мощность СЭС равна 100 МВт, а высота башни 250 м [5].

В 70-х годах XX века в мире было построено несколько станций данного типа. Крупнейшей является СЭС «Солнце-1» мощностью 10 МВт (в пиковом режиме), занимающая площадь 52 га в пустыне Мохаве (шт. Калифорния). Каждый из гелиостатов имеет по 12 граней длиной 7 м. Они следят за Солнцем и концентрируют его лучи на вершине башни высотой 95 м, где расположен приемник-парогенератор. Пар с температурой 510 °С приводит в действие турбогенератор расположенный на земле. СЭС имеет тепловой аккумулятор емкостью 3785 м³. Часть пара используется для нагрева нефти, циркулирующей в аккумуляторе, и передающий тепло гравии. За счет запасенного тепла можно вырабатывать пар в течении 4 часов.

Около десятка экспериментальных СЭС запущено в действие или строится во Франции, Японии, Германии, Испании и США.

Более перспективными являются солнечные электростанции с распределенным приемником энергии. На этих станциях концентраторы представляют собой группу параболоцилиндрических отражателей, которые вращаются вокруг одной оси и имеют трубчатые приемники, совмещенные с фокальной линией (рис. 2.10).

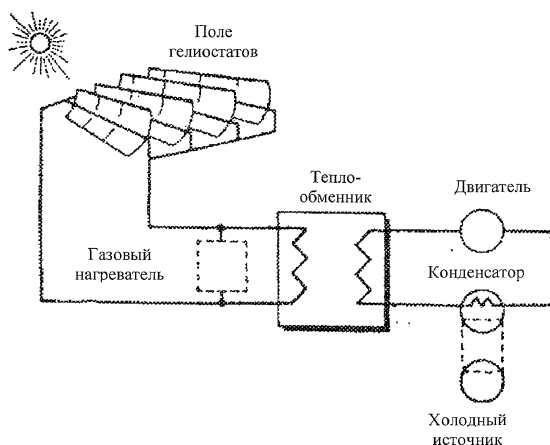


Рис. 2.10. Схема солнечной станции модульного типа с параболическими концентраторами

Вращение вокруг одной оси существенно уменьшает стоимость концентратора. Причем количество получаемой энергии только на 5 % ниже энергии полученной при использовании системы слежения за Солнцем с двумя осями вращения.

Так как трубчатый приемник расположен вблизи отражателя, то фокусировка солнечного излучения может производиться с меньшей точностью. Это снижает стоимость коллектора, в состав которого входят концентратор, опорные конструкции и система слежения за Солнцем.

Первая СЭС такого типа мощностью 12,5 МВт построена в 1985 г. в США в калифорнийской пустыне Мохаве. Она занимает площадь 340 га. Компьютерная система ориентирует 540 тыс. параболических концентраторов таким образом, чтобы они постоянно поворачивались за солнцем. Концентраторы фокусируют солнечное излучение на трубах из нержавеющей стали имеющих селективное покрытие. Внутри трубок циркулирует синтетическое масло, которое нагревается до температуры 390 °С. Для снижения тепловых потерь конвекцией металлические трубки помещают внутрь стеклянных, а между ними создается вакуум. Нагретое масло поступает в теплообменник, где превращает воду в пар, который приводит в действие турбогенератор. На этой СЭС, в случае необходимости, предусмотрена выработка электроэнергии традиционными методами. В качестве топлива используется природный газ [5].

Солнечные электростанции могут обеспечивать дополнительную выработку электроэнергии при пиковых нагрузках. При небольшой мощности СЭС модульного типа более экономичны, чем башенные.

По прогнозам в будущем СЭС займут площадь 13 млн. км² на суше и 18 млн. км² в океане.

2.4. Перспективы развития солнечной энергетики в России

В 1985 г. в п. Щелкино Крымской области была введена в эксплуатацию первая в СССР солнечная электростанция башенного типа СЭС-5 электрической мощностью 5 МВт (рис. 2.11).

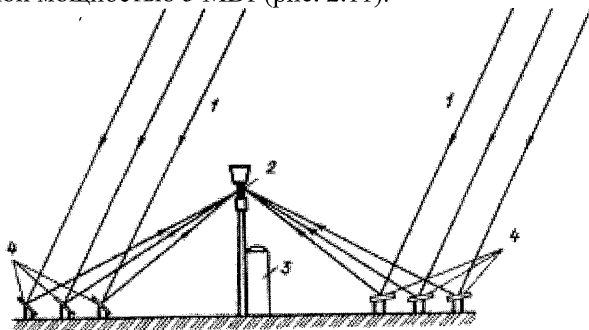


Рис. 2.11. Схема работы Крымской экспериментальной солнечной электростанции мощностью 5000 кВт: 1–солнечные лучи; 2–парогенератор-гелиоприемник; 3 – пароводяной аккумулятор энергии вместимостью 500 м³; 4 – гелиостаты с площадью зеркал 25,5 м² (общее число 1600 штук)

1600 гелиостатов (плоских зеркал) площадью 25,5 м² каждый, и имеющие коэффициент отражения 0,71, концентрируют солнечную энергию на центральный приемник. Это парогенератор установленный на башне высотой 70 м. Площадь поверхности нагрева парогенератора – 154 м². Параметры пара – $t = 250$ °С, $p = 4$ МПа. Паропроизводительность парогенератора – 28 т/ч. Расчетное число часов работы СЭС – 1920 в год. Расчетное годовое производство электроэнергии – 5,8 млн. кВт·ч.

Несмотря на то, что самые южные районы России расположены севернее 42-й параллели, за счет использования солнечной энергии может быть достигнута экономия органического топлива.

В России наибольшая солнечная радиация наблюдается на побережьях Черного, Каспийского и Азовского морей, Северном Кавказе, юге Западной Сибири, Прибайкалье и Дальнем Востоке.

Для солнечной энергетики перспективными являются фотоэлектрические установки и электростанции с прямым преобразованием солнечного

излучения в электроэнергию с помощью солнечных батарей из моно- (поли-) кристаллического или аморфного кремния.

В настоящее время в мире наблюдается значительное увеличение производства фотоэлементов для прямого преобразования солнечной энергии в электрическую. Ежегодные темпы роста составляли 30 %.

Фотоэлектрическое преобразование дает возможность получать электроэнергию при рассеянном солнечном свете. Меняя количество модулей, можно создавать установки и электростанции различной мощности. Такие установки имеют небольшой расход энергии на собственные нужды, безопасны в эксплуатации и легко автоматизируются. Они надежны в эксплуатации. Но, несмотря на то, что за последние 15 лет стоимость электроэнергии получаемой на фотоэлектрических установках снизилась со 100 до 20 центов за 1 кВт·ч, она по-прежнему велика.

Солнечные фотоэлектрические установки могут работать как автономно, так и на сеть и состоят из солнечной батареи, инвертора, аккумулятора и системы автоматического управления. В России такие установки производят: ФГУП НПО «Машиностроение»; ООО «Научно-производственный центр завода «Красное знамя»; ООО «Фирма «Солнечный ветер» и ряд других предприятий [7].

В 90-х годах НПО «Астрофизика» изготовило и испытало гелиоэнергетические установки и блочные модульные электростанции мощностью 2,5 и 5 кВт с параболическими концентраторами диаметром 5 и 7 м и различными преобразователями (двигатели Стирлинга, термоэмиссионные преобразователи и т.д.) Эти установки оснащены автоматическими системами слежения за солнцем.

Ростовским институтом «Теплоэлектропроект» разработано технико-экономическое обоснование строительства комбинированной солнечной экспериментальной электростанции мощностью 1,5 МВт в г. Кисловодске. С учетом опыта проектирования Кисловодской СЭС предполагается построить подобную солнечную электростанцию в Ростовской области. На станции предусматривается применение фотоэлектрической и паросиловых частей с использованием параболоцилиндрических концентраторов.

Производство солнечных коллекторов в России составляет 10...20 тыс. м² в год. Они используются для автономного теплоснабжения в южных регионах – в Краснодарском и Ставропольском краях, Республике Дагестан, Ростовской области.

Наиболее перспективным является создание солнечных комплексных установок теплоснабжения и горячего водоснабжения для индивидуальных потребителей. Даже в средней полосе России 1 м² солнечного коллектора экономит 100...150 кг условного топлива в год.

В ближайшие годы намечается строительство 391 гелиоустановки горячего водоснабжения общей мощностью свыше 10 Гкал/ч для жилых домов и четыре солнечные станции с дублирующими котлами на органиче-

ском топливе мощностью 1,5 Гкал/ч для крупных поселков Ростовской области. В Республике Северная Осетия создается установка солнечно-геотермального теплоснабжения пансионата «Уредон». В республике Дагестан будут построены три солнечных водонагревательные установки для больниц и установка солнечно-теплонасосного теплоснабжения поселка. Также получают дальнейшее развитие башенные термодинамические солнечные электростанции [1].

3. ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА

3.1. Особенности использования энергии ветра

Основной причиной возникновения ветра является неравномерное нагревание солнцем земной поверхности. Энергия ветра очень велика. По оценкам Всемирной метеорологической организации запасы энергии ветра составляют 170 трлн. кВт. ч в год. Энергия ветров является одним из наиболее доступных, но и наименее стабильных и концентрированных источников. В глобальном масштабе выделяются несколько зон устойчивых и довольно сильных ветров. Например, пассаты (западные ветры в умеренных широтах) характеризуются среднемесячной скоростью 4...6 м/с, а в отдельные периоды до 10...12 м/с.

Каждая местность характеризуется ветроэнергетическим потенциалом. Он включает в себя различные показатели ветра, которые определяются по результатам многолетних наблюдений. Это среднемесячные и среднегодовые скорости ветра, повторяемость скорости и направления ветра в течение суток, месяца, года, данные о порывистости, затишьях и максимальных значениях скорости ветра, изменения его с высотой и т.п. Достоверность оценки ветрового потенциала местности является одним из главных факторов, определяющих эффективность ветроэнергетической установки (ВЭУ).

Современные ветроэнергетические установки используют ветер приземного слоя атмосферы на высоте 50...70 м, реже до 100 м от поверхности Земли. Для крупных ВЭУ, предназначенных для работы в мощных энергосистемах, среднегодовая скорость ветра на высоте 10 м должна составлять не менее 6 м/с. Лучшим местом для размещения ВЭУ является гладкая, куполообразная, ничем не затененная возвышенность. Желательно, чтобы ВЭУ в радиусе нескольких сотен метров была окружена полями или водной поверхностью, а ветроколесо было установлено достаточно высоко над местными препятствиями, чтобы набегающий на него поток ветра был сильным, однородным с минимальными изменениями скорости и направления.

В настоящее время ветроэнергетика является сложившимся направлением энергетики. ВЭУ мощностью от нескольких киловатт до мегаватт производятся в Европе, США и других частях мира. Они используются

для производства электроэнергии – как в единой энергосистеме, так и в автономных режимах. Установленная мощность ветроустановок в мире на начало 2003 года составила 30000 МВт.

Мощность ветроколеса, Вт,

$$P = C_p \cdot A \frac{\rho u_0^3}{2}, \quad (3.1)$$

где C_p – коэффициент мощности, характеризующий эффективность использования ветроколесом энергии ветрового потока; A – ометаемая площадь ветроколеса, м^2 ; ρ – плотность воздуха, $\text{кг}/\text{м}^3$; u_0 – скорость ветра, $\text{м}/\text{с}$.

Мощность P пропорциональна ометаемой площади A и кубу скорости u_0 . Так как мощность значительно зависит от скорости, а скорость ветра непостоянна, то выбор оптимальной конструкции ветроколеса во многом определяется требованиями потребителя энергии.

Максимальная проектная мощность ВЭУ определяется для стандартной скорости ветра, которая равна примерно 12 $\text{м}/\text{с}$. Для такой скорости мощность, снимаемая с 1 м^2 ометаемой площади, составляет порядка 300 Вт при значениях $C_p=0,35\dots0,45$.

В районах с благоприятными ветровыми условиями среднегодовое производство электроэнергии составляет 25...33 % от проектного значения. Срок службы ВЭУ составляет 15...20 лет, а их стоимость от 1000 до 1500 долл. за 1 кВт проектной мощности [2].

3.2. Классификация ветроустановок

Ветроустановка состоит из следующих основных частей :

- ветроколесо (ветротурбина) преобразует энергию ветрового потока в механическую энергию вращения ветроколеса;
- мультипликатор (редуктор) согласует частоту вращения ветроколеса с оборотами генератора;
- башня или мачта служит для размещения ветроколеса, редуктора и генератора на достаточно большой высоте.

Принцип действия всех ветроустановок одинаков. Ветроколесо с лопастями вращается под действием ветра и передает крутящий момент через систему передач валу генератора, который вырабатывает электроэнергию. Схема типичной ветроустановки показана на рис. 3.1.

ВЭУ можно классифицировать по геометрии ветроколеса и его положению относительно ветра. На рис. 3.2 показано взаимодействие воздушного потока с лопастью ветроколеса и возникающие при этом силы.

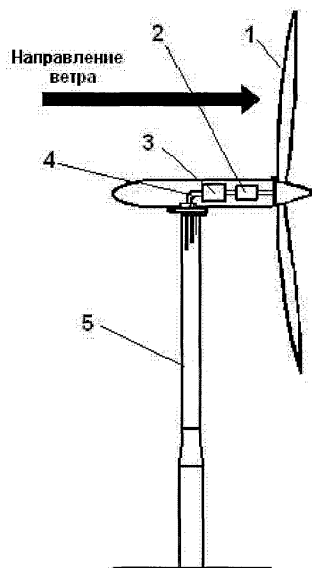


Рис. 3.1. Схема типичной ветроустановки: 1 – ветроколесо; 2 – редуктор; 3 – генератор; 4 – электрокабель; 5 – опорная башня

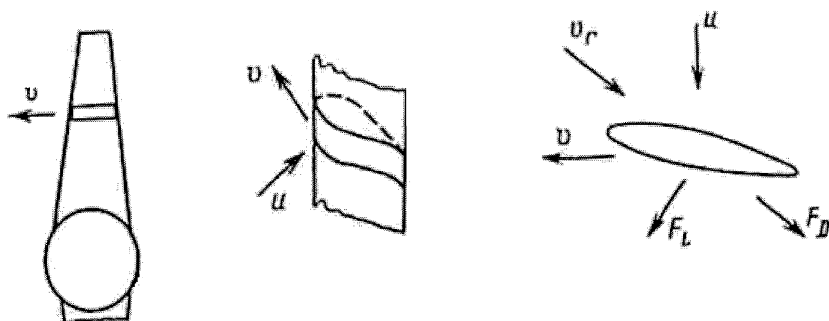


Рис. 3.2. Скорости элемента лопасти и действующие на него силы: u – скорость ветра; v – скорость элемента лопасти; v_r – скорость элемента лопасти относительно ветра; F_D – сила лобового сопротивления, действующая в направлении скорости v_r ; F_L – подъемная сила, перпендикулярная силе F_D

Пусть воздушный поток со скоростью u , набегают на лопасть, которая перемещается со скоростью v . Тогда скорость потока относительно лопасти будет v_r . При взаимодействии потока с лопастью возникают:

1) сила сопротивления F_D , параллельная вектору относительной скорости набегающего потока v_r ;

2) подъемная сила F_L , перпендикулярная силе F_D . Слово «подъемная» не означает, как в аэродинамике, что эта сила направлена вверх;

3) завихрение обтекающего лопасти потока. В результате это приводит к закрутке воздушного потока за плоскостью ветроколеса, то есть к его вращению относительно вектора скорости набегающего потока;

4) турбулизация потока, которая возникает как за колесом, так и перед ним. Поэтому лопасть часто оказывается в потоке, турбулизированном другими лопастями;

5) лопасть представляет препятствие для набегающего потока. Оно характеризуется параметром, который называется геометрическим заполнением. Этот параметр равен отношению площади проекции лопастей на плоскость, перпендикулярную потоку, к ометаемой ими площади. Так, например, при одинаковых размерах лопастей четырехлопостное колесо имеет геометрическое заполнение в два раза больше по сравнению с двухлопастным.

В настоящее время в основном используют два типа промышленных ВЭУ:

1) горизонтальные – с горизонтально осевым ветроколесом, ось вращения которого параллельна воздушному потоку;

2) вертикальные – с вертикальной осью вращения. Конструкции ветроколес с горизонтальной и вертикальной осью показаны на рис. 3.3.

Основной вращающей силой у ветроколес с горизонтальной осью вращения рис. 3.3, *a* является подъемная сила. Ветроколесо относительно ветра может располагаться перед опорной башней или за ней. При переднем расположении ветроколесо должно иметь аэродинамический стабилизатор или какое-либо устройство, удерживающее его в рабочем положении. При заднем расположении ветроколеса башня частично затеняет ветроколесо и турбулизует набегающий поток воздуха. При таких условиях работы возникают циклические нагрузки и повышенный шум. Так как направление ветра может довольно быстро меняться, то ветроколесо должно четко отслеживать эти изменения. Поэтому в ВЭУ мощностью более 50 кВт для этой цели используют электрические серводвигатели.

Скорость вращения ветроколеса обратно пропорциональна количеству лопастей. Поэтому ВЭУ с количеством лопастей больше трех для выработки электроэнергии практически не используются [8].

Электрогенератор и редуктор, соединяющий его с ветроколесом, как правило, располагают на вершине опорной башни в поворотной головке, несмотря на то, что их удобнее размещать внизу.

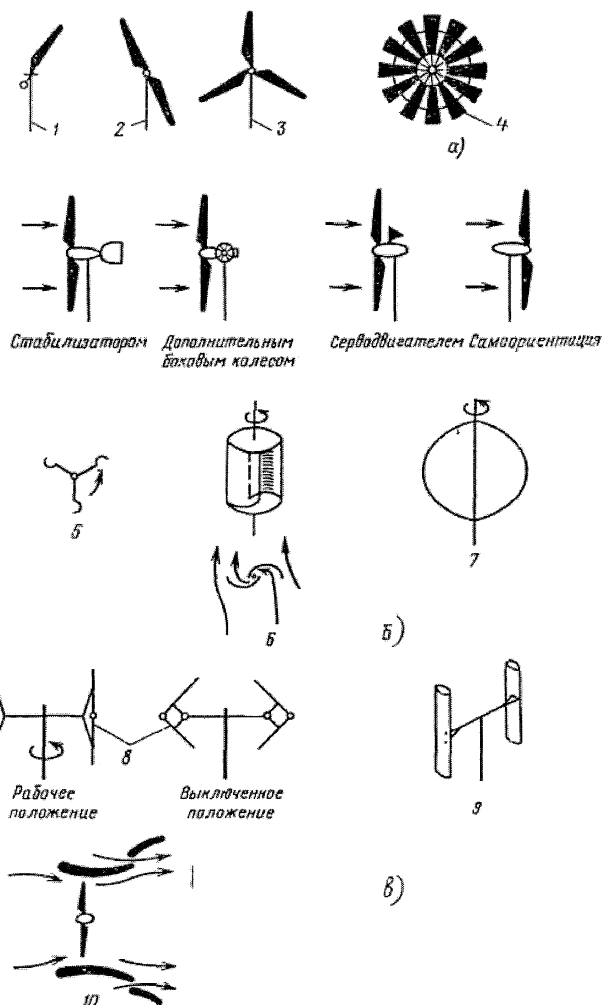


Рис. 3.3. Классификация ветроколес: с горизонтальной осью (а), приведены способы ориентации при переднем расположении ветроколеса; с вертикальной осью (б); с концентраторами (усилителями) ветрового потока (в): 1 – однолопастное колесо; 2 – двухлопастное; 3 – трехлопастное; 4 – многолопастное; 5 – чашечный анемометр; 6 – ротор Савониуса; 7 – ротор Дарье; 8 – ротор Масгрюва; 9 – ротор Эванса; 10 – усилитель потока

Но возникающие при этом сложности с передачей крутящего момента обесценивают преимущества нижнего размещения.

Многолопастные ветроколеса развивают большой крутящий момент при слабом ветре. Их используют для перекачки воды и других целей, не требующих высокой частоты вращения ветроколеса [2].

ВЭУ с вертикальной осью вращения находятся в рабочем положении при любом направлении ветра. Вертикальная ось вращения за счет удлинения вала позволяет установить редуктор и генератор внизу башни.

Недостатками таких установок являются: 1) большая подверженность усталостным разрушениям из-за часто возникающих в них автоколебательных процессов; 2) пульсация крутящего момента, которая приводит к нежелательным пульсациям выходных параметров генератора. Из-за этих недостатков большая часть ВЭУ выполняется по горизонтально-осевой схеме. Но исследования различных типов вертикально осевых установок продолжаются.

Наиболее распространенные типы ВЭУ с вертикальной осью вращения показана на рис. 3.3, б.

Чашечный ротор (принцип анемометра). Ветроколесо такого типа вращается силой сопротивления. Форма чашеобразной лопасти дает практически линейную зависимость частоты вращения ветроколеса от скорости ветра.

Ротор Савониуса. Ветроколесо тоже вращается силой сопротивления. Его лопасти выполнены из тонких изогнутых листов прямоугольной формы и отличаются простотой и дешевизной при изготовлении. Вращающийся момент создается благодаря различному сопротивлению, оказываемому воздушному потоку вогнутой и выгнутой относительно него лопастями ротора. Из-за большого геометрического заполнения такое ветроколесо обладает большим крутящим моментом и используется для перекачки воды.

Ротор Дарье. Вращающийся момент создается подъемной силой, возникающей на двух или трех тонких изогнутых несущих поверхностях, имеющих аэродинамический профиль. Подъемная сила максимальна в тот момент, когда лопасть с большой скоростью пересекает набегающий воздушный поток. Как правило, ротор не может раскручиваться самостоятельно, поэтому для его запуска используется генератор, работающий в режиме двигателя.

Ротор Масгрыва. В рабочем состоянии лопасти этого ветроколеса расположены вертикально. Но они имеют возможность вращаться или складываться вокруг горизонтальной оси при отключении. Существуют различные варианты роторов Масгрыва, но все они отключаются при сильном ветре.

Ротор Эванса. Лопасти этого ротора в аварийной ситуации и при управлении поворачиваются вокруг вертикальной оси.

Мощность ВЭУ зависит от эффективности использования энергии воздушного потока. Для повышения мощности можно использовать специ-

альные концентраторы (усилители) воздушного потока (рис. 3.3, в). Для горизонтально-осевых ветроустановок это могут быть диффузоры или конфузоры (дефлекторы), а так же другие устройства. Они направляют воздушный поток на ветроколесо с площади, большей ометаемой площади ветроколеса [2].

3.3. Производство электроэнергии с помощью ВЭУ

Использование ветроустановок для производства электроэнергии является наиболее эффективным способом преобразования энергии ветра. При проектировании ВЭУ необходимо учитывать их следующие особенности:

1) для обеспечения максимальной эффективности работы ветроколеса нужно изменять частоту вращения при изменении скорости ветра, а для эффективной работы электрогенератора нужна постоянная частота вращения;

2) механические системы управления частотой вращения ветроколеса сложны и дороги. Эффективнее и дешевле управлять частотой вращения изменением электрической нагрузки электрогенератора;

3) чем больше радиус ветроколеса, тем меньше оптимальная частота его вращения. Поэтому только небольшие ветроколеса (радиусом не более 2 м) можно соединять с генератором напрямую. При больших размерах ветроколеса нужно использовать повышающие редукторы, которые увеличивают стоимость ВЭУ. Заменой редукторам могут стать новые типы многополюсных генераторов, работающих при меньших частотах вращения.

В автономных ВЭУ используются электрогенераторы разных типов. В небольших установках чаще всего применяют многополюсные генераторы с постоянными магнитами. Генераторы постоянного тока могут иметь устройства для сглаживания пульсаций тока, а ток можно использовать для зарядки аккумуляторных батарей. Для генерации переменного тока можно использовать синхронные генераторы с нестабилизированными и стабилизированными параметрами на выходе. Асинхронные генераторы переменного тока могут быть как самовозбуждаемые, так и со вспомогательным возбуждающим генератором.

Анализ потребителей электроэнергии показывает, что лишь 5...10 % из них предъявляют определенные требования к её параметрам (например, к частоте). Это в основном электродвигатели, электронные устройства и осветительные установки. Поэтому система электроснабжения должна быть такой, чтобы она могла обеспечить потребителей как дешевой электроэнергией с нестабилизированными параметрами, так и относительно дорогой, но со стабильными параметрами.

Чтобы избежать перебоев в электроснабжении в периоды безветрия ВЭУ должны иметь аккумуляторы энергии или быть запараллеленными электроэнергетическими установками других типов.

По мощности ВЭУ можно условно разделить на:

- 1) малой мощности – до 100 кВт;
- 2) средней – от 100 до 500 кВт;
- 3) большой (мегаваттного класса) – 0,5...4 МВт и более

Горизонтальные ВЭУ среднего и мегаваттного класса имеют быстрое ветроколесо с двумя–тремя лопастями. Ветроколесо с помощью автоматической системы ориентации поворачивается на башне по направлению ветра. В настоящее время в ряде стран налажено серийное производство горизонтальных ВЭУ с диаметром ветроколеса 20...40 м мощностью 100...500 кВт. Построены опытные горизонтальные ВЭУ с диаметром колеса до 70...100 м и мощностью 3...4 МВт.

Также в некоторых странах работают вертикальные ВЭУ мощностью до 500 кВт. Пущена опытная ВЭУ с диаметром ротора 64 м, высотой 110 м, мощностью 4 МВт.

Ветроэнергетика связана с большой материалоемкостью. По удельной материалоемкости (металлоемкости) ветроустановки на два порядка превышают тепловые энергоустановки такой же мощности.

Ветроэлектростанция (ВЭС) состоит из большого количества ВЭУ. Для строительства ВЭС требуются изъятие больших площадей земельных ресурсов. На 1 МВт установленной мощности в зависимости от розы ветров и рельефа местности требуется площадь от 5 до 15 км².

ВЭС производят акустическое воздействие на окружающую среду. Шумовые эффекты ВЭС можно разделить на механические (шум редукторов, подшипников и генераторов) и аэродинамические, вызванные вращением ветроколеса.

Аэродинамические эффекты могут быть низкочастотными (менее 16...20 Гц) и высокочастотными (от 20 Гц до нескольких кГц). Шумовой эффект вблизи ВЭС достигает 50...80 Дб. Отдельную экологическую проблему составляет инфразвуковой эффект ВЭУ мощностью более 250 кВт, отрицательно воздействующий на биологические субъекты и человека.

Размещение ВЭС влияет на миграцию птиц. В местах установки ВЭС значительно ослабевают силы воздушных потоков, а это может оказать влияние на климат и уменьшить проветривание близлежащих промышленных районов. ВЭС также создают помехи для распространения радиоволн. Поэтому при выборе места строительства ВЭС необходимо учитывать её негативное воздействие на окружающую среду.

3.4. Ветроэнергетика России

Энергетический ветропотенциал России оценивается в 40 млрд. кВт. ч электроэнергии в год, то есть около 20000 МВт [1].

ВЭС мощностью 1 МВт при среднегодовой скорости ветра 6 м/с экономит 1 тыс.т.у.т. в год. Ветроэнергетические ресурсы России можно разде-

лить на три зоны. Первая включает в себя прибрежную часть севера страны, Каспийское побережье и северную часть Сахалина. Здесь среднегодовые скорости ветра превышают 6 м/с. В этих районах часто наблюдаются ураганные ветра (выше 30 м/с), которые сопровождаются снежными метелями и буранами. В указанной местности можно использовать только ВЭУ высокой быстроходности с двумя или тремя лопастями. Прочность ВЭУ должна быть рассчитана на ветровые нагрузки при скоростях ветра 40 м/с.

Вторая зона – большинство областей европейской части России и часть территории, лежащая юго-восточнее озера Байкал. В этих районах среднегодовая скорость ветра от 3,5 до 6 м/с

Третья зона занимает обширную территорию Восточной Сибири и Дальнего Востока, а также некоторых областей европейской части России. В этой зоне скорости ветра относительно невелики – до 3,5 м/с. Поэтому широкое применение ВЭУ не рекомендуется.

На импортном оборудовании в Камчатской области и Республике Башкортостан построены демонстрационные ветроэлектростанции. В 2002 г. в Калининградской области сдана в эксплуатацию Куликовская ВЭС установленной мощностью 5,1 МВт. На Калмыцкой ВЭС мощностью 22 МВт, смонтированы две отечественные установки «Радуга-1» мощностью 1000 кВт каждая. На Заполярной ВЭС смонтировано шесть ВЭУ типа АВЭ-250С мощностью 250 кВт каждая.

В Краснодарском крае намечено сооружение ВЭС общей мощностью 5 МВт (г. Анапа), В Ростовской области – ВЭС мощностью 20 МВт (г. Ростов-на-Дону) и опытно промышленной ВЭС с теплонасосной установкой общей мощностью 4,3 Гкал/ч (пос. Маргаритово).

На Чукотке пущена в эксплуатацию ВЭС мощностью 2,5 МВт. Опыт её строительства и эксплуатации может сыграть важную роль в развитии ветроэнергетики районов Крайнего севера [9]. На большинстве дизельных электростанций используются дизельные агрегаты мощностью 100...200 кВт. Параллельно с этими агрегатами могут работать автономные ВЭС мощностью 100 кВт.

Создание на базе ВЭУ ветродизельных комплексов (ВДЭК) мощностью до 10 МВт позволит экономить до 80 % завозимого дизельного топлива.

Для электрических сетей большой мощности могут быть использованы сетевые ВЭУ мощностью 500...1000 кВт.

В России ВЭУ различных мощностей производят «Компания ЛМВ Ветроэнергетика», ГУП НПП «Ветроэн», ФГУП ГосМКБ «Радуга», ЗАО «Сапсан-энергия ветра» и ряд других предприятий.

ФГУП ГосМКБ «Радуга» производит ВЭУ «Радуга-1», общий вид и размеры ВЭУ представлены на рис. 3.4.

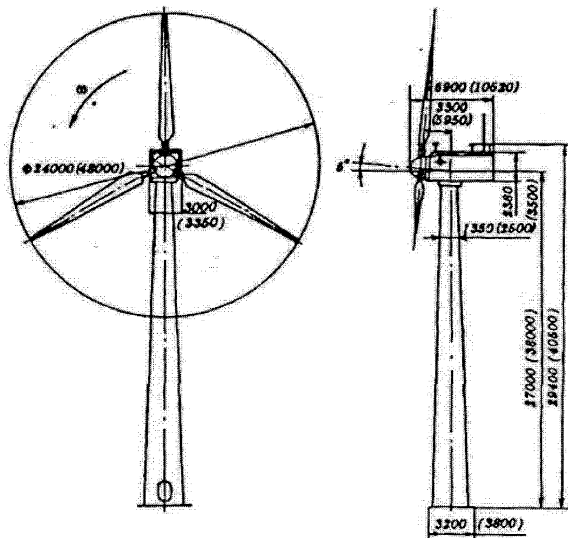


Рис. 3.4. Общий вид и основные размеры ВЭУ типов Р-250 и Р-1000

В России также производятся автономные установки небольшой мощности для индивидуальных потребителей [7]. Например, «Радуга-001» мощностью 1 кВт с диаметром ветроколеса 4,8 м; «Радуга-008» мощность 8 кВт с диаметром ветроколеса 10 м; ВЭУ 16/30 мощностью 16 и 30 кВт с диаметром ветроколеса 5 м; АВЭ-250СМ мощностью 250 кВт с диаметром ветроколеса 25 м и др.

Техническая характеристика ВЭУ «Радуга-1»

Мощность генератора, кВт – 1000

Выходное напряжение(трехфазное), В – 380 или 600

Рабочий диапазон скоростей ветра, м/с – 5...25

Скорость ветра при номинальной мощности, м/с – 13

Предельно допустимая скорость ветра, м/с – 60

Система ориентации – самоориентация

Диаметр ветроколеса, м – 48

Высота башни, м – 36

Число лопастей – 3

Частота вращения рабочего колеса, об/мин – 21...42

Срок службы, лет – 25

Масса ВЭУ, т – 127...130

Диапазон температур эксплуатации, °С – -50...+40

Расчетная сейсмичность, баллов – 8

4. ГЕОТЕРМАЛЬНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

4.1. Происхождение геотермальной энергии

В ядре Земли температура достигает $4000\text{ }^{\circ}\text{C}$. Выход тепла через твердые породы суши и океанского дна происходит в основном за счет теплопроводности и реже – в виде конвективных потоков расплавленной магмы или горячей воды. Средний поток термального тепла через земную поверхность составляет примерно $0,06\text{ Вт/м}^2$ при температурном градиенте менее $30\text{ }^{\circ}\text{C/км}$. Но имеются районы с повышенными градиентами температуры, где тепловые потоки составляют $10\ldots 20\text{ Вт/м}^2$.

В земной коре существует подвижный и теплоемкий теплоноситель – вода. Вода в жидкой фазе существует до глубины $10\ldots 15\text{ км}$. Ниже при температуре $700\text{ }^{\circ}\text{C}$ она находится в газообразном состоянии. На определенной глубине, зависящей от геотермических особенностей района, залегают пласты горных пород, содержащие термальные воды – гидротермы. Следовательно, в земной коре можно выделить зону, которую условно можно назвать «гидротермальной оболочкой».

Вода, тем или иным способом попадая в пласт породы, совершает долгий путь, пока не приходит в контакт с нагретыми областями коры, где постепенно разогревается.

К областям распространения месторождений термальных вод относятся: вулканическое кольцо бассейна Тихого океана, Альпийский складчатый пояс, рифтовые долины континентов, срединно-океанические хребты, платформенные погружения и предгорные краевые перегибы.

По своему происхождению месторождения термальных вод можно разделить на два типа. Первый тип образуют геотермальные системы конвективного происхождения. Они отличаются высокой температурой вод. Это прежде всего районы расположения современных или недавно потухших вулканов. В этих геотермальных системах на поверхность выходят не только горячие воды, но и пароводяная смесь с температурой $200\text{ }^{\circ}\text{C}$ и более. В настоящее время практически все геотермальные электростанции (ГеоТЭС) работают в районах современного вулканизма.

Второй тип геотермальных месторождений образуется при нагреве подземных вод за счет теплопроводности. Эти воды сосредоточены в глубоких платформенных впадинах и предгорных прогибах. Геотермальные месторождения располагаются в невулканических районах и характеризуются термическим градиентом – $30\ldots 33\text{ }^{\circ}\text{C/км}$.

При бурении скважин для добычи нефти и газа обнаружены сотни подземных артезианских бассейнов термальных вод, занимающих площади в несколько миллионов квадратных километров. Такие бассейны, расположенные в равнинных областях и предгорных прогибах, содержат воду с температурой $100\ldots 150\text{ }^{\circ}\text{C}$ на глубине $3\ldots 4\text{ км}$.

Термальные воды имеют разнообразный химический и газовый состав. Их общая минерализация колеблется от ультрапресных категорий (менее 0,1 г/л) до категории сверхкритических рассолов (более 600 г/л). Термальные воды содержат в растворенном состоянии различные газы: активные (агрессивные), такие как уголекислота, сероводород, атомарный водород, и малоактивные азот, метан, водород [2].

В геотермальной энергетике практически могут быть использованы все виды термальных вод.

4.2. Техника извлечения геотермального тепла

Источники геотермальной энергии можно разделить на пять типов.

1. Источники геотермального сухого пара. Они довольно редки, но наиболее удобны для строительства ГеоТЭС.

2. Источники влажного пара. Эти источники встречаются чаще, но их освоение связано с рядом проблем.

3. Источники геотермальной воды. Представляют собой геотермальные резервуары, которые образуются при наполнении подземных полостей водой атмосферных осадков, нагреваемой близлежащей магмой.

4. Сухие горячие скальные породы на глубине двух и более километров, которые разогреты магмой.

5. Магма, которая представляет собой расплавленные горные породы с температурой 1300 °С.

Масштаб использования геотермальной энергии во многом определяется капитальными затратами на сооружение скважин. Их стоимость экспоненциально увеличивается с ростом глубины. Так как температура увеличивается с глубиной, а выработка энергии увеличивается с температурой, то в большинстве случаев оптимальная глубина скважины составляет около 5 км. Геотермальные энергетические установки обычно имеют мощность более 100 МВт.

Общее количество тепла, извлекаемого из геотермальной скважины можно увеличить, если повторно закачивать отработанную воду. Это также дает возможность избавиться от сбросных вод, которые могут быть сильно минерализованными и представляют опасность для окружающей среды. В то же время это приводит к увеличению стоимости ГеоТЭС.

Наиболее экономичные ГеоТЭС имеют скважины, пробуренные в естественные подземные источники геотермальных районов (рис. 4.1).

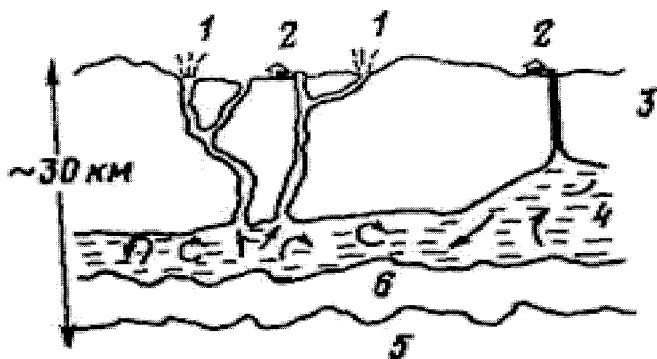


Рис. 4.1. Схема размещения гидротермальных станций в гипертермальном районе (геотермальное поле Гейзеры, Калифорния): 1 – естественный гейзер, 2 – энергетическая станция; 3 – глубокая скважина (5 км); 4 – пароводяной источник (~250 °C); 5 – мантия; 6 – горячие скальные породы

Этот метод используется в Гейзерах (Калифорния) и в Уайраке (Новая Зеландия), где в скважинах существует значительное давление. Подобные методы используются также для извлечения энергии из водоносных слоев в высокотермальных районах, где высокое давление и можно обойтись без насосов.

Ведутся работы направленные на извлечение тепла из сухих горных пород. Они могут обеспечить большее количество тепла по сравнению с геотермальными водами. В США разработаны методы дробления скал гидро-взрывом с помощью холодной воды, которая нагнетается под давлением в скважину (рис. 4.2).

После предварительного дробления пород вода подается через нагнетающую скважину и фильтруется на глубине 5...7 км через скальные породы с температурой ~250 °C. Нагретая вода возвращается на поверхность через водозаборную скважину. Две такие скважины могут обеспечить тепловой энергией установку мощностью порядка гигаватта [2].

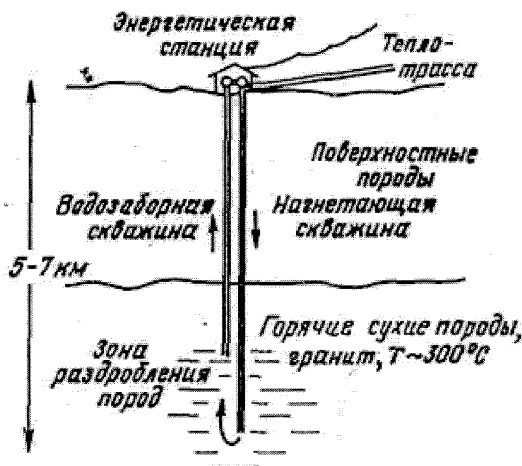


Рис. 4.2. Схема извлечения тепла из сухих горных пород

Технически доступными являются запасы геотермальной энергии на глубине 10 км в пределах суши. Геотермальные ресурсы пригодные для использования составляют примерно 137 трлн. т у.т. Но основную часть этой энергии составляет энергия горячих горных пород. На природный пар и воду приходится только сотая часть геотермальных ресурсов – 1,4 трлн. т у.т. Геотермальная энергия может быть использована для выработки электроэнергии и теплоснабжения.

4.3. Использование геотермальных источников для выработки электроэнергии

Превращение геотермальной энергии в электрическую осуществляется на основе использования машинного способа с помощью термодинамического цикла на ГеоТЭС.

Для строительства ГеоТЭС наиболее благоприятными являются месторождения с сухим паром, но их очень мало. Обычно ГеоТЭС базируются на месторождениях пароводяной смеси со средней степенью сухости 0,2...0,5. При использовании на ГеоТЭС влажного пара возникает ряд проблем. Капельки воды разрушают лопатки турбины. Кроме того, геотермальная вода содержит корродирующие соли. Поэтому пароводяную смесь необходимо разделить на сухой пар и воду. Эту операцию проводят с помощью центробежного сепаратора. На ГеоТЭС с бинарным циклом для получения электроэнергии можно использовать горячую воду. Различные схемы ГеоТЭС представлены на рис 4.3.

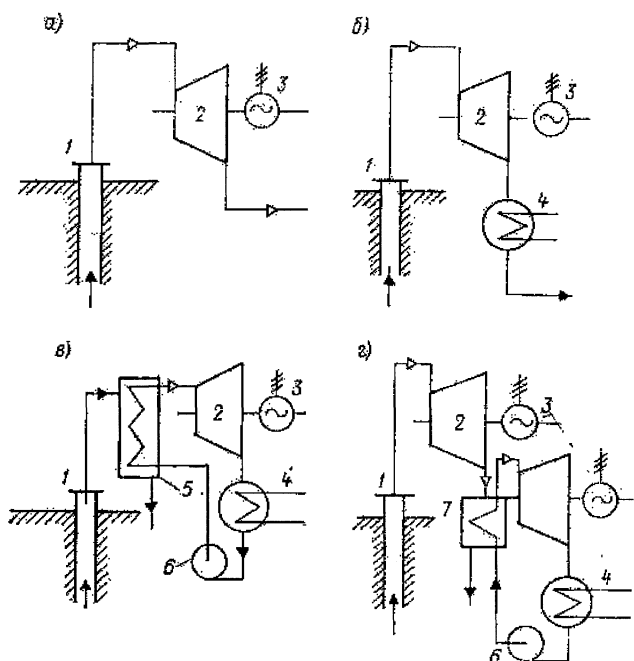


Рис. 4.3. Схемы геотермальных электростанций: а – паротурбинная с выхлопом в атмосферу; б – паротурбинная конденсационная; в – с промежуточным теплоносителем; г – с бинарным циклом: 1 – источник; 2 – турбина; 3 – генератор; 4 – конденсатор; 5 – парогенератор; 6 – насос; 7 – конденсатор испаритель

Наиболее простой и доступной является геотермальная электростанция с выхлопом в атмосферу (рис 4.3, а). Пар из скважины подается в турбину, а отработанный пар выбрасывается в атмосферу или устройство, улавливающее ценные химические вещества. ГеоТЭС работает без конденсаторов, поэтому капитальные и эксплуатационные затраты будут минимальными. Такие ГеоТЭС выгодно строить в тех районах, где есть достаточные запасы природного пара.

Более современной является конденсационная ГеоТЭС (рис. 4.3, б). Пар из скважины поступает в турбину, а отработанный пар направляется в конденсатор. Конденсат собирается в специальной емкости. Из нее часть конденсата циркуляционными насосами направляется на охлаждение в градирню. Охлажденная вода снова поступает в конденсатор для конденсации отработанного пара. Так как количество конденсата постоянно увеличивается, его избыток сбрасывают в водоем или заканчивается в пласт земли.

Если природный пар имеет высокую температуру и большое содержание газов, можно использовать схему ГеоТЭС с промежуточным теплоносителем (рис. 4.3, в). Пар из скважины поступает в парогенератор, где отдает тепло вторичному теплоносителю, после чего чистый вторичный пар направляется в конденсационную турбину. Газы, содержащиеся в природном паре, отделяются в парогенераторе и выбрасываются в атмосферу. Недостатком такой схемы является снижение параметров пара перед турбиной. Но, по сравнению с конденсационной ГеоТЭС, удельный расход пара на 30 % меньше.

Для использования тепла термальных вод с температурой 100...200 °С, а также тепла отсепарированной воды строят двухконтурные ГеоТЭС на рабочих телах с низкой температурой кипения (изобутан, фреон и др.) Схема ГеоТЭС аналогична рис 4.3, в. Только в первом контуре циркулирует вода, а во втором – рабочее тело с низкой температурой кипения.

В геотермальной энергетике возможно применение бинарных циклов (рис. 4.3, з). Первая турбина работает на природном паре, а вторая на паре рабочего тела с низкой температурой кипения. Процесс парообразования рабочего тела происходит в конденсаторе-испарителе за счет тепла обратанного водяного пара [3].

Геотермальная энергия является важнейшей из нетрадиционных возобновляемых источников энергии, который в настоящее время конкурентоспособен.

Установленная мощность ГеоТЭС в мире за последние 30 лет ежегодно увеличивалась в среднем на 8,6 % и достигла к 2001 г. 8000 МВт. В США – 2228 МВт, Мексике – 755 МВт, Италии – 785 МВт, Индонезии – 589 МВт. В настоящее время в мире строятся ГеоТЭС общей мощностью 11,5 тыс. МВт. Причем геотермальная установка мощностью 1 МВт позволяет сэкономить в год до 3 тыс. т у.т..

4.4. Использование геотермальных источников для теплоснабжения

Более значительны масштабы использования геотермальной теплоты для отопления и горячего водоснабжения. В зависимости от качества и температуры термальной воды существуют различные схемы геотермального теплоснабжения.

1. Если термальная вода имеет температуру более 80 °С и сильно минерализована, то необходимо использовать промежуточные теплообменники (рис. 4.4). Термальная вода из скважин разделяется на две параллельные ветви. Одна направляется в теплообменник системы отопления, а затем в теплообменник 1-й ступени подогрева воды для горячего водоснабжения. Другая – в теплообменник 2-й ступени. Промежуточные теплообменники используют для того, чтобы избежать зарастания трубопроводов. В теплообменниках термальная вода передает тепло очищенной воде, циркули-

рующей в системе. Выпадающие из термальной воды соли осаждаются в теплообменниках. Недостатком такой схемы является более низкая температура нагреваемой воды по сравнению с термальной.

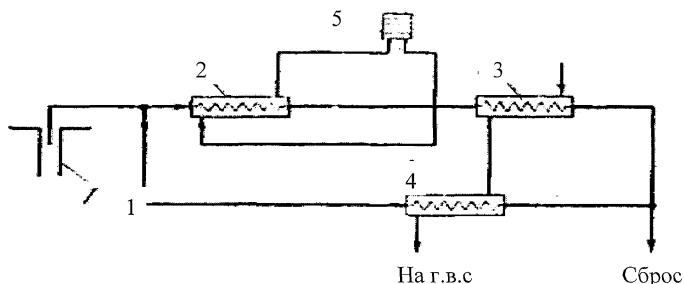


Рис. 4.4. Принципиальная схема геотермального теплоснабжения с теплообменниками: 1 – скважина; 2 – теплообменник системы отопления; 3 – теплообменник горячего водоснабжения 1-й ступени; 4 – то же, 2-й ступени; 5 – система отопления

2. Термальная вода маломинерализована, но имеет температуру ниже 80 °С. В этом случае требуется повышение температуры воды. Это можно осуществить разными методами:

а) подача термальной воды параллельно на отопление и горячее водоснабжение с пиковым подогревом воды, подаваемой на отопление (рис. 4.5)

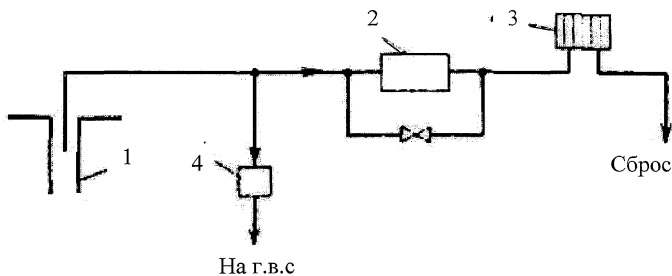


Рис. 4.5. Принципиальная схема геотермального теплоснабжения с параллельной подачей геотермальной воды на отопление и горячее водоснабжение и пиковым догревом воды на отопление: 1 – скважина; 2 – пиковый догреватель; 3 – система отопления; 4 – бак-аккумулятор

Из скважин термальная вода поступает в систему горячего водоснабжения и параллельно в пиковую котельную. В котельной она нагревается до

необходимой температуры и подается в системы отопления. Такая схема применима для районов с дорогим бурением скважин. Пиковая котельная позволяет сократить число скважин;

б) применение тепловых насосов (рис. 4.6).

Термальная вода из скважин подается к испарителю теплового насоса, где передает свое тепло рабочему телу с низкой температурой кипения.

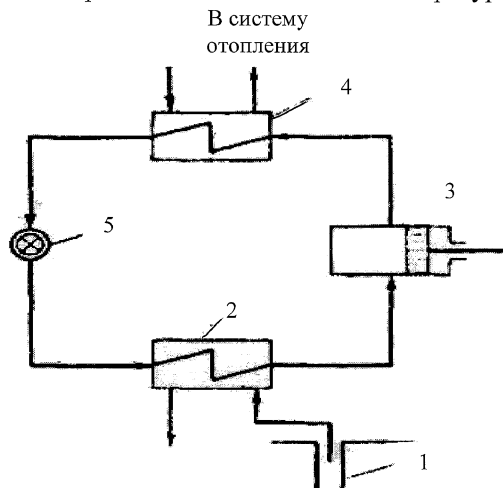


Рис. 4.6. Принципиальная схема геотермального теплоснабжения с применением теплового насоса: 1 – скважина; 2 – испаритель; 3 – компрессор; 4 – конденсатор; 5 – регулирующий вентиль

Пары рабочего тела сжимаются компрессором и направляются в конденсатор. Там они конденсируются при более высоком давлении, отдавая тепло воде, которая циркулирует системе отопления. Охлажденная геотермальная вода сбрасывается в канализацию. Также возможно применение других схем геотермального теплоснабжения.

4.5. Влияние геотермальной энергетики на окружающую среду

Основное воздействие на окружающую среду ГеоТЭС связано с разработкой месторождения, строительством зданий и паропроводов. Для обеспечения ГеоТЭС необходимым количеством пара или горячей воды требуется бурение большого количества скважин. Например, в долине Гейзеров (США) производительность одной скважины обеспечивает в среднем 7 МВт полезной мощности. Поэтому для работы станции мощностью 1000 МВт требуется 150 скважин, которые занимают территорию более 19 кв. км. Последствием геотермальных разработок являются возможные оседания почвы и сейсмические эффекты. Так, при эксплуатации месторо-

ждения Вайрокей (США) с 1954 по 1970 годы поверхность земли просела почти на 4 м, а площадь, на которой произошло оседание грунта, составила порядка 70 кв. км., ежегодно продолжая увеличиваться. Так как на ГеоТЭС не сжигается топливо, то количество вредных газообразных выбросов в атмосферу значительно меньше чем на ТЭС. Но эти выбросы имеют другой химический состав по сравнению с ТЭС. Пар из геотермальных скважин имеет газовые примеси, которые на 80 % состоят из диоксида углерода и содержат в небольших количествах водород, азот, метан, аммиак и сероводород. Наиболее вредным из них является сероводород.

Из-за более низкого КПД ГеоТЭС по сравнению с ТЭС, ее потребность в охлаждающей воде на 1 кВт·ч электроэнергии в 4...5 раз выше. Сброс охлаждающей воды и конденсата в водоемы может вызвать их тепловое загрязнение, а также повышение концентрации различных солей и таких элементов как мышьяк, бор, ртуть, калий и т.д. Сброс отработанных термальных вод может привести к заболачиванию отдельных участков почвы и загрязнению поверхностных и грунтовых вод.

В атмосферу также выбрасываются водяные пары, что связано с изменением влажности воздуха, выделением тепловой энергии и шумовыми эффектами.

Для снижения негативного воздействия на окружающую среду необходимо создание круговой циркуляции теплоносителя на ГеоТЭС по системе «скважина – теплосъемные аппараты – скважина – пласт». Это даст возможность избежать поступления термальных вод на поверхность земли, в поверхностные и грунтовые воды, обеспечить сохранение пластового давления, исключить оседание грунта и сейсмические проявления [2].

4.6. Геотермальная энергетика России

В России разведано 47 геотермальных месторождений с запасами термальных вод, которые позволяют получить более $240 \cdot 10^3$ м³/сут. термальных вод, и парогидротерм производительностью $105 \cdot 10^3$ т/сут. Для использования геотермальных ресурсов пробурено более 3000 скважин.

Выявленные геотермальные ресурсы могут обеспечить Камчатку электричеством и теплом более чем на 100 лет. Запасы тепла геотермальных вод Камчатки оцениваются в 5000 МВт (тепловых). На Чукотке также имеются значительные запасы геотермального тепла. Курильские острова могут обеспечить себя теплом и электроэнергией за счет геотермальных источников в течение 100...200 лет. На Северном Кавказе хорошо изучены геотермальные месторождения с температурой от 70 до 180 °С. Они находятся на глубине от 300 до 5000 м. Эти месторождения используют для теплоснабжения и горячего водоснабжения. В Дагестане в год добывается более 6 млн. куб. м геотермальной воды.

Приморье, Прибайкалье, Западно-Сибирский регион также располагают запасами геотермального тепла, которое можно использовать в промышленности и сельском хозяйстве [10].

В 1965–1967 годах на Камчатке были построены две ГеоТЭС: Паужетская и Паратунская – первая в мире ГеоТЭС с бинарным циклом. Она явилась прототипом большого количества ГеоТЭС, построенных в других странах.

Первая очередь Паужетской ГеоТЭС мощностью 5 МВт была сдана в эксплуатацию в 1967 году, а вторая мощностью 6 МВт – в 1980 году. В настоящее время, в результате длительной эксплуатации в агрессивной среде, оборудование первой очереди полностью вышло из строя. Скоро выйдет из строя и оборудование второй очереди. Поэтому намечена реконструкция этой ГеоТЭС с полной заменой существующего оборудования. На Паужетской ГеоТЭС будут установлены три модуля по 6 МВт производства АО «Калужский турбинный завод»

В 1999 году на Камчатке было завершено строительство Верхне-Мутновской ГеоТЭС. Она состоит из трех модулей по 4 МВт каждый. На этой станции установлены турбогенераторы «Туман-4к». Предполагается разработать и испытать на Верхнее-Мутновской ГеоТЭС пилотный двух-контурный аммиачный энергомодуль мощностью 6 МВт, работающий на избыточном паре из существующих скважин и тепле сбросной геотермальной воды.

Ведется строительство Мутновской ГеоТЭС. Первая очередь станции состоит из двух унифицированных блоков по 25 МВт; разработчик и поставщик оборудования – Калужский турбинный завод. В 2001 г. на этой станции введен в эксплуатацию первый энергоблок, а в 2002 г. – второй. Проектом предусматривается общая мощность Мутновской ГеоТЭС 200 МВт.

В 1993 году на Менделеевском участке о. Кунашир была испытана комплексная геотермальная установка мощностью 500 кВт ОАО «Калужский турбинный завод», а в 1997 году введена система геотермального теплоснабжения.

На о. Итуруп (Курилы) намечается строительство Океанской ГеоТЭС с мощностью первой очереди 12 МВт. В настоящее время электроснабжение г. Курильска и поселков осуществляется с помощью дизельных электростанций, а теплоснабжение – на базе угольных котельных. Стоимость электроэнергии на ГеоТЭС в два с лишним раза дешевле по сравнению с ДЭС. Также улучшится экологическая обстановка на острове. Начаты работы на о. Парамшир по теплоснабжению г. Северо-Курильска от ГеоТЭС.

В настоящее время геотермальное теплоснабжение применяется на Камчатке, в Краснодарском крае и Дагестане и экономит более 400 тыс. т у.т. в год.

Создание комбинированных ГеоТЭС на пароводяных месторождениях с использованием тепла отсепарированной воды уже в настоящее время может увеличить выработку электроэнергии на 20 %, при том же числе скважин и улучшить экономические показатели [1].

В последние годы на основе больших фундаментальных исследований были созданы геотермальные технологии. Они способны быстро обеспечить эффективное использование геотермальной энергии для получения электроэнергии и тепла.

5. ЭНЕРГИЯ ПРИЛИВОВ

5.1. Причины возникновения приливов

Приливы – это результат гравитационного взаимодействия Земли с Луной и Солнцем. Приливообразующая сила Луны в данной точке земной поверхности определяется как разность местного значения силы притяжения Луны и центробежной силы от вращения системы Земля–Луна вокруг общего центра тяжести.

В результате на поверхности Земли возникают приливные колебания уровня в огромных океанах планеты. Основные периоды этих колебаний – суточные продолжительностью около 24 ч и полусуточные – около 12 ч 25 мин.

Во время приливов и отливов перемещение водных масс образует приливные течения. Скорость этих течений в прибрежных проливах и между островами достигает примерно 5 м/с.

В открытом море подъем водной поверхности во время прилива не превышает 1 м. В устьях рек, проливах и постепенно суживающихся заливах приливы достигают значительно большей величины. Приливы в заливе Фанди (Атлантическое побережье Канады), наибольшие в мире, достигают высоты 17,3 м. В Европе высокие приливы происходят в устье реки Северн (Англия) – 14,5 м и на Атлантическом побережье Франции – 13,5 м.

В России наибольшие высоты приливов наблюдаются в Пенжинской губе (14,5 м) и Тугурском заливе Охотского моря (10 м), а также в Мезенском заливе Белого моря (10 м). На Мурманском побережье Баренцева моря высота прилива достигает 7,2 м [1].

На приливо-отливные явления существенное влияние оказывает ветер. Если ветер дует с моря, он нагоняет воду к берегу и высота прилива увеличивается. При ветре, дующем с суши, уровень прилива понижается.

Каждый год наиболее высокие приливы происходят тогда, когда Луна и Солнце находятся почти на одной линии. Их суммарное гравитационное взаимодействие увеличивает объем перемещаемой океанской воды.

5.2. Приливные электростанции

Приливно́я энергия превращается в электрическую энергию на приливных электростанциях (ПЭС).

Ценное качество приливной энергии состоит в неизменности ее среднемесячного значения в любой сезон и любой по возможности год. Это важно при использовании ПЭС в целях экономии топлива в энергетической системе.

Но при работе ПЭС на изолированного потребителя требуется ее резервирование другими источниками энергии. Учитывая неравномерность ПЭС, для эффективного использования ее желательно объединять с гидроаккумулирующей или гидравлической электростанциями, которые имеют водохранилища для аккумуляирования энергии ПЭС.

Поднятую во время прилива на максимальную высоту воду можно отделить от моря плотиной. В результате образуется приливный бассейн.

Максимальная мощность, которую можно получить, пропуская воду через турбины, в одном цикле прилив – отлив определяется по уравнению:

$$P = \rho g S R^2, \quad (5.1)$$

где ρ – плотность воды; g – ускорение силы тяжести; S – площадь приливного бассейна; R – высота прилива.

Следовательно, для использования приливной энергии подходят такие места морского побережья, где приливы имеют большую высоту, а рельеф берега дает возможность соорудить большие замкнутые бассейны.

Мощность, снимаемая с 1 м² площади поперечного сечения потока

$$q \approx 0,1 \rho U^3, \quad (5.2)$$

где U – средняя скорость приливного течения.

Скорость приливного течения меняется во времени. Для устройства, работающего при прямом и обратном приливном течении имеющем скорость $U=5$ м/с $q=0,1 \cdot 1025 \cdot 5^3 = 12800$ Вт/м² ≈ 13 кВт/м²

Если перекрыть плотиной площадь залива $S=1000$ м², можно получить среднюю мощность электростанции около 13 МВт.

Принцип действия приливных электростанций (ПЭС), работающих при приливе и отливе, заключается в следующем. В устье реки или заливе строится плотина. В корпусе плотины устанавливаются гидроагрегаты. За плотиной образуется приливный бассейн. Во время прилива вода вращает турбоагрегаты и наполняет приливный бассейн. При отливе поток воды возвращается из бассейна в море, вращая турбины в обратном направлении.

Схема работы приливной электростанции представлена на рис. 5.1.



Рис. 5.1. Схема работы приливной электростанции

Экономически оправдано строительство ПЭС в районах с приливными колебаниями уровня моря не менее 4 м. Мощность ПЭС зависит от характера прилива, объема и площади приливного бассейна и числа установленных гидроагрегатов.

Эффективность ПЭС значительно повысилась в связи с созданием капсульных турбин, действующих при приливе и отливе. ПЭС двухстороннего действия может вырабатывать электроэнергию в течение 4...5 часов с перерывами в 1...2 часа четыре раза в сутки.

При совпадении времени прилива и отлива с периодом наибольшего потребления энергии ПЭС работает в турбинном режиме, а при совпадении времени прилива и отлива с наименьшим потреблением энергии турбины ПЭС или отключаются, или работают в насосном режиме, наполняя бассейн выше уровня прилива или откачивая воду из бассейна.

Использование энергии ПЭС затрудняется из-за неравномерности ее выработки. Для устранения этой неравномерности бассейн ПЭС можно

разделить плотину на два или три меньших бассейна, с поочередной коммутацией этих бассейнов через турбины с морем и между собой. Но эта мера полностью не исключает неравномерности выработки электроэнергии, обусловленной цикличностью приливов в течение полумесячного периода. Стоимость многобассейновых ПЭС очень высока, поэтому в настоящее время строят однобассейновые ПЭС. Мощность такой ПЭС вследствие изменения напора воды возрастает от нуля до некоторого максимального значения, а затем вновь снижается до нуля [2].

Для оптимизации выработки электроэнергии турбины ПЭС должны использоваться в нескольких режимах. Выбор режима зависит от необходимой в данный момент мощности, потребностей в энергии и возможностей других производителей электроэнергии. В основном используются следующие режимы.

1. Если ПЭС построена для обеспечения местных потребностей в электроэнергии, то необходимы страхующие энергоустановки, которые подключаются в период угасания приливов.

2. Если ПЭС включена в крупную энергосеть и является сравнительно небольшим источником энергии в масштабах сети, то ее работа приспособляется к потребителям энергосети.

3. Если требования к энергии ПЭС не связаны с временем суток, ее можно использовать в естественном режиме. Энергию можно использовать на нужды транспорта, зарядку аккумуляторов, производство водорода и т.п.

Мировые энергетические ресурсы приливной энергии оцениваются в 1 трлн. кВт·ч. Но использование этой энергии затрудняется в связи с ее пульсирующим характером.

В настоящее время в мире действуют промышленная ПЭС Ранс во Франции (240 МВт), опытные ПЭС Аннаполис в Канаде (20 МВт) и Кислогубская в России (0,4 МВт). Также построены три опытных ПЭС в Китае и одна в Корее. Проектирование промышленных ПЭС ведется во многих странах мира.

Первая ПЭС мощностью 240 МВт была пущена во Франции в 1966 г. Она расположена в устье реки Ранс, которая впадает в пролив Ла-Манш. Средняя высота приливов составляет 8,4 м. На реке была построена плотина длиной 0,8 км.

На станции установлены 24 капсульных гидроагрегата. Такой гидроагрегат позволяет осуществлять три прямых и три обратных режима работы: режим генератора, режим насоса и режим водопропускного отверстия. Строительство ПЭС Ранс оказалось в 2,5 раза дороже строительства ГЭС такой же мощности из-за защитных перемычек. Опыт эксплуатации такой ПЭС показал, что ее строительство экономически оправдано, так как себестоимость вырабатываемой электроэнергии ниже, чем на ГЭС.

Возможное воздействие приливных электростанций на окружающую среду может быть связано с увеличением амплитуды приливов на океанской стороне плотины. Это может приводить к затоплению суши и сооружений при высоких приливах или штормах и к попаданию соленой воды в устья рек и подземные водоносные слои. Водные сообщества организмов в приливной зоне могут пострадать в результате изменения уровня воды и усилившихся течений, как за плотиной, так и перед ней. Прохождение через турбины также небезопасно для водных организмов.

Экологическая безопасность ПЭС была доказана исследованиями за рубежом и в России. Биологическая стабилизация водного сообщества организмов произошла через 10 лет и сохраняется благодаря водообмену с морем. Кроме того наблюдается увеличение рыбной массы и урожая моллюсков на подводных плантациях.

На Кислогубской ПЭС проводились опытные пропуски промысловой рыбы через плотину. В результате ни одна из выловленных особей не получила повреждений. Установлено, что на капсульном гидроагрегате ПЭС гибнет всего 4...5 % биомассы планктона. Тогда как на гидроагрегате ГЭС – до 85 %.

Одним из основных экологических преимуществ ПЭС является отсутствие затопляемых земель, так как бассейн образуется естественным путем без затопления берегов.

5.3. Приливная энергетика России

В России использование приливной энергии в прибрежных зонах морей Северного Ледовитого и Тихого океанов связано с большими капиталовложениями.

Первая в нашей стране Кислогубская ПЭС мощностью 400 кВт была построена в 1968 г. в Кислой губе вблизи г. Мурманска. Эта ПЭС имеет небольшие размеры, ее длина равна 40 м.

На Кислогубской ПЭС, впервые в мире, был применен наплавной метод строительства. Здание станции было построено из бетона в прибрежном котловане Кольского залива. При строительстве внутри здания были смонтированы оборудование и коммуникации. Сооружение поставили на понтоны и котлован заполнили водой из залива. Затем здание станции отбуксировали в Кислую губу. В протоке уже было построено подводное основание ПЭС. На него опустили готовый блок. После этого насыпали дамбу и перекрыли протоку.

На Кислогубской ПЭС установлен один обратимый капсульный агрегат мощностью 400 кВт французской фирмы «Нейрпик». Разрезы здания Кислогубской ПЭС показаны на рис. 5.2.

Наплавная отечественная технология дает возможность снизить на треть капитальные затраты по сравнению с традиционным способом строительства гидротехнических сооружений.

При строительстве Кислогубской ПЭС был использован специально разработанный бетон особо высокой морозостойкости. Как показали исследования конструкции ПЭС не имеют повреждений и находятся в рабочем состоянии после многолетней эксплуатации в суровых природных условиях при воздействии соленой морской воды.

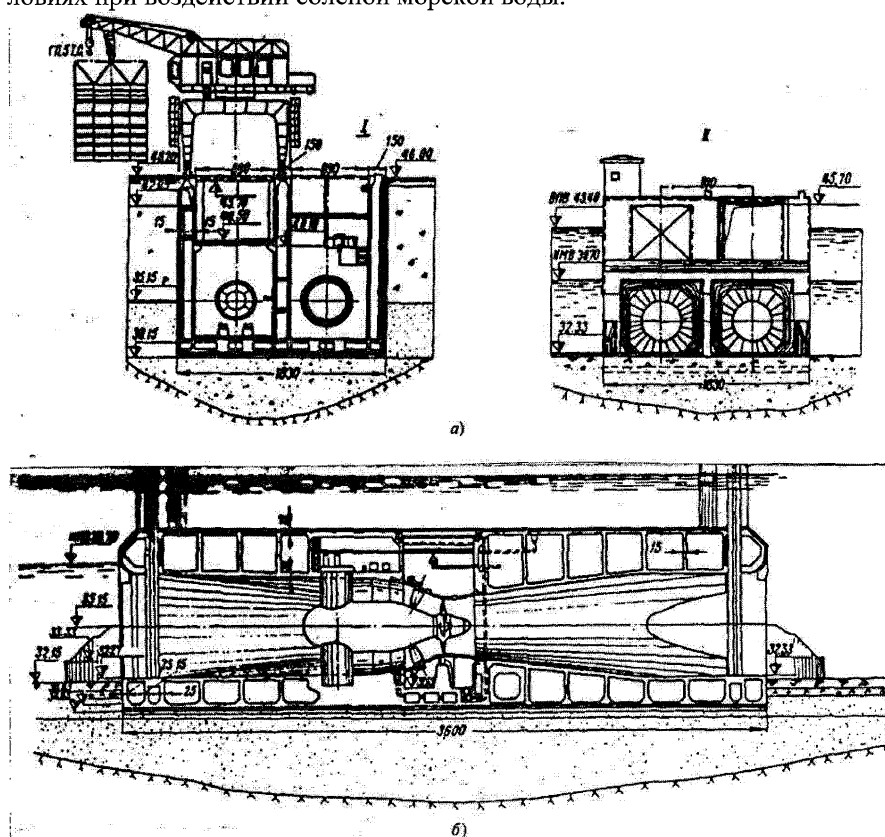


Рис. 5.2. Здание Кислогубской ПЭС: а – продольный разрез; б – поперечный разрез; I – вид со стороны бассейна; II – вид со стороны моря

Также решена задача по защите поверхностей бетона и металлического оборудования от зарастания биомассой. Были разработаны необрастающие бетоны с биоцидными добавками. На турбинном водоводе была установлена экологически безопасная система защиты.

На Кислогубской ПЭС ведутся различные исследовательские работы. Испытываются морские материалы, конструкции и оборудование. На основании этих работ осуществляется проектирование новых приливных электростанций.

Гидропроектом разработан новый тип так называемой ортогональной турбины. Ось вращения этой турбины располагается поперек потока воды. Ортогональная турбина идеально подходит для двухсторонней турбинной работы ПЭС, так как не меняет направление вращения вала при изменении направления течения воды по турбинному водоводу. По сравнению с капсульным гидроагрегатом эта турбина имеет большую пропускную способность про холостом пропуске воды.

Ортогональная турбина имеет значительно меньшую стоимость за счет простоты конструкции, меньшей металлоемкости и высокой технологичности при изготовлении.

В настоящее время разработано технико-экономическое обоснование строительства Тугурской ПЭС мощностью 8 МВт и Пенжинской ПЭС мощностью 87 МВт на Охотском море, а также Мезенской ПЭС мощностью 11,4 МВт на Белом море. Начато проектирование Кольской опытно-промышленной ПЭС мощностью 32 МВт [1].

При проектировании и строительстве этих ПЭС будет использован опыт строительства и эксплуатации Кислогубской ПЭС.

6. ЭНЕРГИЯ ВОЛН И ОКЕАНИЧЕСКИХ ТЕЧЕНИЙ

6.1. Энергия волн

От морских волн можно получить огромное количество энергии. Мощность, переносимая волнами по глубокой воде, пропорциональна квадрату их амплитуды и периоду. Наибольший интерес представляют длиннопериодные ($T \sim 10$ с) волны большой амплитуды ($a \sim 2$ м). Они позволяют снимать с единицы длины гребня в среднем от 50 до 70 кВт/м.

Волновая мощность Мирового океана оценивается примерно в 3 млрд. кВт. По расчетам 1 км² водной поверхности с волнами высотой около 5 м обладает мощностью около 3 млн. кВт. Удельная плотность волновой энергии, то есть мощность, приходящая на единицу поверхности, примерно в 10 раз больше плотности ветровой энергии и значительно превышает плотность солнечной энергии.

Развитие волновой энергетики связано с большими трудностями, основными из которых являются:

- 1) волны изменяют амплитуду, фазу и направление движения. Поэтому сложно проектировать энергетическую установку, которая могла бы работать в широком диапазоне изменяющихся величин;

- 2) во время штормов и ураганов образуются волны огромной мощности. Поэтому конструкция установки должна выдерживать нагрузки, при-

мерно в 100 раз больше, чем при нормальной работе. Также возникают сложности с созданием энергетических устройств для таких волновых режимов и передачей энергии на берег;

3) как правило период волн $T \approx 5 \dots 10$ с, а частота порядка 0,1 Гц. Поэтому трудно приспособить это нерегулярное медленное движение к генерированию электроэнергии промышленной частоты;

4) очень трудно выбрать тип устройства для преобразования волновой энергии.

Существует множество технических решений, позволяющих преобразовать энергию волн в электрическую. В последнее время усилился интерес к волновой энергетике и эксперименты переросли в стадию реализации проектов. Современная тенденция разработки волновых установок ориентируется на единичные модули умеренной мощности (около 1 МВт) размером порядка 50 м вдоль фронта волны [2]. Волновые установки могут заменить дизельные генераторы, снабжающие энергией удаленные поселки и острова.

Как правило, волновые установки состоят из четырех основных частей: рабочего органа, рабочего тела, силового преобразователя и системы креплений. Выработка электроэнергии на волновых установках связана с получением вращательного движения нужной частоты. Для этого используют воздушные турбины, гидромоторы, реже – гидротурбины.

Получение электроэнергии в условиях нестационарного волнения удобнее с помощью генераторов постоянного тока. Такой ток проще суммировать в единую сеть от нескольких генераторов. Для получения качественной электроэнергии по стабильности частоты и напряжения желательно использовать на промежуточных ступенях преобразования энергии емкие аккумуляторы и стабилизаторы.

В настоящее время волноэнергетические установки используются для энергоснабжения автономных буйев, маяков, научных приборов. В Норвегии с 1985 г. действует первая в мире промышленная волновая станция мощностью 850 кВт. В середине 90-х годов Дагестанским филиалом ЭНИНа на Каспийском море была испытана волновая установка мощностью 3 кВт.

Как показал опыт эксплуатации существующих волновых установок, вырабатываемая ими электроэнергия в 2...3 раза дороже электроэнергии получаемой традиционными способами. Но в будущем ожидается значительное снижение ее стоимости.

Располагаемые в береговой зоне морей волновые установки снижают размывающую способность волн, поэтому не требуется строительства дорогостоящих берегозащитных сооружений. Волноэнергетические установки не оказывают отрицательного экологического воздействия на природу. Но при расположении некоторых типов волновых энергетических установок в открытом море, они могут оказывать негативное воздействие на

жизнь моря. Волны способствуют обогащению поверхностного слоя воды кислородом и питательными веществами.

6.2. Энергия океанических течений

Всю акваторию Мирового океана пересекают поверхностные и глубокие течения. Запас кинетической энергии этих течений составляет порядка $7,2 \cdot 10^{12}$ кВт·ч/год. Эту энергию с помощью турбин, погруженных в воду, можно превратить в механическую и электрическую.

Механическая мощность, которую можно получить за счет течения:

$$P = \kappa S \rho V^3 / 2, \quad (6.1)$$

где κ – коэффициент преобразование энергии, зависящий от типа турбины ($\kappa = 0,6 \dots 0,75$); S – площадь, перекрываемая турбиной; ρ – плотность воды; V – скорость течения.

При современном уровне техники можно получить энергию при скорости потока более 1 м/с. При этом мощность 1 м² поперечного сечения потока составляет 1 кВт.

Перспективным для выработки электроэнергии является использование таких мощных течений как Гольфстрим и Куро시오. Гольфстрим несет 83 млн. м³/с со скоростью до 2 м/с, а Куро시오 – 55 млн. м³/с со скоростью до 1,8 м/с. Для океанской энергетики также интерес представляет Флоридское течение и течения в проливах Гибралтарском, Ла-Манш, Курильском.

Но создание океанских электростанций, работающих на энергии течений, связано с большими трудностями. Энергетические установки будут иметь большие размеры и угрожать судоходству.

Энергию океанических течений можно преобразовывать в электрическую с помощью больших низкоскоростных турбин. Один из проектов предполагает создание турбин с вертикальной осью, которые могут подстраиваться к интенсивности потока воды и изменениям его направления.

В мире разрабатывается несколько программ по использованию энергии океанических течений. В США с 1973 г. разрабатывается программа «Кориолис». Она предусматривает установку во Флоридском проливе 242 турбин с двумя рабочими колесами диаметром 168 м, вращающимися в противоположных направлениях. Эти колеса размещаются внутри полый камеры из алюминия, обеспечивающей плавучесть турбины. Система «Кориолис» будет длиной 60 км и шириной 30 км. Агрегаты предполагается установить на глубине 30 м, чтобы не мешать судоходству.

Полезная мощность каждой турбины с учетом затрат на эксплуатацию и потерь электроэнергии при передаче на берег составит 43 МВт. Первый опытный образец подобной турбины диаметром 1,5 м был испытан во Флоридском проливе. Также разработан проект турбины мощностью 400 кВт с рабочим колесом диаметром 12 м.

В Японии проводят исследования с целью использования энергии течения Куро시오. Предполагается установка трехлопастных гидротурбин с диаметром рабочего колеса 53 м.

Разработан схематический проект использования течения в Гибралтарском проливе, которое может обеспечить получение электроэнергии в количестве 150 млрд. кВт·ч/год [1].

В настоящее время стоимость установок, по использованию энергии морских течений, очень высока. Но в процессе совершенствования способов преобразования энергии, конструкции установок и снижения их материалоемкости капитальные затраты на строительство таких установок будут снижаться.

7. ТЕПЛОВАЯ ЭНЕРГИЯ МОРЕЙ И ОКЕАНОВ

7.1. Ресурсы тепловой энергии океана

Мировой океан является естественным аккумулятором солнечной энергии. В тропических морях верхний слой воды толщиной несколько метров имеет температуру 25...30 °С. На глубине 1000 м температура воды не превышает 5 °С. Во многих районах мирового океана существует устойчивая разность температур поверхностных и глубинных слоев.

Преобразование тепловой энергии, запасенной океаном, в механическую, а затем в электрическую требует создания тепловой машины, которая использует перепад температур между прогретыми поверхностными и охлажденными глубинными слоями. Приблизительно степень преобразования тепловой энергии можно оценить термическим КПД цикла Карно.

$$\eta_c = (T_1 - T_2) / T_1 = \Delta T / T_1, \quad (7.1)$$

где T_1 – температура нагретой воды, К; T_2 – температура холодной воды, К.

Для перепадов температур ΔT от 15 до 26 °С термический КПД будет составлять 5...9 %. Реальный КПД будет значительно ниже [11].

Чтобы определить запасы тепловой энергии нужно знать распределение температур на поверхности океана, толщину прогретого слоя, глубину залегания слоя холодных вод, скорости перемещения водных масс.

Первая приближенная оценка запасов тепловой энергии океана основывалась на следующем. В среднем по Мировому океану разность температур между поверхностью и глубинами примерно в 400 м составляет 12 °С, лишь в некоторых районах достигая 20 °С. Считая в среднем, что разность температур в 12 °С сохраняется на всей свободной от льда поверхности около $3 \cdot 10^{14}$ м² в слое толщиной 100 м, общую тепловую энергию океана в любой момент времени можно определить по формуле:

$$W = V \rho c_p \Delta T, \quad (7.2)$$

где V – объем воды, м³; ρ – плотность воды, кг/м³; c_p – удельная массовая теплоемкость, кДж/кг·К.

Таким образом, величина запасенной энергии $W=15 \cdot 10^{20}$ кДж. Для более точных оценок требуется знание картины распределения температур.

Существует также потенциальный ресурс тепловой энергии океана, связанный с разностью температур между поверхностными слоями воды и приповерхностными слоями воздуха. Он представляет особый интерес для Арктики. Там практически 8 месяцев в году температура воздуха ниже -20°C , а температура воды подо льдом $+2...+3^{\circ}\text{C}$. Как показывают расчеты при такой разнице температур 1 м^3 морской воды, пропущенной за 1 секунду через преобразователь энергии, дает возможность получить около 10 кВт мощности при КПД установки 5 %.

7.2. Океанические тепловые электростанции

Для преобразования энергии перепада температур в океане предлагается несколько типов устройств. Наибольший интерес представляет преобразование тепловой энергии в электрическую с помощью термодинамического цикла, рабочим телом в котором служит жидкость с низкой температурой кипения (аммиак, изобутан, пропан, фреоны и др.). Схемы надводной и подводной океанических тепловых электростанций (ОТЭС), работающих по термодинамическому циклу Ренкина, представлены на рис. 7.1.

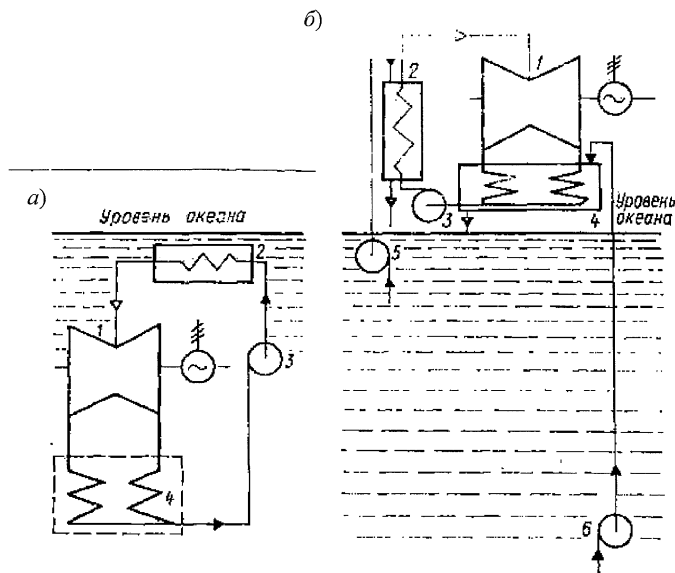


Рис. 7.1. Схемы океанических тепловых электростанций: а – под водой, б – над водой: 1 – турбогенератор; 2 – испаритель; 3 – насос рабочей жидкости; 4 – конденсатор; 5 – насос забора теплой воды; 6 – насос забора холодной воды

Рабочее тело, циркулируя по замкнутой схеме, отбирает тепло от горячей воды в испарителе и в паровой фазе приводит в действие турбину, связанную с генератором. После турбины пар конденсируется в охлаждаемом холодной водой конденсаторе. Отработанная теплая и холодная вода сбрасывается в океан [3].

Строительство и эксплуатация ОТЭС связаны с рядом проблем. Из-за низкого КПД цикла, для получения значительной мощности, требуются большие расходы теплой и холодной воды, а так же рабочего тела. Поэтому порядка 50 % мощности станции будет затрачено на работу насосов.

Сложной технической задачей является транспортировка и сборка труб большого диаметра для подъема на поверхность холодной воды с большой глубины.

Испаритель и конденсатор должны иметь очень большие поверхности теплообмена, а, следовательно, внушительные размеры. Поверхности трубок теплообменников подвержены биообрастанию, что приводит к ухудшению теплообмена. Поэтому требуется механическая или химическая очистка трубок теплообменников.

Ориентировочно промышленная ОТЭС мощностью 40 МВт должна иметь водоизмещение примерно 70 тыс. т, диаметр трубопровода холодной воды 10 м и рабочую поверхность теплообменников около 45 тыс. м² [2].

Для передачи электроэнергии потребуются дорогостоящие подводные кабели. Изготовление такого кабеля длиной ~50 км вполне осуществимо. Электроэнергию крупных ОТЭС размещенных в сотнях километрах от берега и потребителей можно использовать на борту станции для производства химических веществ (например, водорода).

Создание экономически оправданных ОТЭС требует некоторой доработки теплообменников и турбин и не нуждается в новых устройствах. Главные недостатки ОТЭС – большая стоимость и размеры.

Предварительные исследования влияния ОТЭС на окружающую среду показали, что оно будет минимальным. К отрицательному воздействию ОТЭС на окружающую среду можно отнести:

- 1) возможную утечку в океан рабочего тела, а также веществ, используемых для промывки теплообменных аппаратов;
- 2) возможное выделение углекислого газа из холодной воды, поднимаемой на поверхность, из-за снижения давления и повышения температуры;
- 3) местное изменение циркуляции вод и биологическое воздействие на район океана.

8. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭНЕРГИИ БИОМАССЫ

8.1. Ресурсы биомассы

Под термином «биомасса» понимается органическое вещество растительного или животного происхождения, которое может быть использова-

но для получения энергии или технически удобных видов топлива путем термохимической (прямое сжигание, пиролиз, газификация) или биологической конверсии. Биомасса делится на первичную (растения, животные, микроорганизмы и т.д.) и вторичную – отходы при переработке первичной биомассы и продукты жизнедеятельности человека и животных.

В биосфере содержится 800 млрд. т биомассы. 90 % биомассы приходится на древесину. Из них 200 млрд. т ежегодно возобновляется, что составляет 100 млрд. т нефти. Накопленная в биомассе энергия эквивалентна по величине запасам органического топлива [1]. Источниками биомассы являются отходы животноводства, растительные остатки, осадки сточных вод, органические отходы промышленности (пищевой, мясомолочной, лесной, деревообрабатывающей, гидролизной, целлюлозно-бумажной), а также твердые отходы коммунального хозяйства.

В России ежегодное количество органических отходов по разным отраслям экономики составляет 390 млн. т. Сельскохозяйственное производство дает 250 млн. т. Из них 150 млн. т приходится на животноводство и птицеводство, 100 млн. т – на растениеводство. Лесо-деревопереработка дают 700 млн. т, твердые бытовые отходы городов – 60 млн. т. Коммунальные стоки – 10 млн. т (все приведенные значения даются на абсолютное сухое вещество) [1].

Энергию биомассы можно преобразовать в удобные виды топлива или энергии различными способами:

- 1) получение растительных углеводов (растительные масла, жирные высокомолекулярные кислоты и их эфиры, предельные и непредельные углеводы и т.д.);

- 2) термическая конверсия биомассы (твердой до 60 %) в топливо (прямое сжигание, пиролиз, газификация, сжижение, фаст-пиролиз);

- 3) биотехнологическая конверсия биомассы (при влажности от 75 % и выше) в топливо (низко атомные спирты, жирные кислоты, биогаз).

На современном этапе экономического развития России использование биомассы ведется, в основном, по двум последним направлениям.

8.2. Термохимическая конверсия биомассы

Одним из основных направлений утилизации древесных отходов является их использование для получения тепловой и электрической энергии. Основными технологиями получения энергии из древесных отходов являются: сжигание, быстрый пиролиз и газификация.

Сжигание

Существует несколько методов сжигания древесных отходов: прямое сжигание, сжигание в кипящем (циркулирующем) слое, газификация (сжигание во вторичной камере сгорания).

Прямое сжигание осуществляется в топках с горизонтальной, конусообразной, наклонной или подвижной колосниковой решеткой. Этот метод можно использовать в водогрейных котлах мощностью менее 20 МВт. Можно сжигать кусковые и длинномерные отходы, щепу, кору, опилки, топливные брикеты, гранулы и т.п. Для выработки электроэнергии отходы деревообработки сжигают в паровом котле с последующим использованием пара в паровой турбине. Эта технология для мини – ТЭЦ мощностью 600...1000 кВт имеет низкий электрический КПД порядка 8...13 %.

Сжигание в кипящем слое более эффективно за счет почти 100 % сгорания топлива. Измельченное древесное топливо подается в кипящий слой, который создается продуванием воздуха через слой инертного материала, например, песка. В зависимости от скорости продувки частицы инертного материала остаются в кипящем слое или выносятся из слоя вместе с продуктами горения. Эти частицы улавливаются циклонами и снова возвращаются в кипящий слой.

Метод сжигания в кипящем слое можно использовать в котельных и ТЭЦ в диапазоне мощностей от 5 до 600 МВт. Достоинством данного метода является возможность сжигания различных видов топлива.

Сжигание газов во вторичной камере сгорания (газогенераторная топка) является двухэтапным процессом. Сначала топливо подается шнековым питателем на наклонную решетку первичной камеры (предтопку). Там оно нагревается до температуры при которой идет процесс газификации. Полученный газ сгорает во вторичной камере практически без остатка. Продукты сгорания используются для получения горячей воды или пара, который можно использовать для получения электроэнергии. Такой метод можно применять в диапазоне мощностей от 150 кВт до 30 МВт. Недостаток метода – высокая стоимость.

Быстрый пиролиз

Быстрый пиролиз – это процесс, при котором сухие (<10 % влажности), измельченные в порошок древесные отходы, в том числе опилки, кора и т.д., быстро нагреваются в кипящем слое инертного материала внутри реактора до температуры 450...500 °С без воздуха. Продуктами пиролиза являются частицы древесного угля, неконденсирующийся газ, конденсирующие пары и аэрозоли. Частицы древесного угля отделяются в циклоне, а летучие вещества подвергаются быстрому охлаждению. В результате образуются жидкое синтетическое топливо (пиротопливо), которое поступает в накопительный резервуар.

Пиролизный газ сжигается в горелке реактора. Но этого тепла недостаточно для проведения процесса пиролиза. Требуется дополнительный источник тепла, например, природный газ.

Основной продукт пиролиза – пиротопливо – имеет теплоту сгорания, составляющую примерно 55 % от теплоты сгорания дизельного топлива.

Его можно использовать в газотурбинных установках или дизельных двигателях.

Газификация

Газификация это процесс высокотемпературного превращения биомассы в генераторный газ в специальных реакторах (газогенераторах) с ограниченной подачей воздуха. Генераторный газ имеет теплоту сгорания до 4,5...6,0 МДж/м³ и состоит из горючих газов (СО, Н₂, СН₄), инертных газов (СО₂, N₂), паров воды, твердых примесей и пиролизных смол. Эффективность газификации достигает 85...90 %. Газификация является более эффективным и чистым процессом, чем сжигание.

Существуют различные типы газогенераторов: с восходящим потоком газа (прямой процесс), с нисходящим потоком газа (обращенный процесс), с циркулирующим кипящим слоем.

Применение технологии обращенного процесса позволяет на 20 % снизить металлоемкость теплоэнергетических установок и в 8...10 раз уменьшить содержание смол в генераторном газе. Такой газ при минимальной очистке можно использовать в дизельных двигателях. При переходе на генераторный газ мощность двигателя практически не меняется, но существенно улучшаются экологические показатели и на 40...50 % повышается ресурс двигателей [1]. Генераторный газ можно также использовать в качестве топлива в котельных и газотурбинных установках.

За последние годы в России разработаны газогенераторы с тепловой мощностью 100, 200, 600, 3000 и 5000 кВт, которые по техническим характеристикам соответствуют мировому уровню. Ведущей организацией по разработке газогенераторов является ТОО «Энерготехнология» (г. Санкт-Петербург).

На рис. 8.1 представлена схема газогенератора, а в табл. 8.1 даны основные технические характеристики газогенераторов.

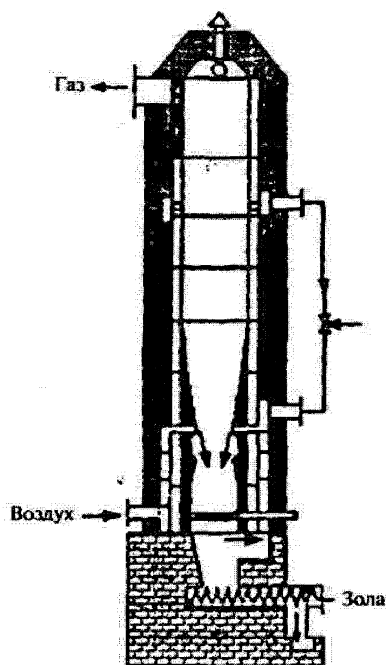


Рис. 8.1. Схема газогенератора

В этих газогенераторах в качестве сырья для газификации можно использовать любые органические отходы: древесину, щепу, кору, сельскохозяйственные, коммунальные и бытовые отходы. 8,5 м³ получаемого генераторного газа эквивалентны 1 кг мазута.

ТОО «Энерготехнология» также разработало газогенераторную станцию тепло- и электроснабжения тепловой мощностью 600 кВт. Она включает в себя слоевой газогенератор обращенного процесса, систему очистки генераторного газа, водогрейные котел и дизель – генератор мощностью 300 кВт. Эта станция предназначена для автономного тепло- и электроснабжения 200-квартирного дома. Сырьем для газогенератора могут служить все виды органических отходов имеющую влажность не более 60 %. Коэффициент использования теплоты генераторного газа при комбинированной выработке тепловой и электрической энергии составляет 80...84 % [1].

Таблица 8.1

Технические характеристики газогенераторов

Номинальная тепловая мощность, МВт	Номинальный выход сухого газа, м³/ч	Сырье (древесные отходы)		Высота шахты, м	Внутренние размеры шахты, мм	Номинальный расход воздуха, м³/ч
		Расход, кг/ч	Максимальная влажность, %			
0,1	70	40	35	1,8	200×400	45
0,6	500	380	50	5,0	Ø 950	350
1,0	850	750	55	6,0	Ø 1130	600
3,0	2500	2200	60	8,0	800×2500	1900

Такие станции можно использовать для автономного энергоснабжения в любых районах России имеющих органическое сырье. Это, прежде всего, районы Сибири, Крайнего Севера, а также большинство сельских районов, которые располагают большим количеством отходов лесопроизводства и растениеводства.

8.3. Биотехнологическая конверсия биомассы

При биотехнологической конверсии используются различные органические отходы с влажностью не менее 75 %. Биологическая конверсия биомассы развивается по двум основным направлениям:

- 1) ферментация с получением этанола, низших жирных кислот, углеводов, липидов;
- 2) получение биогаза.

Этанол (этиловый спирт) получают в процессе спиртового сбраживания. После предварительной обработки исходной биомассы получают сахара – основной энергоаккумулирующий продукт. Затем при добавлении соответствующих микроорганизмов (дрожжей) проводят сбраживание и получают раствор с 10 %-ной концентрацией спирта. При этой концентрации микроорганизмы погибают и раствор подвергают перегонке до получения смеси, состоящей из 95 % этанола и 5 % воды. Теплота сгорания этанола составляет 30 МДж/кг.

При переработке биомассы в этанол образуются побочные продукты. Это промывочные воды и остатки перегонки. Поэтому представляют интерес технологии, которые дают возможность в процессе очистки этих отходов получить минеральные вещества. Эти вещества можно использовать в химической промышленности и для производства минеральных удобрений. В Бразилии была разработана программа перевода всего автотранспорта на этанол, получаемый из сахарного тростника. Начиная с 1980 г. ежегодное производство этанола в Бразилии достигло 10 млн. л. В некото-

рых странах Европы этанол используют в качестве добавки к топливу двигателей внутреннего сгорания. При этом снижаются выбросы токсичных веществ в окружающую среду.

Получение биогаза связано, прежде всего, с переработкой отходов животноводства, птицеводства, растениеводства, пищевой, спиртовой промышленности, коммунально-бытовых стоков и осадков.

Получение биогаза из органических отходов состоит в управляемом анаэробном сбраживании этих отходов при участии бактерий. Органические вещества разлагаются без доступа кислорода в среде с регулируемыми параметрами. В процессе анаэробной ферментации сложные органические вещества разлагаются на углекислый газ и метан. Биогаз в среднем состоит из 70 % метана и 30 % углекислого газа. Теплота сгорания биогаза равна 10...24 МДж/м³ и эквивалентна 0,7...0,8 кг условного топлива. Он может с высокой эффективностью трансформироваться в другие виды энергии. При этом коэффициент его полезного использования в качестве топлива на газогенераторах может достигать 83 %. Производство биогаза в некоторых зарубежных странах занимает ведущие положение в энергетическом балансе сельскохозяйственного производства.

Проблемами разработки биогазовых технологий, созданием оборудования, установок и станций в России занимаются: Мосводоканал, Академия коммунального хозяйства, ВИЭСХ, ЦВНИИКОМЖ, АО Центр «ЭкоРос», АО «Грин-Вельт», АО «Лесса», АО «ЭкоБио» и др.

АО Центр «ЭкоРос» разработана индивидуальная биогазовая установка ИБГУ-1. Она предназначена для экологически чистой безотходной переработки отходов сельского хозяйства с получением биогаза и органических удобрений [1]. В состав ИБГУ-1 входят: биореактор – метантенк вертикального типа с рабочим объемом 2 м³; газгольдер «мокрого» типа объемом 3 м³; загрузочный механизм; лестница – эстакада; приемник для жидких удобрений на 1 м³; ковш – тележка на 50 кг.

Установка ИБГУ-1 работает в полупериодическом режиме. Ежесуточная загрузка органических отходов, влажностью 85 %, составляет 200 кг. Температурный режим поддерживается с помощью ТЭНов, которые вмонтированы в водяную рубашку, окружающую биореактор. При установке биореактора в помещении, суточное потребление энергии не превышает 15 кВт·ч. Производительность установки составляет 10...12 м³/сут. биогаза, который состоит из 60 % метана и 40 % углекислого газа. Годовой выход биогаза – 3600 м³, что эквивалентно 2,5 т мазута. Полученная энергия в 4...5 раз превышает затраченную. Годовой выход экологически чистых органических удобрений составляет 72 т. Срок окупаемости ИБГУ-1 не превышает 0,5 года.

Также АО Центр «ЭкоРос» разработал и ввел в эксплуатацию автономный биоэнергетический блок – модуль БИОЭН-1. Он комплектуется двумя биореакторами – метантенками общим объемом 10 м³, двумя газгольдера-

ми по 6 м^3 каждый, биогаз – электрогенератором мощностью 4 кВт, отопительным газовым водогрейным котлом тепловой мощностью 23 кВт, инфракрасной газовой беспламенной горелкой тепловой мощностью 5 кВт с КПД 95 % и бытовой газовой четырех-комфорочной плитой [1].

Количество перерабатываемого сырья до 1 т/сут отходов крупно рогатого скота при влажности 85 %. Выход биогаза – $40 \text{ м}^3/\text{сут}$. Количество вырабатываемой электроэнергии – $80 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$ переменного тока напряжением 220...380 В и частотой 50 Гц. Тепловой энергии достаточно для отопления $120...140 \text{ м}^2$ жилой площади. Также получают жидкие экологически чистые органические удобрения. Затраты на поддержание оптимальной температуры ферментации ($52...55^\circ\text{C}$) не превышает 30 % вырабатываемого в зимнее время биогаза.

Схема БИОЭН-1 представлена на рис. 8.2.

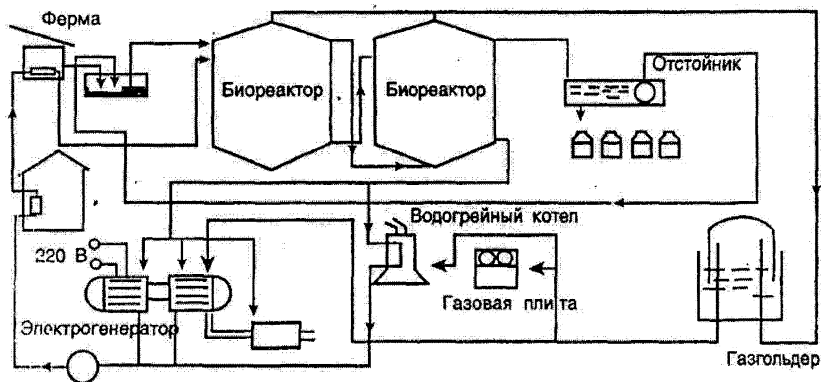


Рис. 8.2. Схема энергетического блок – модуля БИОЭН-1

Биогаз можно получать при обработке осадка сточных вод в метантенках на городских очистных сооружениях. Объем использования биогаза из осадков коммунальных сточных вод составляет около 50 тыс. т у.т.

Научно-исследовательские и опытно – конструкторские работы по созданию эффективных установок, работающих на биогазе, и сокращению энергозатрат на технологические процессы очистных сооружений, ведутся рядом организаций.

Разработаны принципиально новые горелочные устройства, позволяющие оптимизировать режим работы котельной с учетом неравномерности выхода биогаза.

Для развития биоэнергетики с целью получения биогаза и высококачественных удобрений необходимы:

- 1) разработка инновационных проектов на строительство биогазовых установок в населенных пунктах на предприятиях сельскохозяйственной промышленности;
- 2) создание экономического механизма, стимулирующего научно-технические и проектно-конструкторские работы в этой области;
- 3) производство и внедрение технологического оборудования.

8.4. Экологические проблемы биоэнергетики

Биоэнергетические установки способствуют снижению загрязнения окружающей среды всевозможными отходами. Анаэробная ферментация является не только эффективным средством использования отходов животноводства, но и обеспечивает экологическую чистоту, так как в процессе перегнивания погибают болезнетворные микроорганизмы. Кроме того образуются высококачественные удобрения.

Городские стоки, отходы при рубке леса и деревообрабатывающей промышленности представляют собой источники загрязнения природной среды. В то же время они являются сырьем для получения энергии, удобрений и ценных химических веществ. Поэтому развитие биоэнергетики эффективно в экологическом отношении.

Но использование биомассы для получения энергии имеет и негативные последствия. Прямое сжигание древесины дает большое количество твердых частиц органических компонентов, окиси углерода и других газов. По концентрации некоторых загрязняющих веществ продукты сгорания древесины превосходят продукты сгорания нефти и ее производных. Основные опасности, связанные с увеличением использования биомассы в качестве топлива, заключаются в уничтожении лесов, эрозии почвы, замене урожая, идущих в пищу, «урожаями» топлива [2].

9. УТИЛИЗАЦИЯ ТВЕРДЫХ БЫТОВЫХ ОТХОДОВ

9.1. Характеристика твердых бытовых отходов (ТБО)

На городских свалках ежегодно скапливаются сотни тысяч тонн бытовых отходов. Удельный годовой выход ТБО на одного жителя современного города составляет 250...700 кг. В развитых странах эта величина ежегодно возрастает на 4...5 %. По количеству бытовых отходов лидирующие позиции занимает США. Большую часть ТБО этой страны составляют упаковочные материалы.

По качественному составу ТБО подразделяют на: бумагу (картон); пищевые отходы; дерево; черные и цветные металлы; текстиль; кости; стекло; кожу и резину; полимерные материалы и т.п. К опасным ТБО относятся: батарейки и аккумуляторы, электроприборы, лаки, краски и косметика, удобрения и ядохимикаты, бытовая химия, медицинские отходы, приборы содержащие ртуть.

Бытовые отходы характеризуются многокомпонентностью и неоднородностью состава, малой плотностью и нестабильностью (способностью к загниванию). Разлагаясь, они отравляют воздух, почву, подземные воды и представляют серьёзную опасность для окружающей среды и человека.

Во всем мире переработка и утилизация ТБО становится все более острой проблемой. Главным образом это касается крупных городов, где ежегодно скапливается млн. кубометров всевозможного мусора. В России ежегодно образуется 120 миллионов кубометров ТБО. Проблема утилизации такого количества отходов с одной стороны является экологической, а с другой – связана с решением сложных технических и экономических вопросов.

В нашей стране, как и во всем мире, используются три направления утилизации ТБО:

- 1) переработка на специально оборудованных полигонах по технологии твердофазного метаногенеза с получением биогаза;
- 2) компостирование;
- 3) сжигание в специальных мусоросжигательных установках [1].

9.2. Переработка ТБО на полигонах

В настоящее время ТБО городов как правило вывозятся на полигоны для захоронения с расчетом на их последующую минерализацию. Желательно, чтобы перед захоронением ТБО прессовали. Это не только снижает объем материала, но и удаляет воду, стабилизируя на некоторое время состояние отходов. Доступ кислорода в плотную массу затруднен, а недостаток влаги затрудняет активную деятельность микроорганизмов.

Полигоны размещаются за пределами населенных пунктов. Это природоохранные сооружения, которые в какой-то степени защищают от загрязнения атмосферу, почву и грунтовые воды, а также препятствуют распространению болезнетворных организмов. Ежегодно под полигоны занимают тысячи гектаров пригодных для использования земель.

Для полигона выбирают ровную местность, чтобы исключить возможность смыва атмосферными осадками части отходов и загрязнения ими прилегающих земельных площадей и водоемов. Санитарно-защитная зона между полигоном и жилой застройкой должна быть не менее 100 м.

В результате микробиологических процессов, проходящих в отходах на полигонах, образуется биогаз. Содержание метана в биогазе достигает 44...66 %. Он обладает значительным энергетическим потенциалом и может быть использован в качестве топлива.

В настоящее время в мире эксплуатируют большое количество установок по извлечению и использованию биогаза, получаемого в результате анаэробного разложения органических веществ на полигонах по захороне-

нию городских отходов. Выделение биогаза начинается через три месяца после захоронения и продолжается в течении 15...20 лет.

На полигоны вывозят 90...95 % твердых бытовых отходов. Существует ряд проблем связанных с захоронением ТБО:

- 1) вымывание веществ и загрязнение грунтовых вод;
- 2) образование метана;
- 3) просадка грунта.

Вода, проходя через отходы, образует ядовитый фильтрат, в котором, кроме разлагающихся органических веществ, присутствуют железо, свинец, цинк, ртуть и другие металлы, а также различные химикаты. Этот ядовитый раствор может попасть в подземные водоносные горизонты, а оттуда вредные вещества могут попасть в питьевую воду.

Метан и углекислый газ, выделяющиеся при анаэробном разложении органических веществ, могут ухудшить состояние атмосферного воздуха. Кроме того процесс гниения сопровождается распространением запаха на расстоянии более 1 км.

С течением времени по мере разложения отходы проседают и образуются неглубокие впадины. В них скапливается вода и весь участок превращается в болото с ядовитой водой.

Таким образом, полигоны, действуя в течении десятилетий, наносят огромный экологический и социальный ущерб природной среде.

9.3. Компостирование ТБО

Вторым направлением утилизации ТБО является переработка в органическое удобрение (компост). Можно компостировать до 60 % общей массы бытовых отходов. Процесс компостирования осуществляется во вращающихся биотермических барабанах диаметром до 4-х метров и длиной до 30...60 м.

Окисление и разложение органической массы бытовых отходов происходит в результате жизнедеятельности аэробных микроорганизмов при температуре около 70 °С. Конечным продуктом переработки является компост, который используется в качестве удобрения.

Трудность реализации этого метода заключается в предварительной сортировке ТБО. Поэтому возникает необходимость строительства завода по сортировке отходов для разделения и сбора вторичного сырья (бумага, черные и цветные металлы, стекло и т.п.) [1].

В зависимости от состава отходов в результате технологического процесса выделяются вредные вещества: пыль, окись углерода, толуол, углеводороды, бензол, диоксины, фураны и другие вредные вещества. Особо опасны тяжелые металлы, содержащиеся в ТБО. При биотермическом процессе они целиком переходят в компост. При внесении в почву такого компоста происходит ее загрязнение тяжелыми металлами. В конечном

итоге они попадают в сельхозпродукты, выращенные с использованием такого компоста.

Следовательно, биотермическое компостирование можно применять в поселках сельской местности, где нет промышленных предприятий, способствующих появлению в бытовых отходах тяжелых металлов. Причем компост желательно использовать для выращивания цветов и технических культур, а не растительной пищевой продукции. Для городских бытовых отходов такой способ малопригоден.

9.4. Сжигание ТБО в специальных мусоросжигательных установках

В экономически развитых странах все больше количество ТБО перерабатывается промышленными способами. Наиболее эффективным из них является термический. Он позволяет почти в 10 раз снизить объем отходов, вывозимых на свалку. Не сгоревший остаток уже не содержит органических веществ. В настоящее время отдается предпочтение мусоросжигающим установкам, которые не только сжигают отходы, но и вырабатывают энергию. Согласно концепции «энергетического баланса», которая предложена рабочей группой Всемирного энергетического совета, полученная энергия должна покрывать энергетические затраты на переработку ТБО.

По мнению специалистов, уже в ближайшее время, сжигание ТБО с выработкой тепловой и электрической энергии будет основным способом переработки отходов. Это, прежде всего, касается тех стран, которые имеют небольшую территорию и где введены ограничения на захоронение отходов. В мировой практике применяется больше десятка технологий сжигания ТБО. По оценке Всероссийского теплотехнического института (ВТИ), вырабатываемая при их реализации тепловая энергия может быть эффективно использована в трёх случаях: 1) при сжигании ТБО на колосниковых решетках; 2) при сжигании в топках с псевдосжиженным (кипящим) слоем; 3) в процессе высокотемпературного сжигания [1].

Самой распространенной технологией является сжигание на колосниках в слоевой топке. По этой технологии работают большинство зарубежных мусоросжигательных заводов, в том числе и отечественные мусоросжигательные заводы.

Сжигание отходов в топках с псевдосжиженным слоем широко применяется в Японии. В Европе такие заводы используют в Испании, Германии и Франции. В США работают заводы по сжиганию отходов в циркулирующем псевдосжиженном слое.

Но эти технологии не решают проблему утилизации твердых остатков (шлаков и летучей золы). Если шлак можно использовать в строительстве, то золу требуется захоранивать на специально оборудованных полигонах, так как она адсорбирует тяжелые металлы и различные токсичные вещества.

Комбинированные технологии сжигания отходов при высокой температуре дают возможность обезвредить золу и шлак. Например, комбинированная технология немецкой фирмы «Сименс» под названием «Пиролиз – высокотемпературное сжигание», является практически безвредной и почти полностью безотходной.

Первый крупномасштабный завод, работающий по такой технологии, был построен в городе Вюрте (Германия). Эта технология сочетает в себе низкотемпературный пиролиз (обработку отходов без доступа кислорода) с их последующем сжиганием при высокой температуре.

Комбинированная технология фирмы «Сименс» имеет следующие преимущества: 1) из ТБО получают материалы, которые можно использовать без дальнейшей обработки; 2) выходящие из установки газы имеют высокую степень очистки; 3) выделяемое при сжигании тепло можно использовать для производства электроэнергии и централизованного теплоснабжения или направлять на технологические нужды.

Технология высокотемпературной переработки ТБО, не имеющая аналогов в мировой практике, разработана группой российских ученых – металлургов «Алгон». Технологический процесс отличается высоким температурным режимом. Основной агрегат этой технологии – барботажная печь со шлаковой ванной, в которой в шламовом расплаве, продуваемом кислородосодержащим дутьем, сжигаются отходы.

Отходы загружают в печь без предварительной сортировки и подготовки. Процесс сжигания происходит в шлаковой ванне при температуре 1450...1550 °С. Выделяющееся из ванны газы дожигаются над поверхностью расплава воздухом или кислородосодержащим дутьем. После полного дожигания они поступают в котел – утилизатор. Крупная пыль, уловленная газоочисткой, возвращается в печь. Мелкая уловленная пыль представляет собой концентрат тяжелых металлов, которые можно извлечь на предприятиях цветной металлургии. Шлак из печи поступает на переработку. Он экологически безопасен и может быть использован для производства строительных материалов, минеральных волокон, наполнителя для дорожных покрытий.

В мире разрабатывается плазменный метод сжигания ТБО. Технологическая схема этого метода включает в себя плазмогенератор (агрегат для газификации) и другое вспомогательное оборудование. Тепловая энергия в газогенератор подводится с помощью дуговых плазмотронов струйного типа плазмoeлектродной системы, обеспечивающих расплавление непиролизуемых компонентов и жидкое удаление шлака. По мнению разработчиков, этот метод дает возможность проводить глубокую переработку ТБО с получением синтез газа, имеющего теплоту сгорания 11...13 тыс. кДж/м³. Шлак может гранулироваться и использоваться в строительстве.

Осуществление процесса плазменной газификации требует определенной подготовки бытового мусора. Способ плазменного сжигания является

очень дорогостоящим по капитальным затратам и эксплуатационным расходам. Он энергоёмок и технически сложен. Пока данная технология существует в виде опытного научного оборудования.

Экологическое воздействие мусоросжигательных заводов в основном связаны с загрязнением атмосферы мелкодисперсной пылью – оксидами серы и азота, фуранами и диоксинами, которые образуются при сжигании полимерных материалов, содержащих хлор, и являются токсичными. Серьезные проблемы также связаны с захоронением золы, которая по весу составляет до 30 % от исходного веса отходов. Для безопасного захоронения золы используют специальные хранилища.

На мусоросжигательных заводах применяют многоступенчатую систему газоочистки с использованием карбамида, щелочного реагента и активированного угля. Дополнительно, дымовые газы очищаются от золы и газообразных компонентов в рукавном фильтре. Очищенные дымовые газы направляются дымососом в дымовую трубу [12]. Схема технологической линии по термической переработке ТБО представлена на рис. 9.1.

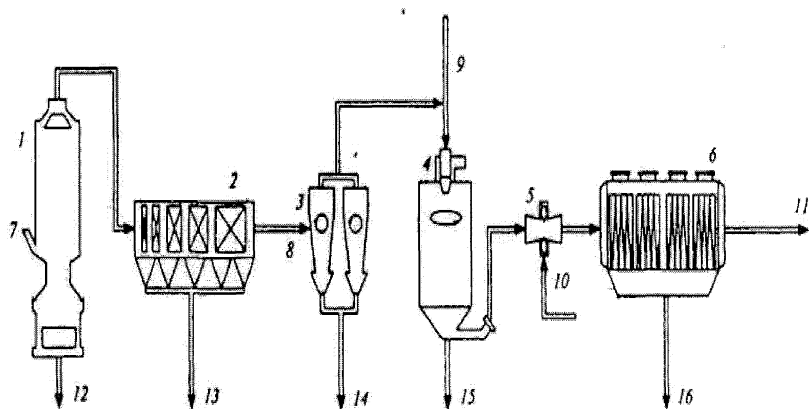


Рис. 9.1. Схема технологической линии по термической обработке ТБО: 1 – печь сжигания; 2 – котел-утилизатор; 3 – сдвоенный циклон; 4 – абсорбер; 5 – сухой реактор; 6 – рукавный фильтр; 7 – подвод ТБО и песка; 8 – зола уноса; 9 – ввод известкового молока; 10 – смесь извести и активированного угля; 11 – очищенные дымовые газы; 12 – удаление донной золы; 13 – удаление золы из котла-утилизатора; 14 – удаление золы из циклона; 15 – выход золы из абсорбера; 16 – удаление продуктов газоочистки

Кроме топочного устройства в состав каждой технологической линии входят: котел – утилизатор, циклон, распылительный абсорбер, узел подачи реагентов для улавливания диоксинов, фуранов и ртути, рукавный фильтр и дымосос.

К недостаткам мусоросжигательных заводов следует отнести низкие параметры пара. На отечественных мусоросжигательных заводах они равны $p=16$ ата, $t=240$ °С, при паропроизводительности 15...35 т/ч. Удельные показатели по выработке электроэнергии существенно ниже по сравнению с ТЭС. Это объясняется следующими свойствами ТБО: кусковое топливо, низкая температура плавления золы и коррозионные свойства дымовых газов.

Одним из способов решения проблемы сбыта низко потенциального пара, полученного при сжигании ТБО, является совместная работа мусоросжигательного завода в единой системе теплоснабжения. Основным источником тепла в этой системе являются установки, работающие на энергетическом топливе и подключенные к крупным потребителям тепла. В этом случае установки, сжигающие ТБО, подают пар или тепловую воду в общую сеть, а основное количество тепла производят паровые котлы, работающие на энергетическом топливе [12].

В России впервые такую схему предполагалось реализовать в г. Челябинске. Предусматривалась работа завода, сжигающего ТБО в единой системе с Челябинской ТЭЦ-2. Предполагалось, что потребителями низкопотенциального пара будут предприятия Тракторозаводского района. При необходимости излишки пара будут направляться на ТЭЦ-2 для собственных нужд.

Как показывает зарубежный опыт, реализация такой схемы не везде возможна. Поэтому большее распространение находят установки, сжигающие ТБО, с выработкой электроэнергии. Она является более востребованной по сравнению с тепловой.

Эффективность выработки электроэнергии существенно зависит от начальных параметров пара. Поэтому, для эффективного преобразования энергии ТБО в электрическую, прежде всего, необходимо повысить параметры пара. Следует отметить, что большая часть мусоросжигательных заводов из-за низкой надежности оборудования и несбалансированности цен на отпускаемую энергию и себестоимость ее производства пока убыточны и используются всего на 20...50 % проектной мощности.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При рассмотрении перспектив развития традиционных и нетрадиционных источников энергии следует привести экспертные оценки направлений развития энергетики, сделанные ведущими учеными Российской Федерации. Эти оценки в определенной степени отражают позицию Академии наук РФ в этом вопросе.

Академик Владимир Фортов: нефть, газ и уголь

– Анализ состояния и планов развития энергетики России до 2020 г. приводит к выводу о грядущем дефиците энергии в стране и необходимости срочного ввода новых мощностей. Но и это не поможет удовлетворить все нужды без децентрализации энергоснабжения.

С учетом богатых запасов органического топлива и гидроэнергии для оптимального развития отечественной энергетики и надежного снабжения регионов целесообразно обеспечивать их энергией от электростанций разных типов: ГЭС, АЭС и ТЭС (на газе и угле).

Нужны новые технологии и оборудование, для чего, в свою очередь, необходимо развивать такие дисциплины, как газовая динамика, тепло-массообмен, теплофизика экстремальных состояний, физика и химия горения, прикладная математика, теория управления, геофизика, геология, ядерная физика и физика плазмы, электродинамика.

Основные перспективы «традиционной» энергетики связаны с повышением КПД за счет роста температуры рабочей среды, более широким применением асинхронных генераторов, электродвигателей с регулируемой скоростью, мощных полупроводниковых преобразователей и новых материалов, в частности – высокотемпературных сверхпроводников.

Академик Александр Румянцев: мирный атом

– В соответствии с Энергетической стратегией России мощность АЭС к 2020 г. вырастет на 40 ГВт, выработка энергии – до 300 млрд. кВт·ч, а доля АЭС в электроэнергетике – до 23 %.

Если в атомную энергетику начнет поступать хотя бы часть средств от экспорта природного газа, сэкономленного благодаря выработанной на АЭС энергии, это даст начало структурной перестройке всей российской экономики

Роль атомной энергии будет возрастать. Большие надежды связаны с реакторами на быстрых нейтронах (БН), обладающими замкнутым топливным циклом, что облегчит соблюдение режима нераспространения ядерного оружия и материалов для его производства. Приятно, что Россия лидирует в разработке реакторов БН, которые станут основой атомной энергетики будущего.

Академик Жорес Алферов: энергия Солнца

– Солнце – неисчерпаемый и самый «чистый» источник энергии. Солнечные батареи уже снабжают энергией космические аппараты и все

больше наземных потребителей (портативные электронные приборы, частные дома, метеостанции и т.д.). КПД солнечных элементов ныне достигает 30 %. Главный недостаток солнечной энергии – малая плотность светового потока. Поэтому фотоэлектричество пока заметно дороже электроэнергии, получаемой традиционными методами. Перспективы солнечной энергетики связаны с преобразованием предварительно сконцентрированного светового излучения. Площадь (и стоимость) солнечных элементов уменьшается пропорционально степени концентрации. При 100-кратной концентрации КПД каскадных солнечных элементов на основе гетероструктур составит 35 %.

Академик Илья Моисеев: «зеленое топливо»

– У химиков свои «счета» с энергетикой. Химики потребляют в большом количестве не только энергию, но и энергоносители. В свою очередь, химическая промышленность производит такие перспективные энергоносители, как метанол, диметиловый эфир, а также различные добавки к топливу, повышающие его качество. Все виды топлива для транспорта получают сегодня с помощью химической технологии. Водород, самый «чистый» энергоноситель, с которым связано столько надежд – тоже продукт химической промышленности. По мнению ряда специалистов, основным сырьем в химической промышленности вместо нефти и газа скоро станут уголь и биомасса, в том числе – бытовые отходы. В биосфере – около 800 млрд. т биомассы, из них ежегодно обновляется 200 млрд. т. Уже сегодня биоресурсы привлекают внимание как ученых, так и предпринимателей. Только биотоплива (биогаз, биодизель, соя-керосин, кокос-дизель, рапсобензин) выпускают сотни тысяч тонн в год. По оценкам, к 2010 году 7 % топлива в ЕС будет «зеленым».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Дьяков, А.Ф. Малая энергетика России. Проблемы и перспективы / А.Ф. Дьяков. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2003. – 128 с.
2. Баскаков, А.П. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. В 2-х частях/А.П. Баскаков. – Екатеринбург, УГТУ-УПИ, 2008. –133 с.
3. Сибикин, Ю.Д. Нетрадиционные возобновляемые источники энергии: учебное пособие/Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. –М.: Изд-во Радио-Софт, 2009.– 126 с.
4. Бутузов, В.А. Солнечные коллекторы в России и на Украине: конструкции и технические характеристики / В.А. Бутузов // Теплоэнергетика. – 2003. – № 1. – С. 37–40.
5. Ревелль, П. Среда нашего обитания: в 4-х книгах. Кн. 3: Энергетические проблемы человечества / П. Ревелль, Ч. Ревелль; пер. а англ. – М.: Мир, 1995. – 291 с.
6. Комбинированные системы солнечного теплоснабжения с тепловыми насосами и аккумуляторами тепла / Э.Э. Шпильрайн, А.М. Амадзиев, С.А. Вайнтшейн, А.Г. Мозговой //Теплоэнергетика.– 2003.–№ 1.– С. 19–22.
7. Энергетическое оборудование для использования нетрадиционных и возобновляемых источников энергии: справочник / В.И. Виссарионов, С.В. Белкина, Г.В. Дерюгина и др.; под ред. В.И. Виссарионова. – М.: ООО фирма «ВИЭН», 2004. – 448 с.
8. Основы ветроэнергетики / В.И. Велькин, Д.А. Пуркин, А.Н. Шестак, С.Е. Щеклеин. – Екатеринбург: ИД «УралЮрИздат», 2006. – 92 с.
9. Жарков, С.В. Использование энергии ветра в системах энергоснабжения Северных районов / С.В. Жарков // Теплоэнергетика. – 2003. – № 10. – С. 37–40.
10. Доброхотов, В.И. Использование геотермальных ресурсов в энергетике России / В.И. Доброхотов, О.А. Поваров // Теплоэнергетика. – 2003. – № 1. – С. 2–10.
11. Повышение экологической безопасности тепловых электростанций: учебное пособие для вузов / А.И. Абрамов, Д.П. Елизаров, А.Н. Ремезов и др.; под ред. А.С. Седлова. – М.: Издательство МЭИ, 2001. – 378 с.
12. Опыт освоения сжигания твердых бытовых отходов на отечественных ТЭС / А.Н. Тугов, В.Ф. Москвичев, Г.А. Рябов и др. // Теплоэнергетика. – 2006. – № 7. – С. 55–60.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	3
1. ПРОБЛЕМЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ.....	4
2. СОЛНЕЧНАЯ ЭНЕРГИЯ.....	6
2.1. Преобразование солнечной энергии в тепловую	8
2.2. Фотоэлектрическое преобразование солнечного излучения.....	15
2.3. Термодинамическое преобразование солнечного излучения.....	18
2.4. Перспективы развития солнечной энергетики в России	22
3. ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА	
3.1. Особенности использования энергии ветра	24
3.2. Классификация ветроустановок	25
3.3. Производство электроэнергии с помощью ВЭУ	30
3.4. Ветроэнергетика России	31
4. ГЕОТЕРМАЛЬНАЯ ЭНЕРГЕТИКА	
4.1. Происхождение геотермальной энергии	34
4.2. Техника извлечения геотермального тепла	35
4.3. Использование геотермальных источников для выработки электроэнергии.....	37
4.4. Использование геотермальных источников для теплоснабжения	39
4.5. Влияние геотермальной энергетики на окружающую среду	41
4.6. Геотермальная энергетика России	42
5. ЭНЕРГИЯ ПРИЛИВОВ	
5.1. Причины возникновения приливов.....	44
5.2. Приливные электростанции	45
5.3. Приливная энергетика России	48
6. ЭНЕРГИЯ ВОЛН И ОКЕАНИЧЕСКИХ ТЕЧЕНИЙ	
6.1. Энергия волн.....	50
6.2. Энергия океанических течений.....	52
7. ТЕПЛОВАЯ ЭНЕРГИЯ МОРЕЙ И ОКЕАНОВ	
7.1. Ресурсы тепловой энергии океана.....	53
7.2. Океанические тепловые электростанции.....	54
8. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭНЕРГИИ БИОМАССЫ	
8.1. Ресурсы биомассы.....	55
8.2. Термохимическая конверсия биомассы	56
8.3. Биотехнологическая конверсия биомассы.....	60
8.4. Экологические проблемы биоэнергетики	63
9. УТИЛИЗАЦИЯ ТВЕРДЫХ БЫТОВЫХ ОТХОДОВ	
9.1. Характеристики твердых бытовых отходов (ТБО)	63
9.2. Переработка ТБО на полигонах	64
9.3. Компостирование ТБО	65

9.4. Сжигание ТБО в специальных мусоросжигательных установ- ках.....	66
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	70
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	72

Учебное издание

Грибанов Анатолий Иванович

**НЕТРАДИЦИОННЫЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ
ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ**

Курс лекций

Техн. редактор *А.В. Миних*

Издательский центр Южно-Уральского государственного университета

Подписано в печать 27.12.2013. Формат 60×84 1/16. Печать цифровая.
Усл. печ. л. 4,42. Тираж 100 экз. Заказ 855/604.

Отпечатано в типографии Издательского центра ЮУрГУ.
454080, г. Челябинск, пр. им. В.И. Ленина, 76.