

РОСЖЕЛДОР

**Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования**

«Ростовский государственный университет путей сообщения»

(ФГБОУ ВО РГУПС)

Риполь-Сарагоси Т.Л., Кууск А.Б.

ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ И НЕТРАДИЦИОННЫЕ

ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

Учебно-методическое пособие

Ростов-на-Дону

2019

УДК 620.9 (075.8) ББК 31.27 Г 70

Рецензент: докт. техн. наук, профессор В.А. Финоченко (РГУПС)

Риполь- Сарагоси Т.Л. Кууск А.Б.,

Возобновляемые и нетрадиционные источники энергии.

Учебно-методическое пособие. Ростов н/Д: Рост. гос. ун-т. путей сообщения, 2019. – 122 с.

Учебно-методическое пособие предназначено для освоения технологий использования солнечной энергии, тепловой энергии океана, геотермальных вод, энергии биомассы и других нетрадиционных и возобновляемых источников энергии.

Учебно-методическое пособие предназначено для студентов направлений подготовки .13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»,
Ил 106. . Табл. 6. Библиогр.: 7 назв.

Учебное издание

**Риполь-Сарагоси Татьяна Леонидовна
Кууск Анатолий Борисович**

ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ И НЕТРАДИЦИОННЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

Печатается в авторской редакции

Технический редактор

Подписано в печать Формат 60×84/16.

Бумага газетная. Ризография. Усл. печ. л.

Тираж экз. Изд. № . Заказ .

Редакционно-издательский центр ФГБОУ ВО РГУПС.

Адрес университета: 344038, г. Ростов н/Д, пл. Ростовского Стрелкового
Полка Народного Ополчения, 2.

© Риполь-Сарагоси Т.Л., 2019

© ФГБОУ ВО РГУПС, 2019

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
1. Традиционные и нетрадиционные источники энергии.....	7
1.1 Традиционные источники энергии.....	7
1.2 Запасы и ресурсы традиционных источников энергии..	11
1.3 Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии.....	12
1.4 Запасы и ресурсы нетрадиционных и возобновляемых источников энергии.....	15
2. Использование солнечной энергии.....	16
2.1 Источник излучения солнечной энергии, основные характеристики солнечного излучения.....	16
2.2 Оценка потенциала и перспективы использования солнечной энергии.....	18
2.3 Классификация солнечных энергетических установок и физические основы процессов преобразования солнечного излучения энергии в другие виды энергии.....	20
2.4 Солнечные фотоэлектрические преобразователи.....	20
2.5 Солнечные модули.....	26
2.6 Использование солнечного излучения для получения теплоты.....	29
3. Ветроэнергетика.....	45
3.1. Природа ветра, ветровые зоны.....	45
3.2 Ветроэнергетические установки.....	48
3.3 Упрощенный расчет ветроэнергетической установки.....	54
3.4 Современное состояние и перспективы развития ветроэнергетики.....	55
4. Геотермальная энергетика.....	57
4.1 Тепловой режим земной коры.....	57
4.2 Методы и способы использования геотермальной энергии.....	61
4.2.1 Использование геотермальной теплоты в системах теплоснабжения...	62
4.2.2 Использование геотермальной теплоты для выработки электроэнергии..	65
4.3 Современное состояние и перспективы развития геотермальной энергетики.....	70
5. Использование биомассы, как возобновляемого источника энергии.....	74
5.1 Общие сведения.....	74
5.2. Производство биомассы для энергетических целей.....	76
5.3 Сжигание биотоплива для получения теплоты и электроэнергии.....	77
5.4. Пиролиз (сухая перегонка) биомассы.....	82
5.5. Спиртовая ферментация (брожение)	84
5.6. Получение биогаза путем анаэробного сбраживания.....	86
6. Использование энергии рек, морей и океанов.....	92
6.1 Использовании энергии рек.....	92
6.2 Использование энергетических ресурсов морей и океанов.....	93

6.3. Использование тепловой энергии океана.....	98
6.4 Использование градиента солёности морской и пресной воды.....	101
7. Использование вторичных энергетических ресурсов.....	102
7. 1 Понятие о вторичных энергетических ресурсах и их источниках.....	102
7.2. Использование теплоты отработавших газов для получения электрической и тепловой энергии.....	102
7.3 Использование низкотемпературных вторичных энергетических ресурсов	108
7.4 Использование низкотемпературных вторичных энергетических ресурсов с помощью тепловых насосов.....	116

В учебном пособии изложено нынешнее состояние и перспективы развития нетрадиционных и возобновляемых источников энергии, которые наряду с традиционными источниками могут быть использованы для энергоснабжения промышленных и транспортных потребителей. Рассмотрены теоретические основы преобразования энергии ветра, Солнца, геотермальной, приливной энергии в электрическую и тепловую энергию с учетом последних достижений науки и техники. Особое внимание уделено вопросам совместного использования традиционных и нетрадиционных источников энергии, а также экологическим проблемам, связанным с нетрадиционными и возобновляемыми источниками энергии.

Предназначено для студентов, обучающихся по направлению 140100 - «Теплоэнергетика».

УДК 620.9 (075.8) ББК 31.27

Рецензенты

АЭС - атомная электрическая станция

ВК - ветроколесо

ВНП - валовый национальный продукт

ВЭР - вторичные энергоресурсы

ВЭС - ветровая электрическая станция

ВЭУ - ветровая электроустановка

ГАЭС - гидроаккумулирующие станции

ГеоТЭС - геотермальная тепловая электрическая станция

ГРЭС - городская районная электрическая станция

ГТС - геотермальная тепловая станция

ГТУ - газотурбинная установка

ГЭС - гидроэлектростанция

ДГУ - детандер-генераторные установки

ДЭС - дизельная электрическая станция

КПД - коэффициент полезного действия

КУ - котлы утилизаторы

МГЭС - малые гидроэлектростанция

МПЦ - многократная принудительная циркуляция

МЭА - Международная энергетическая ассоциация

НВИЭ - нетрадиционные и возобновляемые источники энергии

ПВС - пароводяная смесь

ПДК - предельно-допустимая концентрация

ПЭС - приливная электрическая станция

РТ - рабочее тело

СЭС - солнечная электрическая станция

ТЭК - топливно-энергетический комплекс

ТЭР - топливно-энергетические ресурсы

ТЭС - тепловая электрическая станция ТЭЦ - тепловая электроцентраль

ФЭЦ - Федеральным центром малой и нетрадиционной энергетики

ВВЕДЕНИЕ

Вся история человечества, так, или иначе, связана с все возрастающим потреблением энергии. Для удовлетворения этой потребности вводились в оборот все новые источники энергии. Первоначально это были в основном только разные виды органического топлива – от древесины и угля до нефти и природного газа. С началом промышленного развития таких стран, как Китай и Индия рост потребления органического топлива заметно ускорился. Вместе с тем запасы традиционного органического топлива не безграничны. Разработка новых технологий, например, добычи сланцевого газа не изменяет кардинально сложившегося положения. Это же можно отнести и к запасам ядерного топлива (урана и тория). В качестве весьма перспективной можно назвать водородную энергетику, однако водородные технологии пока еще находятся на начальной стадии развития и перспективы их промышленного использования пока неясны.

Негативным фактором дальнейшего ускоренного развития традиционной энергетики является то, что она уже стала одним из основных загрязнителей окружающей среды. Вредные выбросы, образующиеся при сгорании традиционных видов органического топлива, загрязняют атмосферу, поверхность земли и воду. Немалую угрозу представляют и атомные электростанции, аварии на которых приводили уже к катастрофическим последствиям.

С учетом этого у современного общества остаются два основных направления развития: энерго- и ресурсосбережение, а также использование нетрадиционных и возобновляемых источников энергии (НВИЭ). К возобновляемым источникам энергии обычно относят: солнечную и геотермальную энергии, энергию ветра, приливную энергию и энергию волн. В отличие от органического топлива эти источники практически неисчерпаемы. Основным недостатком НВИЭ – это низкая плотность вырабатываемой ими энергии. Например, для ветровых, солнечных и геотермальных установок плотность производимой энергии не превышает 1 кВт/м^2 , тогда как в традиционных современных энергоустановках (котельные установки, ядерные реакторы) эта плотность может быть в тысячу раз больше. В связи с этим нетрадиционные энергоустановки имеют пока значительные габариты, металлоемкость. В Российской Федерации практическое применение НВИЭ существенно отстает от уровня характерного для наиболее развитых стран. Основным препятствием для их применения является низкая стоимость традиционных видов органического топлива, прежде всего природного газа, высокие капитальные затраты, связанные с малыми объемами производства НВИЭ, недостаточный уровень государственной поддержки. Вместе с тем не вызывает сомнений, что в ближайшем будущем доля НВИЭ в энергетическом балансе нашей страны будет увеличиваться.

1. ТРАДИЦИОННЫЕ И НЕТРАДИЦИОННЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

1.1 Традиционные источники энергии

Традиционные (не возобновляемые) источники энергии – это природные вещества и материалы, которые могут быть использованы человеком для производства энергии. Энергия традиционных источников в отличие от возобновляемых находится в природе в связанном состоянии и высвобождается в результате целенаправленных действий человека. К традиционным источникам относят, как правило, различные виды органического топлива, ядерное топливо (уран и торий) и энергию потока речной воды. Все эти источники пригодны для выработки тепловой и электрической энергии, которые могут передаваться и использоваться в промышленности, на транспорте и в коммунально-бытовом хозяйстве. Тепловая и электрическая энергия могут производиться, как совместно, так и раздельно. Совместная выработка осуществляется на теплоэлектроцентралях (ТЭЦ) и используется для тепло- и электроснабжения больших городов и крупных промышленных предприятий. Оптимальным первичным источником энергии для ТЭЦ является природный газ, но могут использоваться и другие виды органического топлива.

Раздельная схема выработки тепловой энергии предусматривает производство электроэнергии на крупных тепловых, атомных и гидростанциях. Тепловая энергия в этом случае вырабатывается на отопительных и производственно-отопительных котельных, использующих доступные виды органического топлива.

Более 70 % всей электроэнергии России производится на тепловых электростанциях (ТЭС). На тепловых электростанциях химическая энергия органического топлива преобразуется сначала в механическую энергию, а затем уже в электрическую. Топливом для такой электростанции могут служить уголь, торф, газ, горючие сланцы, мазут. В энергетической стратегии России декларируется целесообразность увеличения доли угля в структуре топливного баланса в связи с тем, что его запасы существенно больше, чем других видов органического топлива. Однако на практике часто ТЭС, первоначально спроектированные для работы на угле, переводятся на природный газ из-за более простой технологии подготовки газа к сжиганию и в целях уменьшения вредных выбросов. Сооружать крупные угольные ТЭС выгодно в непосредственной близости от мест добычи топлива. При этом электроэнергия может транспортироваться потребителям, находящимся на значительном расстоянии от станции с минимальными потерями.

Основная часть ТЭС относится к паротурбинным станциям, т.к. они работают на основе цикла Ренкина, в котором рабочим телом является водяной пар. Основным оборудованием этих ТЭС являются паровые котлы и паровые турбины. В паровом котле более 90 % выделившейся при сгорании топлива теплоты используется для выработки перегретого водяного пара высокого давления. Далее пар поступает в турбину, где его потенциальная энергия преобразуется в механическую энергию ротора. Вал ротора жестко соединен с

валом электрогенератора, в котором механическая энергия преобразуется в электрическую. Для повышения экономичности ТЭС необходимо поддерживать очень низкое давление на выходе пара из турбины. Для этого выхлоп турбины соединяется с теплообменником-конденсатором, в котором пар конденсируется и в результате создается разрежение (вакуум). Для отвода теплоты пара в конденсаторе требуется большой расход воды, поэтому ТЭС обычно располагают вблизи крупных рек или водоемов. Для обеспечения надежной и бесперебойной работы ТЭС требуется большое количество вспомогательного оборудования и высококвалифицированный персонал. При всем этом доля энергии топлива, превращаемая в электрическую энергию не превышает 40 – 45 %. На современных зарубежных ТЭС реализуется парогазовый цикл, для которого необходимо наличие, паровой, так и газовой турбины. КПД парогазовой установки может достигать 50 – 55 %.

При наличии потребителей, как электрической, так и тепловой энергии более целесообразно использовать ТЭЦ, производящие не только электроэнергию, но и теплоту в виде горячей воды. ТЭЦ отличается от конденсационной электростанции тем, что на ней устанавливаются специальные теплофикационные турбины с регулируемыми отборами пара. В них основная часть пара полностью расширяется в турбине и затем поступает в конденсатор. Меньшая часть пара отбирается из промежуточных ступеней турбины и используется для подогрева воды, идущей на теплоснабжение. В результате использования такой технологии доля химической энергии топлива, превращаемой на ТЭЦ в электрическую энергию и теплоту, повышается до 60...70 %. Совместное производство электрической энергии и теплоты является более экономичным по сравнению с отдельным, но при этом требует создания довольно разветвленной сети трубопроводов для передачи горячей воды потребителям. Это снижает надежность теплоснабжения и вызывает дополнительные потери теплоты.

Еще одним важным традиционным источником энергии является ядерное топливо (уран, торий). Наиболее часто в качестве ядерного горючего используются изотопы урана. В результате цепной реакции деления ядер изотопов урана в атомном реакторе выделяется теплота, которая затем преобразуется в электроэнергию практически также, как и на ТЭС. Так как разведанные запасы ядерного топлива (уран, плутоний и тория) существенно превышают природные запасы органического топлива, то это открывает хорошие перспективы для удовлетворения быстро растущих потребностей в энергии за счет строительства новых атомных электростанций (АЭС).

На АЭС применяется несколько типов ядерных реакторов: водо-водяные, графито-водные, тяжеловодные и графито-газовые. В зависимости от вида и агрегатного состояния теплоносителя реализуются различные термодинамические циклы, в результате которых ядерная энергия преобразовывается в электрическую.

Если ядерный реактор охлаждается водой, то используются низкотемпературные термодинамические циклы, рабочим телом в которых является водяной пар. Использование газового теплоносителя позволяет

реализовать более экономичные циклы с повышенным начальным давлением и температурой водяного пара. Тепловая схема АЭС может быть выполнена одно- или двухконтурной. В одноконтурных схемах вода кипит в активной зоне реактора и образовавшаяся пароводяная смесь направляется в сепаратор, из которого насыщенный пар непосредственно подается в паровую турбину, или предварительно перегревается в активной зоне реактора и только после этого направляется в турбину. При использовании двухконтурной схемы – в 1-м контуре циркулирует промежуточный теплоноситель, а 2-й контур – пароводяной. В высокотемпературных графито-газовых реакторах используется обычный газотурбинный цикл, в котором ядерный реактор выполняет роль тепловой камеры сгорания. В России наибольшее распространение получили графитоводные реакторы (с водяным теплоносителем и графитовым замедлителем) и водо-водяные реакторы (с обычной водой в качестве замедлителя и теплоносителя).

В процессе работы ядерного реактора концентрация делящихся изотопов в ядерном топливе постепенно уменьшается и топливо выгорает, поэтому его со временем приходится заменять. Отработавшее топливо отправляют в бассейн выдержки, а затем перерабатывают для повторного использования. К основному оборудованию АЭС относят реактор и обслуживающие его системы (сам реактор с системой биологической защиты, теплообменные аппараты, насосы или газодувные установки), обеспечивающие циркуляцию теплоносителя, циркуляционный контур, устройства для перегрузки ядерного топлива, системы специальной вентиляции, расхолаживания и др.), а также теплоэнергетическое оборудование машинного зала, состав которого примерно аналогичен примерно тому, что используется на ТЭС.

Экономические показатели АЭС зависят в основном от её основных технических показателей: тепловой мощности реактора, энергонапряжённость активной зоны, глубина выгорания ядерного топлива, коэффициента использования установленной мощности АЭС за год. С увеличением мощности энергоблоков, установленных на АЭС быстро снижается величина удельных капитальных затрат, поэтому целесообразно сооружение крупных АЭС с большой единичной мощностью блоков. Обычно такие АЭС строятся в промышленно развитых регионах с недостаточно большими запасами органического топлива и обеспечивают покрытие базовой части графика энергопотребления. АЭС являются важным элементов энергосистем промышленно развитых стран мира (США, Россия, Великобритания, Франция и др.). Современные атомные электростанции, имеют ряд существенных преимуществ перед обычными тепловыми электростанциями. Так при нормальных условиях эксплуатации они практически не загрязняют окружающую среду, не требуют привязки к источнику топлива и следовательно могут быть размещены практически в любом регионе страны. Наличие биологической защиты и службы дозиметрического контроля, а также систем специальной вентиляции и аварийного расхолаживания позволяют полностью обезопасить персонал АЭС и близко расположенные населенные пункты от вредных воздействий радиоактивного излучения. Вместе с тем нельзя не отметить опасность АЭС при возникновении форс-мажорных (обстоятельств

землетрясений, ураганов, торнадо и т. п.). В этом случае АЭС могут представлять потенциальную опасность радиационного заражения значительных территорий. Особенно это справедливо для АЭС оборудованных энергоблоками, построенными до 2000 года. С учетом обеспечения защиты АЭС от природных катастроф и строго соблюдения всех эксплуатационных регламентов следует ожидать дальнейшего развития атомной энергетики, которая уже и сейчас занимает заметное место в энергетическом балансе ряда промышленно развитых стран мира, а также стран, имеющих ограниченные запасы органического топлива.

Еще одним важным источником электрической энергии являются гидроэлектростанции. Гидроэлектрическая станция (ГЭС) – это комплекс сооружений и оборудования, с помощью которых энергия потока воды преобразуется в электрическую энергию. ГЭС состоит из гидротехнических сооружений, обеспечивающих концентрацию потока воды и создание напора, и энергетического оборудования, преобразующего энергию потока воды в электрическую энергию. Необходимый для работы ГЭС напор воды создается либо плотиной, либо деривацией, либо плотиной и деривацией совместно. Основное энергетическое оборудование ГЭС (гидроагрегаты, вспомогательное оборудование, устройства автоматического управления и контроля) размещается в машинном зале электростанции. В качестве гидроагрегатов наиболее часто применяются ковшовые и радиально-осевые турбины с металлическими спиральными камерами, поворотнолопастные и радиальноосевые турбины с железобетонными и металлическими спиральными камерами, иногда используются горизонтальные турбины в капсулах или в открытых камерах. По ряду причин (например, сезонных изменений уровня воды в реках, ремонта гидроагрегатов или гидротехнических сооружений и т. п.) напор и расход воды через гидроагрегаты постоянно изменяются, а следовательно изменяется загрузка агрегатов.

В результате сооружения плотины, перегораживающей реку и поднимающей уровень воды в верхнем бьефе, происходит затопление долины реки. На равнинных реках наибольшая экономически допустимая площадь затопления ограничивает высоту плотины, поэтому русловые и приплотинные ГЭС строят в основном на равнинных многоводных реках, а также на горных реках, протекающих в узких сжатых долинах. Начиная с середины XX века, доля ГЭС в мировом производстве электроэнергии постепенно снижается в связи с тем, что основная часть гидроэнергетического потенциала уже реализована. Несмотря на снижение доли ГЭС в мировой выработке электроэнергии, продолжается строительство и ввод в эксплуатацию новых крупных ГЭС. Это связано в основном с непрерывной возобновляемостью гидроэнергетических ресурсов. Поэтому абсолютные значения производимой на ГЭС электрической энергии непрерывно растут. Отсутствие потребности в органическом топливе и низкая себестоимость вырабатываемой электроэнергии являются неоспоримыми преимуществами гидроэнергетики. Поэтому сооружению ГЭС, несмотря на значительные, удельные капиталовложения на 1 кВт установленной мощности и длительные сроки строительства, уделяется большое внимание во многих странах

мира. Особенно это целесообразно в регионах, где предполагается размещать электроёмкие промышленные предприятия.

1.2 Запасы и ресурсы традиционных источников энергии

Как уже было сказано, главным традиционным источником теплоты является органическое топливо (уголь нефть и природный газ). Из этих трех видов ископаемого топлива наиболее велики запасы угля, существенно меньше запасы природного газа и еще меньше запасы нефти. Точно оценить величину запасов каждого вида органического топлива достаточно сложно. Это связано с тем, что не все регионы мира достаточно изучены с точки зрения наличия этих запасов, а также во многих случаях первоначальные оценки существенно отличаются от результатов детального изучения. Кроме того, использование новых технологий позволяет вести промышленную разработку месторождений, которые ранее считались не перспективными. Таким примером могут быть сланцевый газ и сланцевая нефть. На перспективы добычи также влияет и стоимость энергоресурсов, т.к. некоторые из них добываются в труднодоступных и необжитых регионах.

Хотя запасов угля на Земле гораздо больше, чем нефти и природного газа, они все-таки не безграничны. Разведанные мировые запасы угля составляют примерно 10 млрд. тонн. С учетом нынешнего уровня его потребления – 2,3 млрд. тонн в год запасов угля должно хватить на довольно внушительный срок – 420 лет.

Разведанные запасы природного газа составляют примерно 10^3 м³. Нынешний уровень его потребления – . Если ориентироваться на эти цифры, то его запасов должно хватить на лет. Однако здесь необходимо учитывать тот факт, что использование природного газа и как энергетического топлива и как компонента в различных технологических процессах растет очень высокими темпами.

Разведанные мировые запасы нефти составляют примерно 300 млрд. тонн, из них пригодных для экономически рентабельной разработки – только 100 млрд. тонн. С учетом ежегодного потребления в 3 млрд. тонн этих запасов может хватить на 20 – 30 лет.

Разведанные запасы месторождений угля, нефти и газа в России составляют 8,7 млрд т у. т., торфа – 10 млрд т у. т.

В качестве ядерного топлива для атомных электростанций обычно рассматривается уран и как перспектива – торий. В 1995 г. более или менее достоверные мировые запасы урана оценивались в 1,5 млн т. Дополнительные ресурсы оценивались в 0,9 млн т. Крупнейшие из известных источников урана находятся в Северной Америке, Австралии, Бразилии и Южной Африке. Считается, что большими количествами урана обладают страны бывшего Советского Союза. Хорошие перспективы представляет использование реакторов-размножителей. Помимо способности, вырабатывать тепловую энергию реактор-размножитель может производить еще и новое ядерное топливо. К тому же он работает на более распространенном изотопе урана ^{238}U , преобразуя его в

делящийся материал плутоний. Полагают, что при использовании реакторов-размножителей запасов урана хватит не менее чем на 6000 лет.

1.3 Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии

В настоящее время энергопотребление не может быть удовлетворено без использования органических топлив (уголь, нефть, газ), гидроэнергии и ядерного топлива. Однако по результатам многочисленных прогнозов в недалеком будущем значительная часть энергопотребления будет удовлетворяться за счет использования нетрадиционных и возобновляемых источников энергии (НВИЭ).

Возобновляемые источники энергии – это источники на основе постоянно существующих или периодически возникающих в окружающей среде потоков энергии. Возобновляемые источники энергии не являются следствием целенаправленной деятельности человека, и в этом их отличие от традиционных источников энергии. В соответствии с резолюцией № 33/148 Генеральной Ассамблеи ООН к нетрадиционным и возобновляемым источникам энергии относятся: солнечная, ветровая, геотермальная энергия, энергия морских волн, приливов и океана, энергия биомассы, древесины, древесного угля, торфа, тяглового скота, сланцев, битуминозных песчаников и гидроэнергия больших и малых водотоков. Классификация НВИЭ представлена в табл. 1.1.

Таблица 1.1 – Классификация нетрадиционных и возобновляемых источников энергии

Источники НВИЭ	Естественное преобразование энергии	Техническое преобразование энергии	Вторичная потребляемая энергия
Земля	Геотермальное тепло Земли	Геотермальная электростанция	Электричество
Солнце	Испарение атмосферных осадков	Гидроэлектростанции (напорные и свободнопоточные)	
	Движение атмосферного воздуха	Ветроэнергетические установки	
	Морские течения	Морские электростанции	
	Движение волн	Волновые электростанции	
	Таяние льдов	Ледниковые электростанции	
	Фотосинтез	Электростанции на биомассе Фотоэлектричество	
Планеты	Приливы и отливы	Приливные электростанции	

Наиболее важным и перспективным из НВИЭ представляется солнечная энергия. У солнечной энергии два важных достоинства: во-первых, ее количество огромно и она практически неисчерпаема, т.к. длительность существования Солнца оценивается примерно в 5 млрд лет, во-вторых, ее использование не оказывает отрицательного воздействия на окружающую среду. Однако, практическое использование солнечной энергии затруднено из-за малой поверхностной плотности солнечного излучения. Кроме того, возникают проблемы, связанные с нестабильностью мощности солнечного излучения по времени суток и периоду года. В настоящее время на решение этих проблем затрачивается много усилий и денежных средств, вследствие чего использование солнечной энергии для выработки электрической энергии и теплоты для бытовых нужд увеличивается весьма быстро.

Другим перспективным НВИЭ является геотермальная энергия. Геотермальная энергия (теплота недр Земли), уже достаточно давно, как в нашей стране, так и за рубежом. Теплота выделяется в основном вследствие радиоактивного распада веществ в земном ядре. Количество этой теплоты настолько велико, что оно вызывает плавление пород, расположенных между земной корой и ядром, (мантии). Мантия является источником огненно-жидких пород (магмы), которые периодически извергаются действующими вулканами. Горячие породы мантии могут создавать тепловые «мешки» под поверхностью земной коры, в контакте с которыми вода нагревается и даже частично превращается в пар. Поскольку такие «мешки» обычно герметичны, горячая вода и пар могут находиться в них под высоким давлением, а температура их превышать температуру кипения воды при барометрическом давлении. Чаще всего геотермальные ресурсы располагаются в вулканических зонах по границам корковых плит, поэтому существенного вклада этого НВИЭ в энергетику можно ожидать только в локальных зонах некоторых регионов страны и мира.

Традиционным возобновляемым источником энергии является энергия потока воды рек, морей и океанов. Гидроэнергетика обеспечивает примерно треть потребляемой во всем мире электроэнергии. Гидроэнергия – один из наиболее дешевых и экологически чистых энергоресурсов. Этот ресурс возобновляем в том смысле, что реки и водохранилища пополняются приточной речной и дождевой водой.

Помимо речных нашли применение гидроэлектростанции, в которых используется перепад уровней воды, образующихся во время прилива и отлива. Для этого сооружают невысокую плотину, которая отделяет русло реки (эстуарий) от моря (океана). Эта плотина задерживает воду, поступившую в эстуарий во время прилива. Во время отлива воду выпускают назад в море (океан) и она, проходя через гидротурбины, обеспечивает выработку электроэнергии. Приливные электростанции могут быть полезным подспорьем для энергообеспечения регионов, расположенных на побережье морей или океанов, но на Земле не так много подходящих мест для их строительства, чтобы они могли кардинально изменить мировую энергетику. Очень важным является

строительство малых ГЭС, которое не требует больших капитальных вложений и не приводит к затоплению значительных по размеру территорий.

Наиболее простым и доступным для практического применения НВИЭ является ветроэнергетика. В целом ряде стран ветроэнергетика вносит ощутимый вклад в производство электрической энергии. Уже разработаны и введены в эксплуатацию ветроустановки мощностью более 1 МВт. Во многих регионах России имеется ветровой потенциал достаточной для широкого внедрения ветроустановок для удовлетворения энергопотребления, как промышленных предприятий и агрокомплексов, так и относительно небольших личных хозяйств. Длительность периода времени, который потребуется для повсеместного распространения ветроустановок зависит в основном от завершения стадии опытно-промышленных испытаний и освоения серийного производства современных ветроагрегатов.

Перспективным энергетическим ресурсом являются твердые отходы и биомасса. Городская среда является источником огромного количества бытовых отходов. Хранение этих отходов является серьезной проблемой для всех крупных городов мира. Решение этой проблемы требует радикальных улучшений в организации сбора и переработки твердых отходов. Часть твердых отходов, непригодных для переработки, может направляться на мусоросжигательные заводы. Такая технология уже используется и позволяет не только получать достаточно дешевую теплоту и электроэнергию, но и избавить пригороды от мусорных свалок. По оценкам специалистов энергия, получаемая при сжигании твердых бытовых отходов, может заменить примерно 3 % потребляемой нефти и 6 % природного газа

На энергию, производимую из биомассы (древесина и другие виды растительного сырья), приходится около 15 % общего мирового энергопотребления. Древесина (дрова) издавна использовалась, как бытовое топливо. В нашей стране это один из наиболее доступных видов топлива и на сегодняшний день. При промышленной переработке древесины образуется достаточно большое количество отходов (обрезки, опилки и т. п.). Эти отходы можно использовать в качестве топлива для небольших производственно-отопительных котельных. Такое топливо называют пеллетами, а котельные, на которых оно используется, – пеллетными котельными. Пеллеты представляют из себя гранулы цилиндрической формы, диаметр которых составляет 5 – 10 мм, а длина – 10 – 60 мм. Размеры зависят от производителя и того, какая матрица выбрана для производства. Для их изготовления можно использовать и отходы аграрно-промышленных комплексов, перерабатывающих сырье растительного происхождения, например, солома, а также отходы, полученные при переработке фруктов, ягод, овощей и зерновых. Пеллетные котельные уже используются для теплоснабжения транспортных предприятий холдинга ОАО «РЖД»

Другим важным направлением использования биомасс является использование их для получения жидких или газообразных углеводов, например, спиртов. В Южной Америке для этих целей используется сахарный тростник. Полученное из него спиртовое топливо может с успехом заменять бензин. Стоимость спиртового топлива ненамного превышает стоимость обычных

топлив, получаемых в результате перегонки нефти. При грамотном ведении хозяйства такой энергоресурс может быть восполняемым. Помимо сахарного тростника и других видов культивируемых растений предлагается в перспективе использовать и быстрорастущие водяные растения.

1.4 Запасы и ресурсы нетрадиционных и возобновляемых источников энергии

Потенциальные возможности нетрадиционных и возобновляемых источников энергии составляют в год:

- энергия Солнца – 2300 млрд т у. т;
- энергия ветра – 26,7 млрд т у. т;
- энергия биомассы – 10 млрд т у. т;
- теплота Земли – 40000 млрд т у. т;
- энергия малых рек – 360 млрд т у. т;
- энергия морей и океанов – 30 млрд т у. т;
- энергия вторичных низкопотенциальных источников теплоты – 530 млрд т у. т.

По имеющимся оценкам, технический потенциал НВИЭ в России составляет порядка 4,6 млрд т у. т. в год, что превышает современный уровень энергопотребления России (около 1,2 млрд т у. т. в год). Экономически обоснованный потенциал НВИЭ составляет примерно 270 млн т у. т. в год, что составляет около 25 % от годового внутрироссийского потребления. Правда этот потенциал может существенно изменяться в связи с изменением цен на традиционные виды топлива, а также на оборудование НВИЭ.

Доля возобновляемой энергетики в производстве электроэнергии составила в 2002 г. около 4,2 млрд кВт-ч или 0,5 % от общего производства, а объем замещения органического топлива – примерно 1 % от общего потребления первичной энергии или около 10 млн т у. т. в год. Оценки показывают, что к 2010 г. может быть осуществлен ввод в действие около 1000 МВт электрических и 1200 МВт тепловых мощностей на базе возобновляемых источников энергии при соответствующей государственной поддержке.

2. Использование солнечной энергии

2.1 Источник излучения солнечной энергии, основные характеристики солнечного излучения

Источником излучения солнечной энергии служат термоядерные реакции, протекающие на Солнце. Солнце излучает в окружающее пространство поток энергии, мощность которого составляет примерно $4 \cdot 10^{20}$ МВт. Расстояние между Землей и Солнцем примерно равно 150 млн км. Площадь поверхности Земли, облучаемой Солнцем, составляет около $5 \cdot 10^8$ км². Суммарный поток солнечного излучения, достигающего поверхности Земли, составляет по оценкам экспертов $1,2 \cdot 10^{11}$ МВт, что значительно превышает потребляемые в настоящее время ресурсы всех не возобновляемых источников энергии (например, суммарная мощность всех электростанций России равна примерно $2,2 \cdot 10^5$ МВт).

Солнечное излучение, как процесс распространения электромагнитных волн, характеризуется длиной волны – λ и частотой колебаний – ν . Обычно в соответствии с длиной волны выделяют три основных диапазона излучения:

- ультрафиолетовое излучение (длины волн менее 0,4 мкм), в этом диапазоне переносится примерно 9 % энергии;
- видимое излучение (длины волн от 0,4 мкм до 0,8 мкм) в этом диапазоне переносится примерно 45 % энергии;
- инфракрасное (тепловое) излучение (длины волн более 0,8 мкм) в этом диапазоне переносится примерно 46 % энергии.

Для количественной оценки излучения используется величина, называемая интенсивностью излучения. Это количество энергии, излучаемой на всех длинах волн с единицы поверхности излучающего тела (E_c , [Вт/м²]) При прохождении через атмосферу Земли солнечный свет ослабляется из-за поглощения инфракрасного излучения парами воды и другими трех- и многоатомными газами, ультрафиолетового излучения – озоновым слоем, а также рассеяния излучения находящимися в воздухе частицами пыли и аэрозолями.

Величина интенсивности солнечного излучения, попадающего на поверхность Земли, зависит от целого ряда факторов, в том числе:

- широты и долготы местности;
- географических и климатических особенностей;
- состояния атмосферы;
- высоты Солнца над горизонтом и других;

При оценке интенсивности солнечного излучения необходимо учитывать как закономерные особенности этого излучения, так и возможные случайные составляющие. Как правило, в потоке солнечного излучения выделяют три основных составляющих:

1. Прямое солнечное излучение, поступающее от Солнца в виде пучка параллельных лучей.
2. Диффузионное (рассеянное) атмосферой Земли излучение.

3. Отраженное поверхностью Земли излучение.

Поток солнечного излучения, попадающий на поверхность Земли очень сильно зависит от региона. Он достигает максимума в 2200 (кВт·ч)/(м²·год) для северо-западных районов США, запада Южной Америки, большинства регионов Африки и Центральной части Австралии. На территории нашей страны величина потока солнечного излучения изменяется в пределах от 800 до 1400 (кВт·ч)/(м²·год). Продолжительность солнечного сияния на территории России находится в пределах от 1700 до 2000 часов в год (при максимуме этого показателя на Земле – более 3600 часов в год). За год на всю территорию России поступает солнечной энергии больше, чем энергии от всех российских ресурсов нефти, газа, угля и урана.

Суммарная величина солнечного излучения весьма сильно зависит от времени года, а также существенно изменяется в течение суток. Интенсивность солнечного излучения достигает своего максимума в летний период года, когда обычно происходит закономерное уменьшение потребления тепловой энергии. Соответственно максимум зимнего потребления тепловой энергии приходится на период минимального прихода солнечного излучения. По иному сценарию обстоит дело с потреблением электрической энергии – в летний период имеет место сохранение, или даже увеличение потребления электроэнергии. Это связано с повсеместным использованием систем кондиционирования воздуха и холодильных установок. Следует также помнить, что в течение определенных интервалов времени в конкретных районах Земли может отсутствовать полностью или частично прямое солнечное излучение. Продолжительность этих интервалов может колебаться от нескольких минут до нескольких суток. В ночные часы суток полностью отсутствует, как прямое, так и рассеянное солнечное излучение.

В качестве параметра, отражающего влияние атмосферы земли на интенсивность и спектр солнечного излучения, попадающего на поверхности, земли используется атмосферная масса (АМ). При нулевом значении атмосферной массы (АМ = 0) интенсивность солнечного излучения составляет $E_c = 1,35$ кВт/м². Значение АМ = 1 соответствует прохождению солнечного излучения через безоблачную атмосферу до уровня моря при зенитальном расположении Солнца. Атмосферная масса на любой высоте земной поверхности в заданный момент времени определяется по формуле:

$$AM = P/(P_0 \cdot \sin\theta),$$

где P – барометрическое давление, кПа; P_0 – нормальное барометрическое давление (101,33 кПа); θ – угол, соответствующий расположению Солнца над горизонтом.

Наиболее часто встречающимся значением атмосферной массы является величина АМ = 1,5 ($\theta = 42^\circ$). Это значение принято за стандартное при интегральной поверхностной плотности солнечного излучения $E_c = 0,84$ кВт/м², и его используют для сравнения результатов исследований различных солнечных элементов.

Измерение параметров солнечного излучения производится на актинометрических станциях. Такие станции имеются и в России. Измерения, выполненные на этих станциях можно использовать в расчетах режимов и параметров солнечных энергетических установок различных типов.

2.2 Оценка потенциала и перспективы использования солнечной энергии

Лучистая энергия Солнца обеспечивает существование и развитие всей биосферы с момента появления жизни на Земле. Во второй половине XX века проявился интерес к созданию солнечной энергетики, которая могла бы обеспечивать определенную часть энергопотребления человечества. Это связано с огромными потенциальными возможностями Солнца, как источника энергии, а также повышенным вниманием к экологическим проблемам традиционной энергетики, основанной на использовании органического и ядерного топлива. Использование всего лишь 0,5 % энергии солнечного излучения поступающего на поверхность Земли может обеспечить не только сегодняшние потребности мировой энергетики, но и полностью покрыть все потребности в энергии на весьма дальнюю перспективу. Однако до настоящего времени, несмотря достаточно большие успехи солнечной энергетики, не удается даже приблизиться к достижению этой цели.

Одним из серьезных препятствий на этом пути является низкая интенсивность солнечного излучения. Даже при оптимальных атмосферных условиях (южные широты, безоблачное небо) плотность потока солнечного излучения составляет менее 1250 Вт/м². С учетом этого необходима огромная площадь (до 3·10⁶ км²) устройств для сбора солнечного излучения и конвертирования его в тепловую и электрическую энергию. Это требует значительных материальных затрат, что существенно удорожает получаемую энергию. В результате электрическая энергия, получаемая из солнечного излучения, обходится гораздо дороже, чем получаемая традиционными способами. Тем не менее, несмотря на относительно низкую плотность солнечного излучения и относительно высокую стоимость получаемой энергии, солнечная энергетика интенсивно развивается и совершенствуется. Так в США введены 8 крупных солнечных электростанций модульного типа общей мощностью около 450 МВт. Вырабатываемая на них электроэнергия поступает в энергосистемы штатов. Суммарная мощность выпущенных солнечных фотоэлектрических преобразователей достигла в мире 300 МВт в год. Кроме того, активно развиваются гелиоустановки для теплоснабжения. Их уже насчитывается в мире более 2 млн. Площадь солнечных коллекторов, используемых для теплоснабжения на территории США составляет 10 млн. м², в Японии – 8 млн. м². Реализуются и довольно экзотические проекты по использованию солнечной энергии. Так, на территории Австралии начато строительство «Солнечной башни», диаметр основания которой составит 130 метров, а высота 1 км. У подножия башни будет расположена огромная теплица диаметром 7 км. Воздух, нагретый в теплице, будет направляться в башню и вращать установленные в ней

ветродвигатели. Ожидаемая мощность ВЭС составит примерно 200 МВт. Стоимость проекта оценивается в 308 млн долл. В Калифорнии фирма «Loose Industries» (США) в 1989 г. ввела в эксплуатацию солнечно-газовую электростанцию мощностью 80 МВт. Там же, в 1994 г. введено еще 480 МВт электрической мощности, причем стоимость 1 кВт-ч электрической энергии не превышает 7,8 центов. Это ниже, чем на традиционных газовых электростанциях. В ночное время и в пасмурные дни электроэнергия вырабатывается в основном за счет сжигания природного газа, а в дневные часы – за счет солнечного излучения. Опыт работы электростанции в Калифорнии показывает, что органическое топливо (природный газ) и солнце способны эффективно дополнять друг друга. Весьма перспективным представляется совместное использование солнечной и водородной энергетики. Возможно получение водорода с использованием солнечной энергии, например, посредством электролиза воды. Эта технология может быть достаточно дешевой, а сам водород, обладающий высокой теплотворной способностью, можно транспортировать и довольно длительно хранить. Т.е. перспективна возможность использования солнечной энергии для получения вторичных видов энергии в тех регионах, где наиболее высока интенсивность солнечного излучения. Полученное жидкое или газообразное топливо можно переправлять в те районы, где интенсивность солнечного излучения невелика. Одним из лидеров практического использования солнечной энергии является Швейцария. Здесь построено более 2600 гелиоустановок на кремниевых фотопреобразователях мощностью от 1 до 1000 кВт и солнечных коллекторов для теплоснабжения. Программа «Солар-91», реализуемая под лозунгом «За энергонезависимую Швейцарию!», способствует решению экологических проблем и снижает зависимость страны от внешних топливно-энергетических ресурсов, составляющую сегодня более 70 % всей потребляемой энергии. Программа осуществляется в основном за счет добровольных усилий и средств отдельных граждан, предпринимателей и муниципалитетов. Гелиоустановки на кремниевых фотопреобразователях малой мощности, обычно размещают на крышах и фасадах зданий. Такая установка требует примерно 20 – 30 м² и вырабатывает в год в среднем 2000 кВт-ч электроэнергии, что достаточно для обеспечения бытовых нужд среднего швейцарского дома и даже для зарядки аккумуляторов электромобиля. Если появляется избыток вырабатываемой электроэнергии (в дневное время, летом), то он может быть направлен в электрическую сеть общего пользования. Зимой же, особенно в ночные часы, энергия может быть возвращена владельцу гелиоустановки бесплатно. На крышах зданий производственного назначения устанавливаются гелиостанции мощностью до 300 кВт. Гелиостанция такой мощности может покрыть потребности предприятия в энергии на 50 – 70 %. В районах альпийского высокогорья, где дорого прокладывать линии электропередач, строятся автономные гелиоустановки с аккумуляторами. Опыт эксплуатации уже построенных гелиоустановок свидетельствует, что солнечная энергия может обеспечить энергопотребление, по меньшей мере, всех жилых зданий в стране.

Таким образом, в современном мире солнечная энергетика уже весьма интенсивно развивается и занимает заметное место в топливно-энергетическом балансе многих стран. На государственном уровне принимаются законы, которые оказывают существенную поддержку развитию солнечной энергетике. Выполняются научно-исследовательские работы, которые позволяют решить не только технические, но и экономические проблемы солнечной энергетике.

2.3 Классификация солнечных энергетических установок и физические основы процессов преобразования солнечного излучения энергии в другие виды энергии

Для полезного использования солнечной энергии применяются солнечные энергетические установки, которые можно классифицировать по следующим признакам:

- по виду энергии, в который преобразовывается солнечная энергия – теплота или электричество;
- по способу концентрирования солнечной энергии – с концентраторами или без концентраторов;
- по конструктивной сложности – простые (нагрев воды в баке для теплоснабжения, тепловая сушка, пассивные системы солнечного отопления и т. д.) и сложные.

Сложные солнечные энергетические установки можно разделить на два подвида. Первый из них объединяет установки, в которых солнечное излучение преобразуется в теплоту, которая далее чаще всего используется на тепловых электростанциях. В качестве таких установок можно назвать башенные солнечные электростанции, солнечные пруды, солнечные энергетические установки с параболоцилиндрическими концентраторами. К этому же подвиду относятся и солнечные коллекторы, в которых солнечное излучение используется для нагрева теплоносителя, который направляется в системы климатизации помещений или на теплотехнологические установки. Второй подвид солнечных энергетических установок основывается на непосредственном преобразовании солнечного излучения в электрическую энергию с помощью фотоэлектрических элементов.

В настоящее время в России и в мире наибольшее распространение получили два вида солнечных энергетических установок:

- 1) солнечные коллекторы;
- 2) солнечные фотоэлектрические преобразователи.

2.4 Солнечные фотоэлектрические преобразователи

Фотоэлектрический преобразователь (фотоэлектрическая ячейка, фотоэлемент,)– электрическое устройство, которое действует как преобразователь, и служит для преобразования части потока электромагнитного

излучения (как правило, видимого света и инфракрасных электромагнитных волн) в электрическую энергию с помощью фотоэлектрического эффекта. Работа фотоэлектрического преобразователя основана на внутреннем фотоэлектрическом эффекте в полупроводниках. В фотоэлементе свободные положительные (дырки) и отрицательные (электроны) носители заряда образуются в результате взаимодействия полупроводника с электромагнитным излучением, а затем разделяются под действием электрического поля, возникающего внутри элемента. Таким образом, поглощение излучения в идеальном полупроводнике приводит к появлению электрон-дырочной пары, время жизни, которой зависит от структурного совершенства полупроводникового материала. Процесс аннигиляции электро-дырочных пар называется рекомбинацией. Излучение не всякой частоты вызывает генерацию электрон-дырочной пары, а только такой, у которого энергия достаточна для разрушения связи электронов с ядром атома. Процесс определяется не только характеристиками электромагнитного излучения, но и свойствами полупроводникового материала, поэтому не все полупроводники являются чувствительными к такому облучению.

Под действием поглощенных фотонов электромагнитного излучения электроны могут переходить из заполненной зоны в свободную, создавая, таким образом, фотопроводимость. При этом в полупроводнике возникает лишь дополнительная проводимость, но не образуется электродвижущая сила.

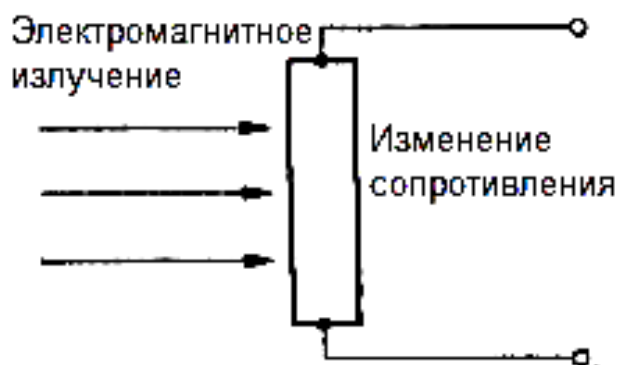


Рис.2.1. – Фотоэлектрический преобразователь

Вместе с тем известно и другое физическое явление, при котором электродвижущая сила все-таки появляется в результате освещения полупроводника. Для этого необходимо подвергнуть полупроводник неравномерному освещению так, чтобы одни части его поверхности освещались более сильно, а другие значительно более слабо. При этом можно обнаружить разность потенциалов между светлыми и темными участками. Это явление объясняется тем, что в момент освещения электроны начинают диффундировать из освещенных участков в темные в гораздо большем количестве, чем в обратном направлении. Такая преимущественная диффузия приводит к тому, что темные участки (в случае электронного механизма проводимости) постепенно заряжаются отрицательно, а светлые – положительно. Вследствие этого процесса внутри полупроводника образуется электрическое поле и будет постепенно

увеличиваться разность потенциалов. По истечению определенного периода времени установится равновесное состояние, для которого характерно равенство электронных потоков в ту и другую сторону. При наступлении равновесия, между светлым и темным участками полупроводника возникает разность потенциалов, величина которой может достигать 0,2 В. Для получения фототока и практического использования фотоэлектрического эффекта образовавшиеся электрон-дырочные пары необходимо разделить. Разделение положительных и отрицательных зарядов возможно при наличии, так называемого, энергетического (запирающего) барьера. Энергетический барьер большинства фотоэлементов представляет собой электрическое поле, возникающее на границе двух полупроводниковых материалов, отличающихся типом электропроводности (электронной - *n*-тип и дырочной - *p*-тип). Разделение электрон-дырочных пар встроенным электрическим полем приводит к формированию фото-э.д.с, которая существует до тех пор пока полупроводниковая структура освещается светом. Устройство фотоэлемента, позволяющего выполнить эту операцию, представлено на рис. 2. Такой фотоэлемент состоит из двух слоев полупроводникового материала, например, кремния с *n*- проводимостью и *p*- проводимостью. На поверхности слоя с *p*- проводимостью наносится очень тонкий слой какого-либо металла, например серебра. Очень тонкие металлические слои являются полупрозрачными и хорошо пропускают солнечное излучение. Этот слой является внешним электродом. В качестве нижнего электрода может быть использована медная пластина.

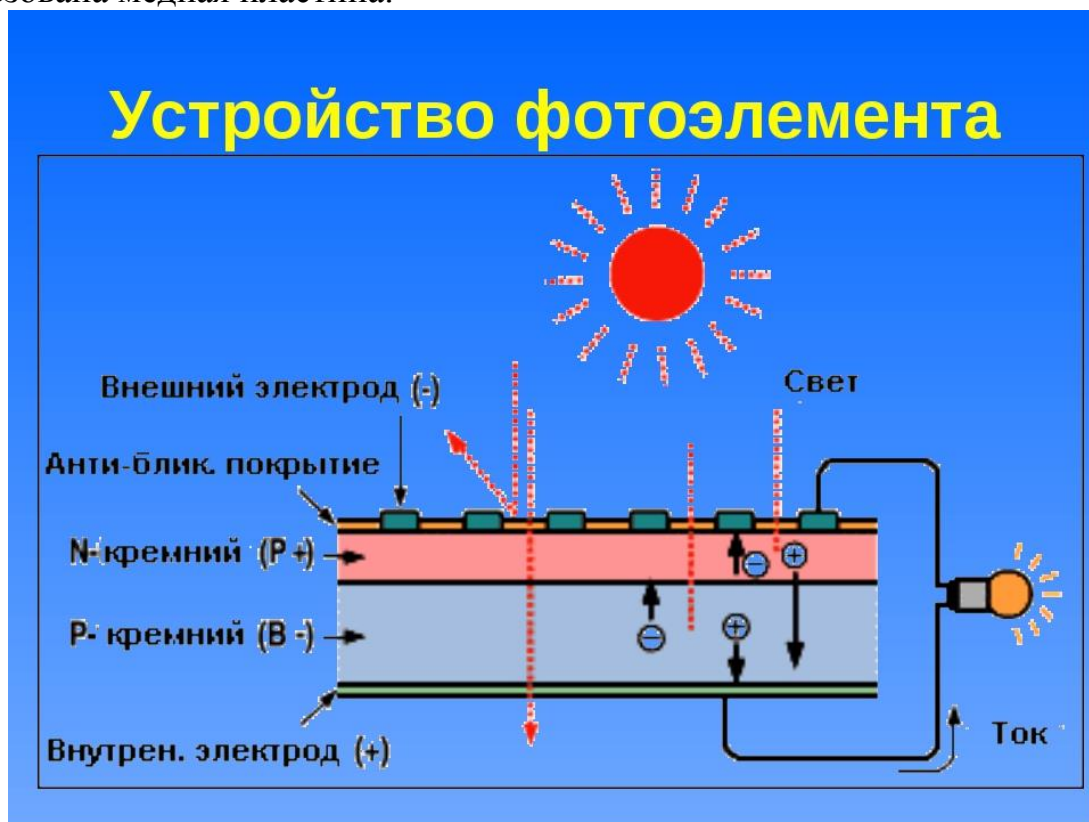


Рис. 2.2. – Устройство солнечного элемента

Если теперь собрать простую электрическую цепь – полупрозрачный серебряный слой соединить проводом с одним зажимом гальванометра, а его второй зажим соединить с медной пластиной, то в такой цепи будет отсутствовать источник тока и поэтому показания гальванометра будут равны нулю. Если же на верхний полупрозрачный серебряный слой направить поток солнечного излучения, то стрелка гальванометра уйдет от своего нулевого положения, так как в цепи появится электрический ток. Таким образом, облучение светом поверхности фотоэлемента вызывает появление в цепи электрического тока. Аналогичное явление будет иметь место и при использовании других полупроводников. Особенно заметен этот эффект в системах, включающих такие полупроводники, как сернистый таллий, сернистое серебро, селен, германий, кремний, сернистый кадмий. Это физическое явление получило название фотоэффекта запирающего слоя или вентильного фотоэффекта.

Электрическая схема фотоэлектрического преобразователя (рис.1) включает в себя слой фоточувствительного полупроводникового материала, размещенного между двумя проводящими электрический ток электродами. Один из электродов выполнен из прозрачного материала, через который проходит солнечное излучение и попадает на фоточувствительный материал. При полном освещении одного элемента между его электродами возникает разность потенциалов (выходное напряжение) около 0,5 В.

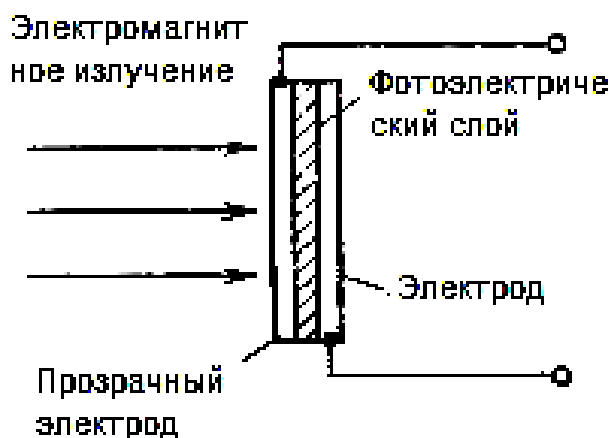


Рис.2. 3. – Устройство солнечного фотоэлемента с запирающим слоем

Механизм преобразования солнечного излучения в электрическую энергию можно разделить на нескольких этапов. Первый этап заключается в том, что поглощенное солнечное излучение освобождает в полупроводнике одновременно электроны и «дырки», образуя так называемые пары "электрон-дырка". Освобождение пар приводит к тому, что электроны из заполненной зоны перемещаются в свободную зону, становясь, таким образом, электронами проводимости, а «дырки» остаются в заполненной зоне и также участвуют в электропроводности. Если бы излучение поглощалось только в одном полупроводнике, не контактирующем с другим полупроводником, то возникшие под действием света пары "электрон-дырка" увеличили бы только проводимость

данного полупроводника. Если же имеется система, состоящая из полупроводника с электронной проводимостью (обозначаемого буквой n) и полупроводника с дырочной проводимостью (обозначаемого буквой p). Между полупроводниками заключен запирающий слой. Контакт p и n полупроводников приводит к образованию между ними электрического поля. При условии, что работа выхода "дырочного" полупроводника больше работы выхода электронного, (обязательно для двух полупроводников одного и того же химического состава), то это контактное электрическое поле будет направлено от электронного полупроводника к "дырочному". "Освобожденные" излучением не основные носители тока, т. е. электроны в дырочном полупроводнике или «дырки» в электронном, будут под действием этого поля через запирающий слой будут переходить из одного полупроводника в другой. По мере перехода не основных носителей тока из одного полупроводника в другой будет происходить их накопление в одной части рассматриваемой системы, в то время как в другой части будет происходить накопление основных носителей тока. То есть, образовавшиеся за счет солнечного излучения пары "электрон-дырка" начнут разделяться: электроны концентрироваться в электронном полупроводнике, а дырки - в дырочном. Этот процесс не может продолжаться бесконечно, т. к. параллельно с увеличением концентрации дырок в "дырочном" полупроводнике и электронов – в электронном будет возрастать создаваемое ими электрическое поле, которое препятствует переходу не основных носителей из одного полупроводника через запирающий слой в другой полупроводник. Одновременно по мере возрастания этого поля увеличивается и обратный поток не основных носителей тока. В конце процесса, должно наступить динамическое равновесие, при котором число не основных носителей, перемещающихся за единицу времени через запирающий слой, сравняется с числом тех же носителей, перемещающихся за тот же самый промежуток времени в обратном направлении. В этот момент между электродами установится некоторая стабильная разность потенциалов, которая фактически будет представлять собой фотоэлектродвижущую силу.

Говоря о достижении такого динамического равновесия, следует иметь в виду, что число не основных носителей тока N перемещающихся за единицу времени из освещаемого полупроводника через запирающий слой в другой полупроводник, зависит от интенсивности потока солнечного излучения. С увеличением интенсивности излучения будет увеличиваться число N . Сначала это увеличение происходит по линейному закону, а затем прирост N начинает замедляться, постепенно приближаясь к значению характерному для состояния динамического равновесия. В соответствии с изменением N в зависимости от изменения интенсивности солнечного излучения изменяется и величина фотоэлектродвижущей силы, которая, в конечном счете, и важнейшим результатом фотоэффекта запирающего слоя. Фотоэффект запирающего слоя особенно активно протекает в полупроводниковых системах с большой диффузионной длиной "не основных" носителей тока и соответственно большим временем их жизни.

Поток генерированных солнечным излучением носителей заряда образует фототок I_{ϕ} . Величина фототока определяется числом генерированных носителей,

прошедших заряда, прошедших в единицу времени через $p - n$ переход и может быть определена по формуле:

$$I_{\phi} = (q \cdot P_{и}) / h\nu,$$

где q – величина заряда электрона; $P_{и}$ – мощность поглощенного монохроматического излучения; $h\nu$ – энергия фотонов электрон- вольтгах.

Здесь предполагается, что в полупроводнике каждый поглощенный фотон с энергией $h\nu > E_g$ (ширина запрещенной зоны полупроводника) создает одну электронно-дырочную пару. Это условие хорошо выполняется для фотоэлементов на основе кремния.

Открытие фотоэффекта запорного слоя расширило возможности практического использования полупроводников и легло в основу создания вентильных фотоэлементов, на основе которых и были разработаны устройства непосредственно преобразующих лучистую энергию Солнца в электрическую энергию. Схема работы солнечного элемента представлена на рис.4. Несколько объединенных фотоэлектрических преобразователей представляют собой солнечную батарею.

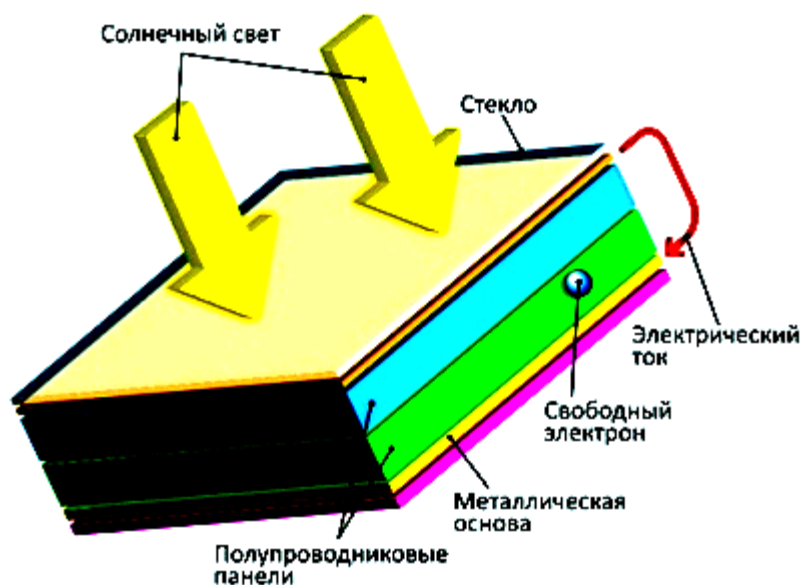


Рис.2.4. – Солнечный элемент как пример фотоэлектрического преобразования

В настоящее время разработано множество технологических процессов, используемых при промышленном изготовлении фотоэлементов. Однако все они должны соответствовать следующим основным техническим требованиям:

- используемый полупроводниковый материал должен обладать высокой химической чистотой с устойчивыми физическими свойствами;

- промышленное производство фотоэлементов должно обеспечивать их минимальную стоимость и требуемую долговечность (срок службы не менее 20 лет);
- устойчивость к воздействию окружающей среды (диапазон рабочих температур от -30 до +200 °С) герметичность и защищенность от всех видов коррозии);
- выход из строя одного, или нескольких фотоэлементов не должны приводить к нарушению функционирования всей системы.

2. 5 Солнечные модули

Солнечный модуль состоит из отдельных ячеек (фотоэлементов), соединенных последовательно. Этот позволяет суммировать фотоЭДС, ячеек. Номинальное напряжение модуля солнечной батареи равно произведению числа ячеек на фотоЭДС каждой ячейки (в среднем 0,5 В). Как правило, производят модули, состоящие из 30 – 36 ячеек. Закрепление ячеек в модуле должно обеспечивать прочность и жесткость конструкции, надежную электрическую изоляцию и устойчивость к воздействию неблагоприятных климатических факторов. С этой целью ячейки инкапсулируются в резиновые или пластиковые чехлы, обеспечивающие электрическую изоляцию. Они закрываются со стороны обращенной к солнцу закаленным стеклом с низким содержанием железа, а с обратной стороны – многослойными пластиковыми (полиэстер) пластинами. В некоторых случаях стекло заменяется пластинами из прозрачной пластмассы.

Применяется несколько типов ячеек, отличающихся используемым материалом и методом изготовления:

1) ячейки из **аморфного кремния**, полученные посредством осаждения очень тонких слоев кремния на поверхности стекла или металла; эффективность преобразования солнечного излучения в электрическую энергию составляет от 5% и 7%;

2) ячейки из **монокристаллического кремния**, полученные из цилиндрических стержней из монокристаллического кремния, производимого в специальных печах; ячейки имеют вид тонких квадратных пластинок, толщиной 0,4 – 0,5 мм. Эффективность преобразования солнечного излучения в электрическую энергию не менее 12%;

3) ячейки из **поликристаллического кремния** производятся из блоков кремния, полученного путем плавления чистого кремния в специальных формах; при медленном остывании образуется поликристаллическая структура; эффективность преобразования солнечного излучения в электрическую энергию немного ниже, чем при использовании монокристаллического кремния;

4) ячейки из **арсенида арсенида галлия (GaAs)**, в настоящее время имеют наиболее высокую эффективность (до 28%) преобразования солнечного излучения в электрическую энергию; их стоимость очень высока, поэтому они используются главным образом в космической технике (солнечных коллекторов в спутники, например);

5) ячейки из **теллурида кадмия (CdTe)** обладают высокой способностью к поглощению солнечного излучения; они достаточно дешевы в изготовлении, кроме того, возможно получение сплавов CdTe с Zn, Hg и другими элементами для создания слоев с заданными свойствами; серьезной проблемой на пути применения CdTe является высокое сопротивление слоя CdTe с *p*-проводимостью, что приводит к внутренним потерям; в целом ячейки на основе CdTe обладают высокой подвижностью носителей заряда, а солнечные элементы на их основе - высокими значениями КПД, от 10 до 16 %;

б) ячейки на основе **органических материалов** представляют собой широкозонный полупроводник (обычно TiO₂), покрытый слоем органического красителя; принцип работы элемента основан на фотовозбуждении красителя и быстрой инжекции электронов в зону проводимости; при этом молекула красителя окисляется, через элемент идет электрический ток и на платиновом электроде происходит восстановление трииодида до иодида. Затем иодид проходит через электролит к фотоэлектроду, где восстанавливает окисленный краситель; КПД данного типа солнечных ячеек достигает 11 %.

В зависимости от применяемого полупроводникового материала и используемой технологии солнечные батареи обладают большей или меньшей эффективностью преобразования различных спектральных полос солнечного излучения в электрическую энергию. Спектральная чувствительность устанавливает диапазон излучения, в котором ячейки более эффективно работают и влияние на эффективность различных условий облучения. Основная часть солнечного излучения, преобразуемого в электрическую энергию, сосредоточена в диапазоне от 0,400 мкм до 0,8 мкм (видимый свет). Солнечные панели должны быть ориентированы в южном направлении, так, чтобы направление солнечных лучей было нормально к плоскости приемника излучения. Установку панелей необходимо корректировать с учетом времени года. Это осуществляется с помощью трекера – поворотной конструкции, ориентирующей и поворачивающей панели относительно Солнца. Обычно панели снабжаются контроллерами, следящими за уровнем напряжения на клеммах аккумуляторной батареи, в которую поступает энергия от солнечных установок. Расходы по обслуживанию солнечных батарей сводятся к плановой очистке поверхностей панелей, замене инверторов и аккумуляторов (примерно раз в 10 лет) и контактов, подвергшихся коррозии. Поэтому, можно сказать, солнечные батареи практически идеальный автономный источник электроэнергии.

Преимущество фотоэлектрических преобразователей (ФЭП) обусловлено отсутствием подвижных частей, их высокой надежностью и стабильностью. При этом срок их службы практически не ограничен. Они имеют малую массу, отличаются простотой обслуживания, эффективным использованием как прямой, так и рассеянной солнечной радиации. Модульный тип конструкций позволяет создавать установки практически любой мощности и делает их весьма перспективными. Недостатком ФЭП является высокая стоимость и низкий КПД (в настоящее время практически 10-12 %).

В качестве наиболее перспективных направлений повышения эффективности преобразования солнечного излучения в электрическую энергию рассматриваются:

- 1) переход на материалы типа арсенида галлия и алюминия;
- 2) применение концентраторов солнечной радиации с кратностью концентрации 50 – 100.

В результате можно ожидать повышения КПД солнечных модулей до 30 – 35 %. В 1989 году фирмой “Боинг” был создан двухслойный солнечный элемент, состоящий из двух полупроводников: арсенида и антимонида галлия. При лабораторных испытаниях этого солнечного элемента был достигнут КПД преобразования солнечного излучения в электрическую энергию равный 37 %, что вполне сопоставимо с КПД современных тепловых и атомных электростанций. В качестве особенности работы нового элемента можно выделить то, что в первом прозрачном слое (арсенид галлия) поглощается и преобразуется в электрическую энергию видимый свет, а инфракрасная часть спектра, проходящая через этот слой, поглощается и преобразуется в электричество во втором слое (антимониде галлия).

Новый тип солнечных батарей был разработан в 1991 году в Швейцарии. В качестве полупроводникового материала ячеек солнечных батарей был использован диоксида титана (TiO_2). В полупроводнике солнечное излучение поглощается, таким же способом, как это делает хлорофилл растений, т.е. через фотосинтез. В лабораторных условиях была достигнута эффективность преобразования на уровне 12 %. Модули из промышленной партии ограниченного производства имеют КПД около 5 %. Относительно низкая величина КПД компенсируется высокой эффективностью преобразования излучения низкой интенсивности, что позволяет использовать такие солнечные модули и при неблагоприятных углах падения солнечных лучей. В перспективе данная технология может быть усовершенствована и применена в качестве недорогой альтернативы ячейкам на основе кремния.

Использование электрической энергии, полученной из солнечного излучения, имеет много достоинств. Это экологически чистый, тихий и надежный источник энергии. Поэтому в настоящее время солнечное электричество широко используется в удаленных районах, где нет централизованного электроснабжения, для электроснабжения отдельных домов, офисов и других зданий, для подъема воды и охлаждения лекарств. Эти солнечные панели, как правило, дополняются аккумуляторными батареями для возможности использования электроэнергии, выработанной днем, в ночное время. Кроме того, калькуляторы, телекоммуникационные системы, буи и т.д. работают от солнечного электричества.

Солнечные фотоэлектрические установки могут быть следующих основных типов:

- автономные – применяются, если объекты не подключены к системам централизованного электроснабжения, солнечные модули генерируют электричество для целей освещения, питания бытовых приборов или ручного инструмента; обычно используют аккумуляторные батареи;

- соединенные – если объекты подключены к сети централизованного электроснабжения, солнечные батареи используются для генерации собственной электроэнергии, избыток электроэнергии обычно продается электросетям;
- резервные системы – фотоэлектрическая установка подключается к сетям плохого качества и используется для покрытия пиковых нагрузок, или в аварийных ситуациях, обычно включает в себя аккумуляторы и преобразователи постоянного тока в переменный.

Применение фотоэлектрических солнечных электростанций начиналось с космической техники, где себестоимость, производимой энергии, играла второстепенную роль. В обычных земных условиях конкурентоспособность солнечного электричества является важнейшим фактором продвижения этой технологии. За последние 40 лет стоимость кремниевых фотоэлектрических преобразователей снизилась в 40 раз. Один кВт установленной мощности на фотоэлектрических солнечных электростанциях обходится в 2500 долл. Одновременно повышалась и эффективность преобразования солнечного излучения в электрическую энергию. В настоящее время КПД солнечных модулей достигает 13 – 16 %, а в лабораторных условиях уже получена эффективность 40 %. Но, все эти достижения, не обеспечивают, хотя бы примерное равенство себестоимости солнечной электроэнергии и электроэнергии вырабатываемой на традиционных тепловых электростанциях. Основными факторами влияющими на конкурентоспособность солнечной энергетики в обозримом будущем будет совершенствование технологии преобразования солнечной энергии в электрическую, а также доступность и стоимость органического и ядерного топлива.

2. 6 Использование солнечного излучения для получения теплоты

Наиболее простым и доступным способом полезного использования солнечного излучения является нагревание воды, воздуха, или другого теплоносителя. В странах с холодным климатом, а именно к таким относится Россия, больше половины добываемых энергоресурсов расходуется на теплоснабжение зданий различного назначения. Значительная часть, расходуемых на эти цели, энергоресурсов может быть замещена энергией солнечного излучения. В качестве наиболее простого достижения этой цели является применение пассивных систем солнечного отопления. Пассивными называются такие системы солнечного отопления, в которых не используется специальное оборудование, а сами конструктивные элементы зданий и сооружений используются в качестве приемника и аккумулятора солнечной энергии. Такие системы позволяют в различных климатических зонах экономить от 20 до 60 % тепловой энергии, расходуемой на отопление.

Пассивные солнечные отопительные системы наиболее распространены в США, Китае, Австралии, Иордании. Самая простая форма пассивного отопления — это обустройство световых проемов в стенах, ориентированных на юг. Это позволяет уменьшить расход традиционных видов энергии на отопление на 15...25 % по сравнению с подобным зданием, в котором окна ориентированы на восток или запад. Экономия тепловой энергии может быть увеличена за счет использования материалов хорошо поглощающих излучение для внутреннего оформления помещений, а также покрытия окон изнутри теплоотражающими прозрачными пленками. Не отапливаемая стеклянная пристройка к дому с южной стороны (например, теплица, балкон, терраса или дворик) способствует сохранению аккумулированной теплоты.

Для отопления зданий используются следующие типы пассивных гелиосистем:

- с прямым улавливанием солнечного излучения, поступающего через окна здания или через примыкающую к южной стене здания солнечную теплицу (зимний сад, оранжерею);
- с непрямым улавливанием солнечного излучения, т.е. с теплоаккумулирующей стеной, расположенной за остеклением (солнечные стены или стены Тромба, т.е. стеклянные плиты или прозрачная изоляция на внешней стороне стены);
- с воздушным солнечным коллектором и контуром конвективной циркуляции воздуха.

Пассивные системы солнечного отопления составляют интегральную часть самого здания, которое должно проектироваться таким образом, чтобы обеспечить наиболее эффективное использование поступающего на него потока солнечного излучения в холодное время года. Наряду с окнами и остекленными поверхностями южного фасада для улавливания солнечного излучения можно также использовать остекленные проемы в крыше и дополнительные окна в верхней части здания, которые повышают уровень комфортности помещения. Прямое улавливание солнечной энергии может эффективно осуществляться при соблюдении следующих условий:

- 1) оптимальная ориентация здания по оси восток-запад или с отклонением не более 30° от этой оси;
- 2) расположение на южной стене здания не менее 50 – 70 % всех окон, а на северной – не более 10 %; южные окна должны иметь двухслойный стеклопакет, а северные – трехслойный;
- 3) здание должно иметь улучшенную тепловую изоляцию и низкие тепловые потери из-за инфильтрации наружного воздуха;
- 4) внутренняя планировка здания должна обеспечивать расположение жилых комнат с южной стороны, а вспомогательных помещений – с северной;
- 5) должна быть обеспечена достаточная теплоаккумулирующая способность покрытий внутренних стен и пола для поглощения и аккумулирования теплоты солнечной энергии;
- 6) для предотвращения перегрева помещений в летний период над окнами должны быть предусмотрены навесы, козырьки, жалюзи и т.п.

КПД пассивной системы солнечного отопления, как правило, составляет 25 – 30 %, но в особо благоприятных климатических условиях может достигать 60 %. Существенным недостатком этой системы являются значительные изменения температуры воздуха внутри помещений в течение суток. Наряду с отоплением эти системы также обеспечивают эффективное использование дневного освещения, благодаря чему снижается потребление электроэнергии.

На рис. 3 представлена схема работы пассивной системы теплоснабжения здания с устройствами (шторы, клапаны), позволяющими более точно регулировать температуру воздуха внутри помещения. На южной стороне здания устанавливается так называемая стена Тромба, которая состоит из массивной стены (бетонной, кирпичной или каменной) и стеклянной перегородки, размещаемой на небольшом расстоянии от стены с внешней стороны. Наружная поверхность массивной стены окрашена в темный цвет. Солнечные лучи, проникая через стеклянную перегородку, нагревают стену и воздух, находящийся между стеклянной перегородкой и стеной. Нагретая массивная стена передает накопленную теплоту в помещение за счет инфракрасного излучения и конвективного теплообмена. Таким образом, в этой конструкции совмещаются функции коллектора и аккумулятора теплоты. Воздух, находящийся между стеклянной перегородкой и стеной, в солнечный день холодного периода года используется в качестве теплоносителя для передачи теплоты в помещение. Для уменьшения потерь теплоты в окружающую среду в ночное время (в холодный период года) и избыточных теплопоступлений в солнечные дни (в теплый период) используются шторы, которые значительно снижают интенсивность теплообмена между массивной стеной и внешней окружающей средой. Шторы изготавливаются из нетканых материалов со специальным светоотражающим покрытием. Для обеспечения циркуляции воздуха используются воздушные клапаны, расположенные в верхней и нижней частях массивной стены. Автоматическое управление работой воздушных клапанов позволяет поддерживать необходимый тепловой режим в обслуживаемом помещении. Система пассивного солнечного теплоснабжения (рис.) работает следующим образом:

1. В холодный период (отопление):

- а) солнечный день – штора поднята, клапаны открыты (рис. 3а). Это приводит к нагреву массивной стены через стеклянную перегородку и нагреву воздуха, находящегося между стеклянной перегородкой и стеной; теплота от нагретой стены и нагретого воздуха поступает в помещение, под воздействием гравитационных сил, вызванных разностью плотностей воздуха, осуществляется естественная вентиляция помещения;
- б) ночь, вечер или пасмурный день – штора опущена, клапаны закрыты (рис. 3б); теплопотери в окружающую среду значительно сокращаются; тепловой режим в помещении поддерживается за счет поступления теплоты от массивной стены (аккумулятора теплоты);

2. В теплый период времени (охлаждение):

а) солнечный день – штора опущена, нижние клапаны открыты, верхние – закрыты (рис. 3в); штора уменьшает нагрев стены за счет солнечного излучения; наружный воздух поступает в помещение с затененной стороны дома и выходит через пространство между стеклянной перегородкой и стеной, а затем в окружающую среду;

б) ночь, вечер или пасмурный день – штора поднята, нижние клапаны открыты, верхние – закрыты (рис. 3г); наружный воздух поступает в помещение с противоположной стороны дома и выходит в окружающую среду через пространство между стеклянной перегородкой и массивной стеной; стена охлаждается в результате конвективного теплообмена и за счет излучения в окружающую среду; охлажденная ночью стена поддерживает в дневное время требуемый тепловой режим в помещении.

Для достижения энергосберегающего эффекта в системах теплохладоснабжения зданий с высокими требованиями по поддержанию теплового режима целесообразно комбинированное использование пассивных и активных солнечных систем. Характерным признаком активных систем (рис.) является наличие коллектора солнечной энергии, аккумулятора теплоты, дополнительного источника энергии, трубопроводов, теплообменников, насосов или вентиляторов и устройств для автоматического контроля и управления. В пассивных системах роль солнечного коллектора и аккумулятора теплоты обычно выполняют сами ограждающие конструкции здания, а движение теплоносителя (воздуха) осуществляется за счет естественной конвекции без применения вентилятора.

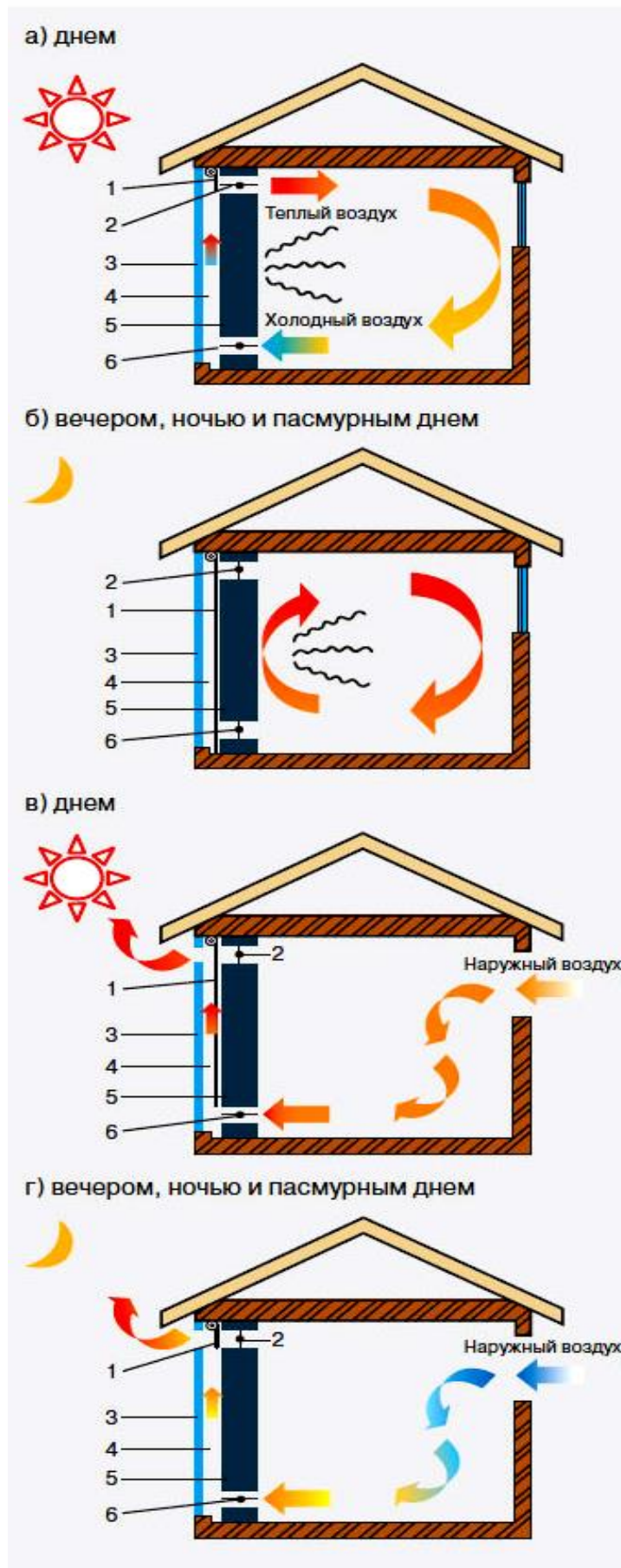


Рис.2.5 – Схема работы пассивной системы солнечного отопления

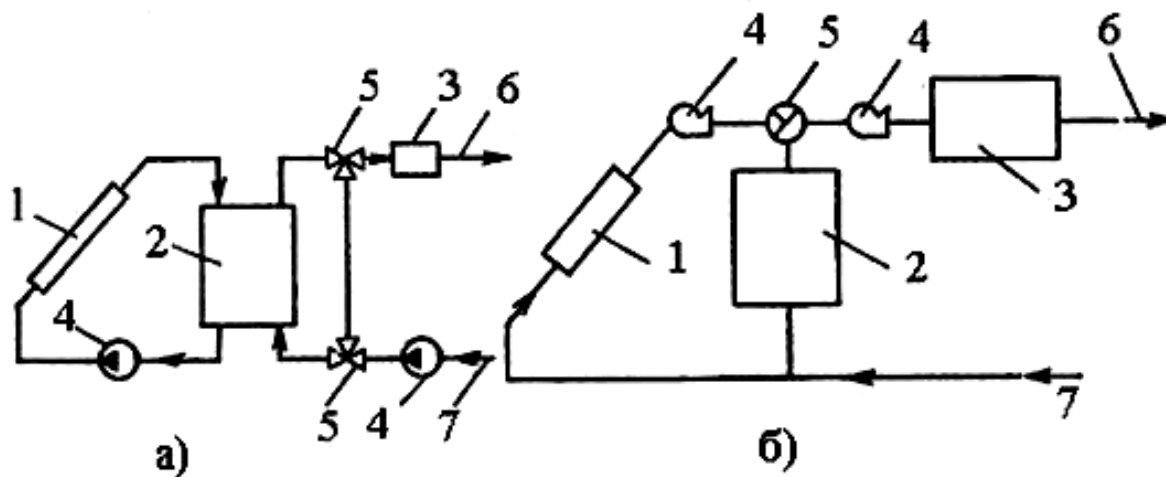


Рис.2.6. – Принципиальные схемы водяной (а) и воздушной (б) активных систем солнечного отопления:

1 – коллектор солнечной энергии; 2 – аккумулятор теплоты; 3 – дополнительный источник энергии; 4 – насос (вентилятор); 5 – регулирующий клапан; 6 – подача нагретого теплоносителя; 7 – возврат охлажденного теплоносителя

Воздушный солнечный коллектор – это простая конструкция с применением плоского абсорбера. Воздушный солнечный коллектор для дома состоит из поглощающей панели, труб, по которым циркулирует воздух, и вентилятора, обеспечивающего движение воздуха. Абсорбер обычно изготавливается из меди или алюминия и на его поверхность наносится селективное покрытие, которое поглощает солнечное излучение. Сверху размещается прозрачное покрытие, которое должно защищать абсорбер от погодных условий и различных ударов. Лучшим вариантом является стеклопакет, но можно использовать и более дешевый поликарбонат. Многие выбирают покрытия именно из поликарбоната. Он стоит дешевле, но мало в чем уступает лучшим вариантам. Все это необходимо поместить в корпус, стенки которого покрываются слоем теплоизоляции для уменьшения потерь теплоты в окружающую среду. Обычно такие солнечные коллекторы встраиваются в крыши или стены зданий, что повышает их КПД. Коллектор соединяется с внутренним пространством отапливаемого помещения с помощью двух отверстий, через одно из них воздух из помещения поступает в коллектор, а через второе возвращается в помещение. Нужно, однако, помнить, что теплоотдача к воздуху гораздо менее интенсивна, чем к жидкости. Поэтому эффективность у воздушного коллектора будет гораздо ниже, чем у водяных.



Рис.2.7 – Общий вид воздушного коллектора

Солнечные коллекторы

Основным элементом установки солнечной нагревательной установки является коллектор, который улавливает солнечное излучение и преобразует его в теплоту. Различают два типа солнечных коллекторов: плоские и фокусирующие. В плоских коллекторах солнечная энергия поглощается без концентрации, а в фокусирующих с увеличением плотности поступающего потока солнечной радиации. Наибольшее распространение получили плоские коллекторы солнечной энергии (КСЭ). Важнейшим конструктивным элементом КСЭ является абсорбер, объединяющий в себе плоскую лучепоглощающую поверхность и систему каналов для теплоносителя. Абсорбер изготавливается из металлов, обладающих высокой теплопроводностью – стали, алюминия или меди. Для лучшего поглощения солнечного излучения верхняя поверхность окрашивается в темный цвет и на нее наносится специальное покрытие. В качестве каналов для теплоносителя используются, как правило, трубы диаметром 12–15 мм, приваренные или припаянные сверху, снизу или в одной плоскости с металлическим листом. Трубы располагаются параллельно друг другу с шагом 50–150 мм. Верхние и нижние концы труб присоединяются сваркой или пайкой к распределительным коллекторам. Для снижения потерь теплоты от абсорбера в окружающее пространство используется теплоизоляция, закрывающая нижнюю поверхность абсорбера, а также один или несколько слоев стекла, размещаемых над абсорбером. Для повышения КПД коллектора необходимо использовать стекло с антирефлектирующей поверхностью (рис.2.8).

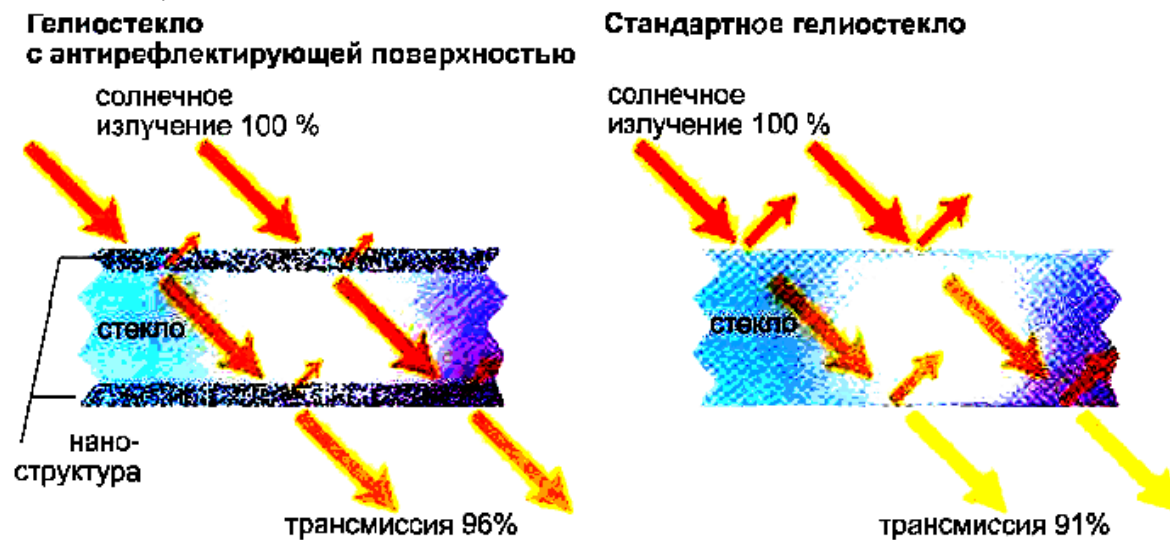


Рис. 2.8. – Прохождение солнечного излучения через стеклянную поверхность плоского коллектора

Все названные элементы собираются в корпусе коллектора, а затем производится уплотнение наружного стекла. В результате получается плоский коллектор для нагревания жидкого теплоносителя, общий вид, которого представлен на рис. 8.6.

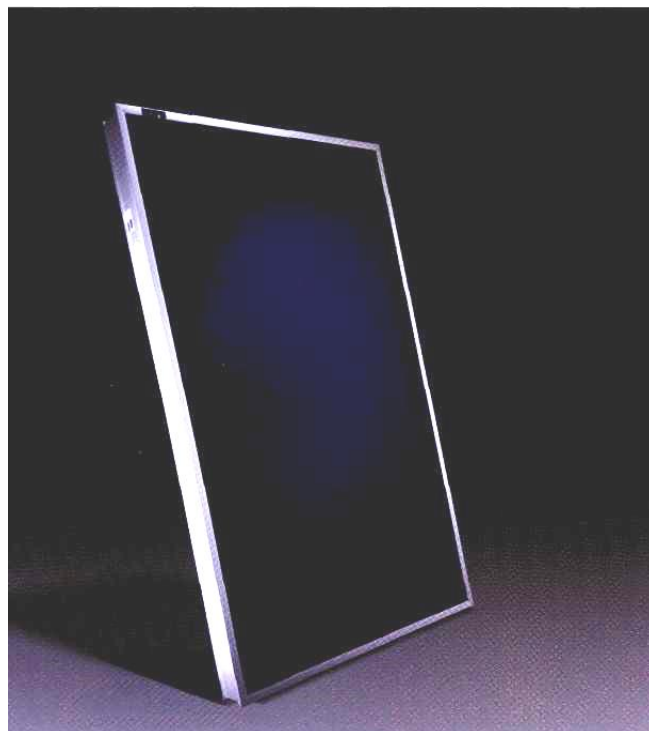


Рис. 2.9. – Общий вид плоского солнечного коллектора

Т.к. медь имеет наибольший коэффициент теплопроводности из металлов, используемых в промышленности, то коллекторы с медными абсорберами имеют наиболее высокий КПД и поэтому получили широкое распространение.

Разработаны и используются также солнечные коллекторы с вакуумными трубками (рис.2.10). Конструкция вакуумной трубки выполнена наподобие стеклянной колбы бытового термоса. Трубки изготавливаются из сверхпрочного боросиликатного стекла, обеспечивающего защиту от механических повреждений, и имеют специальное покрытие, обеспечивающее высокую степень поглощения солнечного излучения и минимальные теплоэмиссионные потери. Солнечная энергия, поглощенная трехслойным покрытием трубки, преобразуется в тепловую энергию теплоносителя (воды), находящегося внутри трубки. Т. к. плотность воды при нагревании уменьшается, то она поднимается по трубке вверх и поступает в накопительный бак, расположенный выше коллектора. Холодная вода из накопительного бака стекает вниз и попадает в нижнюю часть трубки. В системе коллектор – накопительный бак отсутствует избыточное давление и обеспечивается естественная циркуляция воды. Солнечный коллектор данной конструкции является наиболее простым из гелиосистем, предназначенных для горячего водоснабжения. Устройство водяного солнечного коллектора с вакуумными трубками представлено на рис. , а его общий вид показан на рис. Недостатком подобной конструкции является то, что ее можно использовать только при положительных температурах наружного воздуха, на холодный период года воду из системы необходимо слить теплоноситель.

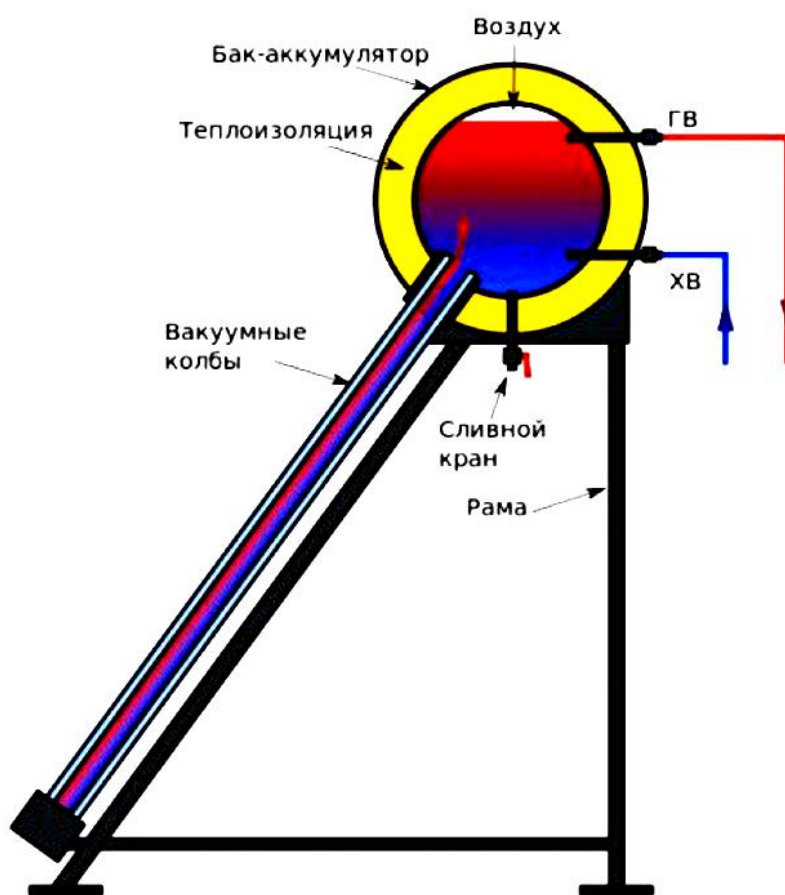


Рис. 2. 10 – Устройство водяного солнечного коллектора с вакуумными трубками

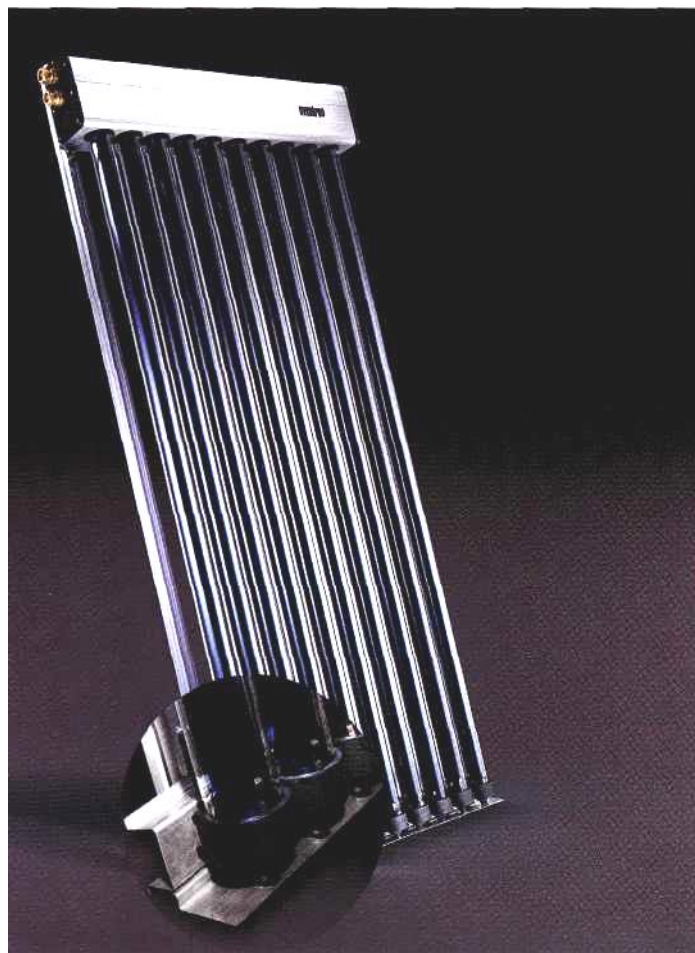


Рис. 2.11. – Общий вид солнечного коллектора с вакуумными трубками

В более сложных конструкциях, способных работать при температурах наружного воздуха до $-35\text{ }^{\circ}\text{C}$, используется нагревательный элемент, работающий по принципу термосифона. Нагревательный элемент встраивается внутрь каждой стеклянной вакуумной трубки коллектора и представляет собой медную трубу, заполненную внутри легко кипящей жидкостью. Нижняя часть медной трубы герметизируется, а верхняя – присоединяется к теплообменнику, размещенному в накопительном баке. Под воздействием солнечного излучения жидкость в трубке закипает, образующийся пар поднимается в верхнюю часть трубки и попадает в теплообменник. Здесь он конденсируется и передает теплоту воде в баке. Конденсат под действием силы тяжести опускается в нижнюю часть медных трубок, где снова испаряется.

Солнечные коллекторы с вакуумными трубками имеют более высокую стоимость, чем обычные, но при этом у них и более высокий КПД. В таблице 8.2 приведены технические характеристики вакуумных солнечных коллекторов с медным нагревательным элементом компании EnergyEco.

Таблица 2.1 – Технические характеристики солнечных коллекторов EE-SHS

Наименование коллектора	Количество трубок	Размеры коллектора, мм	Вес коллектора, кг	Площадь апертуры, м ²
EE-SHS/100	10	2020×798×155	39,9	1,31
EE-SHS/150	15	2020×1178×155	58,3	1,97
EE-SHS/250	25	2020×1938×155	96,1	3,49
EE-SHS/300	30	2020×2318×155	114,1	3,93

Для определения необходимой площади поверхности солнечного можно воспользоваться формулой:

$$F_k = Q_k / (E_k \cdot \eta_n),$$

где Q_k – теплопроизводительность коллектора, Вт; E_k – плотность солнечного излучения Вт/м²; η_n – коэффициент полезного действия КСЭ.

Коэффициент полезного действия является показателем эффективности КСЭ и равен отношению количества производимой коллектором теплоты к количеству солнечной энергии, поступающей на коллектор. Величина его определяется эффективным оптическим КПД η_0 и эффективным коэффициентом теплопотерь K_k в соответствие с формулой:

$$\eta_n = \eta_0 - K_k(t_1 - t_n)/J_k,$$

где t_1 – температура теплоносителя на входе в коллектор; J_k – интенсивность потока солнечной энергии, поступающей на поверхность коллектора, Вт/(м²°С); t_n – температура наружного воздуха.

Используя эту формулу можно рассчитать мгновенное значение КПД для определенного часа суток. С учетом того, что интенсивность солнечного излучения в течение дня изменяется от нуля перед восходом и после захода Солнца до максимума в солнечный полдень, можно сделать вывод, что также изменяется величина КПД. Так для обычного плоского КСЭ КПД коллектора увеличивается с 32 до 59 % при возрастании интенсивности инсоляции с 300 до 1000 Вт/м², а понижение температуры наружного воздуха с 30 до 10 °С приводит к снижению КПД с 55 до 41 %. Очевидно, что при низких температурах наружного воздуха КПД такого коллектора весьма мал.

Определение размеров и установка солнечного коллектора должны быть выполнены таким образом, чтобы минимизировать воздействие дающих тень соседних зданий, деревьев, линий электропередач и т.д. Количество тепловой энергии, вырабатываемой солнечным коллектором, зависит от довольно большого числа факторов, в том числе от ориентации по сторонам света и угла наклона относительно горизонтали. Наибольшее количество энергии воспринимается коллектором при расположении его плоскости под прямым углом к направлению инсоляции. Поскольку направление инсоляции зависит от времени суток и года (рис.8.8), то ориентацию плоскости коллектора рекомендуется выполнять в соответствии с положением Солнца в период поступления наибольшего

количества солнечной энергии. Для европейской части России оптимальный угол наклона составляет 50–65°.

Характеристикой ориентации коллектора является азимут, который показывает отклонение плоскости коллектора от направления на юг. Для коллектора, ориентированного на юг, азимут равен 0. Обычно рекомендуется выбирать азимут как можно ближе к 0, хотя, если наибольшее количество теплоты потребляется в утренние часы, то лучше ориентировать коллектор на юго-восток.

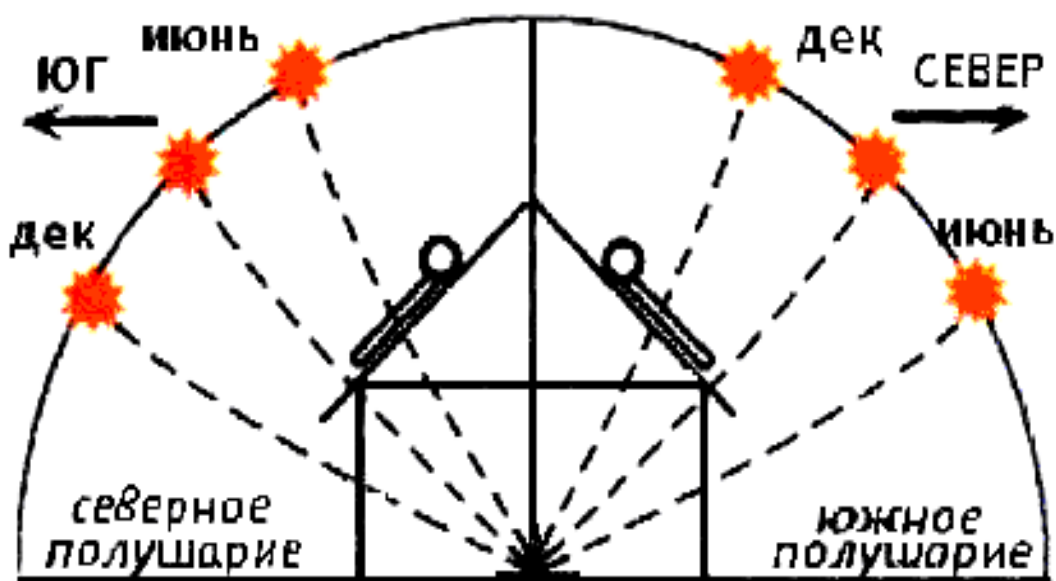


Рис. 2.12. Выбор ориентации и угла наклона солнечного коллектора

Помимо классических моделей солнечных коллекторов выпускаются улучшенные модификации коллекторов, имеющие еще большую эффективность работы. В качестве подобных конструкций, прежде всего, следует назвать солнечные коллекторы-концентраторы (рис. 2.13). Эти устройства рассчитаны в основном на промышленное использование. Они способны концентрировать солнечную радиацию посредством зеркал и направлять её на абсорберы коллекторов. Благодаря такой конструкции обеспечивается прогревание теплоносителя до максимально возможных температур (в среднем до 70 – 90 °С). Сложная система зеркал у любого концентратора теряет свою эффективность в пасмурную погоду. Поэтому такое оборудование устанавливают, как правило, в южных регионах с большим количеством солнечных дней в году. Максимальная эффективность достигается в пустынях и зонах вблизи экватора. Для обеспечения слежения за солнцем концентраторы оснащают специальным механизмом, меняющим угол наклона рабочей плоскости. Устройства с одной осью вращаются с востока на запад. А модели с двумя осями свободно проворачиваются в любую сторону света. Основные недостатки для бытового применения – это высокая стоимость и необходимость постоянного технического обслуживания.



Рис. 2.13. – Солнечная водонагревательная установка с концентратором солнечного излучения

В последние годы отмечается рост производства солнечных коллекторов в России. Отечественными производителями успешно разрабатываются и выпускаются современные конструкции солнечных коллекторов, пользующихся спросом на отечественном и зарубежных рынках. Связано это с и с общим повышением спроса на продукцию такого рода, а также вследствие её относительно невысокой стоимости хорошего качества сборки.

В качестве основных достоинств отечественных солнечных коллекторов можно назвать:

- доступная цена, качественный солнечный коллектор можно приобрести по средней цене в 14000 – 25000 руб. (250-450 долларов США);
- высокое качество используемых материалов и сборки, что позволяет гарантировать срок службы изделий не менее 20 – 25 лет;
- возможность изготовления и монтажа коллекторных гелиосистем в соответствии с индивидуальными требованиями заказчиков.

Примеры монтажа солнечных водяных коллекторов на балконе многоэтажного жилого дома и на крыше коттеджа представлены на рис. 2.14. и 2.15.



Рис. 2.14 – Пример монтажа солнечного водяного коллектора на балконе многоэтажного жилого дома



Рис. 2. 15 – Пример монтажа солнечного водяного коллектора на крыше коттеджа

Ресурсы солнечной радиации, которыми обладают территории целого ряда регионов России, могут эффективно использоваться для замещения не возобновляемых топливно-энергетических ресурсов. В [42] выполнены расчеты, на основе которых дана оценка эффективности применения установок солнечного горячего водоснабжения в различных регионах России. Для расчетов была принята установка солнечного горячего водоснабжения, состоящая из 16 плоских солнечных коллекторов общей площадью 25,6 м² и предназначенная для нагрева 2 м³ воды до 55 °С в сутки. Сокращение за счет этого первичных топливно-энергетических ресурсов, расходуемых на теплоснабжение здания, приведено в таблице 8.1.

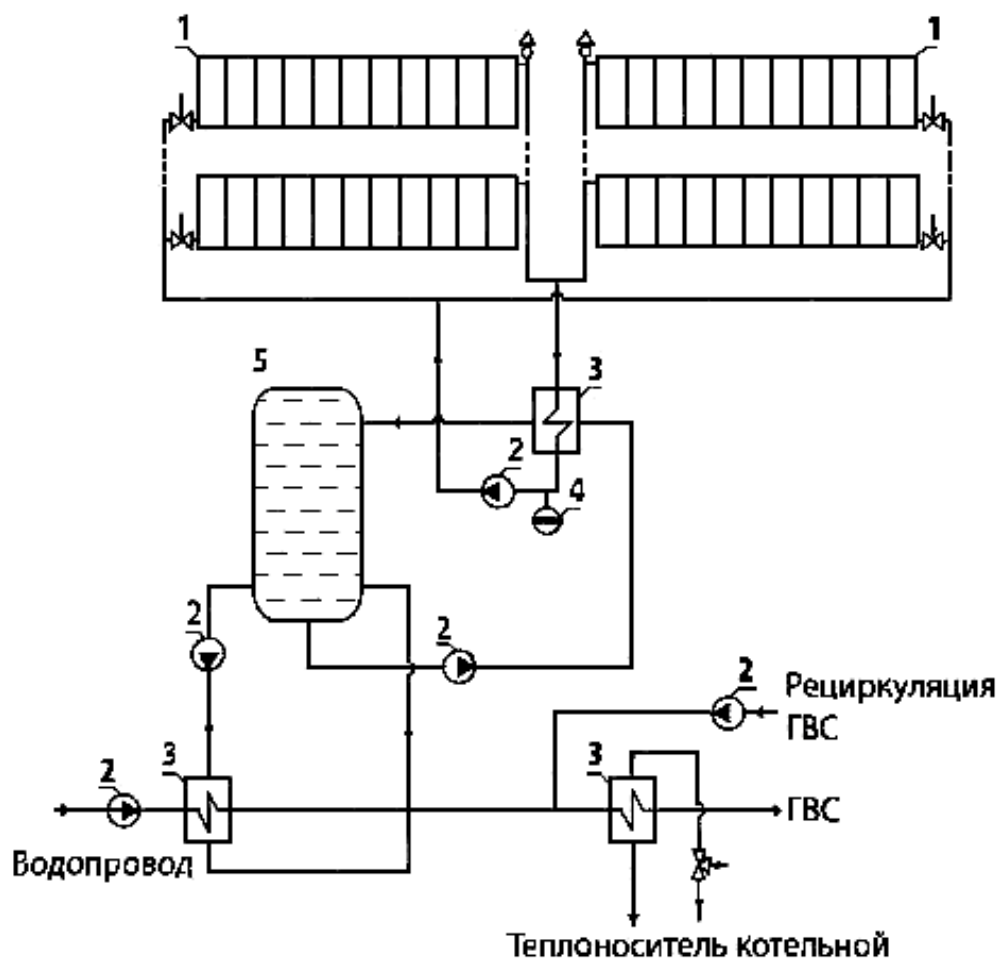


Рис. 2.16. Принципиальная схема гелиоустановки в г. Усть-Лабинске
 1 – солнечные коллекторы; 2 – циркуляционные насосы; 3 – рекуперативные теплообменники; 4 – расширительный бак; 5 – герметичный бак-аккумулятор;

Как следует из таблицы 2.2 существенную экономию первичных топливно-энергетических ресурсов (до 30 %), расходуемых на системы жизнеобеспечения зданий, можно получить при внедрении системы солнечного горячего водоснабжения даже в относительно неблагоприятных климатических условиях Уральского региона. Приведенные в таблице 2.2 результаты расчетов были

подтверждены экспериментальными исследованиями в рамках реализации проекта «Энергоэффективный дом».

Таблица 2.2. Расчетная экономия топливно-энергетических ресурсов при использовании систем солнечного горячего водоснабжения в городах РФ

Показатель	Сочи	Волгоград	Екатеринбург	Санкт-Петербург
Период эффективного использования ($t_n > 3 \text{ }^\circ\text{C}$)	круглый год	апрель-октябрь	апрель-сентябрь	май-октябрь
Экономия условного топлива за указанный период кг у. т.	2742	2043	1821	1653
% от годового потребления	52,6	39,2	34,9	31,7

В [42] выполнены технико-экономические расчеты эффективности применения солнечных установок горячего водоснабжения в различных регионах России. Результаты расчетов отражены на рис.2.17, в соответствии с которым солнечные установки горячего водоснабжения при уже существующем уровне эффективности могут успешно эксплуатироваться только в первой зоне, включающей в основном южные регионы России.

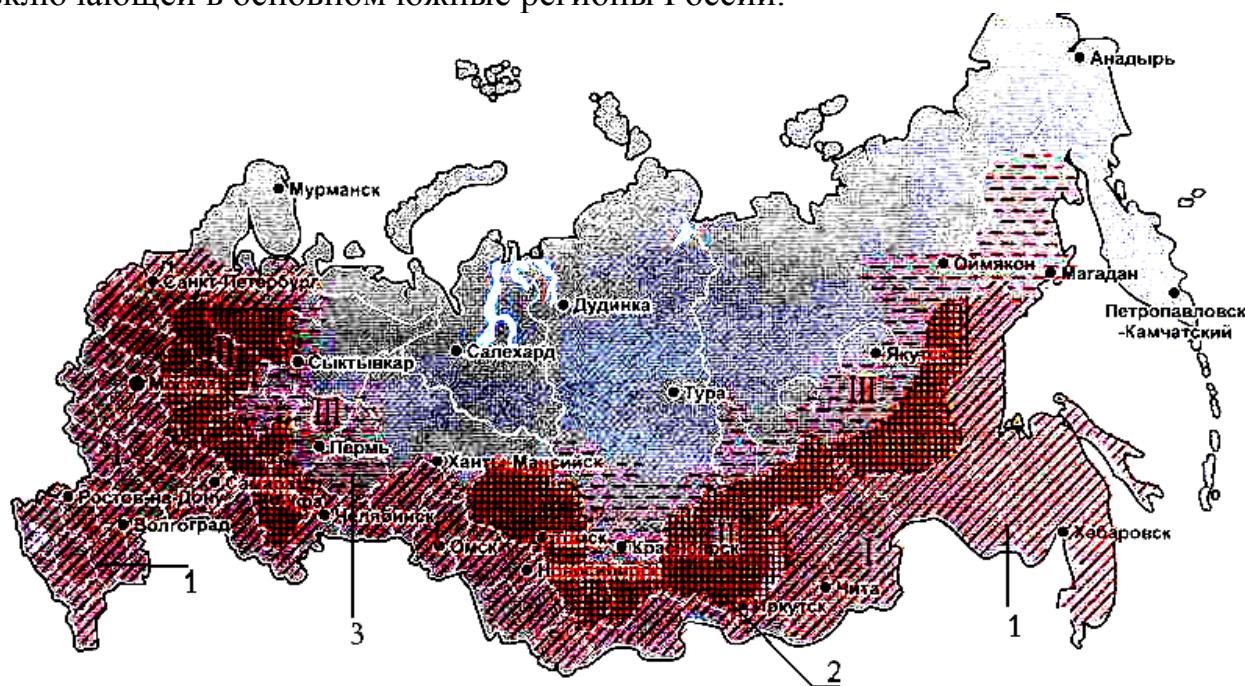


Рис. 2.17. Климатические зоны России, в которых экономически целесообразно использование гелиосистем

- 1 – при существующей эффективности гелиосистем;
- 2 – при повышении КПД по сравнению с достигнутым уже уровнем на 30 %;
- 3 – при повышении КПД по сравнению с достигнутым уже уровнем на 60 %;

При повышении КПД установок на 30 % их целесообразно применять и во второй зоне. Повышение КПД установок на 60 % расширяет область их эффективного использования на третью зону, достигая таких северных регионов, как Архангельская и Якутская области.

Таким образом, если применение солнечных установок горячего водоснабжения в южных регионах России вполне оправдано при уже существующем уровне их эффективности, то дальнейшее продвижение этих установок на север следует подкрепить следующими стимулирующими мероприятиями:

а) организацией массового отечественного производства солнечных коллекторов, обеспечивающей существенное снижение их себестоимости;

б) разработкой новых технологий, гарантирующих более высокие эксплуатационные показатели систем солнечного теплоснабжения.

Обустройство установок солнечного теплоснабжения в условиях современного города требует выделения площади для установки солнечных коллекторов. Наиболее просто эта проблема решается для владельцев индивидуальных домов, т.к. обычно площади покрытий достаточно для размещения коллекторов. В случае необходимости могут быть задействованы также хозяйственные пристройки или часть прилегающего участка земли. Т.к. внешний вид современных солнечных коллекторов достаточно эстетичен, то они не должны испортить ландшафтный дизайн. Значительный резерв составляют открытые автомобильные парковки, пространство над которыми можно использовать для установки большого числа солнечных коллекторов. Наиболее серьезной проблемой в этом плане являются многоэтажные здания, в которых, как правило, потребность в горячей воде увеличивается по мере увеличения этажности, а площадь кровли не меняется. В этом случае также необходимо рассматривать возможности использования кровли вспомогательных построек или вертикального монтажа на наружных стенах.

3. Ветроэнергетика

3.1. Природа ветра, ветровые зоны

В качестве основной причины образования ветра называется неравномерное нагревание Солнцем поверхности земли. Поверхность земли неоднородна (равнины, горы, леса, водоемы) и это обуславливает разный характер нагревания даже близко расположенных участков поверхности. Вращение Земли также способно влиять на характер воздушных потоков. Эти и другие причины определяют характер циркуляции атмосферного воздуха. На экваторе вблизи поверхности Земли располагается зона затишья, для которой характерны слабо переменные ветры. На север и на юг от этой зоны находятся зоны пассатов, для

которых характерно отклонение к западу вследствие вращения Земли с запада на восток. В результате, в северном полушарии постоянные ветры приходят с северо-востока, а в южном - с юго-востока, как показано на рис. 3.1.

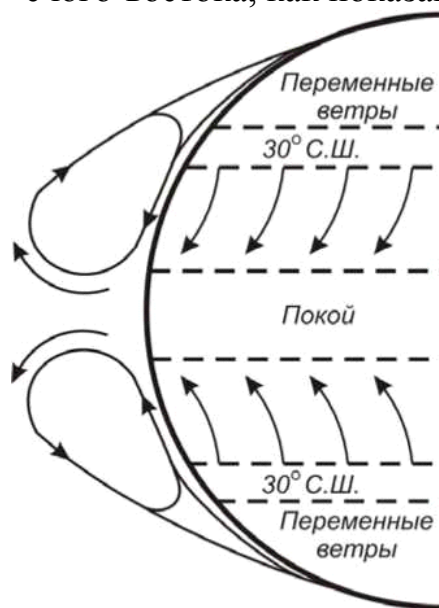


Рис. 3.1. Схема циркуляции атмосферного воздуха

Зоны пассатов заканчиваются примерно на 30° северной и южной широты. Они характеризуется равномерностью воздушных течений, как по направлению, так и по скорости. Средняя скорость юго-восточных пассатов в северном полушарии вблизи поверхности земли может достигать 6 – 8 м/с. Слой пассатов располагается на высоте от 1 до 4 км над уровнем земли. Выше находится слой переменных ветров, а еще выше располагается зона антипассатов, направленных противоположно направлению пассатов. Верхняя граница слоя антипассатов достигает 8 км и зависит от времени года и от местности. В субтропических широтах зоны пассатов сменяются штилевыми областями. К северу и югу от этих областей приблизительно до 70° на всех высотах дуют ветры между западным и юго-западным румбами в северном полушарии и между западным и северо-западным – в южном полушарии. В этих широтах постоянно возникают и затухают вихревые явления, усложняющие схему циркуляции атмосферного воздуха, представленную на рис. 3.1. Особые условия рельефа земной поверхности (моря, горы и т. п.) могут вызывать местные ветры. К ним относятся: бризы и муссоны. Бризами называют береговые морские ветры, которые возникают вследствие изменения температур воздуха в течении суток. Днём при солнечной погоде береговая зона нагревается сильнее, чем поверхность моря, поэтому более легкий и теплый воздух от поверхности суши поднимается вверх и движется в верхнем слое в сторону моря, а затем на некотором расстоянии от берега опускается вниз. Одновременно с этим более холодный морской воздух направляется на сушу, что приводит к образованию морского берегового ветра – бриза. Ночью над сушей воздух охлаждается сильнее, чем над морем, поэтому направление циркуляции изменяется: внизу воздух движется в сторону моря, а вверх – в сторону суши. Ширина зоны распространения бриза составляет

примерно 40 км в сторону моря и столько же в сторону суши. Высота распространения бризов составляет от 200 до 300 м. В тропических странах бризы наблюдаются практически весь год, а в умеренном поясе только летом, при жаркой погоде. В нашей стране нас бризы наблюдаются летом у побережья Черного и Каспийского морей. Годовые изменения температуры в прибрежных зонах морей и океанов также вызывают циркуляцию воздуха, похожую на ту, которая приводит к появлению бризов, но с годовым периодом. Эта циркуляция называется муссонами. Летом поверхность суши нагревается сильнее, чем вода в морях и океанах. Вследствие этого над сушей образуется зона пониженного давления, куда устремляется воздух от морей и океанов, а вверху он наоборот течёт от суши к морям и океанам. Эти ветры называются морскими муссонами. Зимой поверхность суши значительно холоднее, чем поверхность моря или океана, поэтому над ней образуется область повышенного давления. Вследствие этого нижние слои воздуха движутся от суши к морям и океанам, а в верхних слоях, наоборот, от морей и океанов к суше. Эти ветры называются материковыми муссонами. Сильные муссоны наблюдаются на южном побережье Азии (в Индийском океане и Аравийском море), где летом они имеют юго-западное направление, а зимой – северо-восточное. У восточных берегов Азии также наблюдаются муссоны. Зимой здесь дуют суровые северо-западные материковые ветры; летом юго-восточные и южные морские влажные ветры. Эти ветры оказывают существенное влияние на климат Дальневосточного региона.

Ветровые режимы разных регионов России сильно отличаются друг от друга. По величине среднегодовой скорости ветра в данном регионе можно судить о целесообразности и эффективности использования энергии ветра. Благоприятные ветровые условия, обеспечивающие возможность эксплуатации ветроустановок на протяжении большей части года, расположены, прежде всего, на побережье и островах Северного Ледовитого океана от Кольского полуострова до Камчатки, на побережье Охотского, Баренцева, Черного и Азовского морей. Также в качестве перспективного необходимо отметить регион Каспийского моря, нижней и средней Волги. Большинство регионов европейской части России относятся к зоне средней интенсивности ветра. В них среднегодовая скорость ветра составляет от 3,5 до 6 м/с. В целом примерно 30 % экономически целесообразного потенциала ветроэнергетики сосредоточено на Дальнем Востоке, по 16 % в Восточной и Западной Сибири, 14 % в Северо-Западном регионе, и не более 5 % в каждом другом регионе страны. Наиболее целесообразно размещать ветроэнергетические установки на побережье и шельфах морей, а также на островах. На шельфе удельная мощность ветрового потока может достигать 1000 – 1500 Вт/м², на побережье – 500 – 1000 Вт/м², а в регионах удаленных от морей и океанов 100 – 500 Вт/м².

По величине ветровой энергии проходящей через 1 м² поверхности, ометаемой ветроколесом местности подразделяются на семь классов. Это подразделение выполняется по величине среднегодовой скорости ветра на высоте 50 м над поверхностью земли. Названия классов и их характеристика приводятся в таблице 2.

Таблица 2. Характеристика классов местности по ветроэнергетике

Номер класса	Характеристика класса	Удельная мощность, Вт/м ² на высоте 50 м	Среднегодовая скорость, м/с на высоте 50 м
1	Не рентабельный	0-200	0,0-5,6
2	Малорентабельный	200-300	5,6-6,4
3	Средний	300-400	6,4-7,0
4	Хороший	400-500	7,0-7,5
5	Отличный	500-600	7,5-8,0
6	Выдающийся	600-800	8,0-8,8
7	Великолепный	> 800	> 8,8

Эти данные являются существенно важными при выборе площадки для сооружения ветроустановок большой мощности. Если же речь идет об установках малой мощности, то это не является решающим фактором.

3.2 Ветроэнергетические установки

Первоначально ветроустановки получили наибольшее распространение в сельском хозяйстве (ветряные мельницы). Кроме того, воздушные винты использовали для привода судовых механизмов, например, якорные механизмы, приводили насосов и динамо машин. В России к началу нынешнего века эксплуатировалось до 2500 тысяч ветряков общей мощностью примерно 1000 МВт. После 1917 года мельницы большей частью постепенно разрушились. В начале XX века Н.Е. Жуковский разработал теорию ветродвигателя, на основе которой могли быть созданы ветроустановки, способные работать даже при самом слабом ветре. На ее основе было создано множество проектов ветроагрегатов, гораздо более совершенных, чем старые ветряные мельницы. В 1931 году в Крыму вблизи Ялты была построена наиболее мощная по тем временам ветроэлектрическая станция (ВЭС) мощностью 100 кВт. Среднегодовая выработка электрической энергии ВЭС достигала 270 МВт·час. В 1942 г. ВЭС была разрушена в результате военных действий. К этому же периоду времени относится разработка проектов ВЭС мощностью 1000 и 5000 кВт, которые не были реализованы из-за войны. Для обеспечения небольших объектов электроэнергией в 1950 – 1965 гг. широко использовались ветроустановки малой мощности. Годовое производство таких установок в СССР составляло 8 – 9 тысяч единиц. После 1965 года производство ветроустановок постепенно сокращалось из-за реализации программы электрификации сельского хозяйства. В настоящее время усилиями ученых и инженеров разработаны и выпускаются новые типы ветроустановок с более высокими эксплуатационными характеристиками. К созданию конструкций ветроколес привлекаются специалисты из авиационной

отрасли, умеющие выбирать наиболее целесообразный профиль лопастей и проводить испытания их в аэродинамической трубе.

Ветроэнергетические установки (ВЭУ) по своему назначению и виду преобразования энергии ветра в другие виды подразделяются на: ветромеханические, ветроэлектрические, ветротепловые и комбинированные (получение, например, механической и электрической энергии). Наиболее универсальны ветроэлектрические установки, по этой причине они получили наибольшее распространение.

Ветроэнергетические установки (ВЭУ) классифицируются по следующим показателям:

- 1) мощность – малые (до 10 кВт), средние (10 – 100 кВт), крупные (100 – 1000 кВт), сверхкрупные (более 1000 кВт);
- 2) число лопастей рабочего колеса – одно-, двух-, трех- и многолопастные;
- 3) положение рабочего колеса относительно направления воздушного потока – с горизонтальной осью вращения, параллельной направлению воздушного потока и нормальной к направлению воздушного потока (ротор Дарье).

Ветроэнергетическая установка включает в себя следующие основные подсистемы:

- ветроколесо с лопастями, превращающее энергию ветра в механическую энергию вращения вала,
- гондолу, в которой размещены основные устройства и механизмы, в том числе главный подшипник, редуктор и генератор;
- башню, поддерживающую гондолу и ветроколесо на определенной высоте;
- электрическое оборудование и приборы, электрические кабели и провода; заземляющие устройства и повышающий трансформатор.

В России и мире наибольшее распространение получили трехлопастные ветроэнергетические установки с горизонтальной осью вращения. Конструкция такой установки представлена на рис 3.2

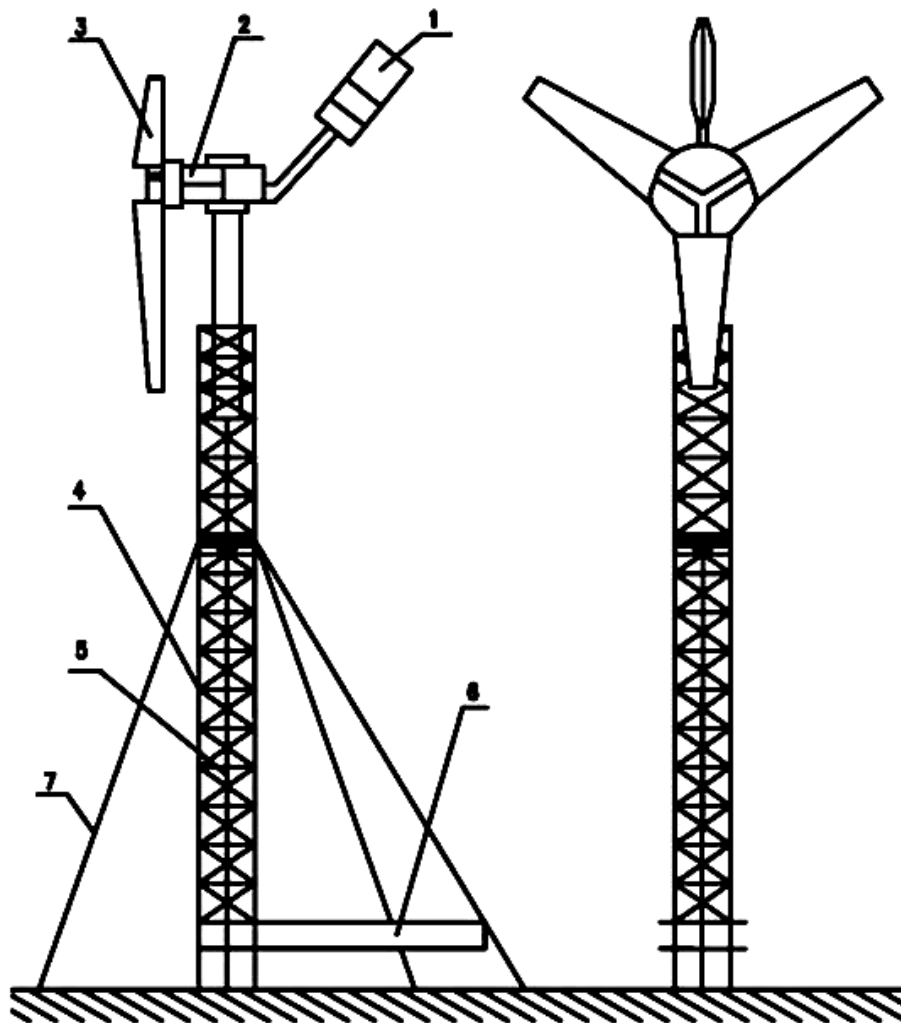


Рис.3.2. Конструкция ВЭС:

1 – тыльная часть лопасти; 2 – генератор; 3 – лопасть; 4 – мачта;
5 – кабель; 6 – падающая мачта; 7 – растяжка

Основным рабочим органом ветродвигателя ВЭУ является ветроколесо (рис3.3), принимающее на себя кинетическую энергию ветра и преобразующее ее в механическую энергию вращения. Ветроколесо вращается за счет аэродинамических сил, возникающих при взаимодействии ветрового потока и лопастей. Различают быстроходные и тихоходные ветроколеса. Быстроходное ветроколесо имеет небольшое число лопастей, обычно две или три. Лопасти ротора могут быть жестко закреплены на его втулке или изменять свое положение в зависимости от скорости ветра, что способствует увеличению выработки электроэнергии.

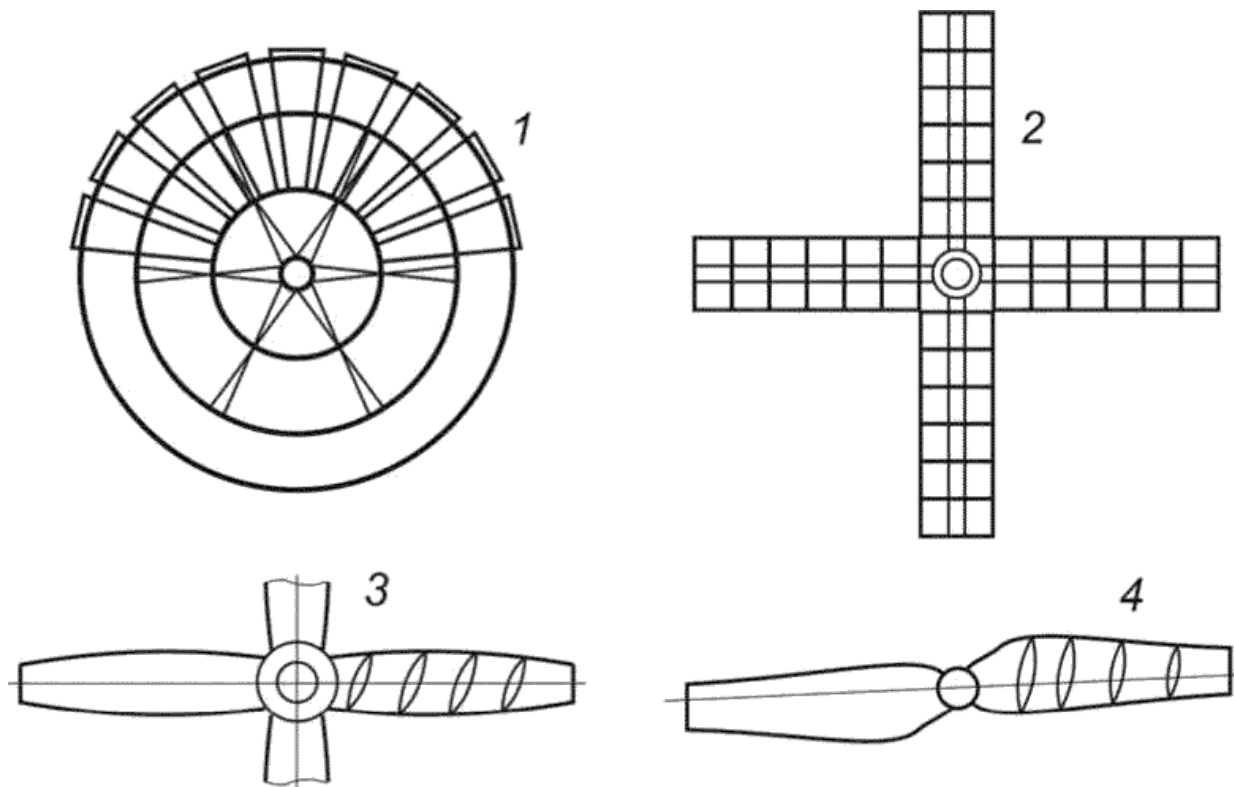


Рис. 3.3. Схемы ветроколес ВЭУ

1 – многолопастное ветроколесо; 2 – 4 – малолопастные ветроколеса

К основным техническим характеристикам ВЭУ относятся:

- номинальная мощность;
- номинальная (расчетная) скорость ветра;
- минимальная скорость ветра;
- максимальная рабочая скорость ветра;
- номинальная частота вращения ветроколеса.

Номинальная мощность (P_n , кВт) – это мощность ВЭУ, развиваемая при скорости ветра в пределах от номинальной (расчетной) до максимальной рабочей. Величина P_n указывается изготовителем в паспорте на ветродвигатель. Номинальная (расчетная) скорость ветра (v_p , м/с) – скорость ветра, при которой ВЭУ развивает номинальную мощность. Минимальная скорость ветра (v_0 , м/с) – скорость ветра, при которой ВЭУ начинает вырабатывать электроэнергию. Для тихоходных ветроэнергетических установок минимальная скорость ветра равна 2 – 3 м/с, а для быстроходных – она равна или больше 7 м/с. Максимальная рабочая скорость ветра (v_M , м/с) – это скорость, превышение которой создает угрозу ее разрушения. При $v_B > v_M$ следует производить так называемое штормовое отключение ВЭУ. Значение v_M для различных типов ВЭУ лежит в пределах 25...60 м/с. Номинальная скорость ветра, при которой мощность ветроустановки достигает номинального значения, обычно находится в диапазоне от 10 до 14 м/с. Зависимость вырабатываемой ВЭУ электрической энергии от скорости ветра представлена на рис. 3.3.

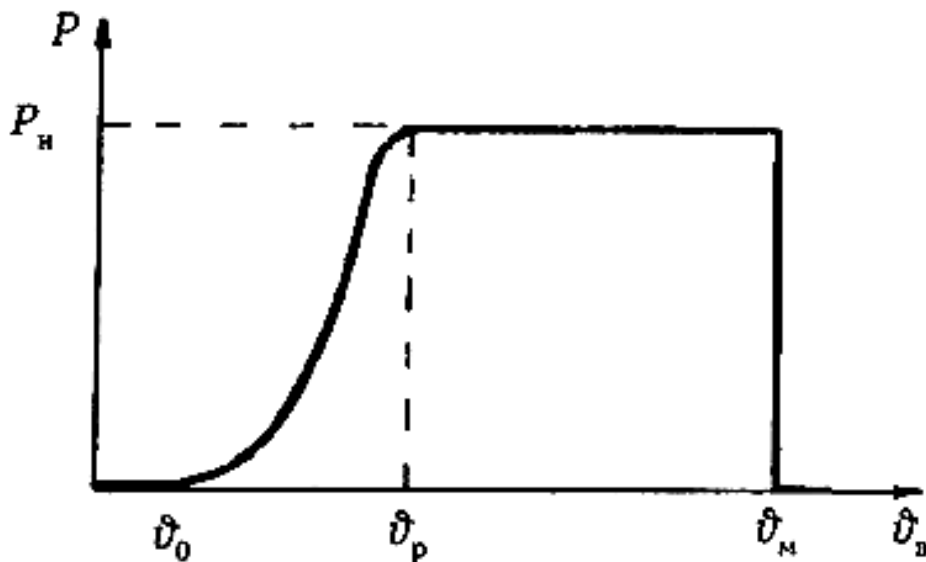


Рис.3.4. Зависимость выходной мощности ВЭУ от скорости ветра

Важным фактором, оказывающим влияние на показатели ВЭУ, является то, как ветроколесо встречает ветер. Если оно направлено лопастями к ветру, то по-английски это называется «upwind», т. е. «на ветер». Если ветер сначала набегает на гондолу, а затем на ветроколесо – «downwind» то есть «под ветер». В первом случае ВЭС должна иметь специальный привод для поворота на ветер, что приводит к ее удорожанию. Во втором случае установка сама становится на ветер (роль привода поворота выполняет само ветроколесо), однако эксплуатация таких конструкций показала, что в этом случае ВЭС генерирует инфразвуковые колебания отрицательно влияющие на людей и животных. Поэтому от ветроустановок типа «downwind» практически полностью отказались.

Объем электрической энергии, вырабатываемый ВЭС, в значительной степени зависит от эффективности использования энергии воздушного потока. Одним из способов ее повышения является использование специальных концентраторов (усилителей) воздушного потока. Для горизонтально-осевых ветроэлектродгенераторов разработаны различные варианты таких концентраторов. Это могут быть диффузоры или конфузоры (дефлекторы), обеспечивающие оптимальное направление на воздушного потока на ветроколесо

Применяется два основных способа регулирования мощности ВЭУ. Первый способ – за счет поворотом лопасти относительно направления ветра, т.е. изменения так называемого «угла атаки», т. е. угла под которым ветер набегает на лопасть. Этот способ можно использовать для регулирования мощности как в зависимости от скорости ветра, так и по заданию диспетчера. При этом наибольшая возможная мощность определяется только скоростью ветра. Второй способ заключается в том, что профиль лопасти изменяется по длине. В результате при увеличении скорости ветра на отдельных частях лопасти наступает срыв потока и ее «подъемная» сила уменьшается. За счет этого удается держать мощность ВЭУ равную номинальной, при скорости ветра выше номинальных значений. В ВЭУ такого типа не нужен сложный механизм поворота лопастей, однако также нельзя принудительно регулировать мощность.

В ВЭУ большой мощности используется в основном первый способ регулирования.

С точки зрения возможности автономности использования различаются следующие виды ВЭУ:

- автономные;
- работающие с другими источниками энергии (дизельные электро-станции, фотоэлектрические установки и др.);
- включенные в состав региональной системы электроснабжения.

Автономные ВЭУ используются в основном для электроснабжения объектов, удаленных от ЛЭП, газопроводов и других коммуникаций. Учитывая непостоянство скорости ветра, и особенно возможность его отсутствия, для непрерывного энергоснабжения в составе автономных ВЭУ необходимо иметь аккумуляторы того вида энергии, который производится с помощью данной установки. Так, для ветроэлектрических установок необходимо иметь электрический аккумулятор, способный обеспечить бесперебойное поступление электроэнергии на объект не менее 2 – х суток.

ВЭУ, работающие с другими источниками энергии, позволяют наилучшим образом выполнять задачу непрерывного энергоснабжения любых объектов. Благодаря наличию дизель-генератора, фотоэлектрической станции, мини-ТЭЦ или небольшой ГЭС имеется возможность исключить потребность в аккумулировании энергии, производимой ВЭУ. При этом за счет использования ВЭУ обеспечивается экономия традиционного топлива. При работе ВЭУ в составе энергосистемы обеспечивается также более полное использование энергетического потенциала этой установки и наибольшая экономия не возобновляемых источников энергии.

ВЭУ рассчитываются, как правило, на срок службы 20 – 25 лет. В течение этого срока из основных механизмов наиболее часто приходится заменять лопасти. За такой срок службы ВЭУ ротор непрерывно вращается около 120 тыс. часов (для сравнения длительность непрерывной работы автомобильного двигателя составляет 4-6 тыс. часов). Проверка и техническое обслуживание отдельных систем ВЭУ проводится два — три раза в год. Прежде всего, это касается смазки редуктора и механизма поворота башни. По мере увеличения срока эксплуатации добавляется и необходимость замены отдельных комплектующих. Все операции по обслуживанию указываются изготовителем в инструкции по эксплуатации.

В настоящее время промышленным производством ВЭУ в мире занимается более 300 фирм. Наиболее развитую промышленность имеют Дания, США, Германия. Серийное производство ВЭУ большой и малой мощности организовано также в Нидерландах, Великобритании, Италии, Испании и в ряде других стран. В США планируется крупномасштабное строительство ВЭС, в том числе в штате Техас (500 МВт), Калифорнии (439 МВт), на стыке территорий штатов Орион и Вашингтон (300 МВт) и в штате Невада (260 МВт). За последние 30 лет интенсивного развития ветроэнергетики был достигнут значительный прогресс. Первые конструкции ВЭУ, освоенные в серийном производстве в США и странах Евросоюза, имели номинальную мощность от 30 до 100 кВт. Себестоимость

вырабатываемой энергии на первом этапе эксплуатации малых ветровых установок в штате Калифорния (США) составляла 30 центов/кВт-ч. В дальнейшем за счет повышения единичной мощности ВЭУ до 500 – 700 кВт и совершенствования методов регулирования и организации эксплуатации себестоимость вырабатываемой энергии снизилась до 5 центов/кВт-ч, что обеспечивает рентабельность использования ВЭУ на уровне электростанций, работающих на угле. В отдельных районах Дании и штата Калифорния доля выработанной ВЭУ энергии превысила уровень 10 % от общего количества вырабатываемой электроэнергии. Высокие темпы развития ветроэнергетики характерны и для Германии. Особого внимания заслуживает опыт фирмы «Enercon», которая выпускает ВЭУ с трехлопастными стеклопластиковыми ветроколесами, имеющими диаметр от 12 до 66 м и единичной мощностью 30, 130, 600, 1500 кВт. Все ВЭУ имеют безредукторное исполнение, реализованное за счет использования многополюсных тихоходных генераторов кольцевого типа. Отсутствие редуктора позволяет снизить уровень шума, упростить обслуживание, повысить надежность.

Доля ВЭУ, применяемых в качестве автономных источников питания отдельных потребителей или отдаленных поселков, не имеющих централизованного электроснабжения, составляет менее 1 % от общей мощности выпускаемых ВЭУ. Это связано, в основном, из-за экономических показателей ВЭУ малой мощности. ВЭУ с диаметром ветроколеса до 5 м стоят 3.5 тыс. долл./кВт, а ВЭУ с диаметром 15 – 30 м – 1,0 – 1,5 тыс. долл./кВт. В условиях России автономные ВЭУ могут стать важнейшим направлением использования энергии ветра, в котором нуждается страна. В России значительные территории с населением более 10 млн человек не имеют централизованного электроснабжения. Использование новых технологий позволит за счет использования малых ВЭУ экономить до 50 % дизельного топлива, потребляемого на дизельных электростанциях.

3.3 Упрощенный расчет ветроэнергетической установки

Для выполнения ориентировочных расчетов Мощности ВЭУ используется упрощенная методика, содержание которой приведено ниже.

Кинетическую энергию воздушного потока можно определить по формуле:

$$E = m \cdot v^2 / 2,$$

где m – масса воздуха, кг; v – средняя скорость воздуха, м/с;

Если в эту формулу ввести секундную массу воздуха, проходящую через сечение F , то можно получить формулу для расчета мощности воздушного потока:

$$N = M \cdot v^2 / 2,$$

где M – секундный расход воздуха, кг/с, рассчитываемый по формуле:

$$M = \rho \cdot v \cdot F,$$

где ρ – плотность воздуха, кг/м³ (при выполнении расчетов рекомендуется принимать $\rho = 1,255$ кг/м³, соответствующую температуре 15 °С и давлению 101,3 кПа).

Окончательно получаем:

$$N = \rho \cdot v^3 \cdot F / 2.$$

Если принять $F = 1$ м², то получим удельную мощность воздушного потока (Вт/м²):

$$N_{\text{уд}} = 0,5 \cdot \rho \cdot v^3.$$

С учетом изложенных выше соображений можно рассчитать полезную мощность ВЭУ (кВт) по формуле:

$$N_{\text{вэу}} = N_{\text{уд}} \cdot F_{\text{вэу}} \cdot \eta_{\text{р}} \cdot \eta_{\text{г}} \cdot \xi \cdot 10^{-3},$$

где $F_{\text{вэу}}$ – площадь, ометаемая лопастями ветроколеса, м²; $\eta_{\text{р}}$ – КПД, учитывающий механические потери в роторе; $\eta_{\text{г}}$ – КПД, учитывающий потери в генераторе; ξ – коэффициент использования энергии ветра, учитывающий профильные потери, вызываемые трением струй воздуха о поверхность лопастей и зависящие в основном от профиля лопастей, концевые потери, возникающие в результате образования вихрей, сходящих с концов лопастей, потери на закручивание струи воздуха за ветроколесом.

При выполнении расчета $N_{\text{уд}}$ необходимо использовать величину средней скорости ветра на уровне высоты башни ВЭУ. Площадь, ометаемую лопастями ветроколеса определяют по формуле:

$$F_{\text{вэу}} = \pi \cdot D^2 / 4,$$

где D – наружный диаметр ротора ВЭУ.

При выполнении ориентировочных расчетов рекомендуется принимать следующие величины коэффициентов, учитывающих потери при преобразовании кинетической энергии ветра в электрическую энергию:

$$\eta_{\text{р}} = 0,9; \quad \eta_{\text{г}} = 0,95; \quad \xi = 0,45.$$

3.4 Современное состояние и перспективы развития ветроэнергетики

Установленная мощности ВЭС в мире достигла в 2015 г. отметки в 432 ГВт. Если говорить о мировом лидере в области ветроэнергетики, то первенство уверенно удерживает Китай, (145 ГВт) который совершил стремительный скачок в последние годы. Ветроэнергетика в этой стране активно развивается благодаря государственной программе, в соответствие с которой суммарная мощность

китайских ветростанций должна составить 200 ГВт. Второе место в мире по установленной мощности ВЭС уверенно занимают США. Очень динамично развивается ветроэнергетика и в Европе, где лидером является Германия, где установленная мощность ВЭС составила 44,9 ГВт., в Испании — 23 ГВт, в Великобритании — 13,6 ГВт.

В качестве примера современной европейской ВЭС можно привести электростанцию *Wurbo Bank* в Ливерпульском заливе Ирландского моря. Первая очередь этой ВЭС строилась с 2000 по 2007 годы. Она состоит из 25 ветрогенераторов мощностью 3,6 МВт каждый, т.е. установленная мощность первой очереди составляет 90 МВт. Строительство второй очереди велось в 2016-2017 годах. В состав второй очереди, запущенной в мае 2017 года, вошли 32 ветрогенератора, общей мощностью 256 мегаватт. Таким образом, общая мощность ВЭС теперь составляет 346 МВт. Ветрогенераторы являются крупнейшими в мире ВЭС, используемыми в коммерческих целях. Высота одного ветрогенератора составляет 195 метров. Установки оснащены воздушными винтами с тремя лопастями длиной 79,8 м. каждая. Электроэнергия, вырабатываемая на этой ВЭС, будет поставляться в основном британским потребителям, но в перспективе возможны поставки и на экспорт.

Нидерланды (11-е место в мире по установленной мощности ВЭС) полностью перевели свои электрифицированные железные дороги на снабжение электрической энергией, вырабатываемой ВЭС, с 1 января 2017 года, хотя изначально такой переход планировалось завершить с 1 января 2018 года. Сеть железных дорог в Нидерландах имеет общую протяженность 2,9 тыс. км. Из них полностью электрифицированы чуть больше 2,1 тыс. км. В 2015 года в Нидерландах завершилось рассмотрение дела о защите прав и гражданских свобод граждан, слушавшееся в Верховным судом страны в течении несколько лет. Суд обязал правительство страны сократить выбросы вредных веществ в атмосферу, по меньшей мере, на 25 процентов, к 2020 году. Для исполнения судебного постановления, в частности, власти решили перевести железнодорожного электротранспорта на ветряную энергию.

По данным Минэнерго в России общий объем установленных мощностей на конец 2015 года составил всего 10 МВт. Кроме того, есть еще шесть ветряных электростанций, построенных в Крыму (еще в составе Украины). На них установлено 549 ветроагрегатов общей мощностью 64,22 МВт. В 2014 году была введена в строй первая ветряная электростанция в Заполярье (Лабытанги, Тюменская область), установленная мощность 250 кВт. В 2015 году был запущен ветроэнергетический комплекс в Камчатском крае. Он состоит из 4 ветроустановок, в совокупности их мощность составит около 1 МВт. Согласно стратегии развития ВИЭ к концу 2024 году совокупный объем установленных мощностей ВЭС должен составить 3,6 ГВт. Основная проблема российской ветроэнергетики – отсутствие производства оборудования для ВИЭ в промышленных масштабах. Для решения этой задачи Госкорпорация «Росатом» и голландский производитель ветроэлектростанций *Lagerwey* заключили партнерское соглашение о старте выпуска таких установок в России. «Росатом» и компания из Нидерландов создадут совместное предприятие до конца этого года.

Мощность выпускаемых ветрогенераторов составит как минимум 610 мегаватт. Старт производства намечен на 2018 год. В этих целях загрузят предприятия самой Госкорпорации. Степень локализации производства планируется на уровне не ниже 65%. Проект также предполагает создание не менее трех ветропарков на юге России. По прогнозам «Росатома», через семь лет объем мощностей отечественной ветроэнергетики достигнет 3,6 ГВт.

4. Геотермальная энергетика

4.1 Тепловой режим земной коры

Земная кора получает теплоту в результате радиоактивного распада элементов, подобных торию и урану, химических реакций, а также естественного охлаждения планеты. В ядре планеты максимальная температура достигает 4000 °С. Выход теплоты через твердые породы суши и океанского дна происходит в основном за счет теплопроводности, а также вместе с потоками расплавленной магмы или горячей воды и пара. Средняя плотность геотермального поток теплоты через земную поверхность примерно равна 0,06 Вт/м², а температурный градиент составляет не более 30 °С/км. Вместе с тем имеются районы, в которых наблюдаются гораздо более высокие градиенты температуры, а плотность теплового потока достигает примерно 10 – 20 Вт/м². Эти аномалии обычно находятся в регионах активного вулканизма. Так, например, в некоторых районах Камчатки на глубине 400 – 600 м, температура достигает 150 – 200 °С и даже более. Внутренняя структура Земли представлена на рис. 4.1.

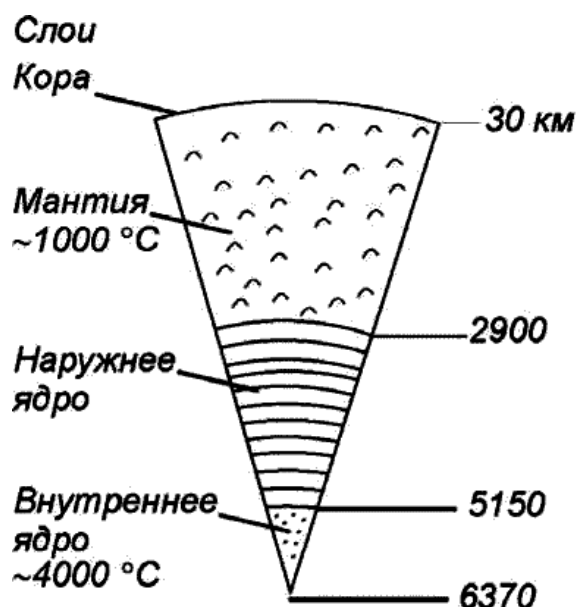


Рис. 4.1. Внутреннее строение Земли

Во всех областях земной поверхности, на некоторой глубине, зависящей от геотермических особенностей региона, залегают пласты горных пород, содержащие термальные воды (гидротермы). В соответствии с этим в земной коре можно выделять зону, условно называемую «гидротермальной оболочкой». Она располагается на разной глубине по всему земному шару. В регионах активного вулканизма гидротермальная оболочка может выходить на поверхность. В результате имеют место не только горячие источники, кипящие грифоны и гейзеры, но и парогазовые струи с температурой 200 °С и выше. В соответствии с температурой теплоносителя все геотермальные источники подразделяют на эпитеермальные, мезотермальные и гипотермальные. К эпитеермальным источникам относятся источники горячей воды с температурой 50 – 90 °С, расположенные в верхних слоях осадочных пород, куда проникают почвенные воды. К мезотермальным источникам относятся источники с температурой воды 100 – 200 °С. В гипотермальных источниках температура превышает 200 °С и практически не зависит от почвенных вод.

Как правило, вода, попадая тем или иным способом в пласт породы, постепенно разогревается, отбирая у него теплоту. Источником такой воды могут быть атмосферные осадки или поверхностные водотоки. По пустотам или трещинным зонам эта вода проникает (инфильтруется) в более глубокие горизонты. В процессе движения она насыщается различными солями и растворяет подземные газы. В зависимости от глубины проникновения инфильтрационных вод изменяется их температура. Для того чтобы температура воды достигла 40 °С необходимо, как правило, ее погружение на глубину 800 – 1000 м. Инфильтрационные гидротермы способны изливаться на поверхность в виде горячих источников, причем, для того, чтобы вода оставалась термальной, подъем ее к поверхности должен происходить очень быстро, например, по широким трещинам разломов. При медленном подъеме гидротермы остывают, отдавая запасенную теплоту окружающим породам. Если обеспечить быстрый подъем воды с глубины 3 – 4 км можно получить термальные воды с температурой до 100 °С и более. Все это касается областей со средними геотермическими показателями и не относится к районам, для которых характерна активная вулканическая деятельность.

В качестве другого характерного проявления геотермальной активности можно привести процесс, при котором перегретая вода в виде паровых струй выделяется из остывающего магматического расплава вместе с газами и легколетучими компонентами устремляется в верхние, более холодные пласты. Уже при температурах ниже 400 °С пар частично конденсируется и в результате этого на поверхность выходит горячий влажный пар, в котором содержатся разнообразные летучие компонент. Выходящий на поверхность гидротермальный раствор называют «ювенильным» (первозданный). Под термином «ювенильные» геологи понимают воды, которые ранее не участвовали в водообороте, т.е. являются новообразованными. Предполагают, что подобным образом сформировались моря и океаны в эпоху магматической активности планеты, когда происходило образование твердых материковых платформ.

Выполненные исследования показывают, что в основном геотермальные воды имеют поверхностное инфильтрационное происхождение. Все типы термальных вод имеют весьма разнообразный химический и газовый состав. Их общая минерализация колеблется от значений менее 0,1 г/л (ультрапресная) до более 600 г/л (сверхкрепкий рассол). Гидротермы содержат в растворенном состоянии различные газы, такие как: диоксид углерода, сероводород, атомарный и молекулярный водород, азот и метан. В геотермальной энергетике могут быть использованы практически все виды термальных вод: перегретые воды для получения электроэнергии, пресные термальные воды для теплоснабжения, соленые воды – в бальнеологических целях, рассолы – в качестве промышленного сырья.

В результате распространения теплового потока от полужидкой мантии к поверхности Земли поддерживается разность температур около 1000 °С между внешней и внутренней поверхностями достаточно тонкой земной коры. Средний градиент температур составляет примерно 30 °С/км. В зависимости от величины температурного градиента принято разделять геотермальные районы на три класса:

- 1) геотермальный, температурный градиент – более 80 °С/км, к этому классу относятся районы, расположенные в тектонической зоне вблизи границ континентальных плит, почти все существующие ГеоТЭС размещены именно в этих районах;
- 2) полутермальный, температурный градиент - примерно от 40 до 80 °С/км, к этому классу относятся районы, связанные в основном с аномалиями, лежащими в стороне от границ платформ, извлечение геотермальной теплоты осуществляется из естественных водоносных пластов или из раздробленных сухих пород;
- 3) нормальный, температурный градиент – менее 40 °С/км, к этому классу относятся районы, в которых плотность геотермальных тепловых потоков примерно равна 0,06 Вт/м², извлечение геотермальной теплоты, даже в будущем, в таких районах маловероятно.

Геотермальная энергетика предполагает выведение теплоты, запасенной в толще коры с последующим ее использованием. В любом районе из перечисленных выше классов можно получать геотермальную теплоту за счет естественной гидротермальной циркуляции, при которой вода проникает в глубоко залегающие породы, где превращается в сухой пар, пароводяную смесь или просто нагревается до достаточно высокой температуры. Подобные выходы горячей воды и пара достаточно часто наблюдаются в природных условиях. Если на глубине давление возрастает в результате парообразования, то могут возникнуть гейзеры. Возможен также искусственный перегрев теплоносителя (воды) за счет с охлаждения полурасплавленной магмы, которая застывает при этом в виде лавы, или при охлаждения сухих скальных пород, через искусственные разрывы, в которых прокачивается нагреваемая вода.

Как правило, ГеоТЭС в термальных районах работают на естественной гидротермальной циркуляции; в полутермальных районах используется как

естественная гидротермальная циркуляция, так и искусственный перегрев за счет извлечения теплоты из сухих горных пород. Районы, относящиеся к третьему классу, обладают слишком малыми температурными градиентами, чтобы предоставлять какой-либо коммерческий интерес. Качество геотермальной энергии обычно невысокое, и поэтому ее лучше использовать непосредственно для отопления зданий и сооружений или же для предварительного подогрева рабочих тел традиционных высокотемпературных теплосиловых установок. Отопительные системы, использующие геотермальную теплоту, уже эксплуатируются во многих странах, в том числе и в России. Низкопотенциальную геотермальную теплоту можно использовать с помощью тепловых насосов. Если же геотермальная теплота – высокопотенциальная (температура 150 °С и более), то ее целесообразно использовать для получения электроэнергии.

Под располагаемым запасом геотермальных вод обычно понимается их общее количество, находящееся в порах и трещинах водоносных горизонтов (глубина залегания до 3,5 км от поверхности Земли), при температуре 40 – 200 °С и минерализации не более 35 г/л. С развитием технологий глубокого бурения (на 10 – 15 км) в него могут быть включены и высокотемпературные геотермальные источники теплоты (на таких глубинах в некоторых районах страны температура геотермальных вод может достигать 350 °С и выше).

Прогноз геотермальных ресурсов для России представлен на рис.4.2

Районы выхода на поверхность кристаллических фундаментов (Балтийский, Украинский, Анабарский щиты) и горные образования (Урал, Кавказ, Карпаты и т. д.) практически не имеют запасов термальных вод. На участках погружения фундаментов, т. е. при увеличении толщины осадочного чехла, в недрах наблюдается незначительное повышение температуры до 35 – 40 °С на платформах и до 100 – 120 °С в глубоких предгорных впадинах. К числу регионов, имеющих наиболее перспективные для геозергетики земные недра, относится Курило-Камчатская вулканическая зона. Здесь высокая температура пород и содержащихся в них вод зависит не только от глубины их залегания, но в большей степени от близости к вулканическим центрам и разломам в земной коре.

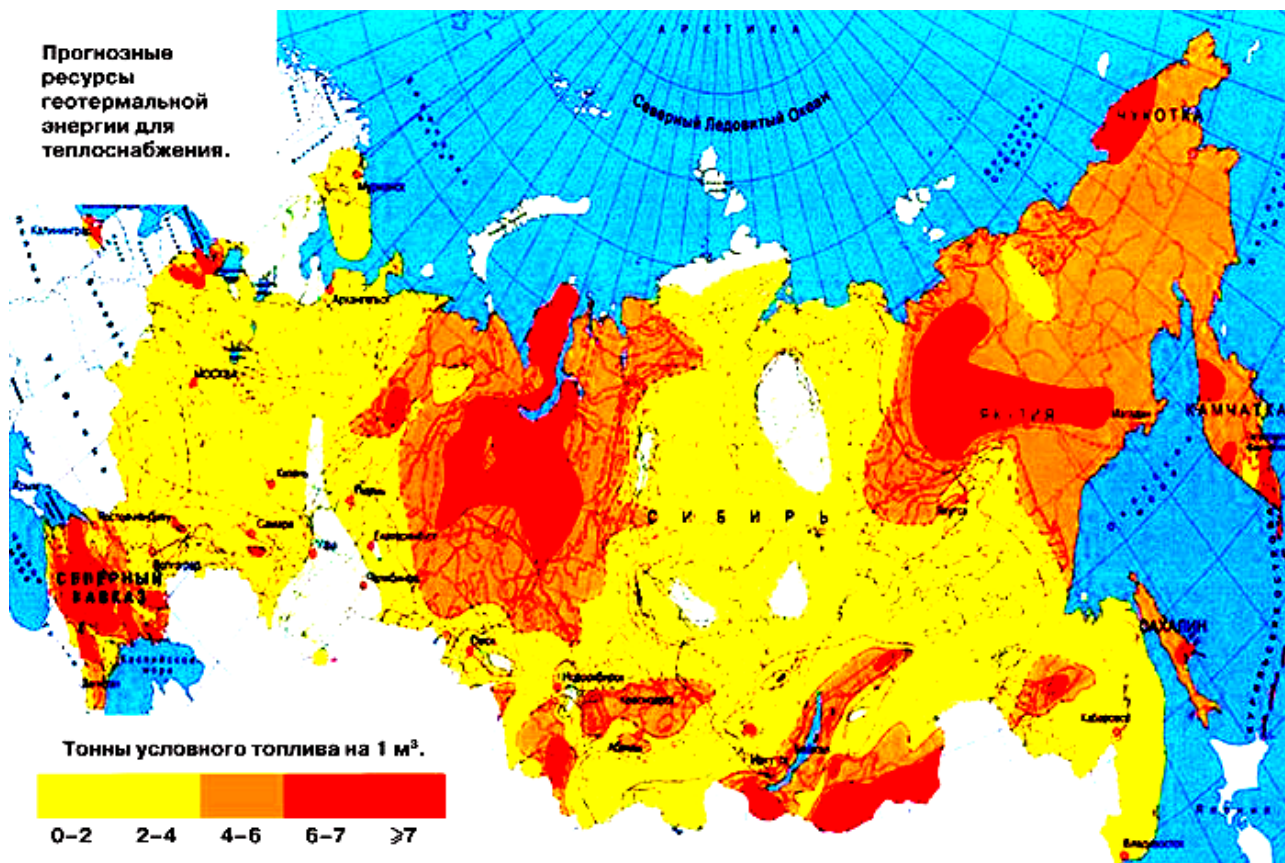


Рис. 4.2 Прогноз геотермальных ресурсов для России

4.2 Методы и способы использования геотермальной энергии

Геотермальные источники характеризуются с одной стороны большими суммарными запасами энергии, а с другой стороны термодинамическое качество этой энергии не высоко. Это связано с тем, что температура выходящего на поверхность потока горячей воды или пара существенно ниже температуры, получаемой при сжигании органического топлива. Очень часто в качестве наиболее оптимального использования геотермальных источников энергии рассматривают производство электроэнергии как наиболее ценного вида энергии. Электроэнергия может быть передана в энергосистему и затем использована потребителями, находящимися достаточно далеко от геотермальных источников. Это важно, так как такие источники зачастую располагаются в малонаселенных районах. Выработка электроэнергии может быть экономически целесообразна, если выходящие на поверхность геотермальные потоки имеют температуру более 300 °С, и практически не целесообразна, если температура ниже 150 °С.

Другое направление использования геотермальной энергии – это теплоснабжение промышленных и коммунальных потребителей. Тепло не целесообразно передавать на расстояние более 30 км, поэтому приходится

использовать ее вблизи места расположения геотермальных источников. Кроме того, потребность в теплоте на эти цели имеет ярко выраженный сезонный характер. Геотермальные источники можно также использовать для обогрева теплиц, ферм для разведения рыбы для сушки пищевых продуктов и для других теплотехнологических установок. Оптимальным можно назвать совмещение этих двух направлений, при котором геотермальная энергия используется как для теплоснабжения, так и для выработки электроэнергии.

4.2.1 Использование геотермальной теплоты в системах теплоснабжения

Для отопления и горячего водоснабжения жилых и производственных зданий необходима температура воды не ниже 55 – 60 °С. Наиболее рациональное использование геотермальной теплоты может быть обеспечено при подаче горячей воды сначала в систему отопления, а затем на горячее водоснабжение. Но это затрудняется тем, что потребность в горячей воде относительно постоянна по времени года, тогда как нагрузка на отопление зависит от температуры наружного воздуха. С учетом этих обстоятельств в настоящее время разработаны различные схемы использования геотермальных вод для отопления и горячего водоснабжения жилых и промышленных зданий. Если термальная вода имеет достаточно высокую температуру (более 80 °С) и является сильно минерализованной, то целесообразно использовать схему системы теплоснабжения, представленную на рис. 4.3. В этой системе термальная вода из скважин разделяется на два потока: один из них направляется в теплообменник, где подогревает теплоноситель, подаваемый в систему отопления, а затем охлажденная термальная вода поступает в теплообменник первой ступени для предварительного подогрева воды для горячего водоснабжения. Окончательный нагрев этой воды (до температуры 55 – 60 °С) осуществляется в теплообменнике второй ступени исходной термальной водой.

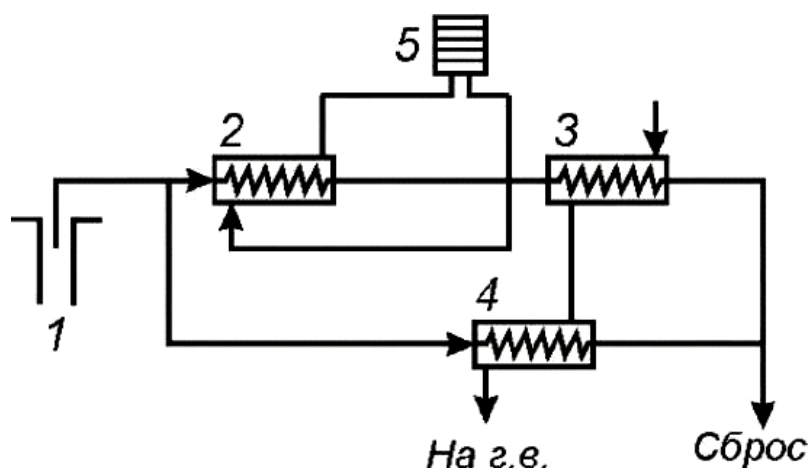


Рис. 4.3 Принципиальная схема системы геотермального теплоснабжения с двухступенчатым подогревом воды на горячее водоснабжение

1 – скважина; 2 – теплообменник системы отопления; 3 – теплообменник горячего водоснабжения 1-й ступени; 4– теплообменник горячего водоснабжения 2-й ступени; 5 – система отопления

При использовании теплоты низкотемпературных термальных источников целесообразно применять тепловые насосы. Принципиальная схема геотермального теплоснабжения с тепловым насосом приведена на рис. 4.4.

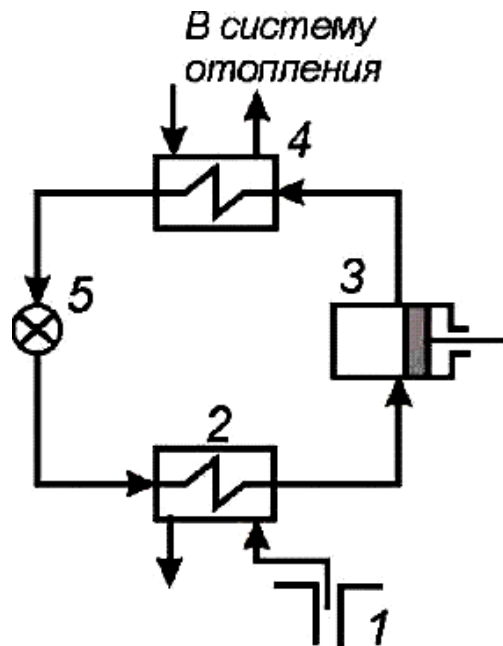


Рис. 4.4. Принципиальная схема геотермального теплоснабжения с использованием теплового насоса:

1 – скважина; 2 – испаритель теплового насоса; 3 – компрессор; 4 – конденсатор теплового насоса; 5 – дроссельный вентиль

Горячая термальная вода из скважин 1 подается к испарителю теплового насоса 2, где происходит передача ее теплоты легко испаряющемуся рабочему телу насоса. Образовавшиеся пары сжимаются в компрессоре 3 и направляются в конденсатор 4, где конденсируются при более высоком давлении, отдавая теплоту воде, циркулирующей в системе отопления. Охлажденная термальная вода сбрасывается в канализацию.

Для более полного использования теплоты термальной воды была разработана схема системы теплоснабжения, предусматривающая совместное применение тепловых насосов и пикового водогрейного котла (рис. 4.5). Система работает следующим образом: термальная вода из скважины 1, проходит очистку 2, перекачивается насосом 3 трубопроводу 4, а затем разделяется на два потока. Один поток воды подогревается в пиковом котле 5 и направляется в смеситель 7, где к нему подмешивается термальная вода, предварительно подогретая в конденсаторах теплового насоса 8. Вода, охлажденная в системе отопления 6,

разделяется на три части. Одна часть поступает в конденсаторы теплового насоса 8 и смеситель 7. Вторая ее часть направляется в испарители теплового насоса 9, где охлаждается и сбрасывается. Третья часть направляется в смеситель 12, где смешивается со вторым потоком термальной воды. Получившаяся смесь поступает в бак-аккумулятор и далее подается в систему горячего водоснабжения 10.

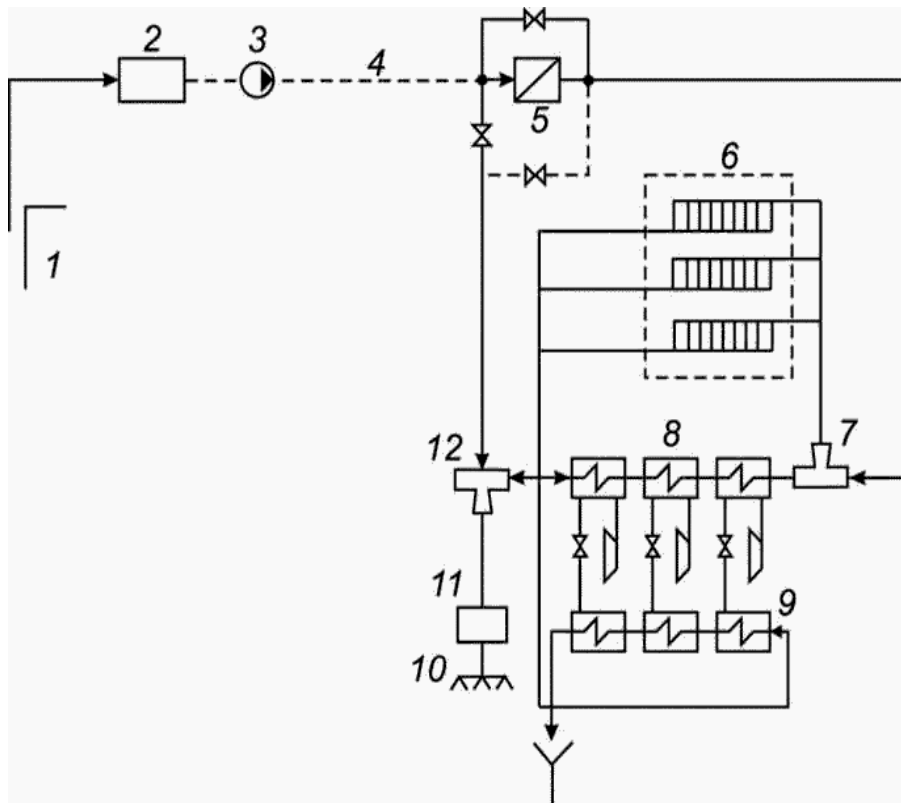


Рис. 4.5. Схема геотермального теплоснабжения

с применением тепловых насосов и пикового котла

- 1 – скважина; 2 – водоочистка; 3 – насос; 4 – трубопровод; 5 – пиковый котел; 6 – система отопления; 7 и 12 – смесители; 8 – конденсаторы; 9 – испарители; 10 – система горячего водоснабжения; 11 – бак-аккумулятор

С целью повышения отопительного коэффициента и обеспечения более гибкого регулирования тепловые насосы включаются в систему теплоснабжения так, чтобы нагрев воды в конденсаторе 8 и охлаждение сбрасываемой воды в испарителях 9 осуществлялось последовательно в нескольких ступенях. При изменении температуры наружного воздуха качественное регулирование осуществляется с помощью пикового котла, тогда как потребление воды из скважин и нагрузка теплового насоса остаются неизменными. После отключения пиковой котельной качественное регулирование осуществляется тепловым насосом. Это обеспечивает более равномерный годовой график потребления воды из скважин. В этой системе доля использования теплоты геотермальной воды тем больше, чем ниже расчетная температура в системах отопления. Поэтому здесь целесообразно применение системы отопления «водяной теплый пол», где расчетная температура 40 – 45 °С.

4.2.2 Использование геотермальной теплоты для выработки электроэнергии

На ТЭС в качестве первичного источника энергии используются уголь, газ или мазут, а рабочим телом является водяной пар. Теплота, выделившаяся при сгорании топлива, нагревает и испаряет воду. Образовавшийся водяной пар направляется в паровую турбину, которая вращает электрический генератор, вырабатывающий электроэнергию. Отличие ГеоЭС состоит в том, что первичный источник энергии в этом случае – теплота земных недр и рабочее тело в виде пара поступает на лопасти турбины в «готовом» виде непосредственно из добывающей скважины. Реализуются три основные технологические схемы ГеоЭС:

- прямая, с использованием сухого (геотермального) пара;
- непрямая, на основе гидротермальной воды;
- и смешанная, или бинарная.

Применение той или иной схемы зависит от агрегатного состояния и температуры энергоносителя. Самая простая и потому первая из освоенных схем – прямая, в которой пар, поступающий из скважины, пропускается непосредственно через турбину. На сухом пару работала первая в мире ГеоЭС, построенная в Лардерелло в 1904 году.

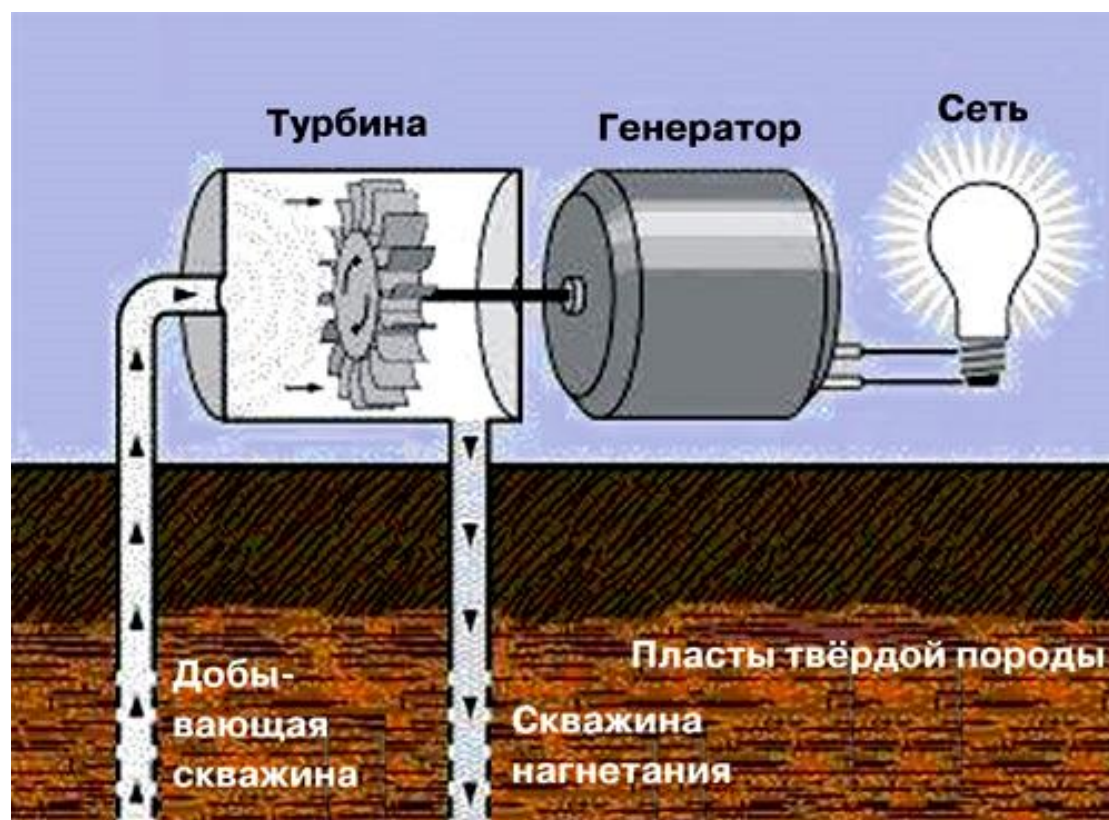


Рис. 4.6 Принципиальная схема ГеоЭС на сухом водяном паре

Принцип работы ГеоЭС на сухом пару очень прост. Геотермальный пар, из добывающей скважины поступает непосредственно в паровую турбину, которая вращает электрогенератор, вырабатывающий электроэнергию.

Принцип работы ГеоЭС с непрямой технологической схемой несколько сложнее. Горячая подземная вода из скважины подается под высоким давлением в испаритель, где часть её испаряется, а полученный пар направляется в турбину. В ряде случаев требуются дополнительные устройства и контуры для очистки геотермальной воды и пара от агрессивных соединений. Отработанный пар поступает в скважину нагнетания либо используется для отопления помещений, — в этом случае принцип тот же, что при работе ТЭЦ. ГеоЭС с непрямой схемой работы в наше время самые распространённые.

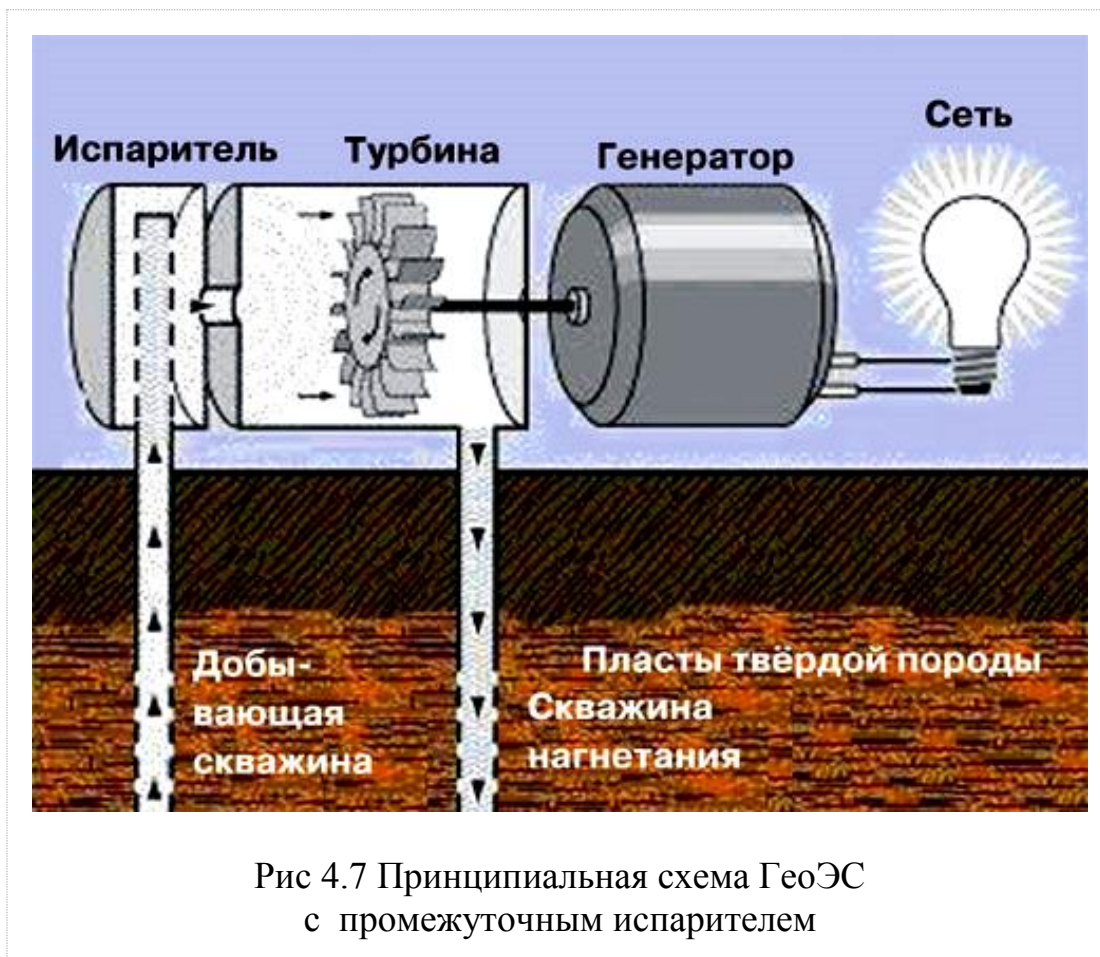


Рис 4.7 Принципиальная схема ГеоЭС с промежуточным испарителем

На бинарных ГеоЭС горячая термальна́я вода нагревает и испаряет жидкость с более низкой температурой кипения, выполняющую функции рабочего тела. Для этого обе жидкости пропускаются через теплообменник, где и происходит выпаривание рабочей жидкости. Пар рабочей жидкости затем направляется в турбину. Система полностью замкнута, что решает проблемы выбросов в атмосферу. Кроме того, применение рабочего тела со сравнительно низкой температурой кипения позволяют использовать в качестве первичного источника энергии и не очень горячие термальные воды.

Во всех трёх схемах эксплуатируется гидротермальна́я источник, но для получения электричества можно использовать и петротермальную энергию. Принципиальная схема в этом случае также достаточно проста. Необходимо пробурить две соединяющиеся между собою скважины — нагнетательную и эксплуатационную. В нагнетательную скважину закачивается вода. На глубине

она нагревается, затем нагретая вода или образовавшийся в результате нагрева воды – пар по эксплуатационной скважине подаётся на поверхность. Далее всё зависит от того, как используется петротермальная энергия — для отопления или для производства электроэнергии. Возможен замкнутый цикл с закачиванием отработанного пара и воды обратно в нагнетательную скважину либо другой способ утилизации.

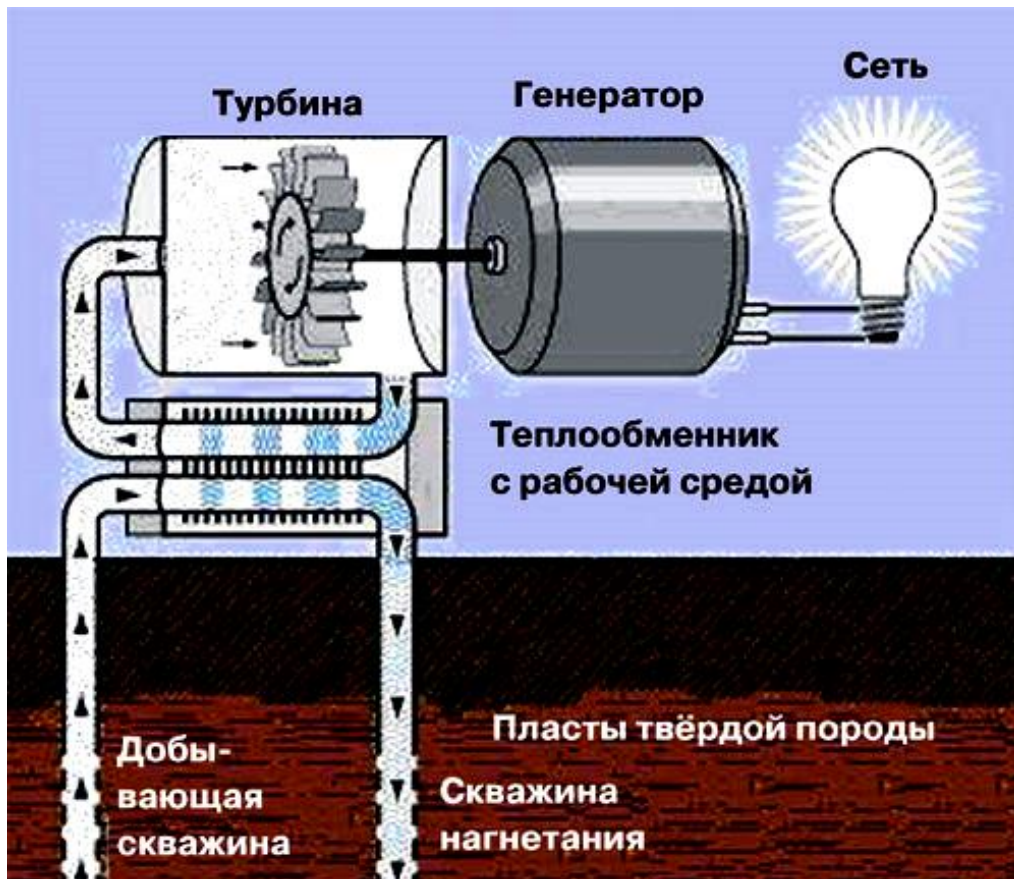


Рис4.8 Принципиальная схема бинарной ГеоЭС

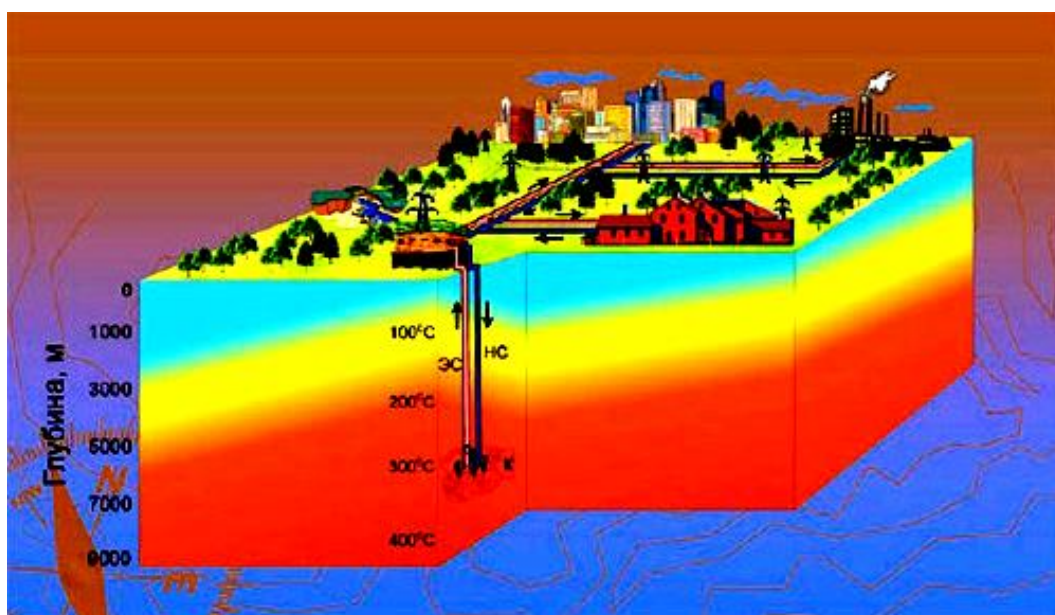


Рис 4.9 Принципиальная схема петротермальной системы.

Петротермальные системы пока менее распространены по сравнению с гидротермальными, из-за высоких инвестиционных затрат на бурение глубоких скважин. В настоящее время лидер в создании так называемых петротермальных циркуляционных систем (ПЦС) — Австралия. Кроме того, это направление геотермальной энергетики активно развивается в США, Швейцарии, Великобритании, Японии.

Высокотемпературные геотермические источники позволяют реализовать традиционные тепловые схемы тепловых электростанций с паровыми турбинами. Кислоты, содержащиеся в подземном паре, способствуют разрушению оборудования. Поэтому в крупных ГеоЭС природный пар не подводится непосредственно к турбине, а направляется в испаритель для подогрева и испарения химически очищенной воды. Полученный в испарителе водяной пар не содержит кислот, и его можно безопасно использовать в турбине. Естественный же подземный пар конденсируется в испарителе, и из конденсата извлекают борную кислоту.

Основные характеристики ГеоЭС приведены в табл. 4.1

Таблица 4.1 Технические характеристики геотермальных электростанций

Характеристики	ГеоЭС малой мощности				ГеоЭС средней мощности			
	0,5	1,7	2,5	4	6	12	20	23
Мощность, МВт	0,5	1,7	2,5	4	6	12	20	23
Расход пара, т/ч	10	38	44	32	75	90	147	170

На рис. 4.10 представлена наиболее простая схема ГеоЭС малой мощности.

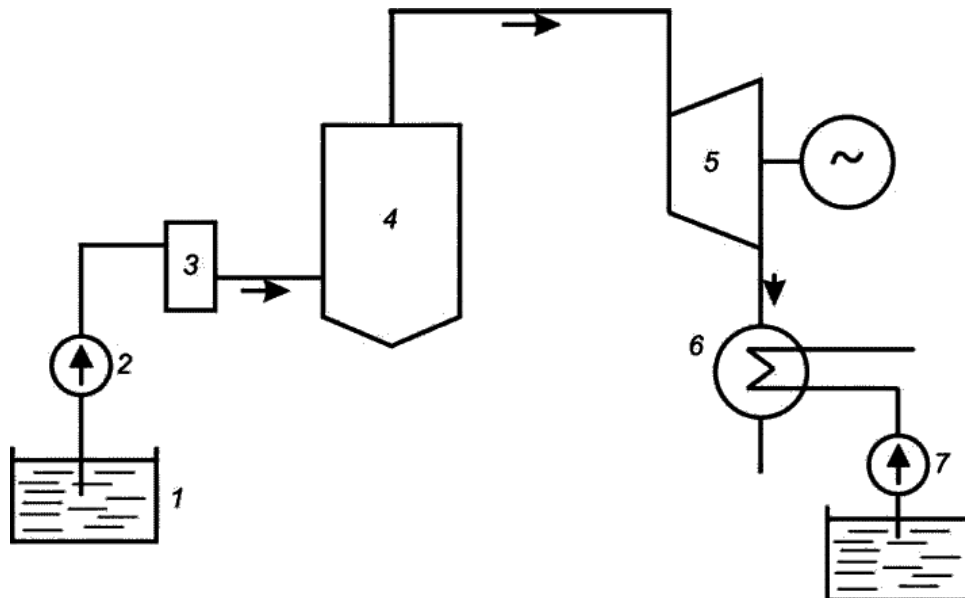


Рис. 4.10. Схема малой ГеоЭС:

- 1 – приемник горячей термальной воды; 2 – насос горячей воды; 3 – дегазатор;
 4 – испаритель; 5 – паровая турбина; 6 – конденсатор;
 7 – циркуляционный насос;

Вода из горячего источника с температурой около 95 °С насосом 2 подается в дегазатор 3, где происходит отделение растворенных в ней газов. Далее вода поступает в испаритель 4, в котором происходит ее испарение и небольшой перегрев паром от вспомогательного котла. Перегретый пар подается в турбину 5, на валу которой находится электрогенератор. Отработавший пар конденсируется в конденсаторе 6, охлаждаемом водой

Если из скважины получают пароводяную смесь (пар с большим содержанием воды), то там строятся ГеоЭС с конденсационной турбиной, работающее на отсепарированном паре. Пароводяная смесь из скважины направляется в специальное устройство, расположенное на скважине. Под давлением происходит разделение пароводяной смеси на пар и воду в сепараторе. Отсепарированный пар по паропроводу направляется в турбину и далее используется технология обычной паротурбинной ТЭС. Конденсационные турбины, работающие на отсепарированном паре, использованы при строительстве геотермальных электростанций в России (Паужетское месторождение на Камчатке), а также в Исландии (месторождение Хверагерди) и в других странах. Для радикального решения проблем, связанных с такими явлениями, как: отложение солей, коррозия и эрозия ЭНИНом разработана двухконтурная технологическая схема ГеоЭС (рис. 4.11).

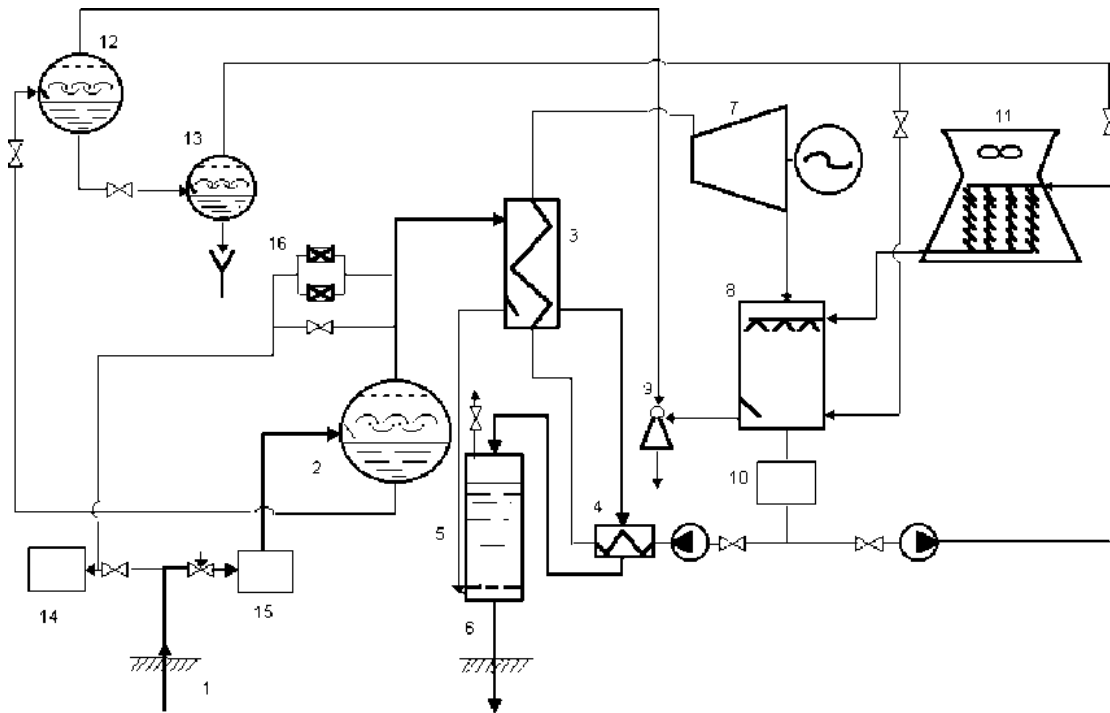


Рис. 4.11 Технологическая схема двухконтурной ГеоЭС

- 1 – скважина; 2 – сепаратор; 3 – парогенератор; 4 – экономайзер;
 5 – барботажный абсорбер; 6 – скважина захоронения отходов;
 7 – турбогенератор; 8 – контактный конденсатор; 9 – паровой эжектор;
 10 – бак - конденсатосборник; 11 – «сухая» вентиляционная градирня;
 12 – расширитель 1-й ступени; 13 – расширитель 2-й ступени;
 14 – шумоглушитель; 15 – грязеотделитель; 16 – взрывной клапан

В эту технологическую схему добавлен парогенератор. На «горячей» стороне парогенератора конденсируется геотермальный пар; на «холодной» стороне генерируется вторичный пар, полученный из питательной воды, предварительно очищенный традиционными методами. В схеме использована турбина, работающая на насыщенном паре. В двухконтурной схеме за счет отсутствия газов во вторичном паре можно получить более глубокий вакуум в конденсаторе и за счет этого будет компенсировать потерю эффективности установки, связанную с понижением температурного потенциала геотермального пара в парогенераторе. Двухконтурная схема позволяет весьма простым способом эффективно решить проблему сохранения экологического равновесия в месте ГеоЭС. Газы, в том числе сероводород, под избыточным давлением подаются из парогенератора в барботажный абсорбер, где растворяются в отработанной геотермальной воде, и полученный раствор закачивается в скважину захоронения. В скважину захоронения закачивается также отсепарированная влага из геотермальной пароводяной смеси, а также конденсат из парогенератора, за счет чего обеспечивается защита почвы, поверхностных и грунтовых вод.

4.5 Современное состояние и перспективы развития геотермальной энергетики

В общей структуре мирового производства электроэнергии на геотермальную составляющую приходится менее 1 %, но в некоторых регионах её доля достигает 25–30 %. В настоящее время геотермальная энергетика развивается несколько иначе, чем ветряная и солнечная. Это связано с тем, что она в существенно большей степени зависит от характера самого ресурса, который резко различается по регионам и наибольшие концентрации которого привязаны к зонам геотермических аномалий, связанных, как правило, с районами развития тектонических разломов и вулканизма. По условиям привязки к геологическим условиям значительная часть мощностей геотермальной энергетики сосредоточена в странах третьего мира, где выделяются три основных кластера – острова Юго-Восточной Азии, Центральная Америка и Восточная Африка. Два первых региона входят в Тихоокеанский «огненный пояс Земли», а третий привязан к Восточно-Африканскому рифту. С наибольшей вероятностью геотермальная энергетика и далее будет развиваться в этих поясах. Более отдалённая перспектива — развитие петротермальной энергетики, использующей теплоту пластов, находящихся на глубине нескольких километров. Это практически повсеместно распространённый ресурс, но его извлечение требует больших капитальных вложений. Вследствие этого петротермальная энергетика будет развиваться, прежде всего, в наиболее экономически и технологически развитых странах мира. В целом, учитывая достаточно широкое распространение геотермальных ресурсов и хороший уровень экологической безопасности, есть основания предполагать, что геотермальная энергетика имеет хорошие перспективы развития. Особенно этот вывод будет справедлив при возникновении угрозы дефицита традиционных энергоносителей и росте цен на них.

В России геотермальная энергетика имеет достаточно давнюю историю развития, и по ряду направлений мы находимся в числе мировых лидеров, хотя в общем энергобалансе страны доля геотермальной энергии пока ничтожно мала. Пионерами в области развития геотермальной энергетики в России стали два региона – Камчатка и Северный Кавказ, причём если в первом случае речь идёт, прежде всего, о геотермальной электроэнергетике, то во втором – об использовании геотермальной энергии для теплоснабжения. На Северном Кавказе (Краснодарский край, Чеченская республика, Дагестан) геотермальные воды использовались для энергетических целей ещё до Великой Отечественной войны. В 90-е годы XX века развитие геотермальной энергетики в регионе по понятным причинам застопорилось и до сих пор из состояния стагнации не вышло. Тем не менее, геотермальное теплоснабжение на Северном Кавказе обеспечивает теплом около 500 тыс. человек, а, например, город Лабинск в Краснодарском крае с населением 60 тыс. человек полностью отапливается за счёт геотермальных вод. На Камчатке история геотермальной энергетики связана, прежде всего, со строительством ГеоЭС. Первые из них, до сих пор работающие Паужетская и Паратунская станции, были построены ещё в 1965–1967 г.г., при этом Паратунская ГеоЭС мощностью 600 кВт стала первой станцией в мире с бинарным циклом. Это была разработка советских учёных С. С. Кутателадзе и А. М. Розенфельда из Института теплофизики СО РАН, которые получили в

1965 году авторское свидетельство на извлечение электроэнергии из воды с температурой от 70 °С. Эта технология впоследствии стала прототипом для более чем 400 бинарных ГеоЭС во всем мире. Мощность Паужетской ГеоЭС (введена в эксплуатацию в 1966 г.) изначально составляла 5 МВт и впоследствии была наращена до 12 МВт. В настоящее время на станции идёт строительство энергоблока, который увеличит её мощность ещё на 2,5 МВт.



Рис.4.12 Общий вид Мутновской ГеоЭС на Камчатке

Крупнейшие на данный момент объекты российской геотермальной энергетики – Верхне-Мутновская ГеоЭС с суммарной мощностью энергоблоков 12 МВт (введена в эксплуатацию в 1999 г.) и Мутновская ГеоЭС мощностью 50 МВт (введена в эксплуатацию в 2002 год).

Обе станции расположены у подножия вулкана Мутновский, на высоте 800 м. над уровнем моря, и работают в экстремальных климатических условиях (9–10 месяцев в году зима). Оборудование Мутновских ГеоЭС, на данный момент одно из самых современных в мире и при этом полностью создано на отечественных предприятиях энергетического машиностроения. В настоящее время доля Мутновских станций в общей структуре энергопотребления Центрально-Камчатского энергетического узла составляет 40%. В ближайшие годы планируется увеличение мощности Мутновской ГеоЭС до 80 МВт.

Инвестиционные затраты на строительство геотермальных систем варьируют в довольно широком диапазоне – от 200 до 5000 долларов на 1 кВт установленной мощности, т. е. наиболее дешёвые варианты сопоставимы со стоимостью строительства ТЭС. Зависит величина затрат в основном от условий

залегания термальных вод, их состава и выбранной схемы ГеоЭС. Необходимость бурение скважин большой глубины, создание замкнутой системы с двумя скважинами, необходимость очистки воды могут многократно увеличить стоимость станции.

Геотермальная энергетика считается экологически чистой, что в целом справедливо. Геотермальная энергетика не требует больших территорий, в отличие от крупных ГЭС или ветропарков, и не загрязняет атмосферу, в отличие от углеводородной энергетике. В среднем ГеоЭС занимает 400 м² в пересчёте на 1 ГВт вырабатываемой электроэнергии. Тот же показатель для угольной ТЭС, к примеру, составляет 3600 м². К экологическим преимуществам ГеоЭС относят также низкое водопотребление — 20 литров пресной воды на 1 кВт, тогда как для ТЭС и АЭС требуется около 1000 литров. Но отрицательные воздействия на окружающую среду всё же имеются. Среди них чаще всего называются: шум, тепловое загрязнение атмосферы, химическое загрязнение воды и почвы, а также образование твёрдых отходов. Главный источник химического загрязнения среды — термальная вода с высокой температурой и минерализацией, которая часто содержит токсичные соединения, в связи с чем, возникает проблема утилизации отработанной воды и опасных веществ. Термальные вода и пар обычно содержат диоксид углерода (CO₂), сульфид серы (H₂S), аммиак (NH₃), метан (CH₄), поваренную соль (NaCl), бор (B), мышьяк (As), ртуть (Hg). При выбросах во внешнюю среду они становятся источниками её загрязнения. В то же время выбросы загрязняющих веществ на ГеоЭС в среднем ниже, чем на ТЭС. Например, выбросы CO₂ на 1 кВт-час выработанной электроэнергии составляют до 380 г на ГеоЭС, 1042 г — тна угольных, 906 г — на мазутных и 453 г — на газовых ТЭС. Отработанная вода при невысокой минерализации обычно сбрасывается в поверхностные водоёмы после охлаждения. При высокой минерализации она, как правило, закачивается обратно в водоносный пласт через нагнетательную скважину, что предпочтительно и преимущественно применяется в настоящее время. Следует отметить, что большая часть ГеоЭС расположена на сравнительно малонаселённых территориях и в странах третьего мира, где экологические требования бывают менее жёсткими, чем в развитых странах.

Отдельно следует сказать о российских петротермальных разработках. В нашей стране есть передовые технологии бурения на большую глубину (порядка 10 км), которые также не имеют аналогов в мире. Их дальнейшее развитие позволит кардинально снизить затраты на создание петротермальных систем. Разработчики данных технологий и проектов — Н. А. Гнатусь, М. Д. Хуторской (Геологический институт РАН), А. С. Некрасов (Институт народнохозяйственного прогнозирования РАН) и специалисты Калужского турбинного завода. В настоящее время проект создания петротермальной ЭС в России находится на экспериментальной стадии. Инвестиции в создание петротермальной циркуляционной системы (ПЦС) оцениваются в 1,6–4 тыс. долларов на 1 кВт установленной мощности, что превышает затраты на строительство атомной электростанции и сопоставимо с затратами на строительство ветряных и солнечных электростанций. Очевидное экономическое преимущество ГеоТЭС — бесплатный энергоноситель. Для сравнения — в структуре затрат обычной ТЭС

или АЭС затраты на топливо составляют 50 – 80 %. В результате средняя себестоимость 1 кВт·ч геотермальной энергии сопоставима с производимой на ТЭС (в российских условиях – около 1 руб./1 кВт·ч) и в десять раз выше себестоимости выработки электроэнергии на ГЭС (5 – 10 коп./1 кВт·ч). В значительной степени причина высокой себестоимости заключается в том, что, в отличие от тепловых и гидравлических электростанций, ГеоТЭС имеет сравнительно небольшую мощность. Кроме того, следует сравнивать станции, находящиеся в одном регионе и в сходных условиях. Так, например, на Камчатке, по оценкам экспертов, 1 кВт·ч геотермальной электроэнергии обходится в 2 – 3 раза дешевле электроэнергии, произведённой на местных ТЭС. Показатели экономической эффективности ГеоЭС зависят также и от того, нужно ли утилизировать отработанную воду и какими способами это делается. Так, химические элементы и соединения, извлечённые из термальной воды, могут дать значительный дополнительный доход.

5. Использование биомассы, как возобновляемого источника энергии

4.

Значительная экономия традиционных видов топлива может быть обеспечена за счет утилизации отходов лесной, деревообрабатывающей, целлюлозно-бумажной и пищевой промышленности, а также животноводства и птицеводства.

5.1 Общие сведения

То, из чего состоит растительный и животный мир, принято называть биомассой. Основу биомассы составляют органические соединения углерода. Из общего количества биомассы только 0,5 % используется человечеством в качестве пищи. Первоначальная энергия биомассы возникает в процессе фотосинтеза, происходящего под действием солнечного излучения. Т.е. является еще одним природным процессом преобразования солнечной энергии. В биосфере ежегодно в пересчете на сухую массу воспроизводится примерно $250 \cdot 10^9$ тонн биомассы. При этом потребляется $2 \cdot 10^{18}$ МДж солнечной энергии и связывается около 10^{11} тонн углерода. В результате химических или биохимических процессов биомасса может быть трансформирована в такие виды топлива, как газообразный метан, жидкий метанол, твердый древесный уголь. Таким образом, рациональное использование биомассы, согласованное с природными экологическими циклами, может обеспечить непрерывный процесс получения энергии и при этом не загрязнять окружающую среду.

Промышленное использование биомассы экономически оправдано только в том случае, если в нем используются постоянно пополняемые запасы дешевого сырья. В качестве примеров подходящих запасов можно привести навоз скотных дворов и птицефабрик, древесные отходы и опилки лесотехнических и деревообрабатывающих предприятий, городские стоки, солому злаковых культур

и т. п. При разработке стратегии использования биомассы и в государственном, и в местном масштабе необходимо качественно и количественно оценивать объем и доступность соответствующего сырья.

Основные опасности экстенсивного использования биомассы заключаются в уничтожении лесов, эрозии почв, снижении производства продуктов питания. Серьезную угрозу для человечества представляет тот факт, что в настоящее время расход древесины (на различные нужды) значительно опережает ее воспроизводство.

Промышленное использование энергии биомассы может быть весьма значительным. Так за счет использования отходов сахарного производства в странах, производящих сахар, покрывается до 40 % потребностей в энергетических ресурсах. Применение биомассы в виде дров, навоза и ботвы растений имеет первостепенное значение в домашнем хозяйстве примерно 50 % населения планеты. Но если предположить, что биомасса возобновляется, то необходимо обеспечить ее производство, по крайней мере, на одном уровне с потреблением.

Каждый вид биомассы способен дать широкий спектр разнообразных продуктов. Например, при выращивании и переработке тростникового сахара можно получить множество имеющих коммерческую ценность продуктов. Даже простое сжигание отходов позволяет получать теплоту и электроэнергию, а полученную золу можно возвращать в почву в качестве удобрения. Возможно получение этилового спирта, используемого в качестве моторного топлива для городского транспорта, из отходов соломы, растительного волокна, хвои и листьев деревьев. Общий экономический эффект для агропромышленных отраслей от использования комплексной переработки биомассы может выражаться в виде увеличения занятости в сельском хозяйстве, самообеспечения страны продуктами питания, снижения импорта продовольствия и повышения благосостояния села.

Возможность и целесообразность использования биомассы в качестве топлива определяются, в основном, содержанием в ней влаги и углерода. Влага присутствует в материале биомассы в виде внутриклеточной и межклеточной воды. Содержание влаги в растительной биомассе (при сборе урожая) составляет примерно 50 %. Содержание влаги в водорослях может достигать 90 %. В процессе естественной или искусственной сушки можно снизить содержание влаги в биомассе до 10 – 15 %. Присутствие влаги в топливе, получаемом из биомассы, ведет к значительному уменьшению теплотворной способности, т. к. на испарение 1 кг воды требуется 2,3 МДж. Важное значение имеет и плотность биомассы. Обычно сухие биологические материалы имеют плотность в 3 – 4 раза ниже, чем уголь. Из-за этого доставка и переработка растительного сырья оказывается трудоемкой и дорогостоящей, особенно если она ведется вдали от источников производства биомассы.

Для переработки биомассы могут быть использованы следующие виды технологических процессов:

- 1) термохимические процессы – непосредственное сжигание для получения теплоты, предпочтительно введение сухого гомогенного топлива;

- 2) пиролиз – нагревание влажной биомассы при полном отсутствии воздуха, либо при ограниченном доступе воздуха;
- 3) биомеханические процессы – спиртовая ферментация, анаэробная переработка, биофотолиз, экстракция топлива.

Для подогрева биомассы в процессе пиролиза может быть использована теплота сгорания части самой биомассы. Состав продуктов, получающихся при пиролизе (газы, и пары, и жидкости, и масла, и даже древесный уголь) зависит от температурных условий, типа сырья и условий ведения процесса. Сырье обязательно должно быть влажным. Если основным продуктом пиролиза является горючий газ, то процесс называют газификацией;

Спиртовая ферментация предназначена для получения этилового спирта, который в ряде зарубежных стран используется в качестве моторного топлива. Это способствует уменьшению вредных выбросов и улучшению экологической обстановки в крупных городах. Этиловый спирт вырабатывается микроорганизмами в процессе ферментации. В качестве сырья обычно используются сахаросодержащие растения.

Анаэробная переработка основывается на том, что в отсутствие кислорода некоторые микроорганизмы способны получать энергию, непосредственно перерабатывая углеродсодержащие компоненты биомассы. Этот процесс также является ферментационным, но его принято называть сбраживанием по аналогии с процессами, идущими в пищеварительном тракте жвачных животных. Получаемая смесь CO_2 , CH_4 и других попутных газов называется биогазом.

Фотолиз – это разделение воды на водород и кислород под действием света. Если водород сгорает или взрывается в качестве топлива при смешении с воздухом, то происходит рекомбинация O_2 и H_2 . Некоторые биологические организмы могут при определенных условиях продуцировать водород за счет биофотолиза. Промышленного внедрения этот технологический процесс пока еще не получил.

Экстракция – топлив получение жидкие или твердых видов топлива непосредственно от живых или только что срезанных растений. Сок живых растений собирают, надрезая кожуру стеблей или стволов, а из свежесрезанных растений его выдавливают под прессом. Хорошо известен подобный процесс, связанный с получение каучука. Родственное каучуконосам растение Гереза способно производить углеводороды с более низкой молекулярной массой, которые могут использоваться в качестве заменителей бензина.

5.2. Производство биомассы для энергетических целей

Предприятия по производству биотоплива в качестве основного или дополнительного продукта сельскохозяйственного производства, лесоводства, выращивания аквакультур в пресных или морских водах часто называют энергетическими фермами. Основным видом деятельности энергетических ферм

может быть исключительно производство топлива (энергии), но более выгодно организация совместного получения различных видов биомассы, энергии, и биотоплива. Хорошим примером энергетической фермы являются предприятия по выращиванию и комплексной переработке сахарного тростника. При надлежащей организации производства можно получить такие продукты, как: патока, корм для животных, этиловый спирт, строительные материалы, при одновременной выработке электроэнергии. Следует отметить, что этиловый спирт и электроэнергию можно использовать для осуществления процесса переработки и выполнения транспортных операций. Развитие энергетики за счет использования сельскохозяйственных культур с одной стороны ведет к развитию сельского хозяйства и созданию агропромышленности, а с другой – создает и определенные проблемы. Одна из наиболее существенных проблем заключается в том, что производство энергии будет конкурировать с производством продуктов питания. Например, фермеры США выращивают около 10 % мирового производства зерна. Более 1/3 этого количества идет на экспорт и позволяет частично покрыть дефицит зерна в целом ряде стран. Существенное увеличение производства биотоплива (например, этилового спирта) может оказать существенное отрицательное влияние на мировой рынок продуктов питания. Вторая серьезная проблема – потенциальная возможность обеднения и эрозии почв в результате интенсификации выращивания «энергетических» культур. Понимание этих проблем позволит обеспечить разумное и постепенное увеличение объема выращивания агрокультур, пригодных для покрытия энергетических нужд, прежде всего в тех странах, где для этого имеются возможности. Наибольшим потенциалом для развития концепции энергетических ферм обладают тропические страны, особенно такие, где имеются соответствующие условия по качеству почв и количеству выпадающих осадков. Перспективы этого направления для развивающихся стран кажутся очевидными. Энергетический анализ и связанный с ним анализ экономических факторов получения и переработки биомассы агропромышленным методом оказываются довольно сложными. Тем не менее использование для теплоснабжения и выработки электроэнергии дешевых отходов биомассы может обеспечить эффективность процесса переработки при правильном выборе наиболее подходящей агрокультуры.

5.3 Сжигание биотоплива для получения теплоты и электроэнергии

Во многих развивающихся странах сжигание биомассы составляет значительную часть топливного баланса. Это объясняется широким применением бытовых печей для отопления помещений и приготовления пищи. Топливом для них, как правило, является древесина. Кроме того, древесина используется для получения тепловой энергии, необходимой для переработки сахарного тростника и пальмового масла, сушки чая, хлопка и т.п. Почти половина населения Земли использует древесину и другие виды биотоплива для приготовления пищи и других домашних нужд. Средний уровень потребления составляет примерно 0,5 – 1,0 кг сухой биомассы на человека в сутки (10 – 20 МДж/сут). Это соответствует

непрерывному потреблению примерно 150 Вт одним человеком. Непрерывное потребление 150 Вт только для приготовления пищи является неоправданно большим. Расточительное использование биомассы связано с применением малоэффективных способов приготовления пищи, основанных в большинстве случаев на применении открытого огня (КПД не более 5 %). Почти 95 % теплоты теряется из-за неполного сгорания, с горячими продуктами сгорания и по другим причинам. Эффективность приготовления пищи можно повысить за счет применения современных кухонных плит на древесном топливе с естественной циркуляцией воздуха. Они дают возможность использовать по прямому назначению до 20 % энергии, выделившейся при сгорании древесины. Использование электровентилятора для принудительной подачи воздуха позволяет повысить эффективность плит до 50 %. Разрабатываются программы замены деревянных плит устройствами, работающими на биогазе (метане) и топливе из отходов сельскохозяйственных культур, солнечными кухнями, мелкомасштабными гидроэнергетическими установками. Потребность в подобных устройствах в условиях постоянного сокращения лесов крайне высока. Все сказанное выше относится и к обогреву жилых помещений. Необходимо повышать теплозащитные свойства наружных ограждений зданий и ограждений и применять отопительные агрегаты с высоким КПД. Целесообразно сжигание древесных отходов, образующихся при переработке древесины, в гранулированном виде (пеллеты). Этот новый вид биотоплива, можно использовать, как в бытовых печах, так и в отопительных котельных.

Хорошую перспективу имеет использование различных отходов биомассы для комбинированного производства теплоты и электроэнергии. В качестве примера можно привести ТЭЦ, работающую на биомассе. Такая ТЭЦ была построена и введена в эксплуатацию на деревообрабатывающем заводе в Австрии в 1999 г, в качестве первого демонстрационного проекта, реализованного по программе ЕС-2015. Она предназначена для тепло- и электроснабжения деревообрабатывающего завода и местного населения. В качестве топлива используются опилки и древесные отходы, не подвергавшиеся химической обработке. В результате удалось практически полностью исключить сжигание мазута, который ранее использовался в качестве основного топлива. Особенностью установки является использование цикла Ренкина на органическом рабочем теле. В качестве органического рабочего тела используется безвредное для окружающей среды кремниевое масло. Установка включает в себя два котельных агрегата и турбину. Один котельный агрегат (номинальная мощность 3,2 МВт), используется для нагрева промежуточного теплоносителя (тепловое масло). Другой котельный агрегат (номинальная мощность 4,0 МВт) – это водогрейный котел обычного типа, который используется в качестве пикового. Технологическая схема установки представлена на рис. 5.1. В ней реализуется полностью замкнутый технологический процесс, в котором, теплота сгорания древесных отходов используется для нагревания промежуточного теплоносителя (теплого масла). Затем за счет этой теплоты происходит испарение кремниевого (силиконового) масла, подаваемого в испаритель под давлением. Пары силиконового масла (органическое рабочее тело) расширяется в двухступенчатой

осевой турбине, соединенной непосредственно с асинхронным генератором (номинальная электрическая мощность – 400 кВт). Расширившиеся в турбине пары поступают в регенератор, в котором осуществляется рекуперация теплоты, а затем направляются в конденсатор. Конденсация паров рабочего тела происходит при температуре от 80 до 90 °С. Затем жидкое рабочее тело питательными насосами через регенератор подается в испаритель. Теплота, отводимая в конденсаторе и экономайзере котла используется для подогрева теплоносителя системы теплоснабжения. Если потребности в теплоте превышают мощность котла, включается в работу водогрейный котел.

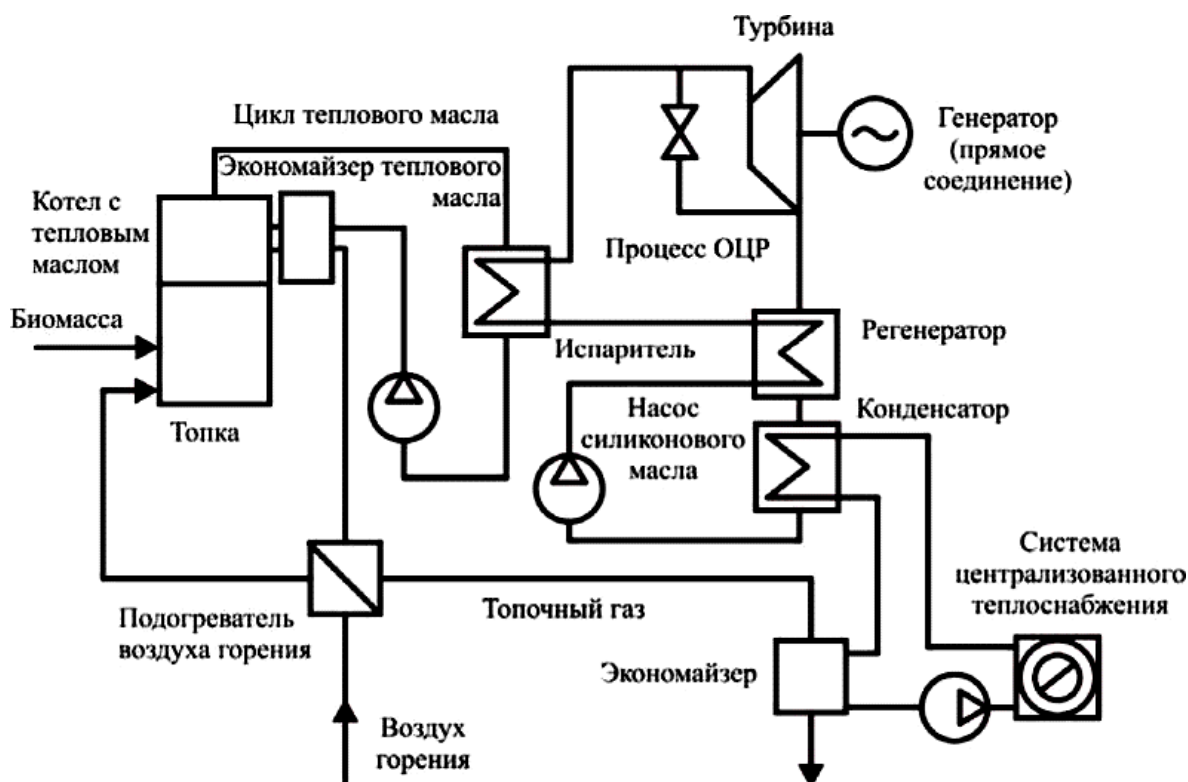


Рис. 5.1. Технологическая схема ТЭЦ на биомассе

Одной из инновационных особенностей установки ТЭЦ, работающей на биомассе, является использование нового экологически безвредного и приемлемого органического рабочего тела. Необходимость его применения обусловлена более высокими температурами горячей и холодной сторон процесса.

Общие инвестиционные затраты на строительство ТЭЦ на биомассе (без учета водогрейного котла) составили 3 200 000 евро, включая затраты на мониторинг и распространение информации. 67 % Годовые затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание составляют 381 000. 67 % годовых затрат – это затраты на топливную биомассу (256 000 евро/год). Доходы проекта составляют средства от продажи электроэнергии и теплоты деревообрабатывающему предприятию и местному коммунальному хозяйству. Расчетный срок окупаемости проекта составляет 7 лет. Новая ТЭЦ позволила прекратить использование ископаемого органического топлива (мазута) для

производства электроэнергии и теплоты. Установки на мазуте используются в настоящее время только в качестве резервного оборудования. Также новые установки обеспечивают более низкие уровни выбросов, способствуя повышению качества воздуха в регионе. Так снижение уровня выбросов CO₂ составило около 68 %, SO₂ – 86 %, NO_x – 48 % и общего количества органических соединений – 44 %. Реализованный проект стал моделью для децентрализованных установок, работающих на биомассе в лесообрабатывающей промышленности и в региональных системах централизованного теплоснабжения. В 2002 г была введена в эксплуатацию более крупная установка системы централизованного теплоснабжения (1 МВт) на биомассе в г. Ленц. Начато строительство еще четырех подобных ТЭЦ.

Помимо биомассы растительного происхождения возможна переработка твердых бытовых отходов (ТБО), которые создают экологическую угрозу для крупных городов всего мира. По данным государственной корпорации «Ростехнологии», занимающейся проблемами мусоропереработки в нашей стране, на территории России скопилось более 31 миллиард тонн неутилизированных отходов. И их количество ежегодно увеличивается более чем на 60 миллионов тонн. Министерство природных ресурсов России полагает, что на каждого россиянина приходится до 400 килограммов твердых бытовых отходов в год. Среднестатистическая российская семья, состоящая из четырех человек, выбрасывает за год около 150 кг разного рода пластмасс, примерно 100 кг макулатуры, и около 1000 стеклянных бутылок. Однако, мусорная проблема в России заключается не в постоянном увеличении объемов ТБО, а скорее в неумении этими отходами грамотно распорядиться. В настоящее время в переработку поступает всего лишь около 7 – 8 % ТБО, а остальная часть просто вывозится на полигоны (где они гниют десятилетиями), хотя не менее 40 % от всего накопившегося в стране мусора представляет собой ценное вторичное сырье.

Мусороперерабатывающий завод – это предприятие, перерабатывающее твердые бытовые отходы, посредством термического разложения в котлах или печах. В результате высокотемпературного разложения образуются продукты сгорания: пепел, шлаки и летучие газы. Этот метод позволяет снизить объём бытовых отходов, направляемых на захоронение, примерно в 10 раз, а также использовать энергию, выделяемую при горении для производства электроэнергии или теплоснабжения. Наиболее неприятным моментом данной технологии является то, что при сжигании хлоросодержащих полимерных материалов образуются токсичные вещества (диоксины). На всех современных мусороперерабатывающих заводах технологический процесс делится на три основные стадии:

- 1) контрольно-конвейерную сортировку отходов и механизированную обработку вторичных ресурсов;
- 2) переработку фракций вторичных ресурсов (сухую очистку, мойку, измельчение, агломерацию, грануляцию, литье под высоким давлением, последующее производство различных стройматериалов и прочего);

- 3) гомогенизацию органических отходов и начальную биостабилизацию органической массы, механизированную доочистку биомассы, искусственную аэрацию органической массы с производством товарного компоста и биогумуса.

Используется несколько технологий утилизации ТБО, отличающихся организацией процесса сжигания:

- 1) слоевое сжигание – отходы загружаются на колосниковую решётку, а под решётку подается горячий воздух;
- 2) технология кипящего слоя – отходы предварительно измельчают на гомогенные фракции, а затем сжигают в специальных камерах в присутствии песка, доломитовой крошки или другого абсорбента; в процессе горения частицы слоя под действием струй воздуха начинают активно перемещаться, что напоминает поведение кипящей жидкости; этот способ позволяет снизить эмиссию токсичных веществ;
- 3) пиролиз и газификация – отходы под давлением нагревают в бескислородной среде. В результате образуются жидкости и газы с высокой удельной теплотой сгорания, которые можно использовать в качестве топлива;
- 4) дожигатели диоксинов – разрушение диоксинов происходит при температуре свыше 1250 °С, поэтому летучие газы, полученные при сжигании отходов, пропускают через специальную камеру, где их дожигают для понижения концентрации диоксинов (достаточно 2 –3 сек. пребывания газов в камере) ;
- 5) комплексная переработка – переработка с последовательным использованием различных технологий.

В настоящее время в России работают семь мусоросжигательных заводов. Они расположены в Москве, Владивостоке, Сочи, Пятигорске и Мурманске. Сжигание мусора на них производится при температуре 800 – 850 °С. При такой температуре образуется большое количество диоксинов, крайне опасных для здоровья людей. Эффективное разрушение диоксинов возможно только при температурах выше 1150 – 1200 °С. Основным источником диоксинов является процесс горение поливинилхлорида, из которого изготовлены многие виды линолеума, обоев, оконных рам, электрооборудования и пластиковых бутылок. В европейских странах твердые бытовые отходы (ТБО) сортируются еще на уровне населения и 40 – 70 % отходов сразу отправляется на вторичную переработку. При этом население экономит на коммунальных платежах, а значительная часть ТБО повторно вовлекается в хозяйственный оборот. В России сортировка мусора при его сборе делает только первые шаги и это осложняет его переработку. Одновременно выдвигается довольно много аргументов против использования мусоросжигательных заводов. Это, прежде всего, превышение норм по выбросам пыли, оксидов серы, оксидов азота, оксида углерода, а также упоминавшихся уже диоксинов. Однако без переработки мусора и использования безопасных технологий его сжигания крупным городам грозит экологическая катастрофа.

Рассмотрим опыт работы мусороперерабатывающего завода в городе Владивостоке.

Владивостокский мусоросжигательный завод (рис. 5.2) построен в 1979 году в по проекту института «Гипрокоммунэнерго». Его ввод в эксплуатацию позволил улучшить экологическую обстановку в городе и одновременно получать дополнительную энергию. Сжигание мусора позволяет экономить до 14 тысяч т у.т. в год. Однако не все отходы попадают в топку. На предприятии производится сортировка мусора, в результате которой отделяются: бумага, картон, ПЭТ-бутылки, полиэтилен, жестяная и алюминиевая упаковка, стекло и резиносодержащие отходы. Отсортированные продукты сдаются на переработку в специализированные организации.

Технологическая схема переработки мусора представлена на рис. 5.3. Бытовые отходы доставляются на завод мусоровозами, взвешиваются и разгружаются в бункер-накопитель. Из него отходы мостовыми грейферными кранами подаются в разгрузочные воронки, а затем гидравлическими метателями отправляются в топки котельных агрегатов. На предприятии установлено три котельных агрегата типа ЧКД «Дукла» производительностью 11 тонн пара в час. Для производства такого количества пара, в каждом из них сжигается 6 тонн мусора в час. Шлак, остающийся после сгорания мусора, подается по ленточному конвейеру в бункер, а затем используется в качестве отсыпного материала на стройплощадках и полигонах захоронения ТБО. Полученный пар частично используется на собственные нужды завода, а основная часть его расходуется на теплоснабжение города. Летучие продукты сгорания очищаются от пыли в двухступенчатых фильтрах: первая ступень – это осадительная камера, а вторая ступень – батарейный циклон. Степень очистки газов достигает до 95 %. В настоящее время реализуется инвестиционная программа, предусматривающая модернизацию очистных сооружений за счет установки двух дополнительных мощных очистных фильтров. В результате ввода в эксплуатацию нового оборудования должна быть обеспечена степень газоочистки 99 – 100 %.

5.4. Пиролиз (сухая перегонка) биомассы

Эта технология подразумеваются любые процессы, при которых органическое сырье подвергается нагреву или частичному сжиганию для получения производных топлив или химических соединений. Исходным сырьем могут служить: древесина, отходы биомассы, городской мусор и, , уголь. Продуктами пиролиза являются газы, жидкий конденсат в виде смол и масел, твердые остатки в виде древесного угля и золы. Примером является традиционная технология получения древесного угля в результате пиролиз без сбора паров и газов. Другим вариантом пиролиза является газификация – это пиролиз, предназначенный для максимального получения производного газообразного топлива. Получаемое газообразное топливо более удобно в эксплуатации (проще транспортировать, меньше загрязняет окружающую среду), чем исходная биомасса. Установки для частичного сжигания биомассы, проектируемые в целях

получения максимального выхода горючих газов, принято называть газогенераторами. КПД пиролизных определяется как отношение теплоты сгорания получаемого топлива к теплоте сгорания используемой биомассы. Величина КПД может достигать 80 – 90 %. Например, газогенератор на древесине может перерабатывать в горючие газы (преимущественно H_2 и CO) до 80 % исходной энергии. Т.е. процесс пиролиза по своей эффективности сопоставим с процессом сжигания органического топлива в паровых и водогрейных котлах. Подобные устройства потенциально пригодны для мелкомасштабной электроэнергетики (менее 150 кВт). В некоторых странах широко используются процессы перегонки угля для получения синтетических газов, смол, масел кокса и даже моторного топлива.

Чтобы процесс пиролиза шел успешно, необходимо соблюдать определенные условия. Используемую биомассу предварительно сортируют для удаления негорючих примесей, частично подсушивают (следует избегать избыточного высушивания) и измельчают. Важнейшим параметром, влияющим на температуру и на состав получаемого продукта, является соотношение воздух – биомасса. Проще всего управлять процессом пиролиза, протекающим при температуре ниже 600 °С. При более высоких температурах (от 600 до 1000 °С) управлять процессом сложнее, но количество водорода (наиболее ценного компонента) в вырабатываемом продукте увеличивается. При температуре ниже 600 °С можно выделить четыре стадии перегонки:

- 100 – 120 °С – подаваемая в газогенератор биомасса освобождается от влаги (подсушивается);
- 125 – 275 °С – из биомассы выделяются газовая смесь, состоящая в основном из N_2 , CO и CO_2 , извлекаются уксусная кислота и метанол;
- 280 – 350 °С – начинаются экзотермические реакции, в процессе которых выделяется сложная смесь летучих веществ (кетоны, альдегиды, фенолы, эфиры);
- свыше 350 °С – выделяются все типы летучих веществ происходит образование CO и H_2 , часть углерода сохраняется в форме древесного угля, смешанного с зольными остатками.

Горючие газы, получаемые в результате пиролиза, обладает меньшей по сравнению с исходной биомассой суммарной теплотой сгорания, но являются более удобными для практического применения. Некоторые продукты газификации характеризуются значительно более высокой плотностью энергии, например, CH_4 имеет весьма высокую теплоту сгорания – 55 МДж/кг. Их применение в теплоэнергетических установках упрощает организацию процесса горения при одновременном уменьшении загрязнения окружающей среды. Они более удобны при транспортировке, а также отличаются более широким спектром возможных потребителей. Максимальная массовая доля горючих газов, получаемая в газогенераторах, составляет примерно 80 %. Смесь выделяющихся при пиролизе в присутствии азота известна как генераторный газ. Теплота сгорания генераторного газа в смеси с воздухом составляет 5 – 10 МДж/кг. Он в основном состоит из N_2 , H_2 и CO с незначительными добавками CH_4 и CO_2 . Его можно накапливать в газгольдерах при давлении, близком к атмосферному. Этот

газ можно непосредственно использовать в качестве моторного топлива в карбюраторных двигателях с искровым зажиганием, при условии исключения попадания в цилиндры золы и конденсирующихся продуктов пиролиза. Более чистый и однородный генераторный газ может быть получен при газификации увлажненного древесного угля. Это связано с тем, что большая часть смол при переработке древесины на древесный уголь уже удалена

Современные установки для получения древесного угля, работающие при температуре 600 °С, преобразуют в конечный продукт от 25 до 35 % сухой биомассы. Древесный уголь на 75 – 85 % состоит из углерода (специальный химически чистый древесный уголь даже больше), обладает теплотой сгорания около 30 МДж/кг. Древесный уголь используется в качестве топлива с контролируемой чистотой. Химически чистый древесный уголь используется как в лабораторной практике, так и в промышленных процессах. Он превосходит обычный угольный кокс при выплавке высококачественных сталей.

Получаемые при пиролизе древесины жидкости (конденсированные испарения) делятся на вязкие фенольные смолы и текучие жидкости, пиролигенные кислоты (в основном уксусную кислоту), метанол (массовая доля не более 2 %) и ацетон. Жидкости могут быть отсепарированы, либо могут использоваться вместе в качестве необработанного топлива с теплотой сгорания около 22 МДж/кг. Максимальный выход составляет примерно 400 л горючих жидкостей на 1 т сухой биомассы.

В качестве других термохимических процессов переработки биомассы можно отметить процессы гидрогенизации. При гидрогенизации измельченную, разложившуюся или переваренную биомассу, например навоз, нагревают в атмосфере водорода при давлении около 5 МПа, до температуры 600 °С. При этом образуются горючие газы, преимущественно метан и этан, при сжигании которых выделяется около 6 МДж на 1 кг сухого исходного сырья. Возможна также гидрогенизация с применением СО и пара. Протекает она аналогично предыдущему процессу, но нагревание производится в атмосфере СО и водяного пара при том же давлении, до температуры 400 °С. Из продуктов реакции извлекается синтетическая нефть, которую можно использовать как топливо. Биохимические реакции идут в присутствии катализатора. Эффективность преобразования энергии в этом процессе составляет примерно 65 %.

5.5. Спиртовая ферментация (брожение)

Спиртовая ферментация это процесс получения этилового или метилового спирта, который затем может быть использован в качестве моторного топлива. Метиловый спирт (метанол) это продукт ферментации, получаемый в процессе каталитической реакции между H_2 и СО при температуре 330 °С и давлении 15 МПа. Исходные газы для процесса ферментации (H_2 и СО) могут быть получены в результате при газификации биомассы. Метанол можно использовать в качестве моторного топлива (теплота сгорания 23 МДж/кг) для замены бензина.

Этиловый спирт (этанол C_2H_5OH) в естественных условиях вырабатывается микроорганизмами, например, дрожжи вида *Saccharomyces cerevisiae* в кислой

среде (рН от 4 до 5) из сахаров. Процесс спиртовой ферментации широко используется для получения питьевого спирта. Используемые в процессе ферментации микроорганизмы погибают при концентрации спирта более 10 %, поэтому для получения концентрированного продукта применяют перегонку (дистилляции) или фракционирование. После перегонки получается смесь этилового спирта и воды, в которой содержание спирта равно 95 %. Для производства этанола можно использовать различное растительное сырье: сахарный тростник, сахарную свеклу, растительный крахмал и даже целлюлозу.

Наиболее простым является процесс получения этанола из сахарного тростника. Обычно из сока сахарного тростника получают промышленную сахарозу, а оставшуюся патоку, содержащую около 55 % сахаров, подвергают спиртовой ферментации. Переработка патоки на спирт экономически выгодна, особенно при использовании отжатого тростника в качестве топлива. При использовании сахарной свеклы вначале получают сахар, затем подвергают его сбраживанию. Процесс ферментации становится более сложным и дорогим, т.к. сжигание отходов свеклы не позволяет получить необходимого количества теплоты. Растительный крахмал, получаемый, например, из злаковых культур или маниоки, также можно подвергнуть гидролизу для получения сахара. Разрушить углеродные связи в крахмале можно ферментами солода, содержащегося в некоторых культурах, например в ячмене, или ферментами подходящих грибков, а также при обработке его сильными кислотами (рН не более 1,5) при давлении 0,2 МПа, но выход сахаров при этом снижается, а сам процесс по сравнению со сбраживанием удорожается. Образующийся в процессе сбраживания вторичный продукт (отходы) пригоден для использования в качестве корма для крупного рогатого скота и как удобрения.

Особенностью получения спирта из целлюлозы является то, что связи молекул глюкозы в целлюлозе поддаются гидролизу значительно труднее, чем у растительного крахмала. Это объясняется тем, что целлюлоза тесно связана с лигнином, препятствующим ее гидролизу до сахаров. Возможен гидролиз целлюлозы в кислой среде, однако этот процесс сложен и требует подвода энергии. Гидролиз удешевляется и становится менее энергоемким при использовании грибков, однако и в этом случае процесс идет очень медленно. В промышленном производстве обычно используется измельченная древесина или макулатура. Механическое измельчение древесины довольно трудоемкая и дорогая операция, потребляющая много электроэнергии на привод дробилок и валков.

Использование этанола в качестве моторного топлива имеет неплохие перспективы. Можно использовать непосредственно 95%-й этанол, но при этом необходима доработка топливной системы бензинового двигателя. Поэтому чаще используют смесь бензина с обезвоженным этанолом (20 % по объему) (газохол) в обычных бензиновых двигателях. Газохол в настоящее время широко используется топливо в Бразилии (этанол получают из сахарного тростника и маниоки), а также в США (этанол из кукурузы). Превосходные свойства этанола как горючего обеспечивают двигателям 20 %-е увеличение мощности по сравнению с чистым бензином. Массовая плотность и теплотворная способность

этанола ниже, чем бензина, соответственно теплота сгорания (24 МДж/м) на 40 % ниже, чем бензина (39 МДж/м). Однако более полное сгорание этанола компенсирует уменьшение теплотворной способности. Опыт подтверждает, что автомобильные двигатели потребляют примерно одинаковое количество газохолоа и бензина. Применение этанола позволяет исключить использование добавок из тетраэтилсвинца, загрязняющих окружающую среду. Стоимость этанола сильно зависит от используемого сырья и наличия преференций, устанавливаемых для альтернативных видов топлива. Чрезвычайно важна политика правительств в этой области. Обычно при благоприятных обстоятельствах цена этанола в качестве топлива может быть сравнима с ценой бензина.

5.6. Получение биогаза путем анаэробного сбраживания

В естественных условиях разрушение всех видов биомассы, и в том числе навоза животных, происходит в почвенном гумусе путем разложения ее на элементарные соединения под воздействием грибков и бактерий. Процесс разложения протекает быстрее во влажной среде и поводе теплоты, а также отсутствии света. На конечной стадии процесса полное разложение происходит под действием множества бактерий, разделяемых на два вида: аэробные и анаэробные. Аэробные бактерии развиваются преимущественно в присутствии кислорода, с их участием углерод биомассы окисляется до CO_2 . В замкнутых объемах с недостаточным поступлением кислорода из внешней среды развиваются анаэробные бактерии, также способствующие разложению углеводов. В результате их деятельности часть углерода окисляется до CO_2 , а другая часть восстанавливается до CH_4 . Питательные вещества, такие как растворимые соединения азота, сохраняются в качестве удобрений почвенного гумуса. Реакции разложения биомассы, совершаемые микроорганизмами, относятся к процессам ферментации, однако для процессов, протекающих в анаэробных условиях, чаще используют термин «брожение» («сбраживание»).

Биогазом называется смесь CH_4 и CO_2 , образующаяся в специальных устройствах (биогазогенераторах), в которых происходит процесс сбраживания биомассы таким образом, чтобы обеспечить максимальное содержание метана в смеси. Теплота, выделяющаяся при сжигании биогаза, составляет от 60 до 90 % от той энергии, которой обладал сухой исходный материал. Однако газ получают из жидкой массы, содержащей весьма значительную часть воды, так что на практике достаточно трудно определить эффективность процесса анаэробного сбраживания. Важным достоинством процесса получения биогаза является то, что в его отходах содержится значительно меньше болезнетворных организмов, чем в исходном материале, хотя и не все паразиты и патогенные микроорганизмы погибают в процессе анаэробного сбраживания. Получение биогаза становится экономически целесообразным, когда осуществляется переработка непрерывно возобновляемого потока отходов. Примерами таких потоков могут служить стоки канализационных систем, свиноферм, скотобоев и т. п. Получение биогаза особенно эффективно на агропромышленных комплексах, где целесообразна

реализация полного экологического цикла. В таких комплексах навоз подвергают анаэробному сбраживанию с последующей аэробной обработкой в открытых бассейнах. Выработанный биогаз используется для получения энергии (теплоты, электроэнергии), расходуемой на освещения, привод механизмов, транспортных средств и для обогрева помещений. В бассейнах можно выращивать водоросли, идущие на корм скоту. После завершения аэробной ферментации, полностью обработанные отходы могут использоваться в качестве удобрений или подаваться в пруды для разведения водоплавающей птицы и рыбы.

Технология переработки навоза в биогаз позволяет уменьшить количество вредных выбросов метана в атмосферу и получить дополнительный источник тепловой энергии

Биогаз – это летучее вещество без цвета и какого-либо запаха, в котором содержится до 70% метана. По своим качественным показателям он приближается к традиционному виду топлива – природному газу. Отличается хорошей теплотворной способностью, при сгорании 1 м³ биогаза выделяется такое же количество теплоты, как и при сгорании 1,5 кг угля. Образование биогаза происходит в результате разложения органического сырья, в качестве которого используются навоз сельскохозяйственных животных, птичий помет и отходы любых растений, под воздействием анаэробных бактерий. Для получения биогаза используется герметичный реактор, внутри которого отсутствует кислород, в противном случае процесс сбраживания навоза будет проходить крайне медленно. В процессе сбраживания образуется биогаз следующего состава: до 70 % CH₄, около 30 % CO₂ и 1 – 2 % других газообразных веществ. Образовавшиеся газы поднимаются в верхнюю часть реактора емкости, откуда затем направляются в газосборник. В нижней части реактора собирается остаточный продукт сбраживания – высококачественное органическое удобрение, сохранившее все ценные вещества, имеющиеся в навозе, и потерявшее значительную часть патогенных микроорганизмов.

Важным условием эффективного сбраживания навоза и образования биогаза является соблюдение температурного режима. Бактерии, принимающие участие в сбраживании, активизируются при температуре не менее +30 °С. Возможно использование двух видов бактерий:

- 1) мезофильные – жизнедеятельность происходит при температуре 30 – 40 °С;
- 2) термофильные жизнедеятельность происходит при температуре 50 – 60 °С.

Время переработки сырья в установках первого типа зависит от состава смеси и составляет от 12 до 30 суток. При этом 1 м² полезной площади реактора позволяет получить 2 м³ биотоплива. При использовании установок второго типа время выработки конечного продукта сокращается до трех дней, а количество получаемого биогаза возрастает до 4,5 м³ с 1 м². Несмотря на то, что эффективность термофильных установок в существенно выше, применяются они гораздо реже, поскольку поддержание высоких температур в реакторе связано с большими расходами. Обслуживание и содержание установок мезофильного типа дешевле, поэтому большинство фермерских хозяйств используют именно их.

На рис. 5.4 представлены основные компоненты автоматизированной биогазовой установки. Простейшая биогазовая установка представляет собой систему, состоящую из: биореактора, в котором протекает процесс сбраживания навоза, системы подачи органических отходов, устройства для перемешивания биомассы, оборудования для поддержания оптимального температурного режима, приемника отработанных твердых отходов и газгольдера – емкости для хранения газа;



Рис.5.4. Принципиальная схема биогазовой установки

Основным элементом установки является биореактор. Объем реактора зависит от суточного поступления органического сырья. Для нормального функционирования установки реактор должен быть заполнен на две трети объема. Биореактор может быть выполнен в виде металлической емкости различной формы (чаще цилиндрической), расположенной на поверхности.. Можно приобрести готовые емкости разборной конструкции. Их преимущество – возможность быстрой разборки, и при необходимости – перевозки в другое место. Промышленные поверхностные установки целесообразно применять в крупных хозяйствах, где есть постоянный приток большого количества органического сырья.

Для небольших хозяйств больше подходит вариант биогазовой установки с подземным размещением реактора (рис. 5.). Подземный реактор обычно выполняется из кирпича или бетона. Допустимо использование готовых емкостей из нержавеющей стали или ПВХ. Реактор снабжается бункером для загрузки навоза. Перед загрузкой сырья, оно проходит предварительную подготовку: его измельчают на фракции не больше 0,7 мм и разбавляют водой. Желательно поддерживать влажность субстрата на уровне 90 %. Автоматизированные установки промышленного типа оснащаются системой подачи сырья,

включающей приемник, в котором смесь доводится до необходимого увлажнения, трубопровод для подачи воды и насос для перекачки субстрата в реактор. В установках малой производительности для подготовки субстрата используются отдельные емкости, где отходы измельчаются и перемешиваются с водой. Затем масса загружается в приемный отсек реактора. В реакторах, расположенных под землей, бункер для приема субстрата выводится наружу, подготовленная смесь самотеком по трубопроводу поступает в камеру для брожения. Если реактор размещен на поверхности земли или в помещении, входная труба с приемным устройством могут располагаться в нижней боковой части емкости. Необходимо также предусмотреть шлюз для вывода отходов процесса сбраживания. Приемное отверстие шлюза, как правило, располагается на уровне дна с противоположной стороны от входного бункера. При подземном размещении выходная труба устанавливается наклонно вверх и ведет в приемник для отходов, представляющий собой ящик прямоугольной формы.

Процесс получения биогаза протекает следующим образом: во входной бункер подается новая партия субстрата, которая стекает в реактор, одновременно такое же количество отработанного шлама по трубе поднимается в приемник для отходов, откуда он в дальнейшем извлекается и затем используется в качестве высококачественных биоудобрений. Для эффективной работы установки и интенсивного выделения биогаза необходимо равномерное брожение органического субстрата. Поэтому субстрат должен находиться в постоянном движении для предотвращения образования на его поверхности корки, которая замедляет процесс разложения и приводит к уменьшению производительности установки. Для активного перемешивания биомассы, в верхней или боковой части реактора устанавливаются мешалки погружного или наклонного типа. В установках большой производительности они оборудованы электроприводом. В установках малой производительности перемешивание производится с помощью ручного управления. Одним из наиболее важных условий для получения биогаза является поддержание в реакторе заданного температурного режима. Для этого реактор необходимо обогревать. Обогрев может осуществляться несколькими способами. В стационарных установках применяются автоматизированные системы подогрева, которые включаются в работу при падении температуры ниже заданного уровня, и отключаются при установлении требуемого температурного режима. Для обогрева можно использовать котельные агрегаты, работающие на биогазе, а также осуществлять прямой нагрев, используя встроенные в основание реактора нагревательные элементы. Для уменьшения потерь теплоты через стенки реактора рекомендуется использовать эффективную теплоизоляцию.

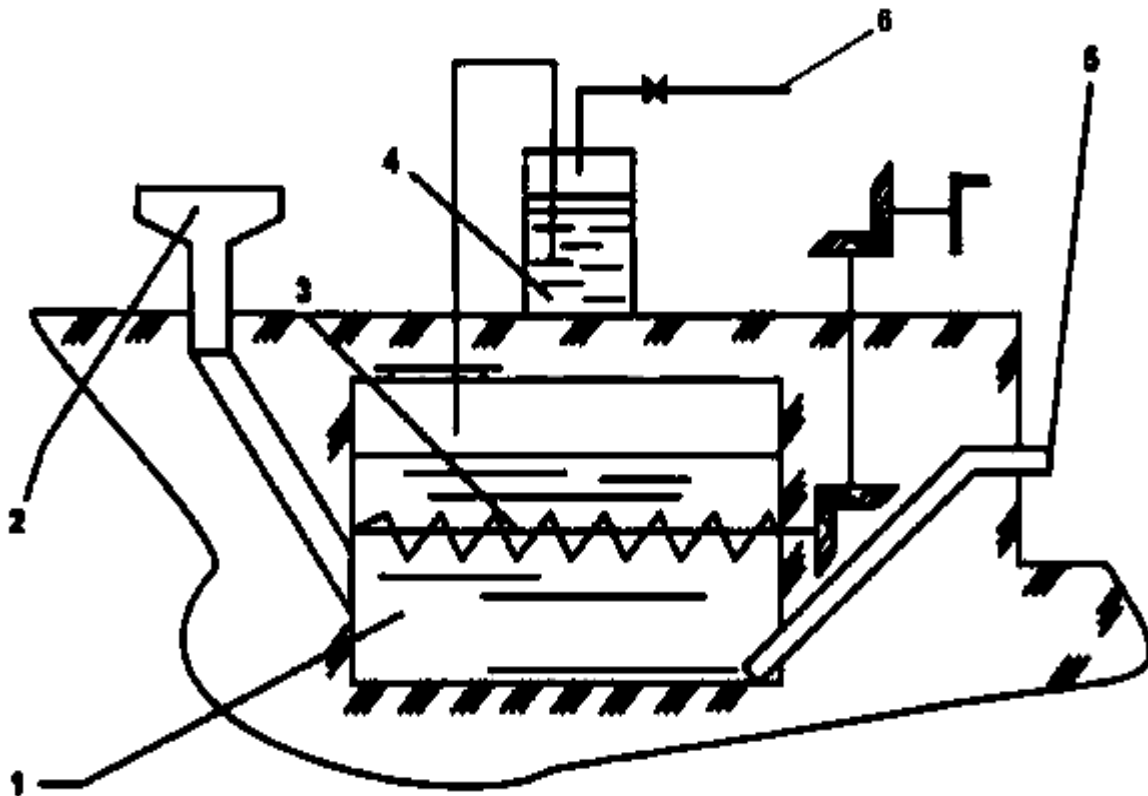


Рис. 5.5 Схема биогазовой установки с ручной загрузкой и перемешиванием биомассы

1 – реактор, 2 – загрузочный бункер, 3 – перемешивающее устройство, 4 – водяной затвор, 5 – труба для вывода отходов, 6 – отвод биогаза

Образующийся биогаз поднимается в верхнюю часть реактора и затем направляется в газгольдер, расположенный непосредственно на крыше реактора или представляющий собой отдельно стоящий резервуар, соединенный с реактором трубопроводом. Биогаз, полученный в результате брожения содержит большое количество водяных паров, что не позволяет его использовать в горелочных устройствах. Для отделения водяных паров, его пропускают через гидрозатвор и только после этого подают потребителя. На рис. 5.6 представлена конструкция вертикального реактора наземного расположения.

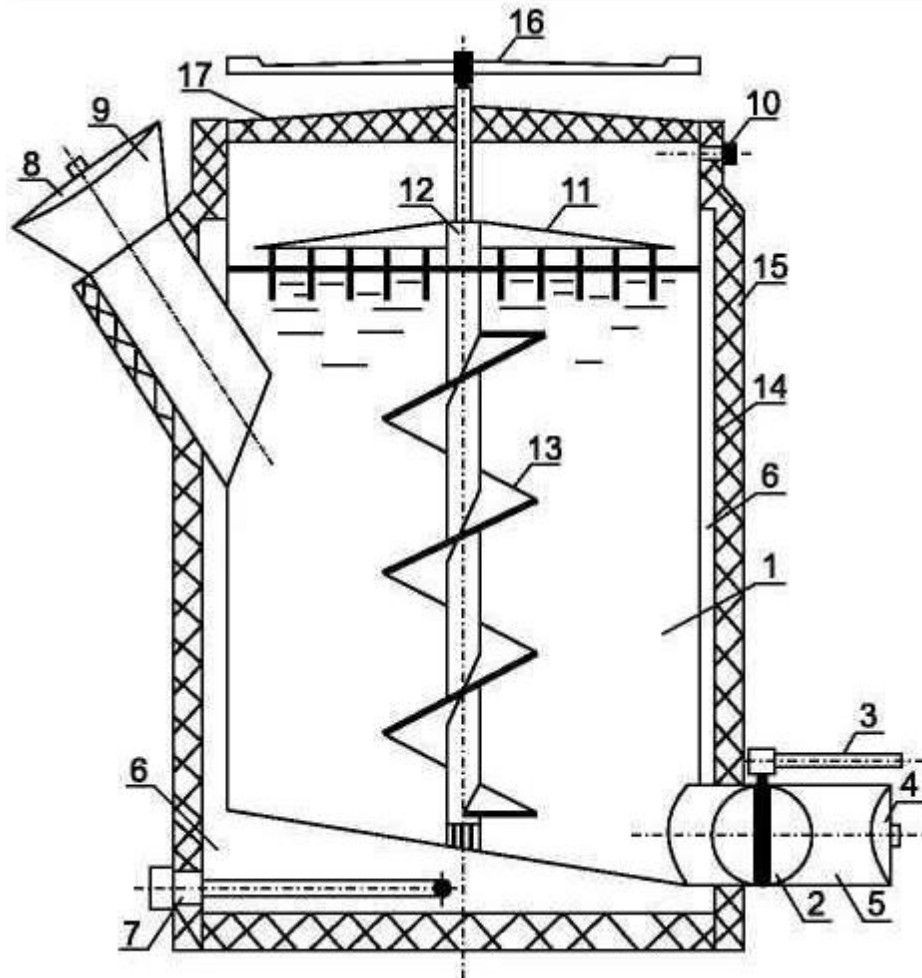


Рис. 5.6 Конструкция вертикального реактора биогазовой установки
 1 – внутренний объем реактора; 2 – диафрагма; 3 – рукоятка; 4, 8 – затвор;
 5 – шлюз для выгрузки отходов; 6 – стенки реактора; 7 – трубчатый
 электронагреватель; 9 – загрузочный люк; 10 – газовый штуцер; 11 – гребенка
 мешалки; 12 – вал мешалки; 13 – шнек; 14 – облицовка теплоизоляции;
 15 – теплоизоляция; 16 – рукоятка мешалки; 17 – крышка реактора.

Объем реактора определяется исходя из суточного количества биомассы, которая будет поступать на переработку. Также необходимо учитывать тип сырья, температурный режим и время брожения. Для эффективной работы установки реактор должен быть заполнен на 85 – 90 % своего объема и как минимум 10 % объема должно оставаться свободным для выхода биогаза.

Процесс разложения органической биомассы в мезофильной установке при средней температуре 35 °С длится не менее 12 суток, после чего ферментированные остатки извлекаются, и реактор заполняется новой порцией субстрата. Поскольку перед отправкой в реактор отходы разбавляются водой до 90 %, то это количество жидкости также нужно учитывать при расчете суточной загрузки субстрата. Исходя из приведенных соображений, объем реактора должен быть равен суточному объему подготовленного субстрата, умноженному на 12 и увеличенному на 10 % .

6. Использование энергии рек, морей и океанов

6.1 Использовании энергии рек

Многие тысячелетия человек использует энергию, заключенную в текущей воде. Вероятно, первым механизмом, в котором человек использовал энергию воды, была простейшая водяная турбина. Именно ее применяли в качестве привода на мельницах, где измельчалось зерно. Подобные турбины имели водяные колеса с горизонтально размещенными лопатками. Применялись они, в основном, в горных районах, где есть реки и ручьи с достаточно сильным напором. На медленно текущих равнинных реках водяные колеса с горизонтально размещенными лопатками были малоэффективными. Более эффективным стало вертикальное водяное колесо большими лопастями и горизонтальным валом. Вал колеса соединялся деревянными зубчатыми колесами с вертикальным валом, на котором был закреплен мельничный жернов. Похожие по схеме работы мельницы используются и сегодня. Водяные колеса различной конструкции почти полторы тысячи лет являлись основным источником энергии для разнообразных производственных процессов, заменяя физический труд человека.

Устройство, в котором энергия воды используется для совершения работы, принято называть водяными (гидравлическими.) двигателями. На современных гидроэлектростанциях (ГЭС) также используются гидравлические двигатели – гидравлические турбины, на лопатки которых поступает поток воды, движущийся с большой скоростью. Благодаря наличию плотины, преграждающей русло реки, поток направляется через защитную сетку и регулируемый затвор к турбине, вал которой соединен с валом электрогенератора. Механическая энергия воды с помощью турбины и генератора преобразуется в электрическую. После прохождения турбины вода стекает в реку через постепенно расширяющийся туннель. Гидроэлектростанции классифицируются по величине напора, создаваемого плотиной, на: низконапорные ГЭС (напор до 10 м), средненапорные (до 100 м) и высоконапорные (свыше 100 м). Затраты на строительство ГЭС довольно велики, но они компенсируются тем, что бесплатным является сам источник энергии – вода. Мощность современных ГЭС превышает 100 МВт, а КПД составляет 95 %. Эта мощность достигается при сравнительно малых скоростях вращения ротора (около 100 об/мин), поэтому современные гидротурбины имеют очень большие размеры. Например, рабочее колесо турбины Волжской ГЭС имеет высоту около 10 м и весит 420 т. Преимущества гидроэлектростанций очевидны – непрерывно возобновляемый природой запас энергии воды, простота эксплуатации, отсутствие вредных выбросов в окружающую среду.

В нашей стране построены и успешно эксплуатируются очень мощные ГЭС: каскад Волжских ГЭС, Красноярская, Братская, Саяно-Шушенская ГЭС и другие. Эти станции, производящие большое количество относительно дешевой электроэнергии, стали центрами мощных промышленных комплексов. Однако строительство ГЭС имеет и отрицательные стороны. Во первых это требует

огромных капитальных вложений, а во вторых приводит к затоплению больших территорий. Поэтому дальнейшее развитие гидроэнергетики, связанное со строительством ГЭС на равнинных реках, является достаточно спорным. Преимущественное развитие должны получить малые ГЭС, обустроенные на малых реках и не требующие сооружения гигантских плотин.

6.2 Использование энергетических ресурсов морей и океанов

Мировой океан, занимая почти две трети земной поверхности, представляет собой огромный резервуар возобновляемых энергетических ресурсов. В настоящее время известно несколько направлений практического использования этих ресурсов, в том числе:

- 1) использование энергии морских волн и течений;
- 2) использование градиентов температур и солености морской воды.

Суммарный мировой потенциал приливной энергии оценивается примерно в $3 \cdot 10^6$ МВт. Технически реализуемый потенциал составляет треть от этой величины, т.е. $1 \cdot 10^6$ МВт. Это примерно соответствует энергетическому потенциалу всех рек и позволяет вырабатывать в год до $3 \cdot 10^{12}$ кВт·ч электроэнергии. Основная часть имеющего потенциала может быть реализована в странах, берега которых омываются морями и океанами с высотой прилива более 5 м. К этим странам относятся: Россия, Канада, США, Китай, Австралия, Франция, Великобритания и др. приливная энергия (в отличие от солнечной и ветровой) характеризуется относительным постоянством ее среднемесячного объема в сезонном цикле, но прерывиста в течении суток. Чередование приливов и отливов (ежесуточно через 6 час 12 мин) требует предусматривать в конструкции турбин возможность изменения направления вращения. По оценкам ученых в мире имеется 5 районов наиболее благоприятных для строительства приливных электростанций (ПЭС):

- 1) смежные заливы в Канаде (Фанди) и США (Пассамакводи);
- 2) побережье Франции вдоль пролива Ла-Манш и устье реки Ранс;
- 3) устья рек в Великобритании, впадающих в Ирланское море;
- 4) побережье Кимберли в Австралии;
- 5) побережье Белого моря в России.

Приливы и отливы (периодические поднятия и опускания поверхности морей и океанов) происходят под действием притяжения Луны и Солнца, а также вследствие вращения Земли. Приливы и отливы сопровождаются горизонтальными приливо-отливными движениями. Наибольшие приливы наблюдаются в дни полнолуний и новолуний, наименьшие совпадают с первой и последней четвертями луны. Преобладающая периодичность приливов в Мировом океане – полусуточная. В открытом море подъем поверхности воды во время прилива не превышает 1 м. Значительно больший подъем воды наблюдается в устьях рек, и заливах. В отдельных случаях этот подъем может достигать 20 м. Во внутренних морях (Черное, Балтийское море) подъем воды во

время приливов не превышает 10 см. При отливах на пологих берегах морей происходит обнажение дна на расстоянии до нескольких километров в направлении нормали к береговой линии. В устьях рек приливные волны могут распространяться вверх по течению и достигать высоты нескольких метров. В приливных электростанциях используется перепад уровней поверхности воды во время прилива и отлива.

Для устройства простейшей приливной электростанции (ПЭС) необходим бассейн, представляющий собой перекрытый плотиной залив или устье реки. В плотине имеются водопропускные каналы, в которых установлены гидротурбины, вал которых соединен с валом электрогенератора. Во время прилива вода поступает в бассейн. Когда уровни воды в бассейне и море сравняются, затворы водопропускных отверстий закрываются. С наступлением отлива уровень воды в море понижается, и, при достижении необходимого напора вода направляется в турбины. Отработавшая в турбинах вода выпускается в море.

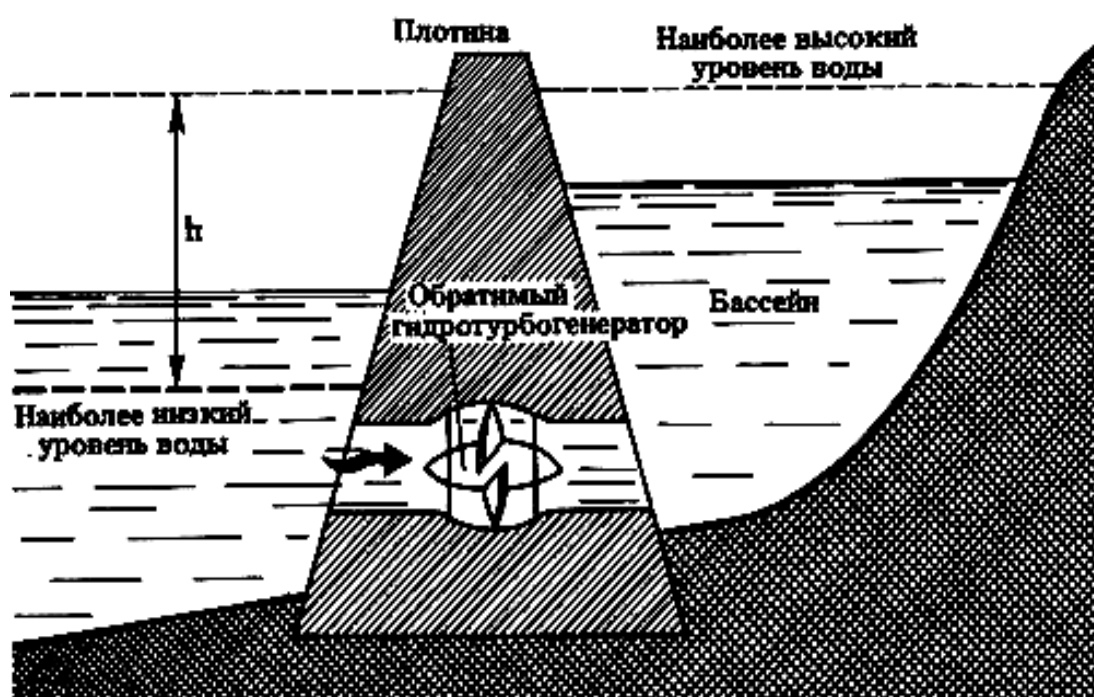


Рис. 6.1 Принципиальная схема работы приливной электростанции

Гидротурбина (рис. 6.2) это лопастная машина, приводимая во вращение потоком морской воды. По принципу действия гидравлические турбины подразделяют на активные и реактивные; по конструкции – на вертикальные и горизонтальные (в зависимости от расположения оси вращения турбины). Мощность гидрогенераторов составляет от нескольких десятков до нескольких сотен МВт. На ПЭС устанавливаются, как правило, капсульные гидроагрегаты, которые могут эффективно работать, как в генераторном (прямом и обратном), так и в насосном (прямом и обратном) режимах. Кроме того, они используются и для пропуска воды.

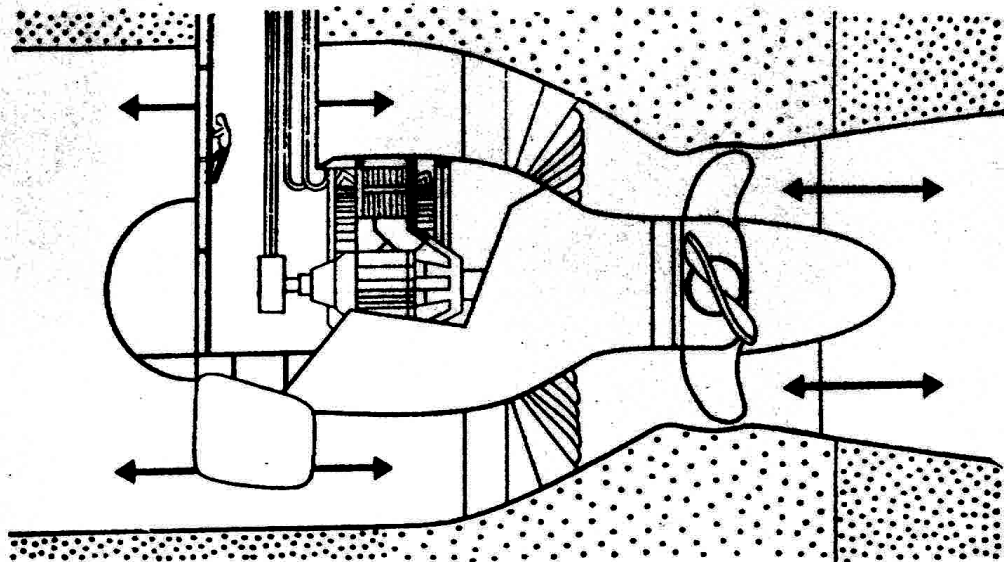


Рис. 6.2 Гидравлическая турбина и водонепроницаемый электрогенератор

При полусуточной цикличности приливов и использовании одного приливного бассейна, приливная электростанция будет вырабатывать электроэнергию непрерывно в течение четырех – пяти часов с небольшими перерывами на один – два часа четыре раза в сутки. Такая приливная электростанция называется однобассейновой двустороннего действия. Для повышения равномерности выработки электроэнергии бассейн ПЭС можно разделить плотиной на два или три части, в одной из которых поддерживается уровень "малой", а в другой – "полной" воды. Третий бассейн используется как резервный. Гидроагрегаты устанавливаются в теле разделительной плотины. Но и эта мера полностью не исключает полностью неравномерность выработки электрической энергии, обусловленной цикличностью приливов в течение полумесячного периода. При совместной работе ПЭС в одной энергосистеме с мощными тепловыми электростанциями, вырабатываемая ею энергия может быть использована для покрытия пиков нагрузки энергосистемы. Такой режим работы оптимален, если прилив или отлив совпадает по времени с максимумом нагрузки энергосистемы.

Первая промышленная приливная электростанция мощностью 0,635 МВт была построена еще в начале прошлого века (в 1913 году) в Великобритании, недалеко от города Ливерпуль (рис. 6.3). В настоящее время там же в Великобритании на реке Северн реализуется проект по строительству гораздо более мощной приливной электростанции. Проектная мощность ее составляет 8,6 ГВт. В России первая приливная электростанция была построена в Мурманской области в губе Кислая (Баренцево море). Она проработала с 1968 по 1992 год, после чего была поставлена на консервацию. С 2004 по 2007 год производилась реконструкция станции, и с 2007 года работа станции была возобновлена. В настоящее время станция работает в штатном режиме.



Рис 6.3 Первая в мире приливная электростанция мощностью 0,635 МВт

Основные характеристики Кислогубской ПЭС:

- электрическая мощность – 1,7 МВт;
- тип турбин – ортогональные;
- количество турбин – 2 комплекта;
- количество генераторов – 2 шт.

В 2007 году была введена в эксплуатацию Малая Мезенская ПЭС. Она расположена в Мезенском заливе Белого моря (Архангельская область).

Основные характеристики Малой Мезенской ПЭС:

- электрическая мощность – 1,5 МВт;
- тип турбины – ортогональная;
- количество турбин – 1 комплект;
- количество генераторов – 1 шт.

ПЭС работает по настоящее время, кроме того, ведутся работы по увеличению мощности и модернизации станции в более мощную Мезенскую ПЭС. В настоящее время в стадии разработки и реализации находится еще несколько проектов, в том числе:

1. Северная ПЭС, строящаяся в губе Долгая-Восточная Баренцова моря (Мурманская область), проектная мощность 12,0 МВт, годовая выработка электрической энергии составит 23,8 млн. кВт/часов.
2. Пенжинская ПЭС в Пенжинской губе залива Шелихова в Охотском море, проектная мощность 21,4 ГВт, годовая выработка электрической энергии составит 50,0 млрд. кВт/часов.
3. Тугурская ПЭС в Тугурском заливе Охотского моря, в Хабаровском крае, Проектная мощность 8,0 ГВт, годовая выработка электрической энергии составит 20,0 млрд. кВт/часов.

Наиболее интересным из рассматриваемых в России проектов ПЭС является проект сооружения Пенжинской ПЭС (рис. 6.4) в Охотском море. Ее предполагаемая мощность может составить от 20 до 135 ГВт. Это означает, что ее мощность будет больше, чем у любой из действующих в России гидроэлектростанций. Вырабатываемую ей энергию предполагается использовать

для энергоснабжения производства водорода, необходимого для получения синтетического органического топлива. Проект этот требует больших капитальных вложений, но обещает дать значительный экономический эффект.



Рис. 6.4 Пенжинская ПЭС (проект)

Мощные ПЭС построены в Южной Корее (ПЭС «Shihwa» введена в эксплуатацию в 2003 году, имеет мощностью 254 МВт, объем вырабатываемой электроэнергии составляет 550 млн. кВт/часов ежегодно) и во Франции (ПЭС «Ля Ранс», расположенная в провинции Северная Бретань, имеет мощность 240 МВт).

Несмотря на то, что использованием возобновляемых источников энергии очень актуально для разных стран нашей планеты, широкое распространение использование энергии приливов и отливов пока не получило. Это обусловлено рядом объективных причин. При строительстве ПЭС приходится осуществлять вывод из общего пользования больших прибрежных территорий, что обусловлено обустройством бассейна станции. Удельные капитальные вложения в строительство ПЭС существенно выше, чем при строительстве ГЭС. Высокая стоимость при малой проектной мощности определяет большой срок окупаемости проектов ПЭС.

Кроме строительства ПЭС реализуются и проекты по использованию приливных течений. Вблизи побережья и между островами приливы могут создавать достаточно сильные течения, пригодные для получения энергии. Устройства для преобразования энергии приливных течений очень похожи на устройства, использующие энергию течения рек. Уже разработан целый ряд

устройств, пригодных для преобразования энергии приливных течений. Одно из них представлено на рис. 6.5.

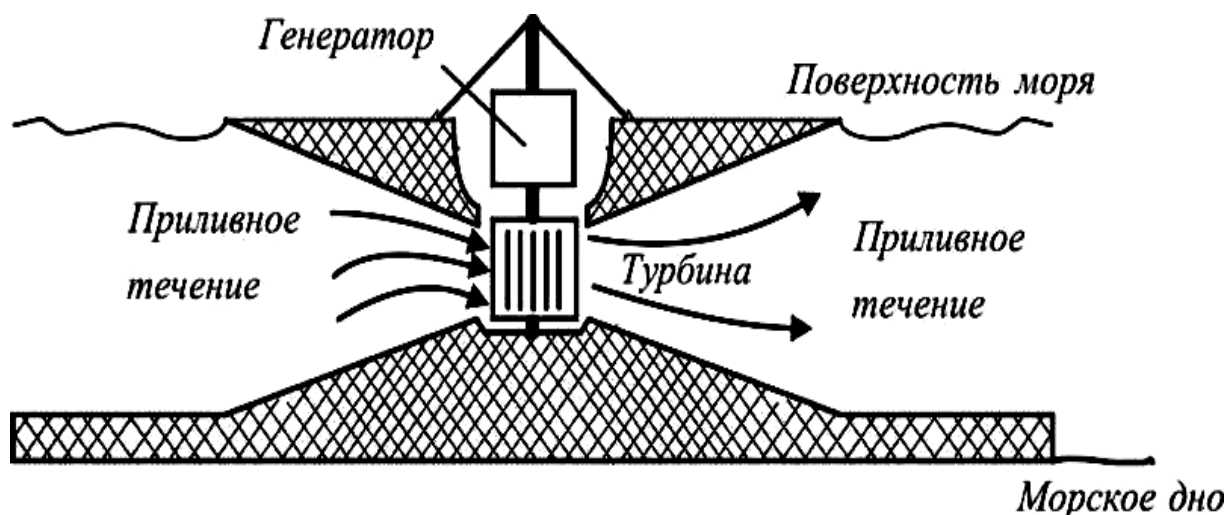


Рис. 6.5. Схема электростанции, использующей энергию приливного течения

Удельные капитальные затраты (на 1 кВт установленной мощности) на создание подобных устройств достаточно высоки, поэтому их строительство целесообразно лишь в районах с высокими скоростями приливных течений, где альтернативные источники энергии еще более дороги. В США был разработан проект установки турбины с диаметром рабочего колеса 170 м и длиной ротора 70 м. Однако проблемы, возникшие в процессе реализации этого проекта привели в конечном счете к прекращению работ.

6.3. Использование тепловой энергии океана

Для разных регионов мира характерно наличие заметной разности температур на поверхности воды и на глубине. Так в тропиках температура на поверхности воды составляет 28 – 30 °С, а на глубине – 4 – 7 °С. В Арктике температура воды на глубине составляет примерно 4 °С, а над поверхностью океана – -40 – -50 °С. В настоящее время предложено несколько типов энергетических установок, способных вырабатывать энергию на основе перепада температуры воды в океане. Наибольший прогресс достигнут по разработке установок действующих на основе термодинамического цикла Ренкина с промежуточным рабочим телом и работающих непосредственно на морской воде (открытый цикл Клода). Схема установки, работающей по замкнутому циклу, приведена на рис. 6.6.

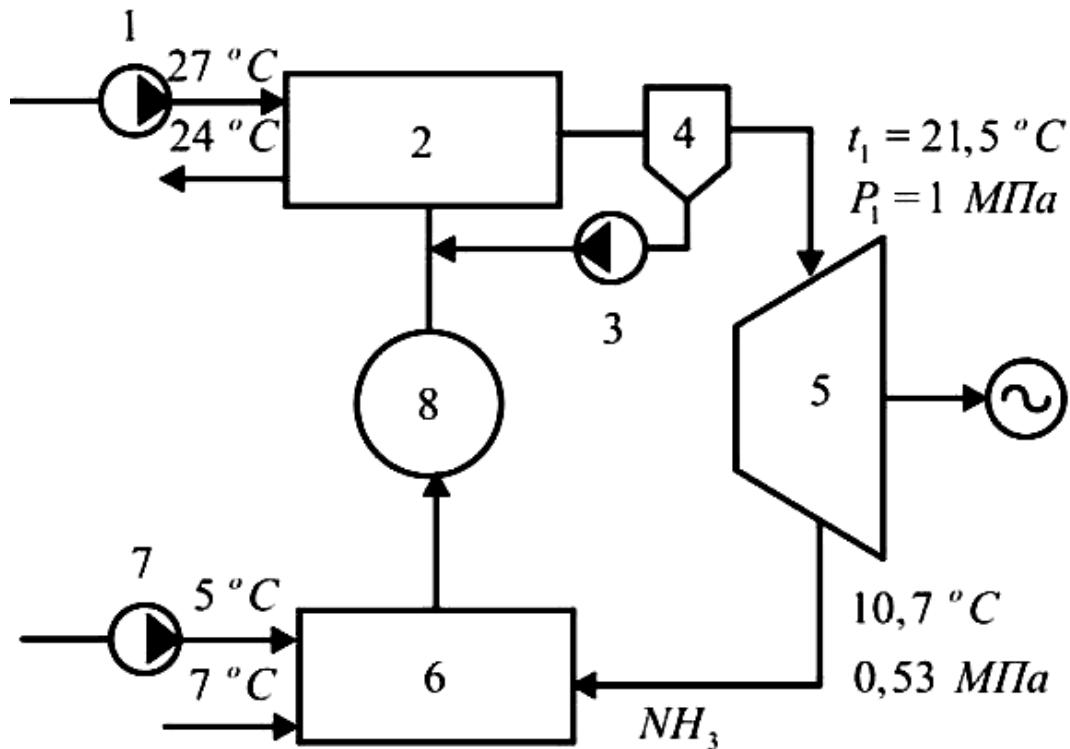


Рис. 6.6. Схема энергетической установки, работающей по циклу Ренкина с промежуточным теплоносителем:

- 1 – насос теплой воды; 2 – испаритель; 3 – насос осушителя (сепаратора);
- 4 – осушитель (сепаратор); 5 – турбина с электрогенератором;
- 6 – конденсатор; 7 – насос для забора холодной воды;
- 8 – насос для повышения давления промежуточного рабочего тела

В таких установках в качестве промежуточного рабочего тела используются низкокипящие вещества: аммиак, фреоны, пропан. За счет теплоты, подводимой к испарителю от теплых поверхностных вод, прокачиваемых насосом через теплообменник испарителя, рабочее тело, превращается в пар. Пар, имеющий высокое давление, направляется в турбину, где расширяется и приводит во вращение ротор турбины и связанный с ним ротор электрогенератора. Отработавший пар направляется в конденсатор, где конденсируется, отдавая теплоту воде, закачиваемой из глубины океана.

Теоретический КПД установки, работающей по циклу Ренкина, определяется разностью температур воды, подаваемой в испаритель и конденсатор. При условии, что разность температур между поверхностными и глубинными слоями воды находится в пределах от 15 °C до 26 °C, то теоретический КПД будет находиться в диапазоне от 5 до 9 %. Реальный КПД, как правило, существенно ниже. Это связано с конструктивными ограничениями, не позволяющими в реальной установке довести температуру паров и конденсата рабочего тела до температуры теплых и холодных вод соответственно, также потери в турбине и электрогенераторе. С учетом этого величина реального КПД, как правило, не превышает 2,0 %. Это означает, что для получения 1 МВт «полезной» мощности к испарителю такой установки необходимо подвести, а от

конденсатора отвести не менее 50 МВт теплоты. Для этого требуется прокачивать огромные расходы теплой и холодной воды через испаритель и конденсатор, измеряемые в тысячах м³/с. Выполненные специалистами расчеты показывают, что плавучая ОТЭС мощностью 40 МВт должна иметь водоизмещение примерно $70 \cdot 10^3$ т, диаметр трубопровода холодной воды 10 м и рабочую поверхность теплообменника около $45 \cdot 10^3$ м².

Соответственно водоизмещение ОТЭС мощностью 500 МВт составит примерно $500 \cdot 10^3$ т (водоизмещение современного супертанкера), а трубопровод должен иметь диаметр не менее 30 м, площадь теплообменника составит $2 \cdot 10^6$ м².

Схема ОТЭС, работающей по циклу Клода, показана на рис. 6.7. Рабочим телом в установке, работающей по циклу Клода, является морская (океаническая) вода. В испаритель подается теплая с поверхности моря (океана) вода, предварительно прошедшая дегазацию в деаэраторе. Давление паров над поверхностью воды в испарителе равно давлению насыщения при температуре теплой воды. Давление пара на выходе из турбины (в конденсаторе) равно давлению насыщения при температуре холодной воды, поднимаемой с глубины. При характерных для экваториальных вод температурах на поверхности и в глубине океана перепад давлений пара на входе и выходе из турбины составляет не более 1,6 кПа. Этот перепад давлений превращается в механическую энергию вращения турбины. Малая величина перепада давлений, требует применения турбин очень большого размера (диаметр – несколько десятков метров). Это является основным техническим недостатком установок, работающих по циклу Клода. В качестве их достоинств – отсутствие огромных теплообменников, используемых в установках, реализующих цикл Ренкина. Кроме того, при конденсации паров в конденсаторе образуется большое количество пресной воды, что немаловажно для жарких регионов планеты.

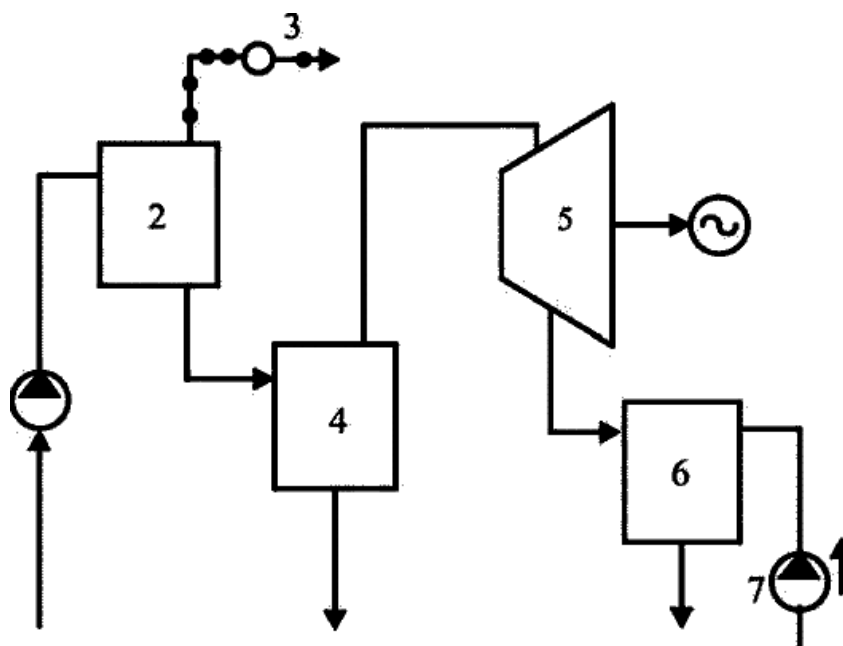


Рис. 6.7. Схема ОТЭС, работающей по циклу Клода
1 – насос теплой воды; 2 – деаэратор; 3 – вакуумный насос;

- 4 – испаритель; 5 – турбина с электрогенератором; 6 – конденсатор;
7 – насос для подъема холодной воды

До настоящего времени проекты по выработке электрической энергии на ОТЭС не нашли достаточного практического применения. Основная часть исследований проводилась в США и Японии и ограничилась созданием опытных установок малой мощности (50 – 100 кВт). В институте проблем морских технологий Дальневосточного отделения РАН прорабатывались технологические схемы Арктических ОТЭС, но на уровень практического воплощения эти разработки также не вышли.

6.4 Использование градиента солености морской и пресной воды

Солесодержание морской (океанской) воды достигает 35 г/л, что существенно выше солесодержания обычной пресной воды (около 1 г/л). Эту разность солесодержаний можно использовать для получения энергии. Для реализации этой технологии применяются установки, использующие такое физическое явление, как осмос. Осмос – это явление самопроизвольного перехода молекул растворителя через полупроницаемую оболочку, разделяющую растворы с разной концентрацией. В процессе осмоса молекулы растворителя (воды) будут переходить из раствора меньшей концентрации (1) в раствор с большей концентрацией (11). В результате объем более концентрированного раствора будет увеличиваться. Если на пути движения раствора установить турбину, то раствор будет вращать турбину, т. е. вырабатывать механическую энергию. Создаваемое за счет разности концентраций осмотическое давление можно определить по формуле:

$$p_{\text{осм}} = \Delta C \cdot R \cdot T,$$

где ΔC – разность концентраций раствора на полупроницаемой перегородке, $R = 8314$ Дж/кмоль·К – универсальная газовая постоянная, T – абсолютная температура раствора.

Энергия, которую можно получать на основе использования осмоса пресной воды в морскую, считается важным и перспективным возобновляемым источником. Особенно актуально использование этого источника для регионов, расположенных на побережье морей и океанов. Общий потенциал этого возобновляемого источника оценивается в $1 \cdot 10^6$ МВт. Первая установка, использующая разность солесодержания морской и речной воды, была построена в 2009 г. В Норвегии.

7. Использование вторичных энергетических ресурсов

7.1 Понятие о вторичных энергетических ресурсах и их источниках

В Советском Союзе активно развивалась добыча нефти и природного газа, и в то же время уделялось недостаточно внимания проблемам энергосбережения. В результате энергоёмкость промышленной продукции, транспорта и ЖКХ стала намного превышать мировой уровень. Такое положение дел невозможно объяснить только более суровым климатом российских регионов. В начале XXI века в России стали обращаться гораздо более внимательно с вопросами повышения энергоэффективности как промышленных и транспортных предприятий, так и ЖКХ. Все крупнейшие промышленные компании и регионы России имеют Энергетические стратегии, которые должны оптимизировать потребление энергии. Важнейшую роль в этом должно сыграть рациональное использование вторичных энергетических ресурсов (ВЭР). Под этим термином обычно понимают различные виды энергии, уже отработавшие в основном технологическом процессе, но пригодные еще для выработки электроэнергии, или теплоснабжения. Техничко-экономические расчеты показывают, что использование ВЭР, приводящее к экономии 1 т у. т., обходится примерно в 2,5 раза дешевле капитальных затрат, необходимых на добычу и транспорт равноценного количества топлива в европейскую часть РФ.

Источники ВЭР весьма многочисленны и их появление характерно для очень широкого спектра технологических процессов. Обычно их разделяют на высоко- и низкотемпературные ВЭР. К высокотемпературным ВЭР относят продукты сгорания котельных установок и промышленных печей, тепловых двигателей и т. п. К низкотемпературным ВЭР относят вентиляционный воздух, удаляемый из помещений, теплые водяные стоки и т. п. Первоначально, наибольший интерес проявлялся, в основном, к высокотемпературным ВЭР. Это объясняется их высоким температурным потенциалом, а также значительным объемом энергии, которая может быть получена в результате их использования. В настоящее время большое внимание уделяется и использованию низкотемпературным ВЭР.

7.2. Использование теплоты отработавших газов для получения электрической и тепловой энергии

Значительной составляющей теплового баланса многих технологических процессов являются потери теплоты с отработавшими газами. Величина этой составляющей меняется в пределах от 35...40 % при нагреве и термообработке металла до 65...70 % в высокотемпературных плавильных процессах.

Целесообразность и эффективность использования теплоты отработавших газов определяется тепловой мощностью, расходуемой на технологический процесс, непрерывностью выхода газов и их температурным уровнем. Чем выше температурный уровень и больше объем отходящих газов, тем целесообразнее использование ВЭР. Увеличение тепловой мощности энергоисточника приводит к снижению удельных капитальных вложений и эксплуатационных расходов. Непрерывность выдачи теплового отхода (непрерывность технологического процесса) определяет экономическую эффективность использования этого ВЭР.

Наилучшим способом использования теплоты отработанных газов теплообменники для отработавших газов является организация возврата их теплоты в технологический цикл (рекуперация теплоты). Примером этого являются воздухонагреватели котельных установок и печей. Однако, как правило, обеспечить полное использование теплоты отработавших газов за счет рекуперации не удастся. Поэтому можно использовать оставшуюся теплоту для нужд, не связанных непосредственно с технологией. Наиболее просто использовать эту теплоту на цели отопления и горячего водоснабжения. Это реализуется с помощью газовойодяных теплоутилизаторов, в которых отработанные газы подогревают воду, поступающую в системы отопления и горячего водоснабжения. В основном используется два вида теплоутилизаторов:

- 1) рекуперативные (поверхностные);
- 2) контактные экономайзеры.

В рекуперативных теплоутилизаторах отсутствует непосредственный контакт продуктов сгорания с водой. Теплота передается через теплообменную поверхность, которая в простейшем случае может представлять собой стальной трубчатый змеевик (рис.7.1).

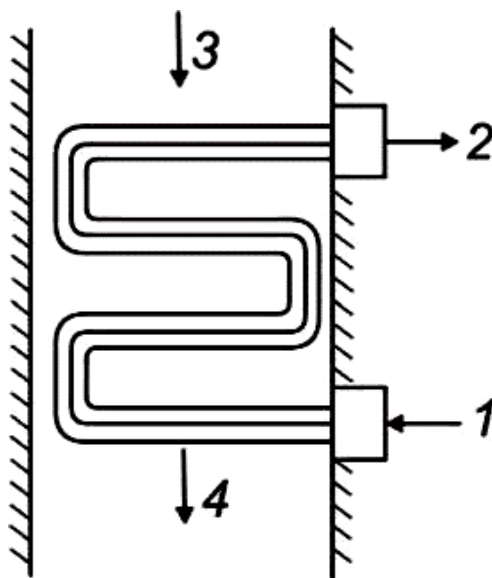


Рис. 7.1. Змеевиковый трубчатый теплоутилизатор
1 и 2 – вход и выход нагреваемой воды; 3,4 – вход и выход отработанных газов

Интенсивность теплоотдачи и потери давления в трубчатых теплоутилизаторах зависят, в основном от скорости газового потока. В нашей стране оптимальными считаются скорости газа 5 – 8 м/с. Эффективность гладкотрубных пучков довольно низка, т. к. величина коэффициента теплопередачи не превышает величины коэффициента теплоотдачи от газов к поверхности труб. Низкая величина коэффициента теплопередачи приводит к увеличению площади поверхности теплопередачи, а следовательно и к увеличению размеров теплоутилизатора. Поэтому в настоящее время более часто используют теплоутилизаторы с трубками, оребренными с наружной (газовой) стороны. Оребрение увеличивает интенсивность теплопередачи и позволяет уменьшить размеры теплоутилизатора.

В контактных экономайзерах теплота отработавших газов передается при непосредственном контакте газов с каплями воды. Воду, контактировавшую с продуктами сгорания нельзя направлять на горячее водоснабжение, поэтому приходится дополнительно использовать водо-водяной рекуперативный теплообменник, в котором вода из экономайзера подогревает воду, соответствующую санитарно-гигиеническим нормам. Интенсивность теплообмена в контактных экономайзерах довольно низкая, поэтому они получаются довольно громоздкими. Кроме того, воду в них можно нагревать до температуры, не превышающей температуру «мокрого» термометра

Основной недостаток данного способа утилизации теплоты отработавших газов связан с тем, что для систем отопления характерен сезонный и крайне неравномерный график потребления. Длительность отопительного сезона для различных климатических зон России составляет от 2000 до 5000 часов в год, причем и в эти периоды нагрузка колеблется от кратковременных максимумов, соответствующих температурам наиболее холодных суток, до значений в 4 – 5 раз меньших. Нагрузка на горячее водоснабжение имеет более устойчивый характер, но величина ее составляет обычно не более 30 % от нагрузки отопления. Поэтому использование ВЭР для отопления и горячего водоснабжения целесообразно, как правило, только для установок малой тепловой мощности.

В теплотехнологических установках большой мощности оптимальным является использование теплоты отработанных газов для выработки электроэнергии. Наиболее эффективно использовать для этого паротурбинные установки. Принципиальная схема паротурбинной установки, использующей теплоту отработанных газов, представлена на рис. 7.2. Горячие отработанные газы из рабочей камеры технологической установки 1 (например, из конверторной установки металлургического завода) нагревают и испаряют питательную воду котла-утилизатора 3. Образовавшийся водяной пар перегревается в пароперегревателе 4 и направляется в паровую турбину 5. Здесь потенциальная энергия пара превращается в кинетическую энергию ротора турбины, которая используется для привода электрогенератора 6. Отработанный пар конденсируется в конденсаторе 7. Образовавшийся конденсат используется, как питательная вода для котла-утилизатора. Кроме того, часть теплоты отработанных газов используется для подогрева воздуха, подаваемого в рабочую

камеру. Подогрев воздуха осуществляется в нижней 8 и верхней 2 ступенях газозвдушного рекуператора.

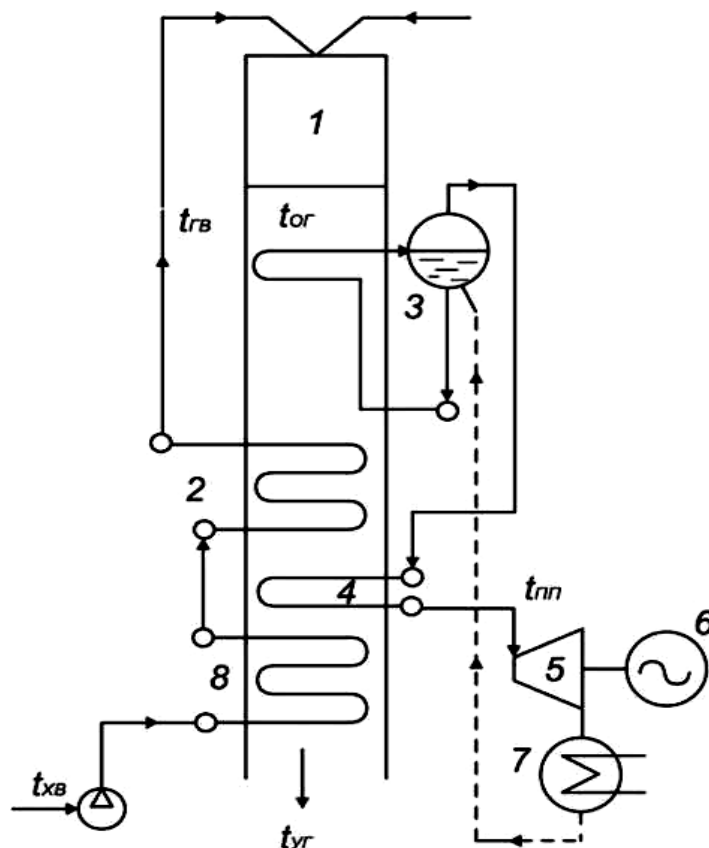


Рис. 7.2. Схема паротурбинной установки, использующей теплоту отработанных газов

- 1 – рабочая камера теплотехнологической установки;
 2 – 2 – я ступень газозвдушного рекуператора; 3 – котел-утилизатор;
 4 – пароперегреватель; 5 – турбина; 6 – электрогенератор; 7 – конденсатор;
 8 – 1 – я ступень газозвдушного рекуператора

Установки, аналогичные по схеме работы установке, представленной на рис. 7.2, используются в основном при высокой температуре отработавших газов (более 900 °С). В этом случае котлы-утилизаторы снабжаются радиационными поверхностями нагрева и имеют такую же компоновку, как и обычные паровые котлы малой мощности. По аналогии с обычными паровыми котлами радиационную камеру котла-утилизатора называют топочной камерой. Основная часть теплоты в топочной камере передается от газов к воде за счет лучистого теплообмена. При охлаждении газов в топочной камере происходит затвердевание уносимых из технологической установки расплавленных твердых частиц (шлак или другие продукты). Благодаря этому они не прилипают к поверхности расположенных за камерой стгорания теплообменных элементов. В топочной камере можно реализовать и процесс сжигания горючих компонентов отработавших газов (СО, Н₂ и др.), если они присутствуют. КУ имеют те же

элементы, что и обычные котельные агрегаты: экраны, барабаны, пароперегреватели, водяные экономайзеры.

При температуре отработавших газов менее $900\text{ }^{\circ}\text{C}$ наиболее часто используются котлы-утилизаторы с многократной принудительной циркуляцией. Такие котлы-утилизаторы при малых и переменных нагрузках имеют преимущество перед котлами с естественной циркуляцией теплоносителя. Схема котла – утилизатора с многократной принудительной циркуляцией представлена на рис. 7.3. Питательная вода, подогревается в экономайзере 5 и затем подается в барабан котла-утилизатора 3. За счет этого поддерживается постоянный уровень воды в барабане. С помощью циркуляционного насоса 2 котловая вода пропускается через испарительные поверхности 4 и затем возвращается в барабан в виде пароводяной смеси. В барабане пароводяная смесь разделяется на пар и воду и отсепарированный пар направляется в пароперегреватель 1, установленный в начале газового тракта. Перегретый пар направляется в паровую турбину. Испарительные поверхности теплообмена обычно представляют собой несколько параллельно включенных секций. Это делается для того, чтобы уменьшить гидравлическое сопротивление пароводяного тракта. Каждый котел-утилизатор оборудуется двумя циркуляционными насосами (рабочим и резервным), которые питаются от отдельных трансформаторных подстанций для обеспечения надежности. Кратность циркуляции в котлах-утилизаторах данной конструкции составляет от 2-х до 4-х.

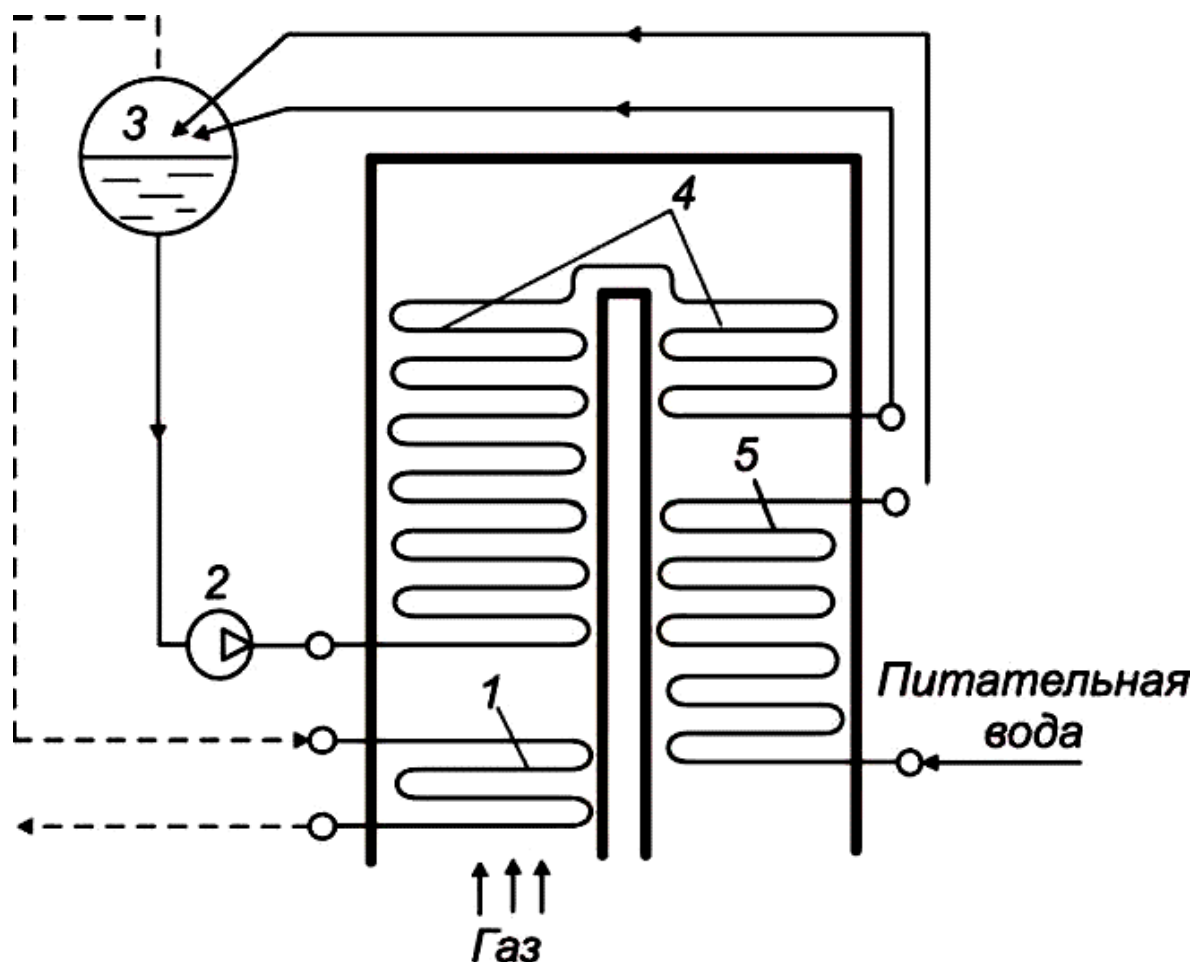


Рис. 7.3. Схема котла-утилизатора
с многократной принудительной циркуляцией:
1 – пароперегреватель; 2 – циркуляционный насос; 3 – барабан;
4 – испарительные змеевики; 5 – экономайзер

Котлы-утилизаторы, работающие на отработавших газах с температурой 550...650 °С имеют КПД на уровне 60...65 %. КПД котлов-утилизаторов на высокотемпературных отработавших газах выше на 10 – 15 %. Котлы-утилизаторы разной паропроизводительности на различные параметры отходящих газов выпускаются на Белгородском котельном заводе. Паропроизводительность производимых котлов-утилизаторов находится в пределах от 7 до 40 т пара в час, давление вырабатываемого пара от 1,3 до 4,5 МПа, температура от 250 до 440 °С. Повышение параметров пара способствует увеличению экономичности работающих на нем паротурбинных установок.

Для использования теплоты отработавших газов с температурой 550...650 °С могут использоваться также газотрубные котлы-утилизаторы, в которых газы движутся со скоростью 6...8 м/с внутри труб диаметром 50...60 мм. Пучок таких труб размещается в цилиндрическом корпусе, заполненном водой. Образующийся пар, отделяется от капель воды в сепараторе и затем направляется в пароперегреватель, расположенный во входной части газового тракта. Газотрубные котлы-утилизаторы компактны, они не предъявляют высоких требований к качеству питательной воды, а также отличаются простотой в обслуживании. Вместе с тем по условию прочности корпуса они рассчитаны на низкое давление пара (не более 2 МПа), а также имеют большую металлоемкость (примерно в полтора раза выше по сравнению с водотрубными котлами-утилизаторами при одинаковой мощности и одинаковых параметрах пара).

Использование теплоты высокотемпературных (температура от 1400 до 1700 °С) отходящих газов сталеплавильных кислородных конверторов, применяемых на заводах черной металлургии, осложняется наличием в этих газах горючего компонента – оксида углерода (СО). Кроме того газы имеют высокую запыленность (до 170 г/м³). С учетом того, что использование теплоты этих газов весьма выгодно (на каждую тонну чугуна экономится до 35 кг у. т.), разработаны специальные типы котлов-утилизаторов, в конструкции которых предусмотрены:

- дожигание горючих компонентов;
- система газоочистки включающая скрубберы и электрофильтры;
- паровой аккумулятор, позволяющий обеспечить непрерывную работу паровой турбины при циклическом характере конверторов.

Помимо котлов-утилизаторов нашли применение и энерготехнологические котлы, предназначенные для сжигания газообразных и жидких продуктов некоторых химических производств. Они используются с целью обезвреживания, а также и получения определенных попутных веществ. Так, утилизируются черные щелоки в сульфатно-целлюлозном производстве, в результате сокращаются выбросы в атмосферу соединений серы. Сероводородный газ и

жидкая расплавленная сера используются в качестве топлива в серноокислотном производстве. В энерготехнологических котлах вырабатывается пар с давлением до 4,0 МПа или вода для систем отопления с температурой 140 °С и давлением 1,0 МПа. Широкая номенклатура котлов-утилизаторов и энерготехнологических котлов практически для всех отраслей промышленности позволяет не только сберегать энергию, но и улучшать экологическую обстановку в городах.

7.3 Использование низкотемпературных вторичных энергетических ресурсов

Современные здания и сооружения оборудованы, как правило, системами вентиляции и кондиционирования воздуха. Эти системы предназначены для удаления избытков теплоты, влаги, вредных и других веществ с целью обеспечения допустимых метеорологических условий и чистоты воздуха в обслуживаемой или рабочей зоне. Работа системы вентиляции не должна оказывать негативное влияние на температурно-влажностный режим помещения. Поэтому в холодный период года система вентиляции обязательно должна предусматривать подогрев приточного воздуха до температуры воздуха в обслуживаемой или рабочей зоне. Таким образом, система вентиляции потребляет как теплоту, так и электрическую энергию.

Теплота в системах вентиляции расходуется в основном на подогрев приточного воздуха. Расход теплоты на эти цели (при отсутствии рекуперации) может быть определен по формуле:

$$Q = L_{\text{п}} \cdot \rho_{\text{н}} \cdot c_{\text{рв}} (t_{\text{в}} - t_{\text{н}}), \quad (6.1)$$

где $L_{\text{п}}$ – расход приточного воздуха, м³/с; $\rho_{\text{н}}$ – плотность наружного воздуха, кг/м³; $c_{\text{рв}}$ – массовая изобарная теплоемкость воздуха, кДж/(кг·°С); $t_{\text{в}}$ и $t_{\text{н}}$ – температуры внутреннего и наружного воздуха.

Электрическая энергия, затрачиваемая на перемещение воздуха в системе вентиляции, определяется по формуле:

$$N = L_{\text{п}} \cdot \Delta p \cdot \eta,$$

где Δp – суммарное падение давления в вентиляционном тракте, Па; η – КПД вентилятора.

По данным /28/, приточная вентиляционная установка производительностью 2000 м³/ч при климатических условиях г. Москвы должна иметь воздухонагреватель (калорифер) с тепловой мощностью 30 кВт и вентилятор мощностью 0,4 кВт. Такое соотношение свидетельствует о том, что преобладающая часть энергии в системах вентиляции расходуется в виде теплоты и энергосберегающие мероприятия должны, прежде всего, быть направлены на снижение потребления теплоты.

По способу перемещения воздуха системы вентиляции разделяются на системы с естественным побуждением движения воздуха и системы с искусственным побуждением. В системах с естественным побуждением воздух перемещается за счет гравитационных сил и ветрового давления. В системах с искусственным побуждением воздух перемещается с помощью вентиляторов, поэтому такие системы называются системами механической вентиляции.

1) В массовом жилищном строительстве в нашей стране наибольшее применение нашли системы естественной приточно-вытяжной вентиляции. Эти системы обладают рядом достоинств, среди которых простота обустройства и невысокая стоимость, а также простота эксплуатации, связанная с тем, что подобные системы требуют минимального объема обслуживания. В жилых зданиях «премиум» класса, зданиях производственного назначения, административных зданиях получили распространение механические системы приточно-вытяжной вентиляции. В таких системах имеется возможность использования теплоты удаляемого воздуха для предварительного подогрева приточного воздуха. Подобные системы получили название системы вентиляции с рекуперацией теплоты вытяжного воздуха. При использовании системы рекуперации возможно существенное (20–35 %) снижение расхода теплоты на системы вентиляции и отопления.

Схемы систем вентиляции с рекуперацией теплоты вытяжного воздуха представлены на рис. 7.4 и 7.5.

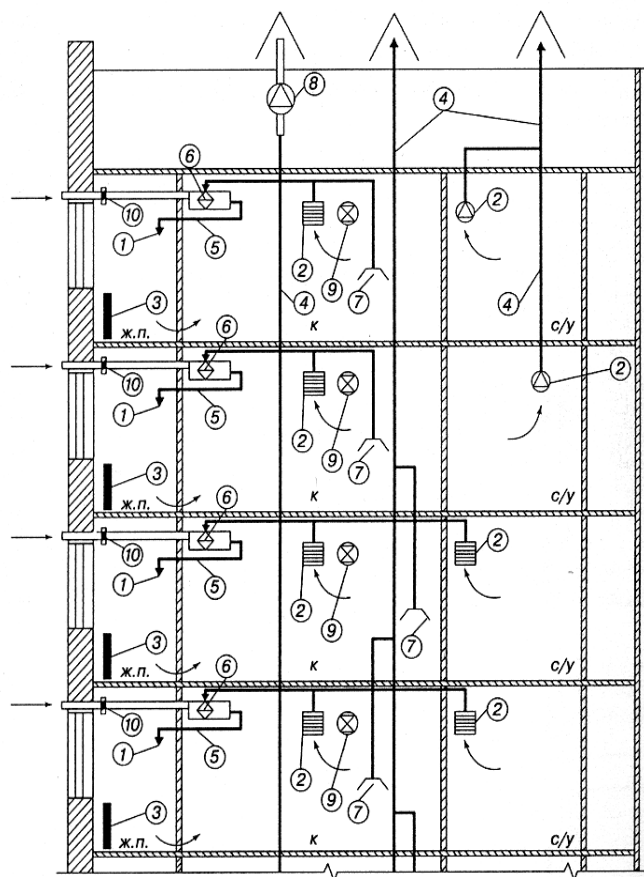


Рис. 7.4. Схема системы механической приточно-вытяжной вентиляции с утилизацией теплоты вытяжного воздуха (индивидуальные утилизаторы)

ж. п. – жилое (офисное) помещение;

к, с/у – вспомогательные помещения;

1 – приточное устройство;

2 – вытяжное устройство;

3 – отопительный прибор;

4 – вытяжные каналы;

5 – приточные каналы;

6 – утилизатор теплоты;

7 – вытяжной зонт;

8 – вытяжной вентилятор;

9 – уравнивающий клапан;

10 – обратный клапан.

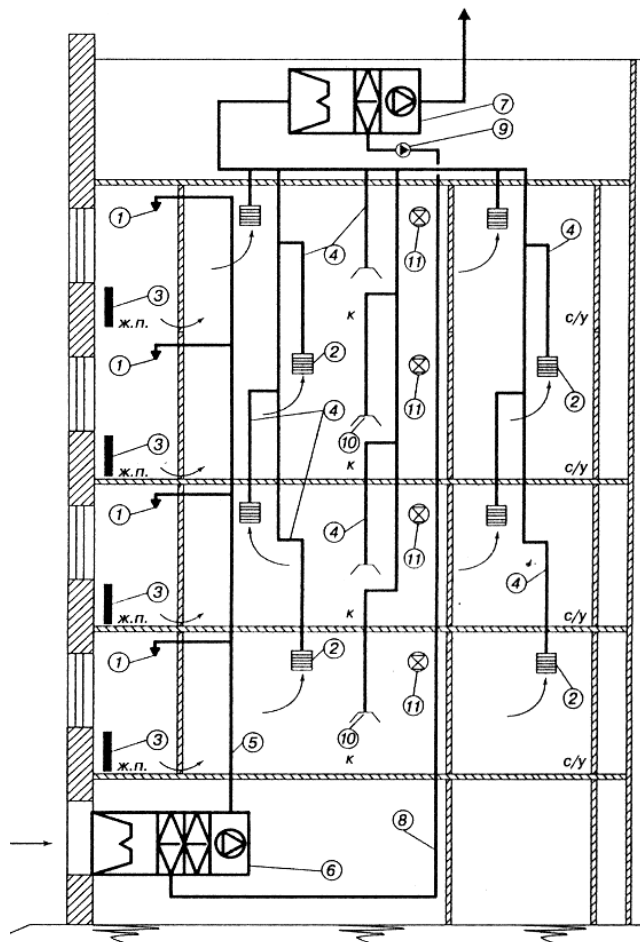


Рис. 7.5. Схема системы механической приточно-вытяжной вентиляции с утилизацией теплоты вытяжного воздуха
ж. п. – жилое (офисное) помещение; к, с/у – вспомогательные помещения;
1 – приточное устройство;
2 – вытяжное устройство;
3 – отопительный прибор;
4 – вытяжные каналы;
5 – приточные каналы;
6, 7 – приточная и вытяжная камеры с утилизатором теплоты;
8 – трубопровод промежуточного теплоносителя;
9 – циркуляционный насос;
10 – местное вытяжное устройство;
11 – уравнивающий клапан.

Децентрализованная рекуперация рис.7.4 может быть реализована в жилых зданиях (многоквартирных домах и загородных коттеджах), не оборудованных централизованной приточно-вытяжной вентиляцией. Централизованная система рекуперации рис.7.5 целесообразна при наличии в здании механической приточно-вытяжной системы вентиляции. Установка теплоутилизаторов при строительстве и реконструкции позволяет частично снизить нагрузку на систему отопления всего здания и отказаться от части традиционного отопительного оборудования. Расходы на установку теплоутилизаторов – это инвестиции не только в снижение затрат на отопление, но и в обеспечение оптимальных климатических условий в помещениях и, в конечном счете, в здоровье людей. Максимального эффекта от использования рекуператоров можно достичь, прежде всего, в зданиях с полностью автоматизированной механической приточно-вытяжной вентиляцией помещений. Затраты на установку теплоутилизаторов окупаются, как правило, за несколько лет эксплуатации. В системах вентиляции зданий различного назначения используются следующие типы теплоутилизаторов:

- а) теплоутилизаторы рекуперативного типа;
- б) теплоутилизаторы регенеративного типа;
- в) теплоутилизаторы с промежуточным теплоносителем.

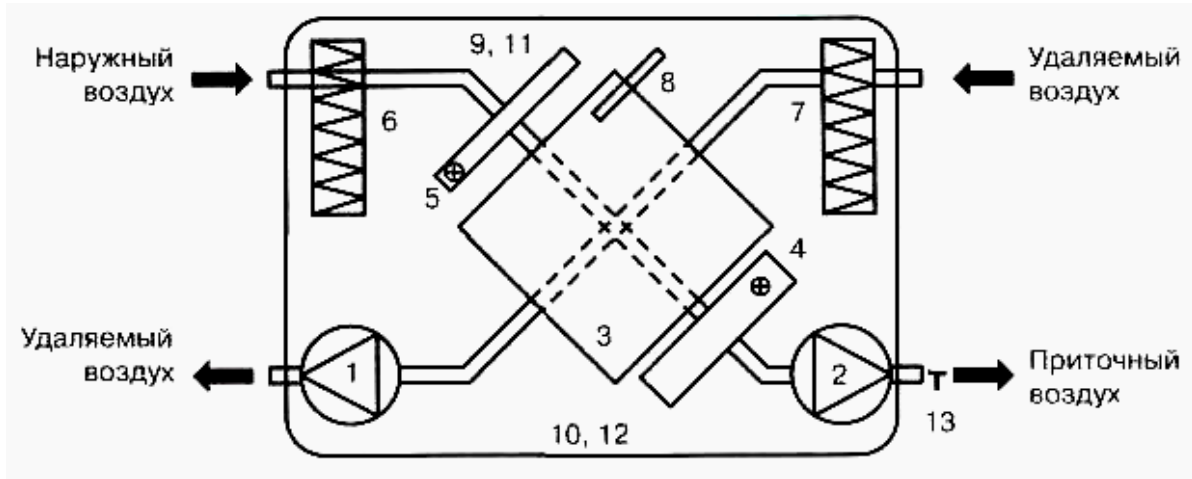
Для характеристики энергетической эффективности работы теплоутилизатора используется коэффициент эффективности, представляющий собой отношение передаваемой в аппарате теплоты к максимально возможной. Количество теплоты может быть рассчитано по разности температур или энтальпий воздуха. Чаще пользуются разностью температур. В этом случае температурный коэффициент эффективности может быть рассчитан по формуле:

$$\varepsilon = \frac{t_{вк1} - t_{вн1}}{t_{вн2} - t_{вн1}},$$

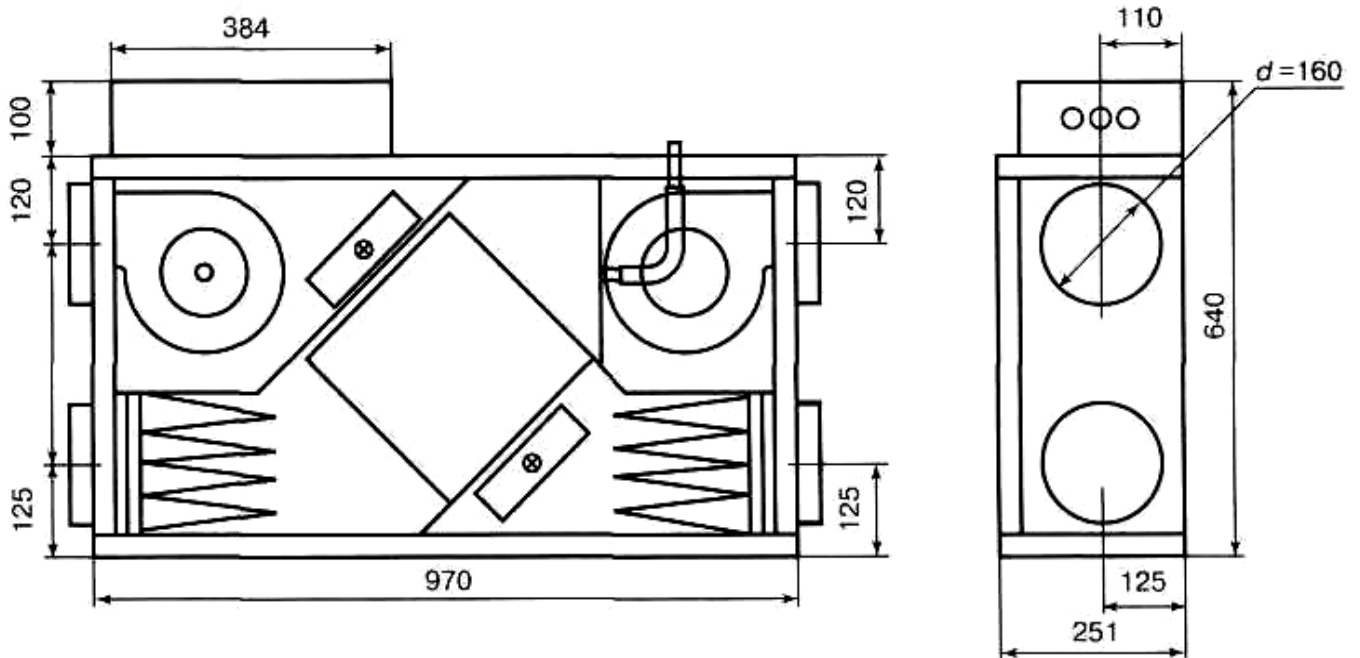
где $t_{вн1}$ – начальная температура приточного воздуха (обычно принимается расчетная температура наружного воздуха); $t_{вн2}$ – температура приточного воздуха после блока теплоутилизации; $t_{вк1}$ – температура вытяжного воздуха.

При сходных массогабаритных показателях наибольшей энергетической эффективностью обладают теплоутилизаторы регенеративного типа (80–90 %), далее следуют теплоутилизаторы рекуперативного типа (65–75 %), и на последнем месте теплоутилизаторы с промежуточным теплоносителем (45–55 %). Теплоутилизаторы рекуперативного типа (рис. 7.6) включают в себя, как правило, приточный и вытяжной вентиляторы, пластинчатый воздухо-воздушный теплообменник, в котором приточный и вытяжной воздух движутся по щелевым каналам, и воздушные фильтры [32]. Возможна реализация перекрестной или противоточной схемы движения потоков воздуха. Потоки воздуха отделены друг от друга металлической теплообменной поверхностью, что исключает возможность перетекания удаляемого воздуха в приточный. Степень рекуперации теплоты можно регулировать при помощи перепускного клапана. В современных конструкциях теплоутилизаторов используются, как правило, два дополнительных теплообменника, в которых осуществляется водяной или электрический подогрев приточного воздуха. Один из них предназначен для защиты от замораживания тракта вытяжного воздуха, а второй обеспечивает поддержание заданной температуры приточного воздуха, подаваемого в обслуживаемые помещения. Вентиляторы теплоутилизатора имеют малошумное исполнение и, при необходимости, могут быть установлены дополнительные шумоглушители. Рекуперативные воздухо-воздушные теплообменники изготавливаются из гладких или оребренных пластин и труб.

Теплоутилизаторы рекуперативного типа характеризуются относительно большими размерами и средним уровнем эффективности (коэффициент рекуперации: 50–70 %). Рекуперативные теплоутилизаторы обычно комплектуются автоматической системой защиты от замораживания при низких температурах наружного воздуха. В таблице 7.1 приведены основные характеристики рекуперативного теплоутилизатора, предназначенного для установки в квартире многоэтажного дома.



а)



б)

Рис. 7.6. Теплоутилизатор рекуперативного типа:

а) – технологическая схема; б) – компоновка элементов

1 – вытяжной вентилятор; 2 – приточный вентилятор; 3 – перекрестноточный пластинчатый теплообменник; 4,5 – вспомогательные подогреватели приточного воздуха; 6, 7 – воздушные фильтры; 8 – датчик системы защиты теплоутилизатора от замораживания; 9,10 – автоматический сброс системы защиты от замораживания; 11,12 – автоматический сброс системы термозащиты; 13 – датчик температуры приточного воздуха.

Таблица 7.1 – Основные характеристики квартирного рекуперативного теплоутилизатора

Наименование	Ед. измер.	Значение
Производительность по воздуху	м ³ /ч	100–400
Падение давления по воздуху	Па	100–300
Коэффициент рекуперации	%	60
Число ступеней регулирования	–	3
Тепловая мощность дополнительного подогревателя воздуха	кВт	1,5
Воздушные фильтры	–	EU5
Уровень звукового давления	дБ	не более 60
Размеры	мм	251×640×970
Масса	кг	42

Регенеративный теплоутилизатор представляет собой ротор с теплообменной насадкой, разделенной на два сектора (рис. 7.7). Ротор медленно вращается с помощью электропривода. Насадка ротора попеременно проходит через движущиеся потоки вытяжного и приточного воздуха. Она аккумулирует теплоту потока вытяжного воздуха и передает ее потоку приточного воздуха. Изготавливается теплообменная насадка из чередующихся гладких и гофрированных металлических листов толщиной 0,15–0,3 мм, высота гофр 1,5–2,5 мм. Регенеративные теплоутилизаторы характеризуются относительно небольшими габаритами и достаточно высокой эффективностью (коэффициент рекуперации теплоты от 65 до 80 %).

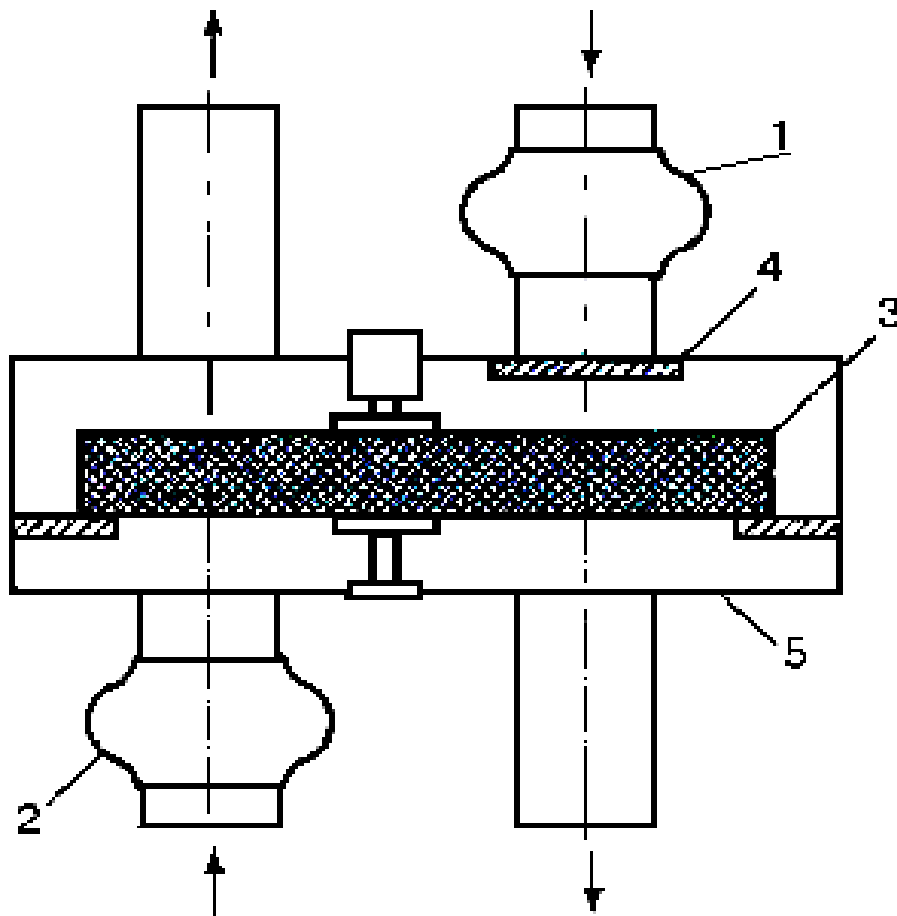


Рис. 6.7. Регенеративный теплоутилизатор с вращающейся насадкой

1 – приточный вентилятор; 2 – вытяжной вентилятор; 3 – вращающаяся теплообменная насадка; 4 – воздушный фильтр; 5 – корпус теплоутилизатора

Существенным недостатком является возможность перетекания определенной части удаляемого воздуха в поток приточного воздуха. Доля перетечек в современных конструкциях снижена до долей процента, однако полностью исключить перенос неприятных запахов и даже микроорганизмов невозможно. В связи с этим многие специалисты рекомендуют ограничить область применения регенеративных теплоутилизаторов пределами одной квартиры (коттеджа) или одного помещения в общественном здании.

Теплоутилизатор с промежуточным теплоносителем (рис. 7.8) состоит из двух рекуперативных теплообменников, один из которых находится в вытяжном канале, а другой – в приточном. Между ними циркулирует незамерзающий теплоноситель. Промежуточный теплоноситель нагревается потоком вытяжного воздуха, а затем передает теплоту потоку приточного воздуха.

Конструкция теплоутилизатора с промежуточным теплоносителем исключает возможность переноса загрязнений из удаляемого воздуха в приточный. В нем нет подвижных частей, но конструкция его более сложная, чем двух других типов теплоутилизаторов. Кроме того, он характеризуется

относительно низкой эффективностью, что связано с двухступенчатым процессом передачи теплоты. Этот тип теплоутилизаторов является наиболее предпочтительным для общественных и производственных зданий, особенно в тех случаях, когда места забора приточного воздуха и выброса удаляемого находятся на значительном расстоянии друг от друга. В качестве промежуточного теплоносителя может применяться вода (при условии, что ее температура на выходе из блока утилизации, размещенного в приточном канале будет не менее 7 °С) или водные растворы хлористого кальция или этиленгликоля.

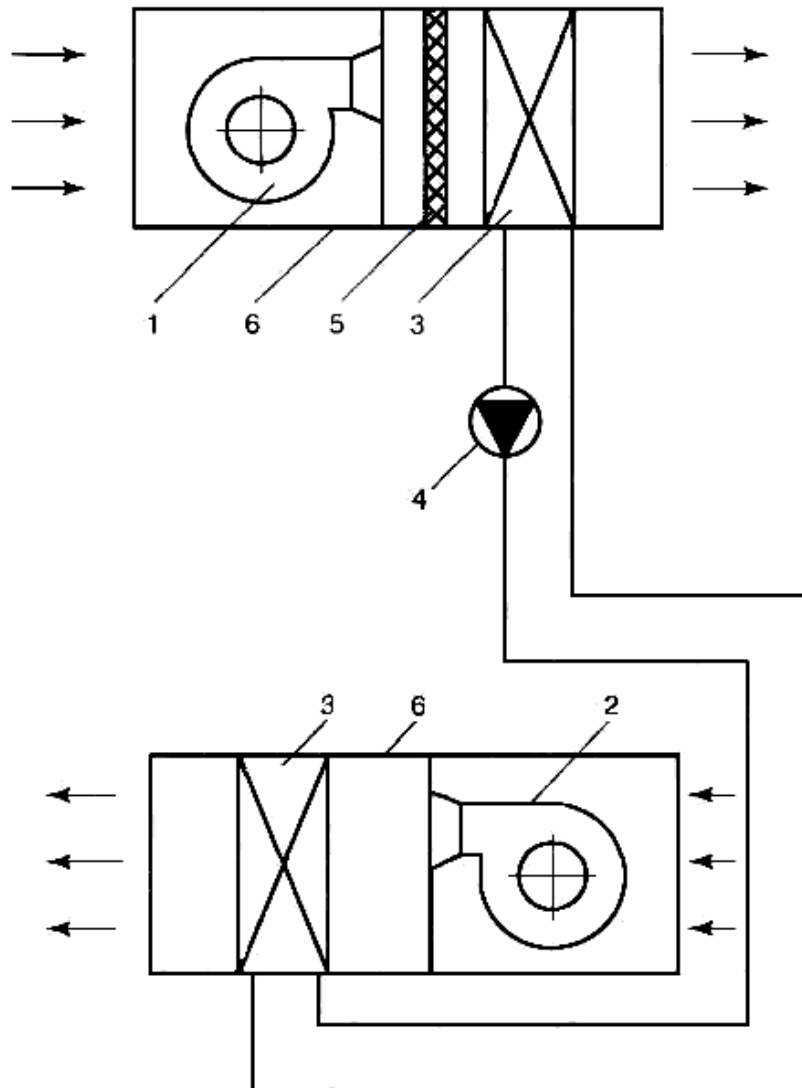


Рис. 7.8. Утилизатор теплоты вентиляционного воздуха с промежуточным теплоносителем:

- 1 – приточный вентиляционный блок; 2 – вытяжной вентиляционный блок; 3 – рекуперативные теплообменники; 4 – циркуляционный насос; 5 – воздушный фильтр; 6 – корпус теплоутилизатора

7.4 Использование низкотемпературных вторичных энергетических ресурсов с помощью тепловых насосов

Использование изкопотенциальных вторичных энергоресурсов, в том числе теплоаккумуляционных свойств грунта, позволяет создать экологически чистые и энергоэффективные системы теплоснабжения зданий различного назначения. Применение тепловых насосов наиболее эффективно в городах, где высока концентрация потребителей теплоты и холода, а также возможна утилизация теплоты сточных вод и вентиляционных выбросов. Наибольшее распространение подобные системы получили в США, Канаде, Германии, Швеции, Швейцарии. Общая установленная мощность геотермальных теплонасосных систем тепло- и холодоснабжения приближается к 7000 МВт. Для теплоснабжения Стокгольма построена и работает станция тепловых насосов, состоящая из 6 агрегатов общей мощностью 180 МВт. В качестве низкопотенциального источника теплоты используется морская вода, температура которой в зимний период времени находится на уровне 2–4 °С. В Хельсинки и Осло работают тепловые насосы, использующие теплоту сточных вод. В холодный период года они производят теплоту для систем горячего водоснабжения и отопления, а в летний период – теплоту для горячего водоснабжения и холод для систем кондиционирования крупных торговых и бизнес-центров.

В нашей стране наиболее мощные парокомпрессионные тепловые насосы с винтовыми компрессорами (500–3000 кВт) выпускает ЗАО «Энергия», г. Новосибирск (большая мощность достигается за счет объединения блоков по 500 кВт), а с центробежными компрессорами – НПО «Казанькомпрессормаш» (8,5–11,5 МВт).

Теплонасосные установки целесообразно использовать для покрытия базовой части графика теплоснабжения. Пиковые нагрузки систем отопления и вентиляции можно обеспечивать за счет традиционного централизованного теплоснабжения. Кроме того, необходимо использовать теплонасосные установки и для производства холода, используемого системами кондиционирования в теплый период года. Такая конфигурация системы тепло- и холодоснабжения здания позволяет получить максимальную экономическую эффективность и минимальный срок окупаемости теплонасосной установки за счет того, что дорогостоящее оборудование будет загружено в течение всего календарного года, а не только на протяжении отопительного периода.

Важным направлением разработки и внедрения крупных тепловых насосов для теплоснабжения зданий является создание новых видов рабочих тел (хладоагентов), отличающихся высокой эффективностью, не разрушающих озоновый слой и оказывающих минимальное воздействие на глобальное потепление. В 1990-е годы в России выполнен большой объем работ по замене запрещенных озоноразрушающих веществ (ОРВ) на новый класс химических соединений: гидрофторуглероды (ГФУ). Молекулы ГФУ в отличие от ОРВ не содержат атомов хлора и брома, которые могут участвовать в процессах разложения озона. ГФУ характеризуются нулевыми значениями

озоноразрушающего потенциала (*ODP*) и потенциала глобального потепления климата (*GWP*).

На рис.7.9 представлена технологическая схема теплонасосной установки с двухступенчатым центробежным насосом и промежуточным сосудом, предназначенной для утилизации теплоты сточных вод. Промежуточный сосуд использован как сепаратор, разделяющий парожидкостную смесь (поток 8) на пар (поток 4) и жидкую фазу (поток 7). Поток отсепарированного пара смешивается с перегретым паром из первой ступени сжатия (поток 2) и эта смесь (поток 11) поступает во вторую ступень сжатия. В качестве рабочего тела использован озонобезопасный хладагент *R-134a* (1,1,1,2-тетрафторэтан CF_3CH_2F). В качестве расчетного был выбран режим с разностью температур: $3,5^\circ C$ в испарителе и $90^\circ C$ в конденсаторе. Тепловая мощность, отдаваемая теплонасосной установкой в систему отопления, составила в данном режиме 17 МВт. Электрическая мощность, затрачиваемая на привод компрессора, составила 7,075 МВт. Т.е. коэффициент трансформации теплоты (отопительный КПД) составил 2,4. Относительно небольшая величина отопительного КПД связана с высокой температурой теплоносителя на выходе из конденсатора. При использовании в качестве системы отопления водяного теплого пола, возможно, снижение температуры теплоносителя до $40^\circ C$ и значительное повышение отопительного КПД.

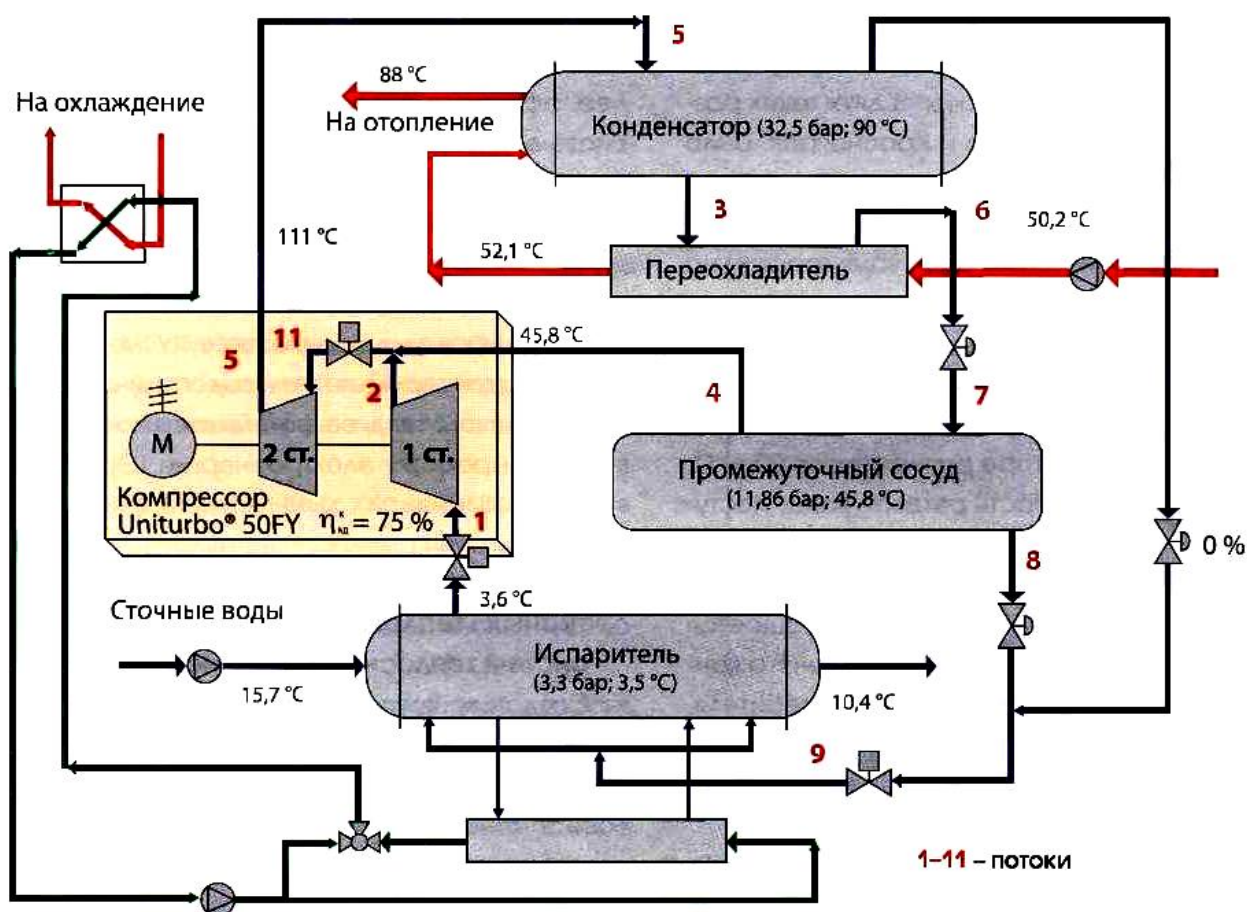


Рис. 7.9. Технологическая схема теплонасосной установки, использующей теплоту сточных вод

На рис. 7.10 приведен цикл теплонасосной установки, технологическая схема которой описана выше. Цикл построен с использованием прогнозных характеристик перспективного хладагента $R-1234ze(E)$ ($CF_3CH=CHF$). Применение этого хладагента позволяет повысить коэффициент трансформации теплоты теплонасосной установки с 2,4 до 2,6. Дополнительное повышение эффективности обеспечивает переохлаждение хладагента в переохладителе (процесс 5–6).

Был выполнен расчет эффективности использования данного теплового насоса для снижения температуры обратной воды из теплосети, что позволяет повысить выработку электроэнергии на тепловом потреблении. При расчете было принято, что температура обратной сетевой воды в испарителе теплового насоса понижается с $58\text{ }^\circ\text{C}$ до $46\text{ }^\circ\text{C}$ и с такой температурой возвращается на ТЭЦ. Вода из системы отопления нагревается при этом в конденсаторе теплового насоса с $58\text{ }^\circ\text{C}$ до $88\text{ }^\circ\text{C}$. Коэффициент трансформации теплоты в таком режиме работы составил 4,2.

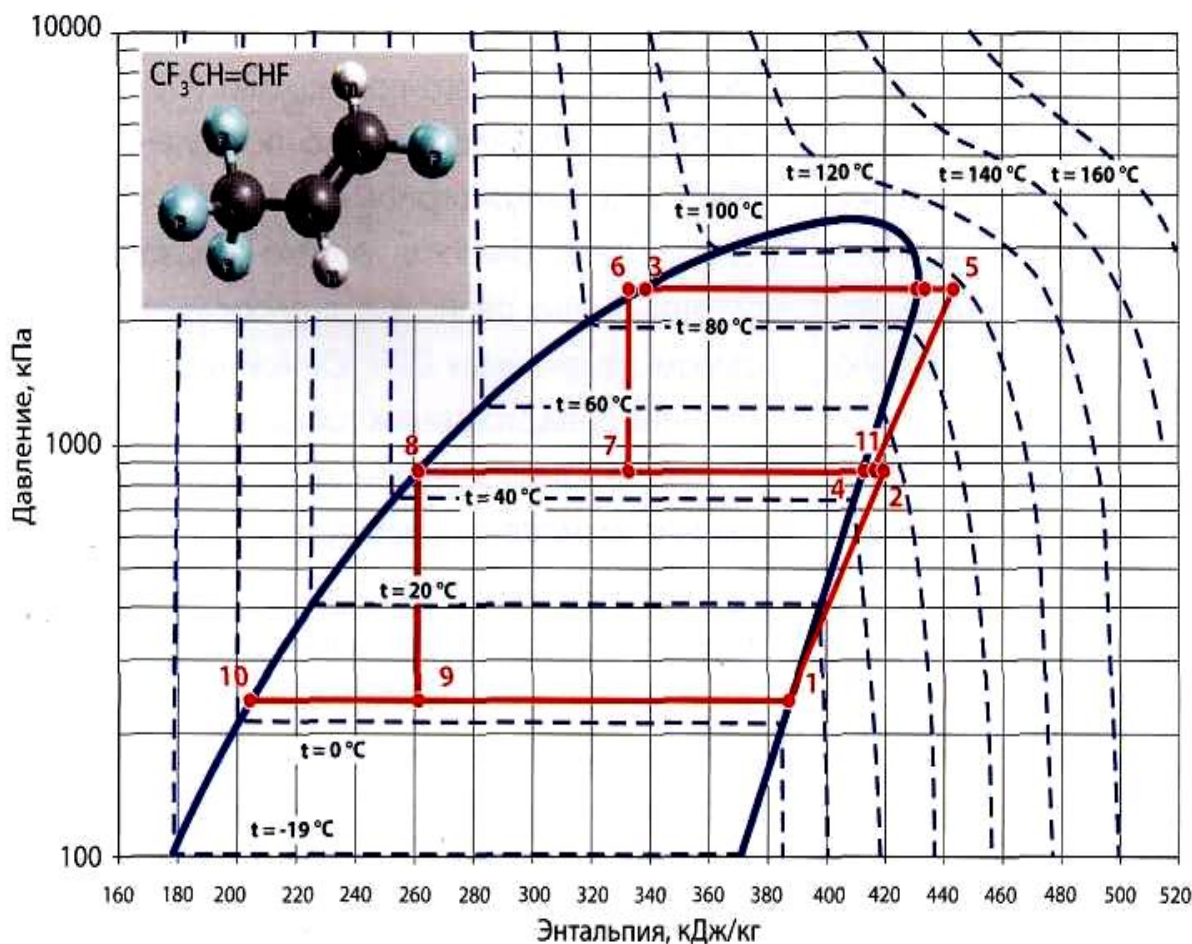


Рис. 7.10. Цикл двухступенчатой теплонасосной установки на хладагенте $R-1234ze(E)$ в $p-h$ диаграмме.

Вторичные энергетические ресурсы, для которых характерна относительно высокая круглогодичная температура, имеют, как правило, небольшую тепловую мощность (сточные воды), или не могут быть повсеместно доступны (морская

вода, термальные источники). Поэтому значительные усилия прилагаются в области использования низкопотенциальных геотермальных ресурсов. В России серьезные научные исследования в области использования геотермальной теплоты проводятся в группе компаний «Инсолар». В основу разработанной технологии положена идея совместного использования двух широко доступных источников низкопотенциальной теплоты, таких как грунт поверхностных слоев Земли и вентиляционные выбросы. Использование этих двух источников теплоты в новом поколении гибридных теплонасосных систем, когенерирующих тепловую энергию и холод, позволяет обеспечить:

а) в полном объеме годовые потребности здания в тепловой энергии для горячего водоснабжения;

б) в полном объеме годовые потребности здания в холоде для систем кондиционирования;

в) частично потребности здания в тепловой энергии для систем отопления и вентиляции.

Грунт поверхностных слоев Земли представляет собой фактически аккумулятор теплоты неограниченной емкости. Температурный режим слоев грунта, расположенных ниже глубины проникновения солнечного излучения и теплового воздействия атмосферного воздуха (не более 1,5 м) формируется только под воздействием тепловой энергии, поступающей из недр Земли. Он весьма слабо зависит от сезонных, а тем более суточных изменений климатических условий. В результате этого на сравнительно небольшой глубине от поверхности грунт имеет температуру существенно более высокую, чем температура атмосферного воздуха. Для использования тепловой энергии грунтового массива в теплонасосной установке необходимо создать специальную систему сбора низкопотенциальной теплоты. В качестве такой системы могут быть использованы размещенные в грунте вертикальные, или горизонтальные регистры труб, по которым циркулирует теплоноситель, имеющий температуру более низкую, чем температура грунта. Теплоноситель переносит теплоту, отобранную от грунтового массива в испаритель теплонасосной установки. С помощью компрессора или абсорбера потенциал теплоты, переданной в испарителе, повышается до уровня необходимого в системах отопления и вентиляции. В теплый период года возможен обратный процесс, при котором осуществляется сброс избыточной теплоты в грунт, а в теплонасосной установке производится холод.

На рис. 7.11 представлена технологическая схема теплонасосной установки, в которой при создании системы сбора низкопотенциальной теплоты грунта использовано следующее техническое решение. Из полиэтиленовой трубы диаметром 16 мм были изготовлены 60 трехметровых U-образных петель, а затем петли были уложены в грунт непосредственно под зданием. В общем контуре с грунтовыми теплообменниками работают два теплообменника 1, утилизирующие теплоту сточных вод. Промежуточный теплоноситель (20 % водный раствор этиленгликоля) получает в теплообменниках низкопотенциальную теплоту и передает ее в испаритель теплового насоса. Величина теплового потока, получаемая промежуточным теплоносителем в грунтовом теплообменнике,

находится в диапазоне от 4,59 до 9,43 кВт. Линейная плотность теплового потока составляет 24–52 Вт на один погонный метр глубины скважины. Величина теплового потока от канализационных стоков изменяется в диапазоне 4,26–9,29 кВт.

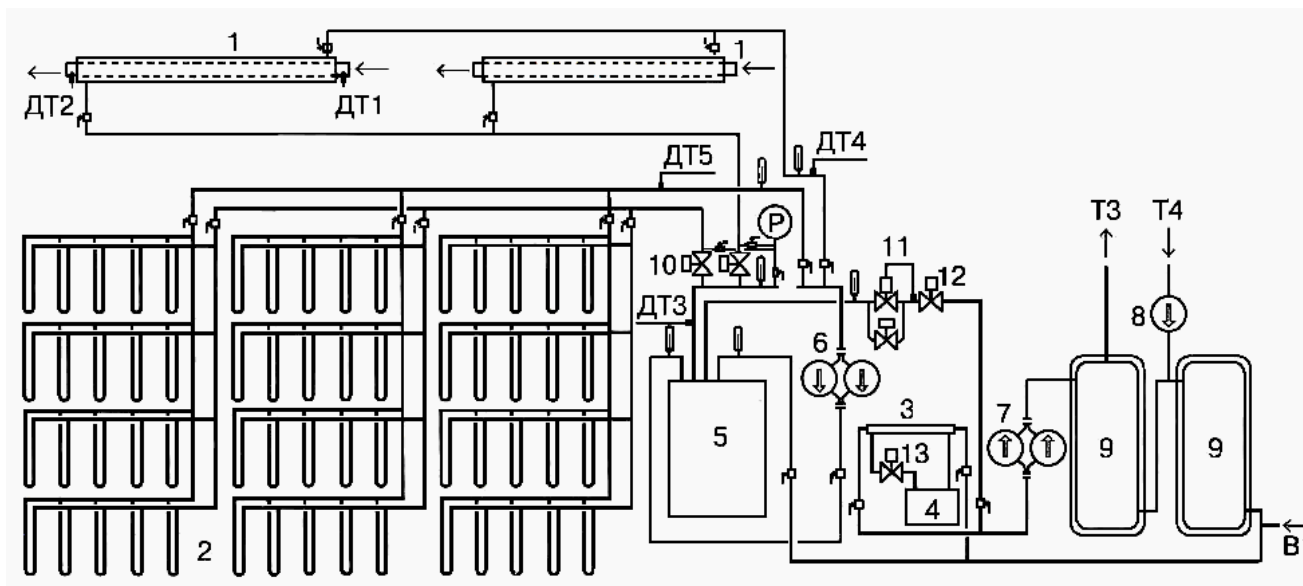


Рис. 7.11. Принципиальная схема теплоснабжения жилого дома с использованием теплонасосной установки

- 1 – теплообменники утилизации теплоты сточных вод; 2 – грунтовые теплообменники; 3 – водоводяной теплообменник; 4 – узел ввода тепловой сети; 5 – тепловой насос; 6 – циркуляционный насос промежуточного теплоносителя; 7 – циркуляционный насос контура подогрева воды от теплосети; 8 – циркуляционный насос системы горячего водоснабжения; 9 – баки-накопители горячей воды; 10 – балансировочные вентили; 11, 13 – регулятор температуры; 12 – электромагнитный клапан; ДТ1 – ДТ5 – температурные датчики; В1 – подача воды из водопровода; Т3, Т4 – трубопроводы горячего водоснабжения.

В процессе работы теплового насоса в конденсаторе подогревается вода, которая затем насосом 7 перекачивается в баки-накопители горячей воды 9. Параллельно тепловому насосу подключен теплообменник 3, в котором в качестве греющего теплоносителя используется вода из городской теплосети. Теплообменник 3 работает в основном в зимний период, когда мощности теплового насоса недостаточно для полного обеспечения здания горячей водой. Из опыта эксплуатации известно, что в результате длительной работы теплового насоса в зимний период происходит понижение температуры массива грунта и к концу отопительного периода грунтовые теплообменники могут даже обрастать ледяными наростами. Если в теплый период года не происходит активный сброс теплоты в грунт, например, за счет работы теплового насоса на холодоснабжение системы кондиционирования, то первоначальное температурное поле может и не восстановиться. В результате происходит постепенное снижение отопительного коэффициента теплового насоса и понижается общая эффективность теплонасосной системы теплоснабжения. В схеме, представленной на рис. 7.11,

остановка теплового насоса не приводит к остановке циркуляционного насоса 6. Он продолжает работать и обеспечивает циркуляцию промежуточного теплоносителя в контуре «грунтовые теплообменники – теплообменники-утилизаторы сточных вод». Теплота при этом передается от теплых стоков к массиву грунта. Это позволяет грунту быстро восстанавливать свой температурный потенциал и тем самым способствует поддержанию высоких значений отопительного коэффициента теплового насоса.

На основании результатов эксплуатации теплонасосной установки был сделан вывод о ее работоспособности и эффективности. Средняя величина отопительного коэффициента насоса составила 3,5.