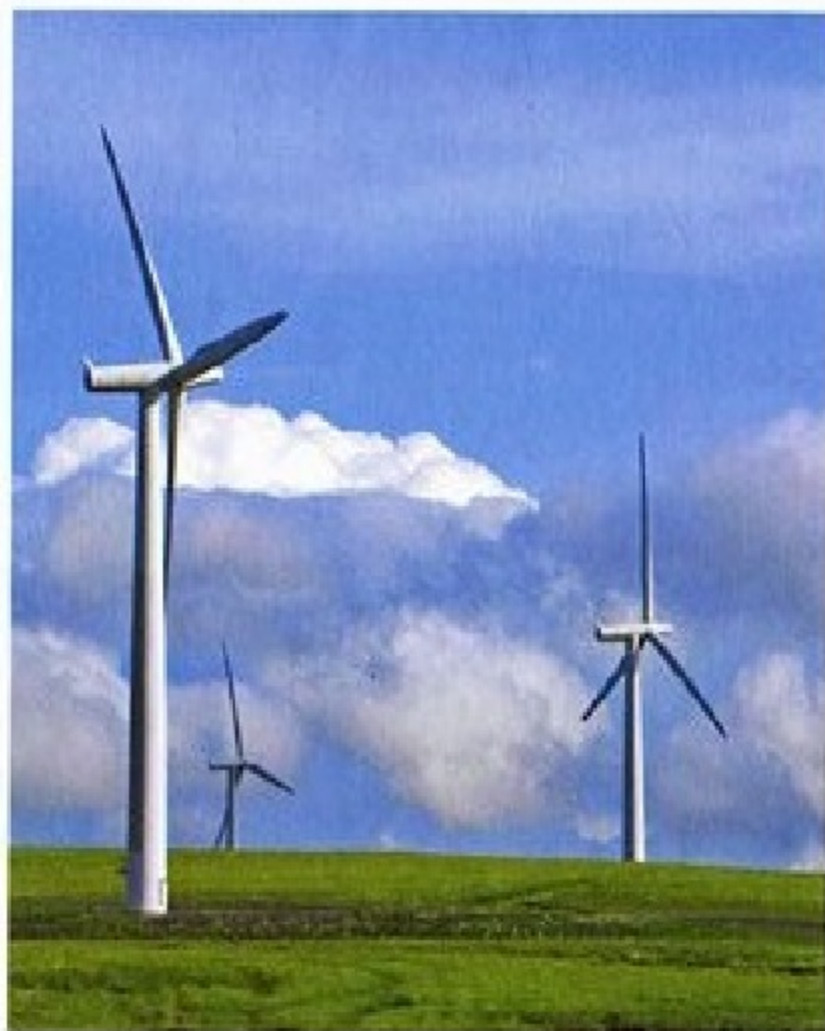


НЕТРАДИЦИОННЫЕ И ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

Ю.Д. СИБИКИН
М.Ю. СИБИКИН



УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ

КНОРУС

Ю.Д. Сибикин
М.Ю. Сибикин

НЕТРАДИЦИОННЫЕ И ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

Учебное пособие

Второе издание, стереотипное



МОСКВА
2012

УДК 620(075.8)
ББК 31.15я73
С34

Сибикин Ю.Д.

С34 Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии : учебное пособие / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. — 2-е изд., стер. — М. : КНОРУС, 2012. — 232 с.

ISBN 978-5-406-02051-7

Рассмотрены современное состояние и перспективы использования в России и за рубежом энергии солнца, ветра, геотермальных вод, малых рек, океанов, морей, вторичных энергоресурсов и других возобновляемых источников энергии. Приведены примеры их внедрения в народное хозяйство.

Для студентов энерго- и теплотехнических специальностей, а также для инженерно-технических работников, занимающихся решением проблем использования НВИЭ.

**УДК 620(075.8)
ББК 31.15я73**

Сибикин Юрий Дмитриевич
Сибикин Михаил Юрьевич

**НЕТРАДИЦИОННЫЕ И ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ
ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ**

Сертификат соответствия № РОСС RU. АЕ51. Н 15407 от 31.05.2011 г.

Изд. № 4507. Подписано в печать 20.10.2011.

Формат 60×90/16. Гарнитура «PetersburgС». Печать офсетная.

Усл. печ. л. 14,5. Уч.-изд. л. 11,0. Тираж 1500 экз. Заказ №

ООО «КноРус».

129085, Москва, проспект Мира, д. 105, стр. 1.

Тел.: (495) 741-46-28.

E-mail: office@knorus.ru <http://www.knorus.ru>

Отпечатано в полном соответствии с качеством предоставленного издательством электронного оригинал-макета в ОАО «Первая Образцовая типография», филиал «Дом печати — ВЯТКА».

610033, г. Киров, ул. Московская, 122.

Тел./факс: +7 (8332) 53-53-80, 62-10-36

<http://www.gipp.kirov.ru> e-mail: order@gipp.kirov.ru

ISBN 978-5-406-02051-7

© Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю., 2012
© ООО «КноРус», 2012

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	6
Введение	8
Глава 1. Общая характеристика энергетики	
1.1. Термины и определения	9
1.2. Традиционные и нетрадиционные источники энергии	19
1.3. Энергетическое хозяйство промышленно развитых стран	24
1.4. Ресурсная обеспеченность мировой энергетики и перспективы ее развития	27
1.5. Современное состояние энергетики России	31
1.6. Стратегия развития отечественной энергетики до 2020 г.	38
1.7. Место нетрадиционных источников в удовлетворении энергетических потребностей человека	40
Контрольные вопросы	42
Глава 2. Экологические проблемы энергетики	
2.1. Антропогенная деятельность и ее влияние на экологию	44
2.2. Основные направления экологической политики при развитии ТЭК	48
2.3. Виды вредностей и их воздействие на человека	51
2.4. Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны	53
2.5. Охрана атмосферного воздуха от загрязнений промышленными предприятиями	57
2.6. Инвентаризация выбросов в атмосферу загрязняющих веществ тепловых электростанций и котельных.	60
2.7. Организация контроля выбросов в атмосферу на тепловых электростанциях и в котельных	66
2.8. Определение количества выбросов	70
Контрольные вопросы	82
Глава 3. Использование энергии Солнца	
3.1. Физические основы процессов преобразования солнечной энергии.	83
3.2. Типы солнечных коллекторов и принципы их действия	93
3.3. Солнечные тепловые электростанции (СТЭС).	102

3.4. Солнечные фотоэлектрические станции (СФЭС)	104
3.5. Типы солнечных батарей	113
3.6. Зарядка и подзарядка аккумуляторов	114
3.7. Расчет параметров солнечной батареи.	118
Контрольные вопросы	119

Глава 4. Использование энергии ветра

4.1. Ветроэнергетические установки	121
4.2. Запасы энергии ветра и возможности ее использования	125
4.3. Сведения о ветровом кадастре России.	128
4.4. Расчет идеального и реального ветряка	129
4.5. Ветроэлектростанции	135
Контрольные вопросы	139

Глава 5. Геотермальная энергетика

5.1. Источники геотермального тепла. Способы и методы его использования в мире	140
5.2. Использование геотермального тепла в Российской Федерации	142
5.3. Конструктивные особенности ГЕОЭС России и перспективы их развития	145
Контрольные вопросы	149

Глава 6. Использование энергии океанов и морей

6.1. Приливообразующие силы Луны и Солнца.	150
6.2. Энергетические ресурсы океанов	153
6.3. Приливные электростанции	154
6.4. Состояние использования энергии океанов в мире	156
6.5. Специфика энергетического расчета ПЭС	160
6.6. Непосредственное использование в графике нагрузки энергоотдачи приливов	161
6.7. Использование ПЭС в комплексе с ГЭС (ГАЭС)	163
Контрольные вопросы	166

Глава 7. Использование вторичных энергетических ресурсов

7.1. Система определений, понятий и классификация вторичных энергетических ресурсов	167
7.2. Определение выхода и использования ВЭР	171

7.3. Определение экономии топлива от использования ВЭР	176
7.4. Технологии использования ВЭР при эксплуатации и их учет при проектировании	180
7.5. Опыт экономии тепловой энергии за счет использования ВЭР	184
Контрольные вопросы	190

**Глава 8. Использование производственных
и сельскохозяйственных отходов, энергии малых рек
и тепловых насосов**

8.1. Рациональное использование биомассы	191
8.2. Энергетическое использование твердых бытовых отходов	199
8.3. Малая гидроэнергетика	208
8.4. Использование тепловых насосов	211
Контрольные вопросы	218

**Глава 9. Перспективы использования новых видов топлива
и развития возобновляемых источников энергии**

9.1. Новые виды жидкого и газообразного топлива	219
9.2. Синтетическое топливо из углей	220
9.3. Горючие сланцы	222
9.4. Битуминозные породы	223
9.5. Спиртовые топлива	223
9.6. Водородная энергетика	224
9.7. Перспективы развития ВИЭ	226
Контрольные вопросы	227

Список литературы	228
------------------------------------	------------

ПРЕДИСЛОВИЕ

Стратегическая задача, поставленная Президентом и Правительством России перед обществом и государством, заключается в том, чтобы определить пути более эффективного использования природных энергетических ресурсов как важнейшего национального достояния страны для существенного повышения производимого социально ориентированного внутреннего валового продукта (ВВП) и качества жизни населения при снижении удельных энергетических и, как следствие, материальных затрат общества на свое развитие.

Структурная реорганизация экономики России требует от энергетиков решения ряда новых специфических задач.

В электроэнергетике работает более 1 млн человек. На производство электрической и тепловой энергии в России в 2007 г. было израсходовано более 50% всех добываемых в стране ТЭР. Экономия энергии в электроэнергетике обеспечивается путем улучшения использования мощностей в максимуме нагрузок, расширения использования межсистемного эффекта, снижения удельных расходов топлива на электростанциях благодаря модернизации оборудования, ввода крупных высокоэкономичных блоков, повышения уровня теплофикации и др. Значительное количество горючих энергоресурсов за период 2007—2020 гг. будет сэкономлено в результате ввода более совершенного оборудования на новых и реконструируемых ТЭС, а также использования нетрадиционных возобновляемых источников энергии.

В России и за рубежом накоплен значительный опыт по совершенствованию конструкции электрогенераторов для ветровых электростанций. Этот опыт должен быть использован для ветровых электростанций уже в 2010 г. при создании генераторов мощностью до 1000 кВт, способных работать с переменной частотой вращения. Внедрение таких станций обеспечит экономию топлива на ТЭС порядка 6...7% при высокой экологической чистоте.

Имеющийся в настоящее время в России потенциал гидроресурсов используется недостаточно. Это обусловлено большими экологическими издержками при создании традиционных ГЭС и применении традиционного оборудования.

НИИэлектромаш совместно с АО «Уралэлектротяжмаш» и АО «Эл-Сиб» разрабатывают и внедряют гидрогенераторы мощностью от 0,5 до 10 МВт в вертикальном и горизонтальном исполнениях для малых ГЭС. Эффект от экономии топлива на ТЭС и дизельных станциях за счет внедрения малых ГЭС составит 10%.

В НИИ и производственных предприятиях страны проводятся работы, направленные:

- на создание и внедрение экологически чистых парогазовых установок с внутрицикловой газификацией твердого топлива мощностью 300...320 МВт для ТЭЦ, что позволит снизить выбросы оксидов азота, углекислого газа в 10 раз, золы в отходящих газах до 8 мг/м³ вместо 50 мг/м³, уменьшить расходы топлива на 10...12%, металла на 12...15%, воды на 25...40%;
- освоение производства котлов-утилизаторов для ПГУ различной производительности, что позволит сэкономить до 20% топлива;
- создание экологически чистых мусоросжигающих станций с котлами единичной производительностью 5 т/ч по сжиганию 100 тыс. т/год твердых бытовых отходов.

Учебное пособие предназначено для студентов вузов по специальности 650800 «Нетрадиционные возобновляемые источники энергии».

В учебном пособии рассмотрены традиционные и нетрадиционные источники энергии, запасы и ресурсы источников энергии, приведена динамика потребления энергоресурсов в мире, обосновано место нетрадиционных источников в удовлетворении энергетических потребностей человека.

Проанализированы вопросы перспективного использования энергии солнца, ветра, геотермального тепла, рассмотрены конструкции солнечных коллекторов, аккумуляторов тепла, солнечных электростанций, ветроэнергетических установок, приливных электростанций, ГеоТЭС и др.

Даны понятия о вторичных энергоресурсах (ВЭР), приведены примеры их использования в настоящее время и на перспективу до 2020 г.

ВВЕДЕНИЕ

Проблема внедрения нетрадиционных возобновляемых источников энергии является в настоящее время одной из наиболее актуальных для всего народного хозяйства России. Ее необходимо решать в кратчайшие сроки, так как это позволит повысить эффективность использования топливно-энергетических и материальных ресурсов при производстве широкого спектра промышленной и сельскохозяйственной продукции и снизить энергопотребление создаваемых в Российской Федерации машин, промышленных и энергетических объектов.

Современное общество к концу XX в. столкнулось с энергетическими проблемами, которые приводили в известной степени даже к кризисам. Человечество старается найти новые источники энергии, которые были бы выгодны во всех отношениях: простота добычи, дешевизна транспортирования, экологическая чистота, восполняемость. Уголь и газ отходят на второй план: их применяют только там, где невозможно использовать что-либо другое. Все большее место в нашей жизни занимает атомная энергия: ее можно использовать как в энергетике, металлургии, ядерных реакторах космических челноков, так и в легковых автомобилях.

Все традиционные источники энергии обязательно закончатся, особенно при постоянно возрастающих потребностях людей. Поэтому на рубеже XXI в. человек стал задумываться о том, что станет основой его существования в новой эре. Есть и другие причины, в связи с которыми человечество обратилось к альтернативным источникам энергии.

Во-первых, непрерывный рост промышленности как основного потребителя всех видов энергии.

Во-вторых, необходимость значительных финансовых затрат на разведку новых месторождений, так как часто эти работы связаны с организацией глубокого бурения (в частности, в морских условиях) и другими сложными и наукоемкими технологиями. И в-третьих, экологические проблемы, связанные с добычей энергетических ресурсов. Не менее важной причиной необходимости освоения альтернативных источников энергии является проблема глобального потепления. Суть ее заключается в том, что двуокись углерода (CO_2), высвобождаемая при сжигании угля, нефти и бензина в процессе получения тепла, электроэнергии и обеспечения работы транспортных средств, поглощает тепловое излучение поверхности нашей планеты, нагретой Солнцем, и создает так называемый парниковый эффект.

Благодаря трудам выдающихся отечественных ученых и инженеров — Н.К. Байбакова, А.С. Басина, П.П. Безруких, В.В. Бушуева, С.Н. Ятрова, А.Ф. Дьякова, Б.П. Варнавского, Л.П. Гужновского, А.И. Гриценко, Л.В. Жилиной, А.Г. Завалко, Д.Г. Закирова, В.М. Зыкова, Ю.Д. Кузнецова, Р.В. Орлова, Е.В. Пашкова, С.И. Помазанова, В.И. Потапова, Н.К. Праведникова, М.М. Пчелина, М.Б. Плущевского, А.Ф. Лютенко, С.П. Сушона, Ю.А. Церрина и других — проблема внедрения в России нетрадиционных возобновляемых источников энергии будет позитивно решаться поэтапно до 2020 г.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЭНЕРГЕТИКИ

1.1. Термины и определения

В учебных научно-технических и справочных изданиях, а также в нормативных документах, относящихся к энергетике, часто используются общетехнические и специальные термины. Рассмотрим некоторые из терминов, смысловое содержание которых необходимо четко знать читателям настоящей книги.

Энергетика — область хозяйства, охватывающая энергетические ресурсы: выработку, преобразование и использование различных видов энергии.

Теплоэнергетика — отрасль теплотехники, занимающаяся преобразованием тепловой энергии в другие виды энергии (механическую, электрическую).

Температурой называют физическую величину, характеризующую степень нагретости тела. С молекулярно-кинетической точки зрения температура есть мера интенсивности теплового движения молекул. Численное значение температуры связано с величиной средней кинетической энергии молекул.

В международной системе единиц (СИ) (табл. 1.1) единицей измерения абсолютной температуры является кельвин (К); на практике широкое распространение получило измерение температуры в градусах Цельсия ($^{\circ}\text{C}$). Значения абсолютной температуры t_{K} и температуры t_{C} по шкале Цельсия связаны соотношением $t_{\text{K}} = t_{\text{C}} + 273,15$.

Совокупность значений температуры во всех точках рассматриваемого тела в данный момент времени называют *температурным полем*.

Поверхность внутри тела или на его границах, имеющую одинаковую температуру, называют *изотермической*.

Давление обусловлено взаимодействием молекул рабочего тела с поверхностью. Численно оно равно силе, действующей на единицу площади поверхности тела по нормали к ней.

Таблица 1.1

**Соотношение между единицами измерений в международной
системе единиц (СИ) и системе МКГСС**

Величина	Размерность		Коэффициент перевода применяемой единицы измерения в единицу системы СИ	Рекомендованные десятичные, кратные и дольные единицы от единиц СИ	Единицы измерения, обязательные для применения в энергетике
	в системе МКГСС	в системе СИ			
Линейная	м	м	10^{-2} м	км; см;	км; м; см;
	см			мм; мкм	мм; мкм
Масса	т	кг	10^{-3} кг	г; мг; мкг	т; кг; г; мг; мкг
	кг		—		
	мг		10^{-8} кг		
	мкг		10^{-9} кг		
Время	с; мин; ч; сут	с	60 с; 3 600 с; 86 400 с	кс; мс; мкс	с; мин; ч; сут
Температура	°С	К	$t [°С] + 273,15$ К	—	К; °С
Давление	кгс/см ²	Па	98 066,5 Па	МПа; кПа; ГПа	МПа; кПа; ГПа; Па
	мм вод. ст.		9,80665 Па		
	мм рт. ст.		133,32 Па		
	бар		10^5 Па		
Расход массовый	кг/ч	кг/с	$2,7778 \cdot 10^{-4}$ кг/с	—	кг/ч; т/ч; кг/с
	т/ч		0,27778 кг/с		
Энергия, количество теплоты	кал	Дж	4,1868 Дж	ГДж;	ГДж; МДж;
	ккал		4186,8 Дж	МДж;	кДж; Дж;
	Мкал		$4,1868 \cdot 10^6$ Дж	кДж;	Гкал; Мкал;
	Гкал		$4,1868 \cdot 10^9$ Дж	МДж	ккал; кал
Энтальпия, удельное количество теплоты	ккал	Дж/кг	4 186,8 Дж/кг	кДж/кг;	кДж/кг; ккал/кг
	кал/г		4,1868 Дж/кг	МДж/кг	
Тепловой поток, мощность	кал/с	Вт (ватт)	4,1868 Вт	—	кал/с; ккал/ч; Гкал/ч; МВт; кВт; Вт
	ккал/ч		1,1630 Вт		
	Гкал/ч		$1,1630 \cdot 10^6$ Вт		
Удельная теплоемкость	кал/(г·К)	Дж/(кг·К)	$4,1868 \cdot 10^3$ Дж/(кг·К)	Дж/(кг·К)	кДж/(кг·К); ккал/(кг·К)

Примечание. При измерении расхода теплоносителя в единицах объема массу теплоносителя рассчитывают по формуле $G = 0,001 G_0 \rho$, где G_0 — расход теплоносителя в единицах объема; ρ — плотность теплоносителя, определяемая по средним значениям температуры теплоносителя и его абсолютного давления за рассматриваемый период времени. Плотность теплоносителя определяют по нормативно-техническим материалам.

В системе СИ давление выражают в паскалях ($1 \text{ Па} = 1 \text{ Н/м}^2$). Используют также внесистемные единицы измерения давления, например: техническая атмосфера ($1 \text{ ат} = 1 \text{ кгс/см}^2 = 10^5 \text{ Па}$), миллиметр ртутного столба ($1 \text{ мм рт. ст.} = 133,322 \text{ Па}$), миллиметр водяного столба ($1 \text{ мм вод.ст.} = 10 \text{ Па}$).

Удельный объем v — объем единицы массы вещества. Если однородное тело массой m занимает объем V , то $v = V/m$. Единица измерения удельного объема — кубический метр на килограмм ($\text{м}^3/\text{кг}$).

Отопление — процесс поддержания нормируемой температуры воздуха в закрытых помещениях.

Система отопления — техническая установка, состоящая из комплекта оборудования, связанного между собой конструктивными элементами, предназначенная для получения, переноса и передачи заданного количества теплоты в обогреваемое помещение.

Теплопотребляющая установка — комплекс устройств, использующих тепловую энергию для отопления, вентиляции, горячего водоснабжения, кондиционирования воздуха и технологических нужд.

Теплоснабжение — обеспечение потребителей тепловой энергией.

Теплосчетчик — прибор или комплект приборов (средство измерения), предназначенный для определения количества теплоты и измерения массы и параметров теплоносителя.

Тепловычислитель — устройство, обеспечивающее расчет количества теплоты на основе входной информации о массе, температуре и давлении теплоносителя.

Узел учета — комплект приборов и устройств, обеспечивающий учет тепловой энергии, массы (объема) теплоносителя, а также контроль и регистрацию его параметров.

Зависимая схема подключения системы теплопотребления — схема присоединения системы теплопотребления к тепловой сети, при которой теплоноситель (вода) из тепловой сети поступает непосредственно в систему теплопотребления.

Приборы учета — приборы, которые выполняют одну или несколько функций: измерение, накопление, хранение, отображение инфор-

мации о количестве тепловой энергии, массе (объеме), температуре, давлении теплоносителя и времени работы приборов.

Потребитель тепловой энергии — юридическое или физическое лицо, которому принадлежат теплопотребляющие установки, присоединенные к системе теплоснабжения энергоснабжающей организации.

Система теплоснабжения — совокупность взаимосвязанных источника теплоты, тепловых сетей и систем теплопотребления.

Система теплопотребления — комплекс теплопотребляющих установок с соединительными трубопроводами или тепловыми сетями.

Счетчик пара — измерительный прибор, предназначенный для измерения массы пара, протекающего в трубопроводе через сечение, перпендикулярное направлению скорости потока.

Тепловая сеть — совокупность трубопроводов и устройств, предназначенных для передачи тепловой энергии.

Виды тепловых нагрузок — отопительная, вентиляционная, технологическая, кондиционирование воздуха, горячее водоснабжение.

Водосчетчик — измерительный прибор, предназначенный для измерения массы (объема) воды (жидкости), протекающей в трубопроводе через сечение, перпендикулярное направлению скорости потока.

Экология — наука, изучающая условия существования живых организмов и взаимосвязи между организмами и средой, в которой они обитают.

Биомасса — выраженное в единицах массы (веса) или энергии количество живого вещества тех или иных организмов, приходящееся на единицу площади или объема.

Биосфера — часть географической оболочки земли, где обитают живые организмы. Верхняя граница биосферы находится на высоте 10...12 км от земной коры, нижняя — на глубине 2...3 км в нефтеносных водах. В гидросфере жизнь распространяется до дна Мирового океана (10 км).

Водоохранная зона — территория, выделяемая для охраны водных источников от загрязнения и истощения.

Водопользование — использование водных ресурсов для нужд населения и народного хозяйства в порядке, установленном водным законодательством.

Землеустройство — система государственных мероприятий по организации наиболее полного, рационального и эффективного использования земли.

Использование воды:

оборотное — при котором осуществляется циркуляция воды по замкнутому кругу с добавкой небольшого количества свежей воды. При необходимости может производиться очистка воды;

прямоточное — потребление воды осуществляется из ее источника, а использованная вода сбрасывается в канализацию;

последовательное — когда вода, использованная одним потребителем, передается другому, а затем сбрасывается в канализацию.

Кадастр водный — свод сведений о водных ресурсах и источниках страны. Включает географическое описание, запасы, качество и режим вод в них.

Кадастр земельный — совокупность сведений о земле, отображающих важные для сельскохозяйственной деятельности земли и их класс (количество, качественное состояние, хозяйственную ценность, правовое положение).

Оценка природных ресурсов кадастровая — определение денежной цены природного ресурса как результат теоретических исследований и подсчетов.

Используется для определения суммарного богатства страны (региона) и может применяться при плановых расчетах на перспективу.

Оценка природных ресурсов эколого-экономическая — определение экономической ценности естественного ресурса с учетом экологических последствий его использования и последующих потерь или выигрышей в цепи экологических изменений, вызванных эксплуатацией данного ресурса.

Охрана водных ресурсов — совокупность мероприятий, направленных на сохранение чистоты водных ресурсов, предотвращение их загрязнения и истощения.

Охрана природы — система государственных, общественных и международных мероприятий, обеспечивающих рациональное использование, восстановление, умножение и охрану природных ресурсов от разрушения и истощения.

Электрическая станция — промышленное предприятие, вырабатывающее электроэнергию и обеспечивающее ее передачу потребителям по электрической сети. На электростанции происходит преобразование энергии какого-либо природного источника в механическую энергию вращения турбины и далее с помощью электрических генераторов — в электроэнергию. В зависимости от того, какой природный источник энергии используется, выбирается тип электростанции.

ТЭС

На тепловых электростанциях в электроэнергию преобразуется теплота, выделяющаяся при сжигании топлива.

Первые ТЭС появились в конце XIX в. (в 1882 г.— в Нью-Йорке, 1883 г.— в Петербурге, 1884 г.— в Берлине) и получили преимущественное распространение. В середине 70-х гг. XX в. ТЭС — основной вид электрических станций. Доля вырабатываемой ими электроэнергии составляла: в России и США 80%; в мире около 76%.

Сейчас около 50% всей электроэнергии мира производится на тепловых электростанциях. Большинство городов России снабжаются именно ТЭС. Часто в городах используются ТЭЦ — теплоэлектроцентрали, производящие не только электроэнергию, но и тепло в виде горячей воды. Такая система является довольно непрактичной, так как в отличие от электрокабеля надежность теплотрасс чрезвычайно низка на больших расстояниях. Эффективность централизованного теплоснабжения при передаче также сильно понижается (КПД достигает 60—70%). Подсчитано, что при протяженности теплотрасс более 20 км (типичная ситуация для большинства городов) установка электрического бойлера в отдельно стоящем доме становится экономически выгодна. На размещение тепловых электростанций оказывает основное влияние топливный и потребительский факторы. Наиболее мощные ТЭС расположены в местах добычи топлива. Тепловые электростанции, использующие местные виды органических топлив (торф, сланцы, низкокалорийные и многозольные угли, мазут, газ), ориентируются на потребителя и одновременно находятся у источников топливных ресурсов.

Основным оборудованием ТЭС (рис. 1.1, *a*) являются котел, турбина, генератор. В котле при сжигании топлива выделяется тепловая энергия, которая преобразуется в энергию водяного пара. В турбине водяной пар превращается в механическую энергию вращения. Генератор превращает энергию вращения в электрическую. Тепловая энергия для нужд потребления может быть взята в виде пара из турбины либо котла.

Тепловые электростанции имеют как свои преимущества, так и недостатки. Положительным по сравнению с другими типами электростанций является относительно свободное размещение, связанное с широким распространением и разнообразием топливных ресурсов; способность вырабатывать электроэнергию без сезонных колебаний. К отрицательным относятся следующие факторы: ТЭС обладает низким коэффициентом полезного действия, если последовательно оце-

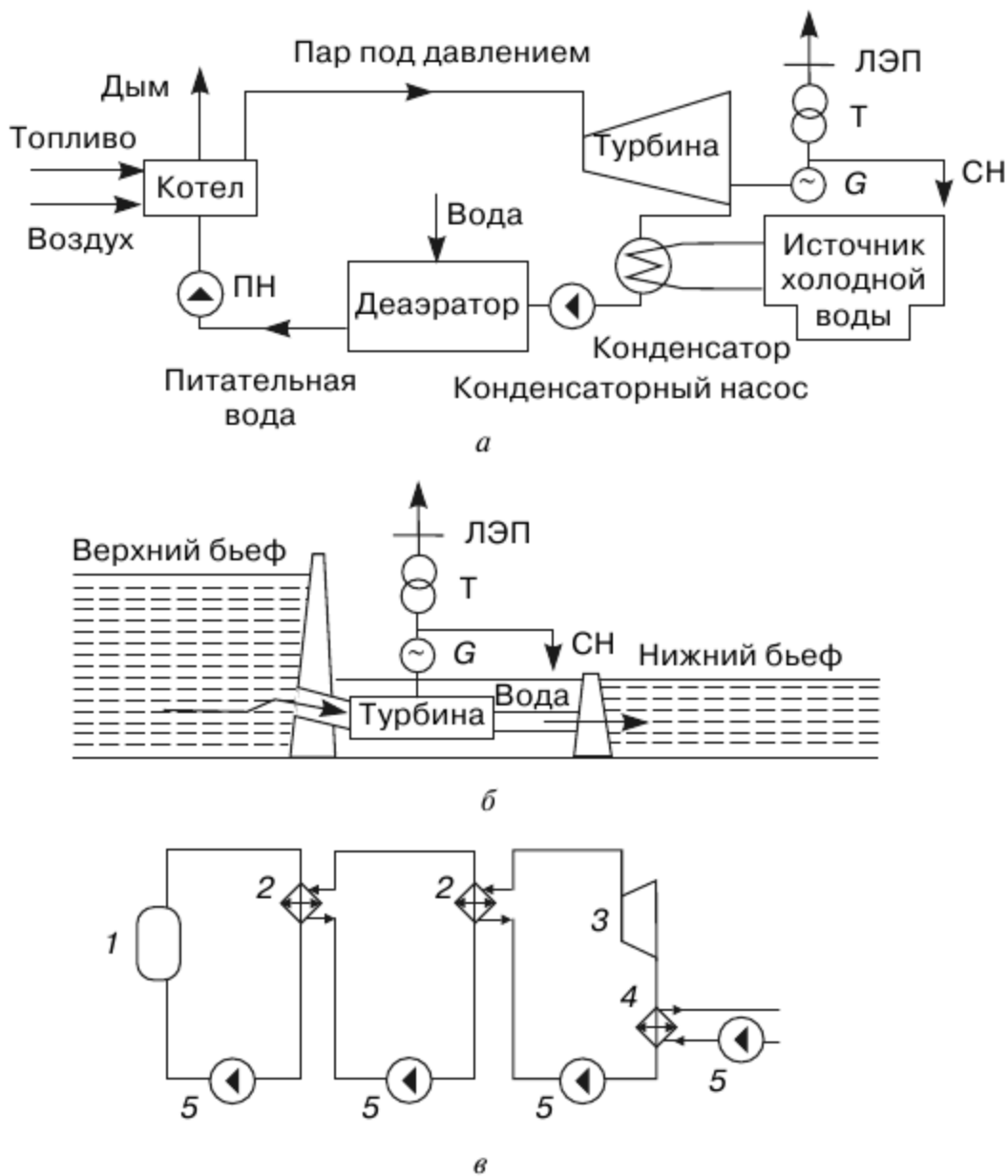


Рис. 1.1. Принципиальные технологические схемы электростанций:
a — ТЭС; *б* — ГЭС; *в* — АЭС; 1 — реактор;
 2, 4 — теплообменники; 3 — турбина; 5 — насос

нить различные этапы преобразования энергии, то увидим, что не более 32% энергии топлива превращается в электрическую. Топливные ресурсы нашей планеты ограничены, поэтому нужны электростанции, которые не будут использовать органическое топливо. Кроме того, ТЭС оказывает крайне неблагоприятное воздействие на окружающую среду. Тепловые электростанции всего мира, в том числе и России, выбрасывает в атмосферу ежегодно 200—250 млн т золы и около 60 млн т сернистого ангидрида, они поглощают огромное количество кислорода.

Гидроэнергетика

По количеству вырабатываемой энергии на втором месте находятся гидравлические электростанции (ГЭС). Они производят наиболее де-

шевую электроэнергию, но имеют довольно большую себестоимость постройки. Именно ГЭС позволили советскому правительству в первые десятилетия советской власти совершить большой прорыв в промышленности.

ГЭС можно разделить на две основные группы: ГЭС на крупных равнинных реках и ГЭС на горных реках. В нашей стране большая часть ГЭС сооружалась на равнинных реках. Равнинные водохранилища обычно велики по площади и изменяют природные условия на значительных территориях. Ухудшается санитарное состояние водоемов: нечистоты, которые раньше выносились реками, накапливаются в водохранилищах, приходится применять специальные меры для промывки русел рек и водохранилищ. Сооружение ГЭС на равнинных реках менее рентабельно, чем на горных, но иногда это необходимо, например для создания нормального судоходства и орошения. Во всех странах мира стараются отказаться от использования ГЭС на равнинных реках, переходя на быстрые горные реки или АЭС.

Гидравлические электростанции используют для выработки электроэнергии гидроэнергетические ресурсы, т.е. силу падающей воды. Существует три основных вида ГЭС:

1. Гидроэлектрические станции.

Технологическая схема их работы довольно проста (рис. 1.1, б). Естественные водные ресурсы реки преобразуются в гидроэнергетические ресурсы с помощью строительства гидротехнических сооружений. Гидроэнергетические ресурсы используются в турбине и превращаются в механическую энергию, механическая энергия используется в генераторе и превращается в электрическую энергию.

2. Приливные станции.

Природа сама создает условия для получения напора, под которым может быть использована вода морей. В результате приливов и отливов уровень морей меняется на северных морях — Охотском, Беринговом, волна достигает 13 м. Между поверхностями бассейна и моря образуется разница уровней и таким образом создается напор. Так как приливная волна периодически изменяется, то в соответствии с ней меняются напор и мощность станций. Пока еще использование приливной энергии ведется в скромных масштабах. Главным недостатком таких станций является вынужденный режим. Приливные станции (ПЭС) дают свою мощность не тогда, когда этого требует потребитель, а в зависимости от приливов и отливов воды. Велика также стоимость сооружений таких станций.

3. Гидроаккумулирующие электростанции.

Их действие основано на циклическом перемещении одного и того же объема воды между двумя бассейнами: верхним и нижним. В ночные часы, когда потребность в электроэнергии мала, вода перекачивается из нижнего водохранилища в верхний бассейн, потребляя при этом излишки энергии, производимой электростанциями ночью. Днем, когда резко возрастает потребление электричества, вода сбрасывается из верхнего бассейна вниз через турбины, вырабатывая при этом энергию. Это выгодно, так как остановки ТЭС в ночное время невозможны. Таким образом, ГАЭС позволяет решать проблемы пиковых нагрузок. В России, особенно в европейской части, остро стоит проблема создания маневренных электростанций, в том числе ГАЭС.

Кроме перечисленных достоинств и недостатков, гидравлические электростанции имеют следующие: ГЭС являются весьма эффективными источниками энергии, поскольку используют возобновимые ресурсы, они просты в управлении и имеют высокий КПД — более 80%. В результате производимая энергия на ГЭС самая дешевая. Огромное достоинство ГЭС — возможность практически мгновенного автоматического запуска и отключение любого требуемого количества агрегатов. Но строительство ГЭС требует длительных сроков и больших удельных капиталовложений; это связано с потерей земель на равнинах, наносит ущерб рыбному хозяйству. Доля участия ГЭС в выработке электроэнергии значительно меньше их доли в установленной мощности; это объясняется тем, что их полная мощность реализуется лишь в короткий период времени, причем только в многоводные годы. Поэтому, несмотря на обеспеченность многих стран мира гидроэнергетическими ресурсами, они не могут служить основными источниками производства электроэнергии.

Атомная энергетика

На рисунке 1.1, в приведена принципиальная технологическая схема атомной теплоэлектроцентрали (АТЭЦ), не потребляющей органического топлива и не загрязняющей атмосферу.

Первая в мире АЭС — Обнинская была пущена в 1954 г. в России. Персонал девяти российских АЭС составляет 40,6 тыс. человек, или 4% от общего числа работающих в энергетике. В 2007 г. в России выработано на АЭС 11,8%, или 119,6 млрд кВт·ч электроэнергии. Только на АЭС рост производства электроэнергии сохраняется стабильно высоким.

Планировалось, что удельный вес АЭС в производстве электроэнергии достигнет в СССР в 1990 г. 20%, фактически было достигнуто только 12,3%. Чернобыльская катастрофа вызвала сокращение про-

граммы атомного строительства, с 1986 г. в эксплуатацию были введены только 4 энергоблока.

АЭС, являющиеся наиболее современным видом электростанций, имеют ряд существенных преимуществ перед другими видами электростанций: при нормальных условиях функционирования они абсолютно не загрязняют окружающую среду, не требуют привязки к источнику сырья и соответственно могут быть размещены практически везде, новые энергоблоки имеют мощность, приблизительно равную мощности средней ГЭС, однако коэффициент использования установленной мощности на АЭС (80%) значительно превышает этот показатель у ГЭС или ТЭС.

Значительных недостатков при нормальных условиях функционирования АЭС не имеют, но нельзя не заметить, что при возможных форс-мажорных обстоятельствах: землетрясениях, ураганах и других — старые модели энергоблоков представляют потенциальную опасность радиационного заражения территорий из-за неконтролируемого перегрева реактора. Повседневная работа АЭС сопровождается рядом трудностей:

1. Существуют проблемы с захоронением радиоактивных отходов. Для вывоза со станций сооружаются контейнеры с мощной защитой

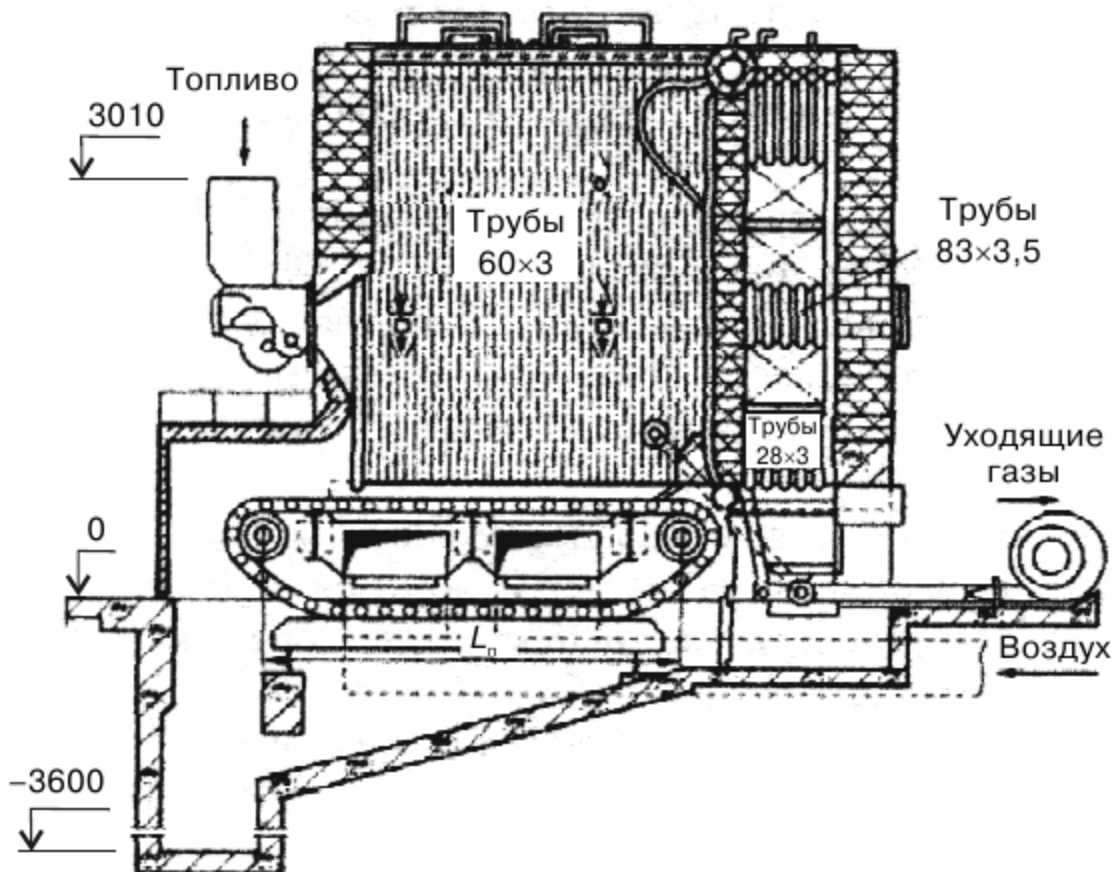


Рис. 1.2. Водогрейный котел KB-TС

и системой охлаждения. Захоронение производится в земле, на больших глубинах в геологически стабильных пластах.

2. Катастрофические последствия аварий на некоторых устаревших АЭС — следствие несовершенной системы защиты.

3. Тепловое загрязнение используемых АЭС водоемов.

Функционирование АЭС как объектов повышенной опасности требует участия государственных органов власти и управления в формировании направлений их развития и выделении необходимых средств.

Для централизованного теплоснабжения крупных объектов в России часто используют водогрейные котлы типа КВ-ТС и КВ-ТК для слоевого сжигания твердого топлива (рис. 1.2), типа КВ-ГМ для сжигания газа и мазута и др.

1.2. Традиционные и нетрадиционные источники энергии

Система топливно-энергетического комплекса (ТЭК) — это совокупность процессов добычи и преобразования первичных энергоресурсов, связанных с удовлетворением потребности в некоторых конечных продуктах.

К первичным энергоресурсам принято относить традиционные: нефть, газ, уголь, атомную и гидроэнергию, а также нетрадиционные возобновляемые энергоресурсы (НВЭС).

Перспективы добычи первичных энергоресурсов определяются:

- рыночными потребностями в конечной продукции ТЭК: [электроэнергия, тепловая энергия, моторное топливо, углеводородное и неуглеводородное сырье для химии, ценные компоненты (сера, гелий, ванадий, никель и другие рассеянные компоненты), топливо непосредственного использования];
- технологической взаимосвязью первичных энергоресурсов при производстве конечных продуктов ТЭК;
- предпочтительностью (экономической, экологической, социальной) использования того или иного первичного энергоресурса при производстве каждого конечного продукта ТЭК.

Углеводородное сырье (нефть, углеводородный конденсат, природный и нефтяной газ, уголь) является и будет служить в дальнейшем основным источником энергоресурсов в мире (табл. 1.2).

Согласно «Основным положениям энергетической стратегии России» аналогичные тенденции будут в энергетическом балансе страны до 2020 г. (табл. 1.3).

Все возрастающие нагрузки на окружающую среду традиционной энергетикой, промышленностью, транспортом, антропогенной деятельностью человечества привели к острой необходимости в интеграции энергетической, экологической и социально-экономической политики.

Таблица 1.2

Мировой энергобаланс производства первичных энергоресурсов, млрд т у.т. (%)

Виды энергоресурсов	Годы				
	1990	2000	2010	2020	2030
1. Органическое топливо,	10,1 (87)	12 (86)	13 (81)	13,7 (76)	14,2 (71)
в том числе:					
твердое топливо	3,4 (29)	4,0 (28)	4...4,5 (27)	4...4,9 (25)	4...5 (71)
жидкое топливо	4,3 (37)	4,7...4,8 (34)	4,6...4,8 (29)	4,5...4,7 (25)	4...4,3 (20)
природный и нефтяной газ	2,4 (21)	3,1...3,3 (24)	3,5...4,3 (25)	4,1...5,2 (26)	4,8...6,2 (29)
2. Электроэнергия,	1,45 (12)	1,9 (13)	2,5 (16)	3,3 (18)	4,0 (20)
в том числе:					
гидроэнергия	0,75 (6,5)	0,9 (6,0)	1,2 (7,9)	1,4 (7,5)	1,5 (7,5)
атомная энергия	0,7 (5,5)	1,0 (7,0)	1,3 (8,1)	1,9 (10,5)	2,5 (12,5)
3. НВИЭ	0,06 (1)	0,2 (1)	0,6 (3)	1,0 (6)	1,9 (9)
<i>Всего</i>	11,6 (100)	14,0 (100)	16,0 (100)	18 (100)	20 (100)

Таблица 1.3

Энергобаланс России в производстве первичных энергоресурсов

Виды энергоресурсов	Годы				
	1990	1995	2000	2010	2020
1. Органическое топливо, млн т у.т. (%),	1 551 (91)	1 083... 1 205 (83...90)	1 190... 1 315 (90)	1 330... 1 525 (90...89)	1 480... 1 735 (90...88)
в том числе:					
нефть + конденсат, млн т (%)	515 (39)	208...305 (21...31)	270...305 (27)	270...340 (25...27)	280...375 (26...27)

Окончание

Виды энергоресурсов	Годы				
	1990	1995	2000	2010	2020
природный и нефтяной газ, млрд м ³ (%)	640 (39)	615...630 (50...49)	660...740 (52)	740...860 (52%)	820...980 (52)
уголь, млн т (%)	396 (13)	260...270 (12...10)	260...270 (11)	320...325 (13...10)	380...385 (12)
2. Электроэнергия, млрд кВт·ч (%),	285 (9)	281...285 (17...10)	288...295 (10)	295...335 (10)	295...375 (10)
в том числе:					
гидроэнергия, млрд кВт·ч (%)	167 (5,3)	166...168 (10...53)	168...170 (6)	175...185 (6...5,5)	175...200 (6...5,5)
атомная энергия, млрд кВт·ч (%)	118 (3,7)	115...117 (3...3,7)	120...125 (4)	120...150 (4...4,5)	120...175 (4...4,5)
3. Нетрадиционная энергетика, млн т у.т. (%)	1 (0,05)	2...3 (0,14...0,21)	4...6 (03...0,4)	10...17 (0,6...0,94)	20...34 (2,0...3,0)
<i>Всего</i>	1 837 (100)	1 306... 1 493 (100)	1 482... 1 616 (100)	1 635... 1 877 (100)	1 670... 2 070 (100)

Таким образом, важнейшим аспектом энергетической политики стало создание экологически чистых энергетических установок на традиционных видах топлива, а также разработка и проведение мер по энерго- и ресурсосбережению.

В Российской Федерации разработана Государственная научно-техническая программа «Экологически чистая энергетика», включающая набор проектов решения этой проблемы.

Одним из перспективных путей решения возникших в традиционной энергетике проблем является использование нетрадиционных возобновляемых источников энергии (НВИЭ), применение которых дает возможность комплексно решать задачи:

- снижения (существенного) отрицательного воздействия традиционной теплоэнергетики на окружающую среду;
- осуществления потребностей определенной части населения, в первую очередь проживающих в сельской местности и в районах, расположенных вдали от централизованных источников энергоснабжения;
- снижения в известном масштабе использования органического топлива в низкопотенциальных процессах и сохранение его как сырья для химической промышленности.

НВИЭ следует рассматривать на достаточно продолжительный период (по крайней мере на первую четверть XXI в.) не как альтернативу традиционной энергетике, а как дополнительный источник энергии, решающий важные экологические и социально-экономические задачи. В мировом энергобалансе первичных источников энергии их доля составит, %:

- 2010 г.— 3;
- 2030 г.— 9 (см. табл. 1.2);
- по России в 2010 г.— 1, а в 2020 г.— 3.

К НВИЭ в мировой практике относят: солнечную, ветровую, геотермальную, гидравлическую энергии; энергию морских течений, волн, приливов, температурного градиента морской воды, низкотемпературного тепла Земли, воздуха; биомассу животного, растительно-го и бытового происхождения, водородную энергетику.

Потенциальные возможности НВИЭ практически неограничены. Однако несовершенство техники и технологии, отсутствие необходимых конструкционных и других материалов пока не позволяют широко вовлекать НВИЭ в энергетический баланс.

За последние годы в мире особенно заметен научно-технический прогресс в сооружении установок по использованию НВИЭ и в первую очередь фотоэлектрических преобразований солнечной энергии, ветроэнергетических агрегатов и биомассы.

Масштабы исследований и реализации проектов использования в мире НВИЭ можно характеризовать следующими примерами.

Сейчас в мире действует более 100 тыс. ветроэлектростанций мощностью 2500 МВт, в том числе более 16 тыс.— в США; 233 ГеоТЭС суммарной мощностью 5136 МВт, строятся 117 ГеоТЭС мощностью 2017 МВт.

Доля биомассы и древесины в ТЭБ США составляет 4%, Индии — 50%. В КНР используется 328 млн т у.т. /год биомассы для 800 млн человек сельского населения.

Согласно прогнозу Мирового энергетического конгресса на долю НВИЭ в 2020 г. придется 1 150—1 450 млн т у.т. (5,6...5,8% общего потребления). При этом прогнозируются следующие доли каждого вида НВИЭ, %:

Биомасса	35
Солнечная энергия	13
Гидроэнергия	16
Ветроэнергия	18
Геотермальная энергия	12
Энергия океана	6

Предполагается довести долю НВИЭ в общем энергобалансе по различным странам (2010 г.), %:

США	До 20
Великобритании	До 20 (до 600 МВт)
Японии	До (7...9)
Германии	До 12

В это же время отмечается серьезное отставание России от зарубежных стран по масштабам освоения НВИЭ.

В бывшем СССР в 1990 г. планировалось за счет НВИЭ заместить 4 млн т у.т. (органического топлива), фактически заместили около 1 млн т у.т., что составляет около 0,05% от общего энергопотребления. Согласно Основным положениям экономической стратегии РФ планируется увеличить долю НВИЭ (от общего энергопотребления):

2010 г.	(0,6...1,0) % (10...17 млн т у.т.)
2020 г.	(2,0...3,0) % (20...34 млн т у.т.)

Эти прогнозные оценки роста доли НВИЭ значительно ниже мировых.

Представляет интерес состояние и прогноз данных о себестоимости электроэнергии на основе НВИЭ (Renewable Sources of Energy, Paris), а также сравнительные оценки удельных капиталовложений на строительство электростанций (табл. 1.4 и 1.5).

Таблица 1.4

Себестоимость электроэнергии, дол. США/кВт·ч

Вид энергоресурсов	1980 г.	1989 г.	2000 г.	2010 г.
Ветровая энергия	0,25	0,07	0,04	0,01
Солнечная энергия (тепловая)	0,24	0,12	0,05	0,03
Солнечная энергия (фотоэлектрическая)	1,5	0,35	0,06	0,02...0,03
Традиционные виды энергии, в том числе:	—	—	—	3
атомная	—	0,04... 0,13	—	—
сжигание нефти	—	0,06	—	—
сжигание угля	—	0,04	—	—

Таблица 1.5

Сравнительные оценки удельных капиталовложений на строительство электростанций, дол. США/кВт

Тип станции	1980 г.	2000 г.	2020 г.
Геотермальные	2 000	2 200...2 500	1 900...2 300
Небольшие ГЭС	1 500...2 000	2 000...2 500	1 200...1 700

Тип станции	<i>Окончание</i>		
	1980 г.	2000 г.	2020 г.
Ветровые	3 000	300...1 000	600...700
Солнечные термодинамические	1 200...1 500	1 400...1 900	1 100...1 400
Фотоэлектрические	50 000	5 000	1 500...3 000

1.3. Энергетическое хозяйство промышленно развитых стран

Энергетический кризис 1973 г. ознаменовал собой резкий перелом в динамике многих энергоэкономических показателей в промышленно развитых странах, входящих в Организацию экономического сотрудничества и развития ОЭСР (Австралия, Австрия, Бельгия, Великобритания, Германия, Греция, Дания, Ирландия, Исландия, Испания, Италия, Канада, Люксембург, Нидерланды, Новая Зеландия, Норвегия, Португалия, США, Турция, Финляндия, Франция, Швейцария, Швеция, Япония).

До кризиса развитие экономики большинства этих стран проходило по энергозатратному пути. Темпы роста энергопотребления превышали или соответствовали темпам экономического роста, в результате чего еще больше возрастала или сохранялась высокая энергоемкость валового внутреннего продукта (ВВП). Например, в Японии в период «японского экономического чуда» (1960—1973 гг.), энергоемкость ВВП увеличивалась в среднем на 0,9% в год при относительном приросте ВВП и потребления первичных ТЭР соответственно на 9,6 и 10,5% в год.

На рисунке 1.3 приведены индексы динамики энергоемкости ВВП в США, Японии и странах Западной Европы за период с 1970 по 2001 гг.

В связи с неравномерным распределением по территории земного шара запасов органического топлива и эффективных гидроресурсов большинство промышленно развитых стран (за небольшим исключением) не в состоянии обеспечивать растущие потребности в топливе и энергии за счет собственных сырьевых ресурсов и были вынуждены увеличивать их импорт. Резкий рост цен на мировом топливном рынке в 1973—2006 гг. вынудил промышленно развитые страны, прежде всего импортирующие значительные объемы нефти и нефтепродуктов, разрабатывать и реализовывать меры по снижению темпов роста

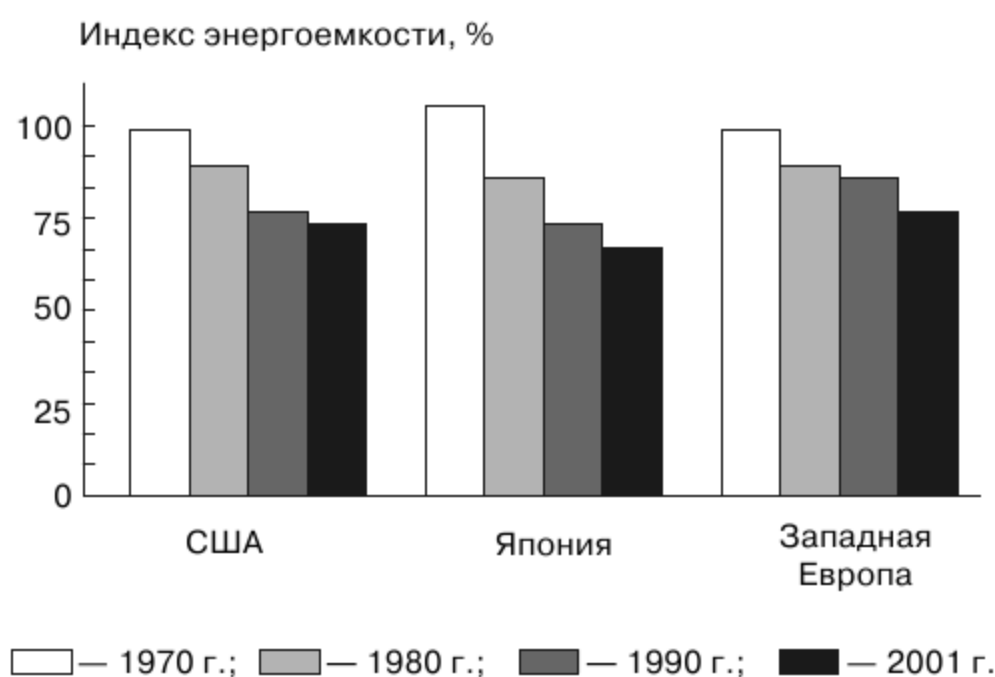


Рис. 1.3. Динамика энергоемкости ВВП в США, Японии и Западной Европе в 1970—2001 гг. За 100% принят 1970 г.

затрат на закупки энергоносителей за рубежом. К таким мерам, которые к настоящему времени уже реализованы, следует отнести:

- повышение уровня самообеспеченности ТЭР путем расширения добычи и использования национальных энергетических ресурсов;
- усиление влияния государства на интенсификацию активности предприятий и организаций различных форм собственности и частных лиц в сфере энергосбережения с помощью ряда законодательных актов, инвестиционной и налоговой политики, а также принятия ряда запретительных мер, расширения стандартизации в сфере энергопотребления в различных отраслях экономики и в быту;
- увеличение финансирования научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ (НИОКР) по созданию и внедрению энергетически эффективных технологий оборудования и материалов из средств государственного бюджета;
- осуществление структурных изменений в энергетическом балансе и в экономике в целом путем замещения дефицитных видов органического топлива (в первую очередь нефти) альтернативными источниками энергии (углем, природным газом, атомной энергией, возобновляемыми источниками энергии) и снижения удельного веса энергоемких материалопроизводящих отраслей в суммарном объеме ВВП;

- расширение пропагандистской, информационной и тренинговой деятельности в области энергопотребления и энергосбережения;
- снижение энергопотребления за счет структурных изменений во внешней торговле в направлении увеличения доли импорта энергоемкой продукции при одновременном сокращении ее национального производства.

Главными результатами проведения комплекса этих мероприятий, помимо снижения энергоемкости ВВП для промышленно развитых стран, стали: существенный (за исключением США) рост уровня самообеспеченности первичными энергоресурсами, снижение зависимости от нефти, динамичное развитие атомной энергетики, значительное увеличение доли электротехнологий в различных отраслях экономики, а также ускоренное развитие наукоемких отраслей (таких как приборостроение и электроника) на фоне замедления активности, а часто и остановки работ в сфере энергоемких отраслей.

Вклад атомной энергетики в обеспечение надежности электроснабжения в промышленно развитых странах трудно переоценить. АЭС вырабатывают в настоящее время 20,3% всей электроэнергии в США, 24,3% — в Японии, 31,7% — в Западной Европе, в том числе во Франции 73,6%, Бельгии — 60,2%.

Ярким примером последовательного проведения структурной перестройки экономики с целью ее перевода на энергосберегающий путь развития является Япония. В конце 70-х гг. XX в. в стране производилось около 1 млн т алюминия в год, в настоящее время она практически полностью перешла на его импорт. Производство стали, меди, цинка и свинца в течение ряда лет остается в Японии примерно на одном уровне. Во внешней торговле возросла доля энергоемких товаров, ввозимых в страну, и соответственно увеличилась доля экспортируемой малоэнергоемкой продукции.

Одновременно с этим в Японии было обеспечено снижение удельного расхода топлива легковыми автомобилями в среднем на 35...40% (с середины 70-х гг. XX в. по настоящее время), сокращение примерно наполовину удельного потребления электроэнергии воздушными кондиционерами, цветными телевизорами, холодильниками и другими электробытовыми приборами.

В конце 1990-х — начале 2000 гг. значительно окрепло и продолжает развиваться сотрудничество промышленно развитых стран со странами Центральной и Восточной Европы в сфере повыше-

ния эффективности использования энергии. По оценкам экспертов ООН, широкое внедрение рыночных механизмов, передовых энергосберегающих методов и технологий в странах с переходной экономикой позволит им существенно сократить образовавшийся разрыв со странами ОЭСР в уровне энергетической эффективности экономики. Его сокращение хотя бы наполовину позволит сэкономить около 860 млн т у.т. к 2010 г., из которых 90% составляют органические топлива. Снижение же CO_2 в странах Центральной и Восточной Европы на 10% дает в глобальном масштабе уменьшение выбросов этого газа в атмосферу на 5...6%.

1.4. Ресурсная обеспеченность мировой энергетики и перспективы ее развития

Мировые запасы ископаемого топлива являются ограниченными. Оценки извлекаемых запасов ископаемого топлива в мире представлены в табл. 1.6 и на рис. 1.4.

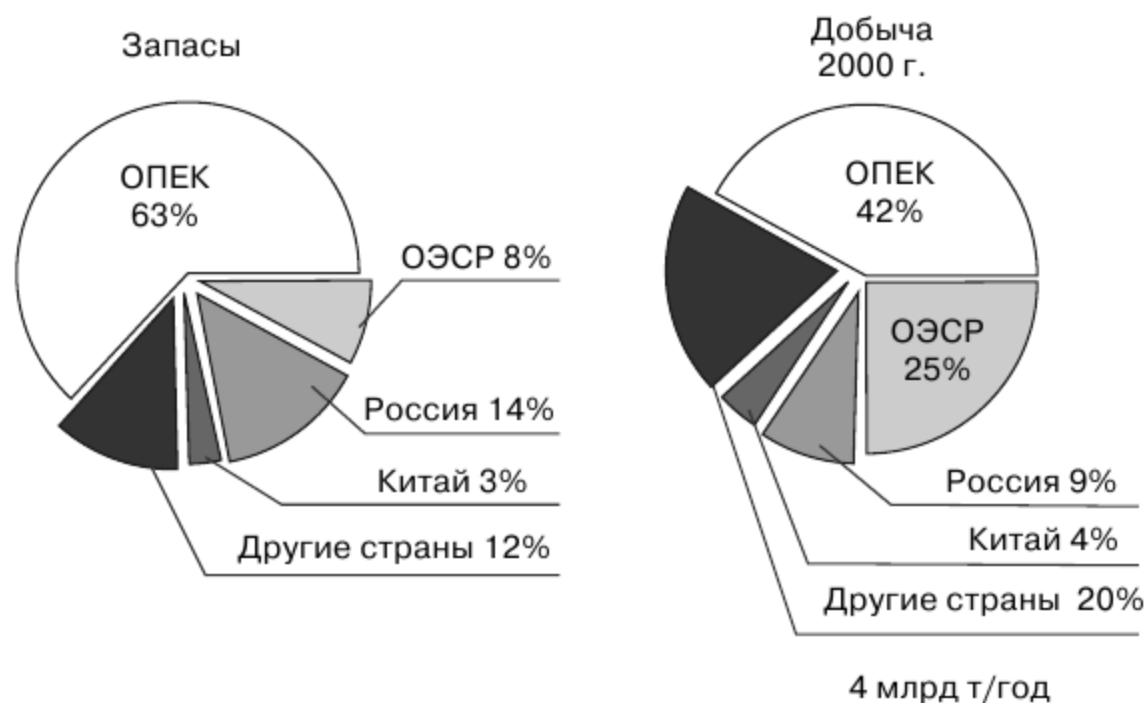


Рис. 1.4. Мировые запасы и добыча сырой нефти

При уровне мировой добычи 1990-х гг. соответственно (млрд т у.т.): уголь 3,1; нефть — 4,5 и природный газ — 2,6 (всего — 10,2), запасов угля хватит на 1560, нефти — на 250 и природного газа — на 120 лет. Таким образом, запасы ископаемого топлива конечны. По мере их исчерпания цены на ископаемое топливо будут непрерывно расти.

Таблица 1.6

**Доказанные запасы и ресурсы отдельных энергоносителей в оценках
Мирового энергетического совета, млрд т (уран — тыс. т)**

Энергоноситель	Доказанные запасы	Все извлекаемые доказанные запасы и ресурсы
Традиционная нефть	210	295
Нетрадиционная нефть	—	730...850
Традиционный природный газ	190	310
Каменный и бурый угли	610	4 860
Итого	1 010	6 190...6 310
Уран	3 400	17 000

Перспективы развития мировой энергетики оценивают с единых системных *экономико- и социально-экологических позиций*:

- *экологической* потому, что все энергетические объекты функционируют в природной среде и по-разному взаимодействуют с ней. Под взаимодействием понимают как воздействие энергетических объектов на окружающую природную среду, так и воздействие природных процессов на энергетические. Последнее особенно важно для возобновляемых источников энергии, являющихся преобразователями природных энергетических процессов;
- *социальной* потому, что целью функционирования всех энергетических объектов является удовлетворение различных потребностей социума и вместе с тем каждый из вариантов энергоснабжения требует от социума различных усилий и обеспечивает разное качество энергоснабжения;
- *экономической* потому, что каждый из вариантов энергоснабжения требует различных финансовых, материальных и трудовых затрат.

При таком подходе становится очевидным, что при поиске оптимальных решений энергетических проблем необходимо согласование весьма противоречивых требований: охрана окружающей среды — рост потребностей социума в материальных благах; сохранение природной среды обитания социума — право индивидуума на свободу экономических действий; проведение общегосударственной экономической и социальной политики.

За последнее время было обнародовано достаточно много прогнозов развития мирового энергетического хозяйства в целом и отдельных его звеньев. Некоторые показатели этих прогнозов приведены в табл. 1.7.

Таблица 1.7

Прогнозы развития мировой энергетики

Показатель	2010 г.		2020 г.	2020 г.		2050 г.	
	Ми-ни-маль-ный уро-вень	Мак-си-маль-ный уро-вень		Ми-ни-маль-ный уро-вень	Мак-си-маль-ный уро-вень	Ми-ни-маль-ный уро-вень	Мак-си-маль-ный уро-вень
Мировое произ-водство первич-ных топливно-энергетических ре-сурсов, млн т у.т.	15 990	16 870	18 020	19 450	22 020	28 310	35 460
Доля органических топлив, %	89,8	90,7	83,8	71,8	79,6	58,9	72,9
Мировое производ-ство электроэнергии, ТВт·ч	18 230	20 907	21 922	19 120	22 925	30 952	41 646
Доля АЭС в мировом производстве элек-троэнергии, %	12,5	14,3	15	11,4	20,7	11,4	38,0

Мировые потребности в нефти и газовом конденсате, составившие в 1998 г. около 3,5 млрд т, увеличатся, согласно прогнозным оценкам МЭА, до 4,7 млрд т в 2010 г. и до 5,6 млрд т в 2020 г. При этом предполагается, что 42% всех мировых потребностей в жидких топливах в 2020 г. будут обеспечены нефтью, добываемой ближневосточными странами — членами ОПЕК, тогда как в 1996 г. этот показатель был равен 23,9%.

Таблица 1.8

Прогноз добычи и торговли природным газом в 2010 и 2020 гг., млн т у.т

Страна	2010 г.	2020 г.
	<i>Добыча газа</i>	
Страны — члены ОЭСР	1 590	1 530
В том числе страны Европы	395	340
Страны с переходной экономикой	1 157	1 596
Остальные страны	1 169	1 843
<i>Итого</i>	3 916	4 969

Окончание

Страна	2010 г.	2020 г.
	<i>Импорт-экспорт (нетто)</i>	
Страны — члены ОЭСР	656	1 091
В том числе страны Европы	329	553

Особый интерес представляет прогноз развития добычи природного газа (рис. 1.5) и международной торговли им, крупнейшим экспортером которого в мире является Россия (табл. 1.8).

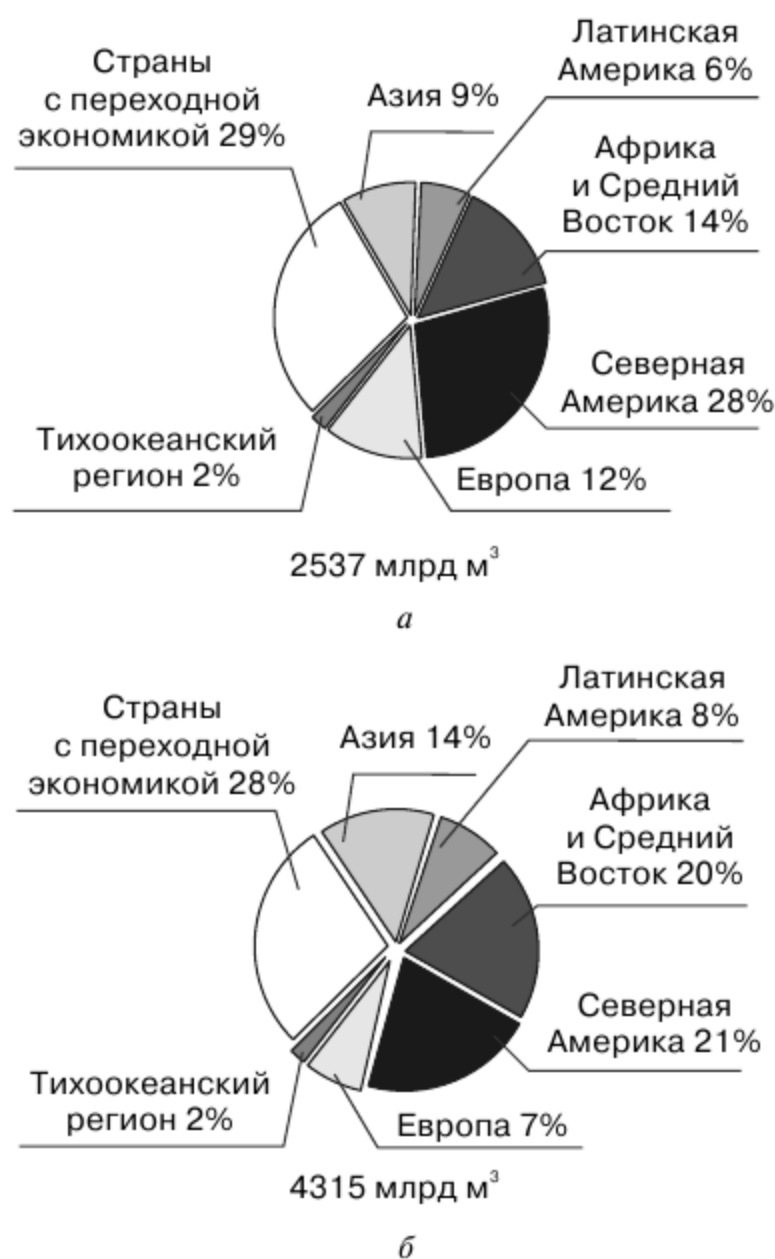


Рис. 1.5. Добыча и потребление газа: а — 2000 г.; б — 2020 г.

Мировая добыча природного газа, согласно прогнозу МЭА, в 2010 г. возрастет по сравнению с 1995 г. в 1,5 раза и к 2020 г. — в 1,9 раза. Среднегодовой прирост добычи газа в 1995—2020 гг. составит 2,6%.

Для обеспечения сбыта добываемого природного газа согласно данным, опубликованным на 17-м конгрессе МИРЭС, к 1250 тыс. км магистральных газопроводов, существовавших в мире в 1995 г., к 2010 г. понадобится построить 350 тыс. км и за 2011—2015 гг.— еще 190 тыс. км.

В 2010 г. примерно 38% всего используемого в мире газа будет израсходовано на производство электроэнергии, в 2020 г.— 43%.

По мнению МЭА, основная часть прироста потребности европейских стран — членов ОЭСР в природном газе будет покрываться за счет его импорта из России и Алжира. Газ Каспийского региона по своим экономическим показателям будет уступать российскому и алжирскому.

Мировая потребность в угле, согласно прогнозу МЭА (рис. 1.6), в 2010 г. достигнет 4050 млн и в 2020 г.— 4786 млн т у.т. Доля электростанций в мировом потреблении угля в 2010 г. составит 63%, в 2020 г.— 85% (в странах ОЭСР, Китае и Индии — 100%).

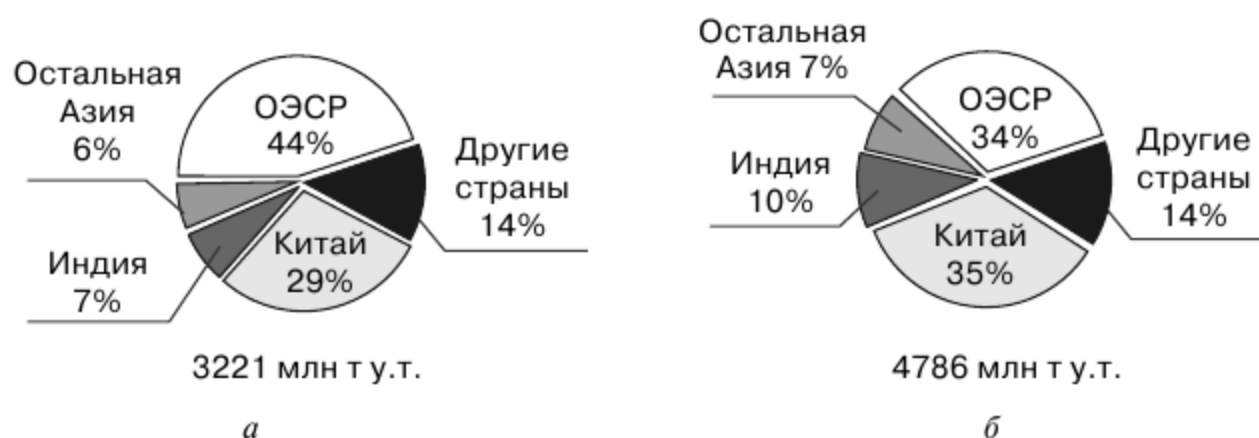


Рис. 1.6. Мировая потребность в угле по регионам: а — 2000 г.; б — 2020 г.

На конгрессе МИРЭС и в прогнозах МЭА и Евросоюза признано, что темпы роста производства электроэнергии будут в перспективе опережающими по отношению к добыче органических топлив. Общее мировое производство электроэнергии в 2020 г. в 2 раза превысит ее выработку 2000 г. Среднегодовой прирост выработки электроэнергии в мире за 2000—2020 гг. оценивается в 3%.

1.5. Современное состояние энергетики России

Российская Федерация, являясь одной из ведущих энергетических держав мира, обладает большими запасами ТЭР как уже открытых, так и потенциальных. В мировых разведанных запасах доля России составляет: нефти — 13%, природного газа— 36% и угля — 12% (по прогнозным запасам до 30%).

Располагая самой протяженной береговой линией, Россия владеет огромными площадями континентального шельфа (3,9 млн км²), высокоэффективными в отношении обнаружения запасов нефти и газа, и здесь уже имеются крупные открытия. На шельф приходится свыше 100 млрд т потенциальных ресурсов углеводородов, причем объем углеводородных ресурсов шельфовой зоны, как и материковой части России, еще недостаточно исследован. Следует отметить, что нефтяной потенциал недр России, по оценке экспертов, реализован лишь на $\frac{1}{3}$, а в газовой — на $\frac{1}{5}$ часть.

Российская электроэнергетика — это 600 тепловых, 100 гидравлических, 9 атомных электростанций. Их общая электрическая установленная мощность в 2005 г. составляла 216 млн кВт, в том числе 22,7 млн кВт (около 11%) — АЭС; 45,3 млн кВт (20%) — ГЭС; 148 млн кВт (около 69%) — ТЭС, из которых 8,9 млн кВт — дизельные, работающие на собственную нагрузку.

В энергосистемах Российской Федерации эксплуатируется более 600 тыс. км воздушных и кабельных линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше и 2 млн км напряжением 0,4...20 кВ, свыше 17 тыс. подстанций напряжением 35 кВ с общей трансформаторной мощностью почти 575 млн кВ·А и более полумиллиона трансформаторных пунктов 6...35/0,4 кВ общей мощностью 102 млн кВ·А.

Сети Российского акционерного общества энергетики и электрификации «Единая энергетическая система России» включают 39 тыс. км линий электропередачи напряжением 330 кВ и выше и 119 подстанций 330 кВ и выше с общей трансформаторной мощностью 125 млн кВ·А.

На ТЭС России находится в эксплуатации 250 энергоблоков общей установленной мощностью 71,3 млн кВт, или 52% от установленной мощности всех ТЭС, работающих на органическом топливе. Сведения о крупнейших ТЭС приведены в табл. 1.9.

Успехи отечественной науки и техники позволили создать ТЭС, отвечающие мировому техническому уровню. Единичные мощности и параметры пара российских теплоэнергетических блоков и теплоэнергетических установок стандартизированы. В отрасли были организованы: типовое проектирование, индустриальное энергостроительство и монтаж, разработка, выпуск и обеспечение энергопредприятий и производственных служб необходимой нормативно-методической документацией, систематическое обучение персонала ТЭС. Все это позволило обеспечить высокоэффективную эксплуатацию и уверенное внедрение энергоблочного оборудования.

Таблица 1.9

Крупнейшие тепловые электростанции России мощностью более 2000 МВт

Электростанция	Параметры			
	Установленная мощность, МВт	Количество и мощность агрегатов, шт.×МВт	Топливо	Год ввода в эксплуатацию
Сургутская-2	4 800	6×800	Газ	1988
Рефтинская	3 800	6×300; 4×500	Уголь	1980
Костромская	3 600	8×300; 1×1200	Мазут	1980
Сургутская-1	3 324	2×12; 2×180; 14×210	Газ	1986
Рязанская	2 800	4×300; 2×800	Мазут	1981
Троицкая	2 455	3×85; 4×300; 2×500	Уголь	1976
Ставропольская	2 400	8×300	Газ, мазут	1983
Заинская	2 400	12×200	Газ, мазут	1975
Конаковская	2 400	8×300	Мазут	1969
Новочеркасская	2 400	8×300	Газ, мазут, уголь	1972
Ириклинская	2 400	8×300	Газ, мазут	1979
Пермская	2 400	3×800	Мазут, газ	1990
Киришская	2 020	2×50; 2×60; 6×300	Мазут	1976

К настоящему времени создана научно-техническая база для значительного повышения экономичности и надежности энергоблоков с ростом КПД угольных блоков на 4,4...6,7%, т.е. до 42...44% при быстрой окупаемости затрат на эти цели. Повышение экономичности основывается на успехах в совершенствовании паровых турбин с достижением увеличения их относительного КПД на 3...5%, улучшении схемы турбоустановки и ее оборудования, дающем эффект в 1...3%, совершенствовании котельных установок с повышением их КПД на 3...5% и вспомогательного оборудования на 2,5...3%.

Дальнейший рост давления свежего пара энергоблоков с 24...25 до 30...32 МПа и температуры его перегрева с 540 до 580...620 °С может позволить снизить удельный расход топлива на 4...6%, а применение второго промежуточного перегрева пара — еще примерно на 1%. Задача повышения температуры перегрева пара до 600...610 °С вполне решаема, так как длительно используемая на ТЭС сталь ЭИ-756 вполне подходит для этой цели. Кроме того, появились новые отечественные стали марок Ди-82ш (10Х9МФБ) и Ди-59, рассчитанные соответственно на работу при температуре до 590...600 °С и при 650 °С

(с кратковременным увеличением до 700 °С). Ресурс стали Ди-82ш в 2 раза превышает ресурс стали 15Х1МФ, а стоимость ее выше всего лишь на 20%.

Для энергоблока со сверхкритическими параметрами пара будет использован прямоточный однокорпусный, газоплотный с уравновешенной тягой Т-образный котел паропроизводительностью 1360 т/ч свежего пара, 1172 т/ч пара промежуточного перегрева с температурой уходящих газов 135 °С при сжигании кузнецких углей. Коэффициент полезного действия котла 93...95%.

На десяти атомных электростанциях России в промышленной эксплуатации находятся 32 энергоблока общей установленной мощностью 23 232 МВт.

Россия сохраняет за собой лидерство в области комбинированного производства электрической и тепловой энергии, централизованной системы теплоснабжения. Конструктивно системы теплоснабжения состоят из трех основных элементов: источника теплоты, трубопроводов транспорта теплоносителя и потребителей теплоты.

По характеру тепловых нагрузок различают сезонных и постоянных потребителей.

К сезонным относят системы отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха, тепловые нагрузки которых изменяются в соответствии с температурой наружного воздуха. К постоянным потребителям относят производственные, а также системы горячего водоснабжения (ГВС) жилых и общественных зданий. Сезонные потребители имеют постоянную нагрузку в течение суток и переменную по времени года; постоянные потребители, в частности ГВС, характеризуются переменностью суточной нагрузки.

Для выбора мощности источника теплоты необходимы сведения о тепловых нагрузках потребителей. Отопительно-вентиляционные нагрузки определяются по укрупненным показателям — по количеству жителей (1.1) или по заданному объему обслуживаемых зданий (1.2):

$$Q'_0 = q_0 F (1 + k); \quad (1.1)$$

$$Q'_0 = q_{уд} V (t_v + t_n), \quad (1.2)$$

где q_0 — удельный расход теплоты на единицу отапливаемой жилой площади, Вт/м²; F — жилая площадь, м²; $q_{уд}$ — удельная отопительная характеристика, Вт/(м³·К); V — объем зданий, м³; t_v , t_n — внутренняя и наружная температура воздуха, К.

Нагрузки производственных предприятий принимают по соответствующим нормам расхода теплоты на единицу продукции.

По источнику производства тепловой энергии различают централизованные и децентрализованные системы теплоснабжения. Централизованный теплоисточник обслуживает несколько потребителей и располагается в отдалении от них, а при децентрализованном источник находится вблизи потребителя.

Отбор тепловой энергии для нужд теплоснабжения производится почти от 500 теплоэлектростанций, из которых примерно половину составляют промышленные ТЭЦ, около 190 тыс. котельных установок, из которых только 906 установок имеют производительность более 100 Гкал/ч, и от 620 тыс. автономных теплогенераторов.

Основная доля в суммарном потреблении тепловой энергии приходится на производственные нужды — 51%; в суммарном потреблении городов и поселков городского типа это составляет более 60%.

Основным источником централизованного теплоснабжения являются ТЭЦ, доля отпуска тепловой энергии от которых составила 43%.

В наибольшей степени системами централизованного теплоснабжения охвачена промышленность городов (75%).

Установленная электрическая мощность всех ТЭЦ страны в 2006 г. составила около 72 млн кВт, в том числе мощность ТЭЦ Минэнерго России — 64,8 млн кВт. Отпуск тепловой энергии составил соответственно 3750 млн и 3250 млн ГДж.

На рисунке 1.7 изображена принципиальная схема ТЭЦ с отбором пара для нагрева питательной воды собственных паровых котлов и теплофикационной воды. Пар из котла поступает в турбину, при расширении в которой совершает работу, преобразуемую в электрическую энергию, и конденсируется в конденсаторе. Теплота отработавшего пара отводится охлаждающей водой в окружающую среду и теряется. Часть пара из промежуточных ступеней турбины отбирается для целей нагрева питательной воды котлов, а часть из ступеней низкого давления для нагрева теплофикационной воды.

На рисунке 1.8 показано распределение тепловых потоков между полезной выработкой теплоты и тепловыми потерями при совместной выработке электрической энергии на ТЭЦ и отдельной выработке электрической энергии на конденсационной электростанции (КЭС) и тепловой энергии в районной котельной.

На рисунке 1.9 приведена принципиальная схема районной котельной с водогрейными котлами. Обратная вода из теплосети поступает в котел и после нагрева направляется в подающий теплопровод сети. В теплый период отопительного сезона для поддержания необходимой температуры в подающем теплопроводе часть воды перепускается кла-

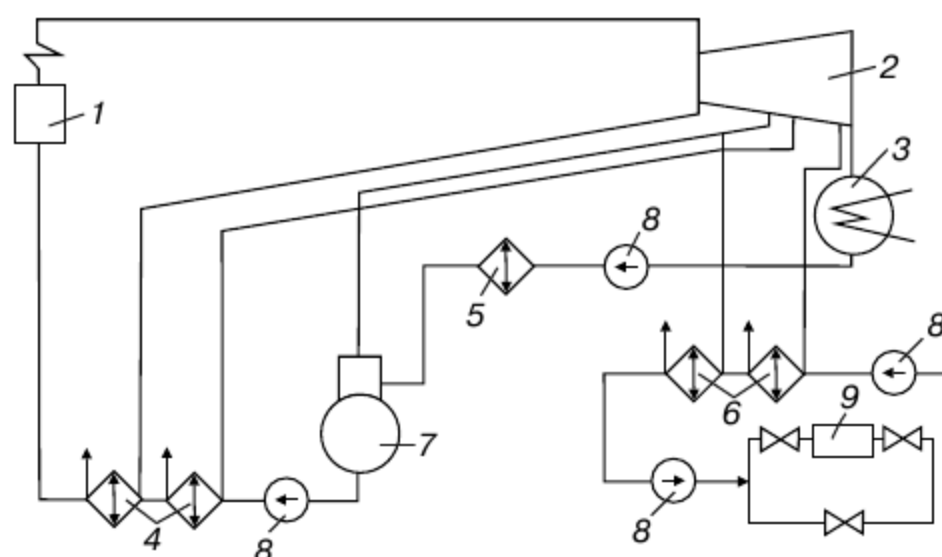


Рис. 1.7. Принципиальная схема ТЭЦ:
 1 — котел; 2 — турбина; 3 — конденсатор; 4, 5 — подогреватели питательной воды котла; 6 — подогреватели сетевой воды;
 7 — деаэратор; 8 — насосы; 9 — пиковый котел

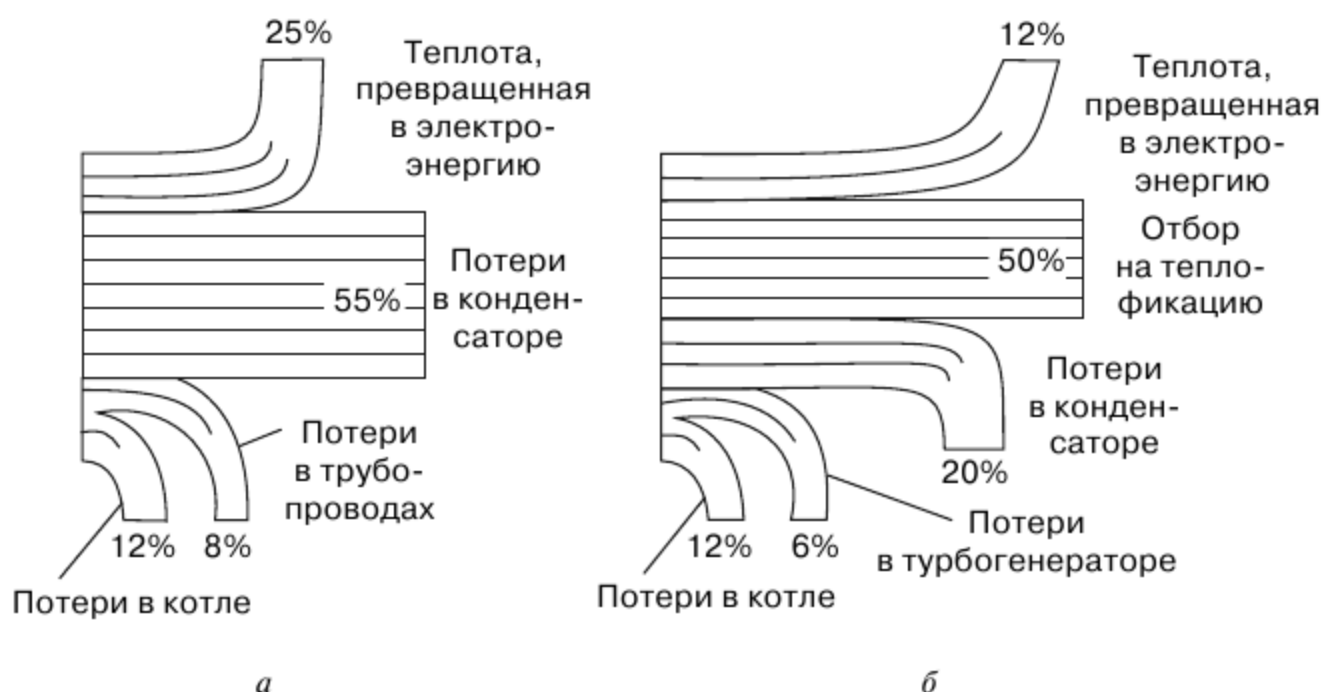


Рис. 1.8. Распределение тепловых потоков:
 а — в КЭС; б — в ТЭЦ

паном 3 по перемычке помимо котла. Для обеспечения нормативной температуры воды на входе в котел часть нагретой воды рециркуляционным насосом 2 подмешивается во входной патрубок котла.

Централизованное теплоснабжение прочно вошло в жизнь населения нашей страны и им пользуется свыше 115 млн человек (в том числе 92% городского и 20% сельского населения).

Общая протяженность теплотрасс составляет около 200 тыс. км. На цели коммунально-бытового сектора расходуется около 25% всех

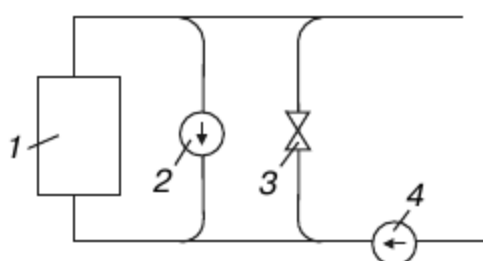


Рис. 1.9. Схема водогрейной котельной:

1 — котел; 2 — насос рециркуляции; 3 — клапан перепуска; 4 — сетевой насос

потребляемых в России первичных энергоресурсов. В то же время существующая система центрального отопления физически и морально устарела, она сложнее западной, в ней заложены и используются технические решения зачастую полувековой давности, не соответствующие современным требованиям. Отсюда — ее низкая эффективность, низкая конкурентоспособность.

В связи с резким ростом цен на энергоресурсы энергетика и все теплоэнергетические хозяйства городов и промышленных предприятий будут испытывать все возрастающие трудности в обеспечении топливом. Поэтому одна из основных повседневных задач — выявление и разработка мероприятий по энергосбережению.

Экономия тепловой энергии и соответственно топлива достигается несколькими путями:

- утилизацией тепловых отходов производства для покрытия потребностей этого же предприятия и других близлежащих потребителей (промышленных и коммунальных);
- внедрением новых технологий, нового оборудования и т.п.;
- техническим перевооружением, модернизацией, реконструкцией действующих производств в направлении повышения эффективности использования энергоресурсов.

В настоящее время основная ориентация — максимальное развитие теплоэнергетического хозяйства с использованием в качестве топлива природного газа. При благоприятной социологической обстановке — развитие атомных энергоисточников.

Основой стратегии является теплофикация на базе ТЭЦ малой и средней мощности в сочетании с централизованным теплоснабжением от экономичных автоматизированных котельных.

На ТЭЦ вводятся в действие различные модификации ГТУ и ПГУ (рис. 1.10). Это сочетается с совершенствованием работы действующего парка энергоустановок, в том числе: путем повышения уровня использования установленной мощности ТЭС, теплофикационных возможностей КЭС и АЭС, увеличения загрузки ТЭЦ в летний период,

сокращения потерь теплоты на малоэкономичных ТЭС; проведением эффективной модернизации, реконструкции и технического перевооружения действующих теплоисточников; внедрением совместной работы нескольких теплоисточников на общие тепловые сети; сокращением тепловых потерь в тепловых сетях; проведением теплосберегающих мероприятий в промышленных, жилых и общественных зданиях и др.

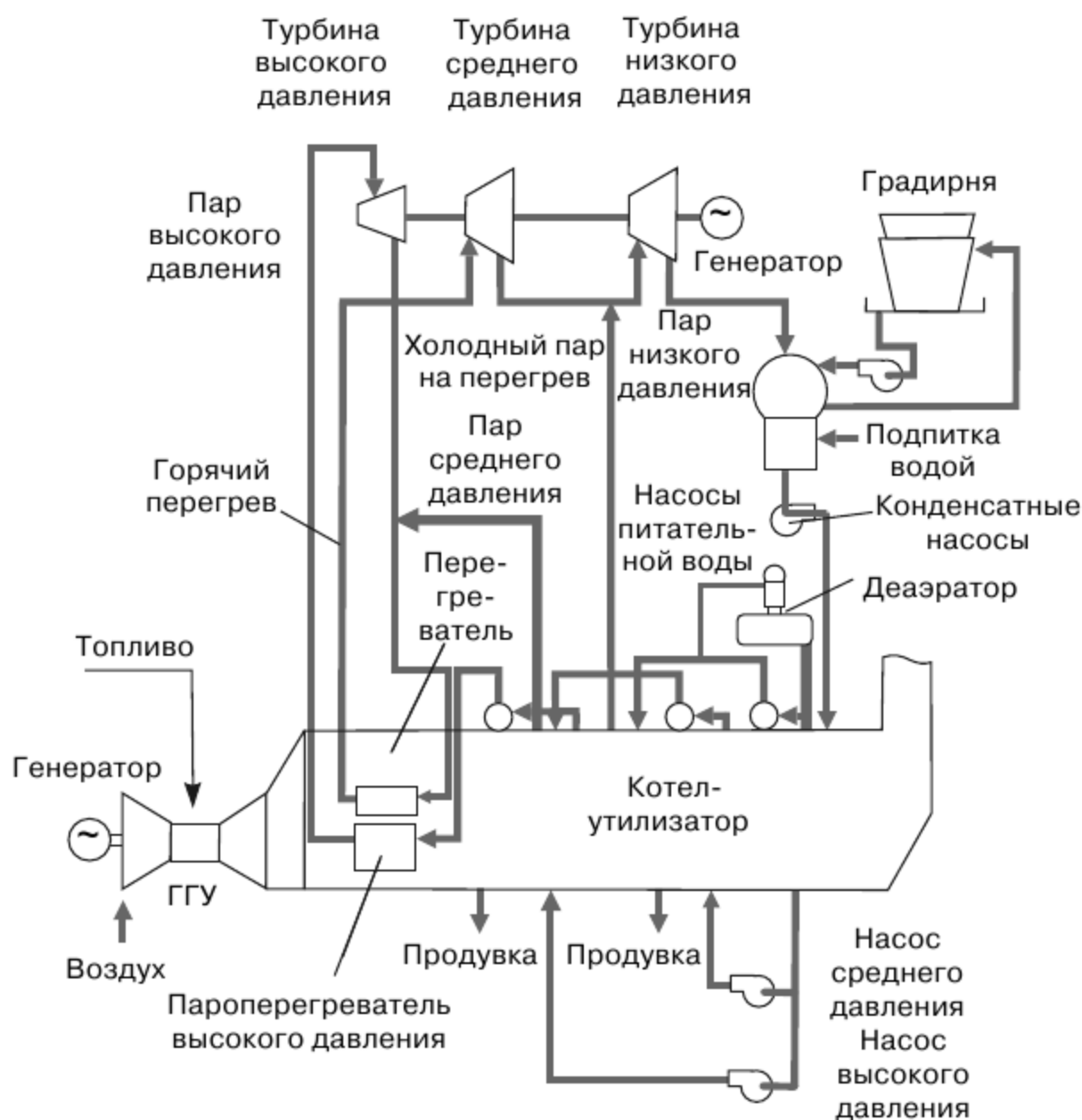


Рис. 1.10. Схема парогазовой установки

1.6. Стратегия развития отечественной энергетики до 2020 г.

В стратегии развития энергетики России, разработанной по указанию Правительства Российской Федерации на период до 2020 г., рас-

смотрен широкий комплекс технологических, экономических и правовых проблем. Материал содержит: прогнозы потребности России и ее регионов в электрической и тепловой энергии и цен на топливо; основные направления развития генерирующих мощностей и электрических сетей; оценки динамики роста стоимости производства электроэнергии и инвестиционных потребностей отрасли; предложения по совершенствованию принципов хозяйственного и технологического управления энергетикой России.

Стратегия включает методическую базу по обоснованию оптимальных вариантов развития энергетики страны в новых условиях хозяйствования. Выводы и рекомендации работы основываются на результатах широкого комплекса проведенных обосновывающих исследований.

Представлены три основных варианта роста уровня электро- и теплотребления: высокий, низкий и средний.

Долгосрочная энергетическая политика Российской Федерации, основанная на Энергетической стратегии России до 2020 г., базируется на следующих приоритетах:

- устойчивом обеспечении населения и экономики страны энергоносителями;
- повышении эффективности использования ТЭР и создании необходимых условий для перевода экономики страны на энерго-сберегающий путь развития;
- поддержании надежной сырьевой базы и обеспечении устойчивого развития ТЭК в условиях формирования рыночных отношений;
- уменьшении негативного воздействия ТЭК на окружающую среду;
- поддержании экспортного потенциала ТЭК для решения макроэкономических и геополитических задач России;
- обеспечении энергетической безопасности России и ее регионов, использовании межрегиональных энергетических связей как интегрирующего фактора единого государства.

Энергетика России, ее ТЭК, опираясь на богатые природные ресурсы, созданный за предыдущие десятилетия мощный производственный, технологический и кадровый потенциал, обеспечивает удовлетворение возрастающих потребностей общества в энергетических продуктах и услугах.

За последние годы ТЭК России обеспечил не только физическую и экономическую выживаемость страны, но и заложил необходимую базу для ее устойчивого социально-экономического развития. В ТЭК

России производится около трети всей промышленной продукции, формируется почти 40% доходной части бюджета, за счет ТЭК обеспечивается почти половина всех валютных поступлений в страну.

Энергетический комплекс России является неотъемлемой частью мирового энергетического рынка. Россия активно участвует в формировании международной торговли энергетическими ресурсами. Она занимает второе место в мире как экспортер нефти и нефтепродуктов, а также первое место по межгосударственной торговле сетевым природным газом.

Основным рынком для российских энергоресурсов выступают страны Западной, Центральной и Восточной Европы, для которых доля России в суммарном импорте составляет более 50% по сетевому газу и порядка 23% по нефти и нефтепродуктам.

Большое значение для развития электроэнергетики России имеет расширение интеграцииЭС России с объединенными энергосистемами стран ближнего и дальнего зарубежья. Восстановление ранее эффективно работающего энергообъединения государств Содружества нужно рассматривать в качестве приоритетной задачи развития международного сотрудничества в области электроэнергетики.

1.7. Место нетрадиционных источников в удовлетворении энергетических потребностей человека

Экономический ресурс возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в мире в настоящее время оценивают в 20 млрд т у.т. в год, что в 2 раза превышает объем годовой добычи всех видов ископаемого топлива. Это обстоятельство указывает путь развития энергетики ближайшего будущего.

К нетрадиционным и ВИЭ относят: энергию Солнца, ветра, тепла Земли, энергию морей и Мирового океана, биомассу, новые виды жидкого и газообразного топлива, представленные синтетической нефтью на основе угля, органической составляющей горючих сланцев и битуминозных пород (дополнительные углеводородные ресурсы), а также некоторые виды топливных спиртов и водород.

Указанные энергоносители в процессе технологических превращений различной глубины и сложности позволяют получать продукцию, свойства которой сопоставимы с продукцией, получаемой за счет при-

родного газа, угля, нефти и продуктов их переработки и тем самым могут обеспечить экономию традиционного энергетического сырья.

Главное преимущество этих энергоресурсов состоит в том, что большинство из них являются местным видом топлива, а районы наибольшей концентрации их сырьевой базы, как правило, испытывают определенные трудности в формировании своего ТЭБ. Хозяйственное освоение их будет не только способствовать оптимизации структуры ТЭБ этих районов, но и снижению напряженности транспортных грузопотоков.

Многие из нетрадиционных источников энергии являются сложными энергоресурсами, компоненты которых позволяют получать и нетопливную продукцию, широко применяемую в химии, строительной индустрии, сельском хозяйстве, металлургии и т.д. Например, термальные воды, горючие сланцы и битуминозные породы содержат в промышленных концентрациях литий, ванадий, никель, рубидий, серу и другие элементы, принципиальная возможность извлечения которых доказана. Минеральная составляющая горючих сланцев и битуминозных пород является исходным сырьем при производстве изделий для дорожной и строительной индустрии. Рациональная утилизация различных видов отходов (биомасса) позволит получать высококачественные удобрения. Ресурсы этих видов энергии велики.

Основное преимущество ВИЭ — *неисчерпаемость и экологическая чистота*. Их использование не изменяет энергетический баланс планеты. Эти качества и послужили причиной бурного развития возобновляемой энергетики за рубежом и весьма оптимистических прогнозов их развития в ближайшем десятилетии. Возобновляемые источники энергии играют значительную роль в решении трех глобальных проблем, стоящих перед человечеством: энергетики, экологии, продовольствия (табл. 1.10).

Таблица 1.10

Роль ВИЭ в решении трех глобальных проблем человечества

Вид ресурсов или установок	Энергетика	Экология	Продовольствие
Ветроустановки	+	+	+ ¹
Малые и микроГЭС	+	+	+ ²
Солнечные и тепловые установки	+	+	+ ³
Солнечные фотоэлектрические установки	+	+	+ ⁴
Геотермальные электрические станции	+	+/-	0
Геотермальные тепловые установки	+	+/-	+ ⁵

Вид ресурсов или установок	Энергетика	Экология	<i>Окончание</i>
			Продовольствие
Биомасса. Сжигание твердых бытовых отходов	+	+/-	0
Биомасса. Сжигание сельскохозяйственных отходов, отходов лесозаготовок и лесопереработок	+	+/-	+ ⁶
Биомасса. Биоэнергетическая переработка отходов	+	+/-	+ ⁷
Биомасса. Газификация	+	+	0
Биомасса. Получение жидкого топлива	+	+/-	+ ⁸
Установки по утилизации низкопотенциального тепла	+	+	0

Примечание. + — положительное влияние, — — отрицательное влияние, 0 — отсутствие влияния.

¹ Водоподъемные установки на пастбищах и в удаленных населенных пунктах.

² Орошение земель на базе малых водохранилищ, водоподъемные устройства таранного типа.

³ Установки для сушки сена, зерна, сельскохозяйственных продуктов, фруктов.

⁴ Водоподъемные системы, питание охранных устройств на пастбищах.

⁵ Обогрев теплиц геотермальными водами.

⁶ Использование золы в качестве удобрения.

⁷ Получение экологически чистых удобрений в результате сбраживания отходов.

⁸ Получение дизельного топлива из семян рапса — самообеспечение сельского хозяйства дизельным топливом.

Контрольные вопросы

1. Какие области хозяйства относятся к энергетике, а какие к теплоэнергетике?
2. Перечислите виды схем теплоснабжения и чем они отличаются.
3. Какие электростанции Вы знаете и поясните принцип их работы.
4. Что понимают под системой отопления?
5. Каковы перспективы развития мировой энергетики?
6. Охарактеризуйте современное состояние энергетики России.

7. Каковы перспективы централизованного теплоснабжения?
8. Перечислите основные направления стратегии развития энергетики России на перспективу до 2020 г.
9. Почему энергосбережение и использование НВИЭ становится актуальной проблемой в России и за рубежом?
10. Какие котлы используют для теплоснабжения крупных объектов?
11. Какие страны входят в ОЭСР?
12. Охарактеризуйте состояние энергетики промышленно развитых стран.
13. Какова ресурсная обеспеченность мировой энергетики?
14. Какое место занимают нетрадиционные возобновляемые источники энергии в удовлетворении энергетических потребностей человека?

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ

2.1. Антропогенная деятельность и ее влияние на экологию

Антропогенные факторы разрушают химические процессы, регулирующие основные экосистемы.

Углекислый газ, который природа миллионы лет удаляла в кладовые земли в виде угля и нефти, человек за несколько десятилетий XX в. снова выбросил в атмосферу. Ежегодные выбросы пыли, копоти и сажи к 2006 г. составили 6,7 млрд т. Их концентрация в атмосфере достигла 373 ед. Экологи считают, что такого уровня она не достигала за предшествующие 20 млн лет. Это стало одним из самых мощных факторов изменения климата, явлением, которое уже почувствовали в своей повседневной жизни все земляне.

За последние 50 лет среднемировая температура повысилась почти на 1 °С (с 13,87 в 1950 г. до 14,53 в 2004 г.). Со времени начала регистрации температуры, более ста лет тому назад, девять самых высоких среднегодовых температур в мире отмечены в последние 12 лет. За 250 лет промышленной революции концентрация углекислого газа в атмосфере увеличилась на 31%, в том числе на 18% с 1960 г. Чем больше повышается температура, тем меньше способен океан поглощать сажу. Установлено, что ее содержание в океане в 50 раз выше, чем в атмосфере. По мере повышения температуры вод океана снижается их способность абсорбировать сажу из атмосферы. Это означает, что парниковый эффект ускоренно нарастает.

США, население которых составляет 4% мирового, выбрасывают в атмосферу четверть всей пыли, копоти и сажи — в 17 раз больше на душу населения, чем в Индии, численность населения которой приближается к миллиарду.

Повышение температуры для многих людей, например для россиян, живущих в самой холодной стране, может казаться долгожданным благом. На деле оно ведет к нарушениям привычных природных явле-

ний и ритмов. Тают ледники и айсберги. Глобальный уровень Мирового океана поднимается на несколько миллиметров в год. Казалось бы, что особенного: речь о миллиметрах! Но за прошлое столетие океан поднялся на 10...20 см. Ученые считают, что в XXI в. уровень океана может подняться на 50 и даже на 100 см.

Это означает, что миллионы гектаров суши уйдут под воду, в том числе многие островные государства на Тихом океане. Одновременно быстро увеличивается численность населения на земном шаре.

Рост народонаселения сам по себе не является решающим фактором загрязнения окружающей среды. Решающим является использование энергии и то, из чего она производится и как расходуется. Жизнь есть потребление и отдача энергии. Энергоносители стали решающим фактором и современного производства, и современной геополитики. В экономической науке уже давно используется показатель энергоемкости, измеряемой затратой энергии на денежную единицу продукции. Подсчитано, что за 120 лет (с 1850 по 1970 г.), число жителей на нашей планете утроилось, а потребление энергии увеличилось в 12 раз. Если потребление энергии будет расти прежними темпами, то к 2050 г. оно должно увеличиться еще в 5 раз. И это несмотря на известные успехи в снижении на 28% энергоемкости продукции, достигнутые после нефтяного эмбарго, объявленного в 1973 г. нефтедобывающими странами, и роста цен на нефть. Использование возобновляемых источников энергии остается по-прежнему низким.

Потребление энергии и выбросы в атмосферу углекислого газа в развитых странах несравнимо с большинством менее развитых стран, о чем свидетельствуют данные, приведенные в табл. 2.1.

Обращает на себя внимание не столько то, что американец в среднем потребляет электричества в 560 раз больше, чем эфиоп, а то, что он потребляет его вдвое больше, чем немец, житель не менее индустриально развитой страны. Соответственно вклад немца в загрязнение атмосферы вдвое меньше, чем вклад американца.

Добыча, производство, переработка, хранение и использование ТЭР объективно оказывают негативное воздействие на природную среду, изменяется ландшафт, потребляется большое количество пресной воды и кислорода, загрязняются все элементы окружающей среды продуктами сгорания топлива, твердыми и жидкими отходами. В России с производством и потреблением топлива, включая транспорт, связано свыше 70% вредных выбросов в атмосферу, около трети сточных вод и твердых отходов всех отраслей народного хозяйства.

Таблица 2.1

**Потребление энергии и выбросы углекислого газа
на душу населения в разных странах**

Страна	Потребление в год		Выброс угле- кислого газа, т
	нефти, т	электричества, кВт·ч,	
США	8,1	12 331	19,7
Япония	4,1	7 628	9,1
Германия	4,1	5 963	9,7
Польша	2,4	2 511	8,1
Бразилия	1,1	1 878	1,8
Китай (без Гонконга)	0,9	827	2,3
Индия	0,5	355	1,1
Эфиопия	0,3	22	0,1

Доля отдельных потребителей топлива в общем объеме вредных выбросов в атмосферу составляет, %:

Транспорт 29

Электроэнергетика 32

Топливные отрасли промышленности 11

Состояние воздушной среды определяется в основном объемами и условиями переработки и сжигания топлива в стационарной энергетике и на транспорте. С продуктами сгорания топлива поступает в атмосферу основная масса золы, сажи, окислов серы и азота, углеводородов и канцерогенных веществ.

В районах действия крупных ГРЭС и предприятий топливной промышленности ежегодно на 1 км² территории осаждаются до 20 т соединений серы, до 50 т других легкорастворимых химических соединений, до 1000 т ограниченно растворимых твердых продуктов. В составе твердых продуктов в почву поступает до 0,5 т/км токсичных микроэлементов и канцерогенных веществ.

Крупные ТЭС создают повышенные локальные концентрации вредных компонентов на территории 400...500 км², увеличивают минерализацию воды в реках, ухудшают их гидрохимические и гидробиологические характеристики.

Добыча и использование твердого топлива связаны с выходом большого количества твердых отходов, свыше 1,6 млрд т в год, которые вызывают загрязнение атмосферы, почвы и поверхностных вод вредными компонентами, требуют вывода земель из полезного использования, приводят к нарушению ландшафта. Особенно велик ущерб,

причиняемый окружающей среде золошлаковыми отходами, объем которых достиг 100 млн т/год.

Ученые-прогнозисты считают, что доля транспорта в потреблении энергии будет увеличиваться, если человечество не примет меры, чтобы сокращать энергоемкие виды транспорта, избегать переездов и перевозок, которые не соответствуют критерию устойчивости развития. Критерий этот должен учитывать не только требования рынка, но требования общества и природы. Только 0,5% пассажиров используют воздушный транспорт, но на него тратится 5% всей энергии транспорта. Автоперевозки в 4—5 раз более энергоемки, чем железнодорожные, и в десятки раз — чем морские.

Наиболее быстро растут затраты энергии на частный парк автомашин. По дорогам планеты в 2006 г. мчались, отравляя атмосферу, 682 млн автомобилей. Дыхание каждого из девяти человек сопровождается выхлопами одной автомашины. Треть из них (214 млн — в США, 72 млн — в крошечной Японии). Число личных пассажирских автомашин достигло 583 млн, треть из них — опять же в США.

Данные о динамике роста парка автомобилей в некоторых странах приведены в табл. 2.2.

Опыт показывает, что увеличение производства автомашин — дело простое, несравнимое с постройкой «Шаттла» и «Бурана», с освоением космоса. Японцы за десять лет (1960—1970 гг.) увеличили свой автопарк в 13 раз. В Китае в конце 2007 г. было 20 млн личных автомашин и ожидается 24 млн в 2010 г. и 150 млн через 20 лет.

Растет потребление энергии и в жилых домах. Четверть населения планеты или не имеет вообще крыши над головой, или прозябает в трущобах. Но в богатых странах жилища становятся все просторнее и потребляют все больше энергии. За последние 20 лет более просторные жилища стали причиной 20%-ного роста потребления энергии на душу. На жилища приходится 12% парникового эффекта.

Средний размер жилища в США за последнюю четверть века вырос на 38%, составив 210 м² на семью, что вдвое больше, чем в Европе, и в 26 раз больше, чем в Африке.

Уже не только ученым и специалистам, но и простому обывателю становится ясным, что природа болеет. Это с запозданием в 20—30 лет начинают осознавать даже жители городов и мегаполисов, которые почти полностью оторваны от природы и ее циклов.

В 1997 г. в японском городе Киото после двухлетних переговоров было достигнуто соглашение — Протокол Киото, который предусма-

Таблица 2.2

Динамика роста парка автомобилей, млн шт.

Страна	1960 г.	1970 г.	1980 г.	1990 г.	2000 г.
США	73,9	168,4	155,8	188,8	213,5
Япония	1,3	17,3	37,1	56,5	71,7
Германия	5,6	15,5	24,6	32,2	45,8
Китай	—	—	1,7	5,8	12,8
Индия	0,5	1,1	1,9	4,2	8,2
Аргентина	0,9	2,3	4,3	5,9	6,6
Южная Африка	1,2	2,1	3,4	5,1	6,6
Чехословакия	0,4	1,0	2,6	3,7	5,1
<i>Всего в мире:</i>	126,9	246,4	411,0	583,0	681,8

тривает сокращение к 2012 г. загрязнения атмосферы на 5,2% по сравнению с выбросами 1990 г. Япония, Канада и 15 стран Европейского союза ратифицировали его. К концу 2003 г. его, без особых раздумий, подписали 120 государств. Протокол Киото установил для стран квоты выброса сажи, пыли, копоти и газов в атмосферу, за превышение которых предусматривается штраф. Неиспользованные квоты могут быть проданы другим государствам, которые не укладываются в свою квоту. Россия присоединилась к Киотскому соглашению в ноябре 2004 г.

2.2. Основные направления экологической политики при развитии ТЭК

Осуществляемые в стране социально-экономические реформы позволяют формировать варианты активной экологической политики, направленной на обеспечение нормативных санитарно-гигиенических требований во всех регионах страны.

Эту генеральную линию в экологической политике на современном этапе целесообразно осуществлять в первую очередь в регионах с наиболее неблагоприятной экологической ситуацией. Реализация активной экологической политики связана с выделением дополнительных материальных ресурсов. Поэтому, принимая активную экологическую политику как основу, ее необходимо гибко осуществлять в региональном разрезе, соотносясь с масштабностью работ и этапностью их проведения.

Объем вредных выбросов зависит от структуры топливно-энергетического баланса (ТЭБ), экологической чистоты используемо-

го топлива (рис. 2.1), от технического уровня и условий эксплуатации топливоиспользующих установок и очистного оборудования, от организации управления природозащитной деятельностью. Поэтому для успешного решения проблемы защиты окружающей среды недостаточно применения каких-то отдельных разрозненных мероприятий, связанных с научно-техническим прогрессом в какой-то одной отрасли, а необходима комплексная система технических, организационных, правовых и экономических мероприятий.

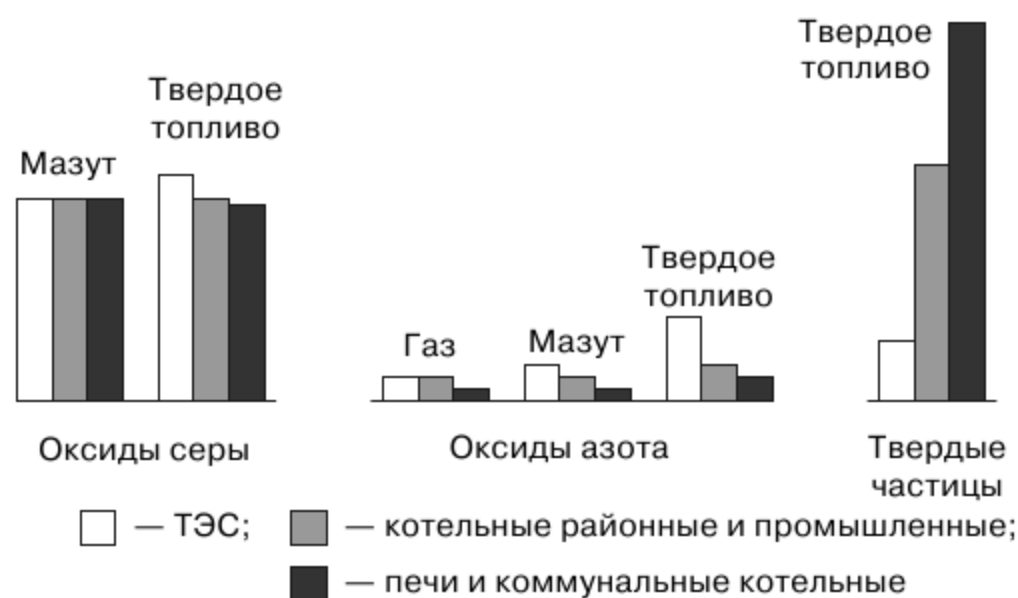


Рис. 2.1. Сопоставление удельных выбросов вредных веществ в атмосферу при сжигании топлива различными потребителями, кг/т у.т.

Учет требований защиты окружающей среды и охраны природы начинается при формировании и оптимизации ТЭБ страны и экономических районов. Энергетическая потребность, как известно, может быть покрыта различными видами топлива и энергии, которые имеют различную экологическую чистоту и экономические показатели, изменяющиеся в широком диапазоне.

На объем вредных выбросов оказывает влияние качество топлива, экологическая чистота и совершенство технологии его подготовки и сжигания (табл. 2.3).

Важным направлением уменьшения объема вредных выбросов является комплексная переработка топлива и утилизация отходов его сжигания. Комплексная переработка топлива не только позволяет решать остро стоящие проблемы экологии, но и существенно расширяет сырьевую базу важной для страны продукции (алюминия, кремния, галлия, серы). Особого внимания заслуживает вопрос утилизации серы, содержащейся в топливе. При сложившемся дефиците серы в народном хозяйстве увеличивается выход ее в окружающую среду в составе вы-

бросов и отходов при использовании топлива. Причем себестоимость извлечения попутной серы из топлива меньше, чем ее производство из самородных источников. Вместе с тем в стране извлекается только около 20% попутной серы от содержания в исходном сырье. Из угля извлекается — 0,4%, из нефти — 1,8%, в газовой промышленности доля извлекаемой серы составляет 90%, что обусловлено не интересом к использованию серы, а необходимостью обеспечить требования к качеству газа. Увеличение извлечения серы из топлива до рациональных объемов позволит ликвидировать дефицит серы в народном хозяйстве без выделения капитальных вложений на добычу самородной серы.

Таблица 2.3

Удельные выбросы вредных веществ в атмосферу при сжигании топлива различными потребителями, кг/т у.т.

Вид вредных выбросов	Вид используемого топлива и удельные выбросы вредных веществ		
	Газ	Мазут	Твердое топливо (средневзвешенное)
<i>Тепловые электростанции</i>			
Оксиды серы	—	40,6	46,1
Оксиды азота	5,3	7,0	14,7
Твердые частицы	—	—	12,1
<i>Районные и промышленные котельные</i>			
Оксиды серы	—	40,6	41,7
Оксиды азота	5,0	5,5	7,3
Твердые частицы	—	—	47,4
<i>Печи и коммунальные котельные</i>			
Оксиды серы	—	40,6	41,4
Оксиды азота	3,5	3,5	5,2
Твердые частицы	—	—	78,7

Зольные отходы электростанций являются ценным сырьем для производства строительных материалов и могут применяться в дорожном строительстве, производстве минеральных удобрений. Однако, несмотря на растущую потребность в строительных материалах и сырье, фактические объемы утилизации золошлаковых отходов в народном хозяйстве составляют около 10%. На перспективу намечается наращивание объемов утилизации золошлаковых отходов. Строительство установок по сбору золы и шлаков электростанций, ввод необходимых мощностей для их переработки даст большой экономический и экологический эффект.

Мероприятия по высвобождению светлых нефтепродуктов на транспорте и замене их альтернативными видами топлива также являются важной природоохранной мерой. Вытеснение бензина и дизельного топлива сжатым и сжиженным газом не только сокращает удельный расход топлива, но и в 2,5 раза снижает выход вредных веществ в воздушный бассейн при эксплуатации двигателей. Помимо этого, от объектов добычи и переработки газа загрязнение окружающей среды в 7 раз меньше, чем от объектов добычи и переработки нефти. В целом при замене нефтепродуктов на сжатый и сжиженный газ выход вредных веществ в атмосферу снижается на 650 кг в расчете на тонну замещаемых на транспорте светлых нефтепродуктов.

Энергетическое использование метана, образующегося при шахтной добыче угля, позволило бы предотвратить более 4 млн т ежегодных выбросов углеводородов при одновременном расширении ресурсов экологически чистого газообразного топлива.

Благоприятные для окружающей среды последствия будет иметь намечаемое на перспективу повышение степени хозяйственного использования попутного нефтяного газа, уменьшение потерь нефтепродуктов при переработке и хранении нефти.

2.3. Виды вредностей и их воздействие на человека

Человек чувствует себя нормально, если вдыхаемый им воздух чист и не содержит вредных для организма и жизнедеятельности различных пылей, паров и газов. Вредные примеси, содержащиеся в воздухе, могут проникать в организм человека через дыхательные пути, желудочно-кишечный тракт, кожные покровы. При создании новых и перевооружении существующих предприятий предусматривают меры, обеспечивающие условия для нормальной работы, при которых воздух очищается от вредных примесей. Но существуют еще технологические процессы, сопровождающиеся выделением вредных веществ или выполняемые в условиях повышенной запыленности и загрязнения воздуха (землеприготовительные цехи, углеразмольные участки, литейные и кузнечные цехи и др.).

Одним из самых распространенных вредных веществ является пыль. *Пыль* — это мелкие частицы твердого вещества, способные находиться в воздухе во взвешенном состоянии. Пыль образуется при строительных работах (разборке старых конструкций, дроблении камня и других

сырьевых компонентов, транспортировании сыпучих грузов и т.п.), обработке твердых металлов, перегрузке угля и др.

По воздействию на организм человека различают пыли ядовитые (токсичные) и неядовитые (нетоксичные). Ядовитые пыли растворяются в биологической среде организма и вызывают отравления. Например, свинцовая пыль, образующаяся при изготовлении и ремонте свинцовой оболочки кабелей, аккумуляторов, попадая в организм вместе с вдыхаемым воздухом, вызывает изменения в нервной системе, крови, дыхательных путях. Неядовитые пыли оказывают вредное действие на дыхательные пути, являясь причиной заболевания их верхних отделов и легких, действуют на кожу, глаза и уши. Попадая на слизистую оболочку носа, трахеи, бронхов, пыль вызывает разнообразные реакции в зависимости от ее происхождения. Развиваются острые и хронические риниты (насморки). Задерживаясь в дыхательных путях, пыль вызывает катары бронхов, бронхиальную астму.

Вредность воздействия зависит от количества вдыхаемой пыли, размеров и формы пылинок и их химического состава. Мелкие пылинки размером 0,1...0,2 мкм называются дымом. В легких он не задерживается и выдыхается обратно. Частицы размером 10 мкм и более задерживаются в носоглотке. Наиболее опасные частицы размером 0,2...7 мкм не задерживаются в верхних дыхательных путях, а проникают в легкие и вызывают профессиональные заболевания — пневмокониозы (силикоз и др.). Силикоз возникает от действия пыли, содержащей двуокись кремния. Пневмокониозы ведут к ограничению дыхательной поверхности легких и изменениям во всем организме человека.

Некоторые производственные процессы сопровождаются выделением вредных веществ, попадающих в воздух рабочей зоны в газо- и пылеобразном состоянии. Например, при монтаже и ремонте аккумуляторных установок выделяются пары кислот или щелочей, при изготовлении электродвигателей и проведении лакокрасочных и пропиточных работ — пары растворителей, при сварке и пайке — пары металлов и др. Поступление вредных веществ через органы дыхания — самый распространенный и опасный путь: всасывание ядовитых веществ происходит интенсивно, они попадают в большой круг кровообращения, минуя печень. Поступление ядовитых веществ через желудочно-кишечный тракт несколько менее опасно, потому что большая часть их, всосавшаяся через стенки кишечника, попадает в печень, где задерживается и обезвреживается.

Проникающие через неповрежденную кожу ядовитые вещества также весьма опасны, так как попадают в этом случае прямо в боль-

шой круг кровообращения и вызывают отравление организма человека. Тяжесть отравления зависит от концентрации веществ, времени действия, температуры окружающей среды (при высокой температуре воздуха ядовитые пары проникают в организм быстрее). Яды оказывают токсичное действие на организм в целом, но некоторые ядовитые вещества действуют преимущественно на отдельные органы и системы (например, метиловый спирт поражает зрительный нерв; бензол — кроветворные органы и т.д.).

2.4. Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны

Вредные вещества — вещества, для которых органами санэпиднадзора установлена предельно допустимая концентрация (ПДК).

Список «Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны» разработан в рамках секции «Промышленная токсикология» проблемной комиссии «Научные основы гигиены труда и профпатологии».

ПДК — это Государственный гигиенический норматив для использования при проектировании производственных зданий, технологических процессов, оборудования, вентиляции, для контроля за качеством производственной среды и профилактики неблагоприятного воздействия на здоровье работающих.

ПДК — концентрации, которые при ежедневной (кроме выходных дней) работе в течение 8 ч или при другой продолжительности, но не более 41 ч в неделю, в течение всего рабочего стажа не могут вызывать заболеваний или отклонений в состоянии здоровья, обнаруживаемых современными методами исследований в процессе работы или в отдаленные сроки жизни настоящего и последующих поколений.

ПДК для большинства веществ являются максимально разовыми, т.е. содержание вещества в зоне дыхания работающих усреднено периодом кратковременного отбора проб воздуха: 15 мин для токсических веществ и 30 мин для веществ преимущественно фиброгенного действия. Для высококумулятивных веществ наряду с максимально разовой установлена среднесменная ПДК, средняя концентрация, полученная при непрерывном или прерывистом отборе проб воздуха при суммарном времени не менее 75% продолжительности рабочей смены или концентрация средневзвешенная во времени длительно-

сти всей смены в зоне дыхания работающих на местах постоянного или временного их пребывания.

Под воздействием применяемого оборудования и технологических процессов в рабочей зоне создается определенная внешняя среда. Ее характеризуют микроклимат, содержание вредных веществ, уровень шума, вибраций, излучений, освещенность рабочего места.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать установленных ПДК. В соответствии с СП 245—71 и ГОСТ 12.1.007—76 БТ все вредные вещества по степени воздействия на организм человека подразделяют на четыре класса опасности:

- *первый класс* — чрезвычайно опасные с ПДК $< 0,1$ мг/м³ (свинец, ртуть — 0,001 мг/м³);
- *второй класс* — высокоопасные с ПДК = 0,1...1 мг/м³ (хлор — 0,1 мг/м³; серная кислота — 1 мг/м³);
- *третий класс* — умеренно опасные с ПДК = 1,1...10 мг/м³ (спирт метиловый — 5 мг/м³; дихлорэтан — 10 мг/м³);
- *четвертый класс* — малоопасные с ПДК > 10 мг/м³ (например, аммиак — 20 мг/м³; ацетон — 200 мг/м³; бензин, керосин — 300 мг/м³; спирт этиловый — 1000 мг/м³).

По характеру воздействия на организм человека вредные вещества можно разделить на группы: *раздражающие* (хлор, аммиак, хлористый водород и др.); *удушающие* (оксид углерода, сероводород и др.); *наркотические* (азот под давлением, ацетилен, ацетон, четыреххлористый углерод и др.); *соматические, вызывающие нарушения деятельности организма* (свинец, бензол, метиловый спирт, мышьяк).

Согласно требованиям санитарных норм и стандартов Системы стандартов безопасности труда на предприятиях должен осуществляться контроль за содержанием вредных веществ в воздухе рабочей зоны: где применяются высокоопасные вредные вещества первого класса — *контроль непрерывный*, с помощью автоматических самопишущих приборов, выдающих сигнал при превышении ПДК; где применяют вредные вещества второго, третьего и четвертого классов, должен осуществляться *периодический контроль* путем отбора и анализа проб воздуха. Отбор производят в зоне дыхания в радиусе до 0,5 м от лица работающего; берется не менее пяти проб в течение смены.

К вредным веществам однонаправленного действия относят вредные вещества, близкие по химическому строению и характеру биологического воздействия на организм человека.

Примерами сочетаний веществ однонаправленного действия являются:

- а) фтористый водород и соли фтористо-водородной кислоты;
- б) сернистый и серный ангидрид;
- в) формальдегид и соляная кислота;
- г) различные хлорированные углеводороды (предельные и непредельные);
- д) различные бромированные углеводороды (предельные и непредельные);
- е) различные спирты;
- ж) различные кислоты;
- з) различные щелочи;
- и) различные ароматические углеводороды (толуол и ксилол, бензол и толуол);
- к) различные аминосоединения;
- л) различные нитросоединения;
- м) амино- и нитросоединения;
- н) тиофос и карбофос;
- о) сероводород и сероуглерод;
- п) оксид углерода и аминосоединения;
- р) оксид углерода и нитросоединения;
- с) бромистый метил и сероуглерод.

При одновременном содержании в воздухе рабочей зоны нескольких вредных веществ однонаправленного действия сумма отношений фактических концентраций каждого из них (K_1, K_2, \dots, K_n) в воздухе к их ПДК ($\text{ПДК}_1; \text{ПДК}_2, \dots, \text{ПДК}_n$) не должна превышать единицы:

$$\frac{K_1}{\text{ПДК}_1} + \frac{K_2}{\text{ПДК}_2} + \dots + \frac{K_n}{\text{ПДК}_n} < 1. \quad (2.1)$$

В списке ПДК используют следующие обозначения:

п — пары и/или газы;

а — аэрозоль;

п + а — смесь паров и аэрозоля;

+ — требуется специальная защита кожи и глаз;

О — вещества с остронаправленным механизмом действия, требующие автоматического контроля за их содержанием в воздухе;

А — вещества, способные вызывать аллергические заболевания в производственных условиях;

К — канцерогены;

Ф — аэрозоли преимущественно фиброгенного действия.

При одновременном выделении в воздух рабочей зоны помещений нескольких вредных веществ, не обладающих однонаправлен-

ным характером действия, количество воздуха при расчете общеобменной вентиляции следует принимать по тому вредному веществу, для которого требуется подача наибольшего объема чистого воздуха.

В нашей стране ПДК устанавливают санитарные органы Минздравсоцразвития России. Периодически, в соответствии с уровнем развития медицинских знаний ПДК пересматривают, как правило, в сторону ужесточения. Так, например, до 1968 г. действовали нормы, предусматривающие ПДК бензола 20 мг/м^3 . Клинико-гигиенические исследования выявили случаи неблагоприятного воздействия таких его концентраций на организм человека. Это послужило основанием к снижению ПДК бензола до 5 мг/м^3 . В общем, можно сказать, что все предельно допустимые концентрации стремятся к некоторым пределам, называемым обычно *предельно допустимыми экологическими концентрациями* (ПДЭК). Имеются в виду концентрации вредных веществ, не оказывающие вредного влияния (ближайшего или отдаленного) на экологические системы, т.е. на совокупность живых организмов, среду обитания и их взаимосвязь.

В настоящее время ПДК установлены для воздуха рабочей зоны более чем для 850 веществ. В таблице 2.4 приведены ПДК некоторых вредных веществ в воздухе рабочей зоны и атмосферного воздуха населенных мест.

Другой важнейшей величиной, характеризующей уровень загрязнения атмосферного воздуха, является *предельно допустимый выброс* (ПДВ). В отличие от ПДК, ПДВ является научно-техническим нормативом. Его измеряют во времени и устанавливают для каждого источника организованного выброса при условии, что выброс вредных веществ от данного источника и от совокупности источников района (с учетом перспективы развития промышленных предприятий и рассеивания вредных веществ в атмосфере) не создает приземной концентрации, превышающей их ПДК для атмосферного воздуха. Предельно допустимые концентрации можно получать за счет разбавления отходящих газов — увеличения мощности вентиляционных систем или строительства более высоких труб.

На предприятиях, где применяют вредные вещества, разрабатывают и внедряют мероприятия по улучшению санитарно-технического состояния. Предусматривается применение новых прогрессивных технологий, исключающих контакт человека с вредными веществами.

Таблица 2.4

ПДК некоторых вредных веществ в воздухе производственных помещений и атмосферном воздухе населенных мест

Загрязняющее вещество	Предельно допустимая концентрация, мг/м ³		
	рабочей зоны	максимальная разовая	средняя суточная
Азота диоксид	5,0	0,085	0,085
Аммиак	20	0,20	0,20
Ацетон	200	0,35	0,35
Сероводород	10	0,008	0,008
Фенол	5	0,01	0,01
Формальдегид	0,5	0,035	0,012
Хлор	1,0	1,10	0,03
Бензол	5,0	1,50	0,80
Дихлорэтан	10	3,0	1,0
Серы диоксид	10	0,5	0,05
Метанол	5,0	1,0	0,5
Фтористые соединения (в пересчете на фтор)	0,5	0,02	0,005
Пыль нетоксичная (известняк)	6	0,5	0,05
Этанол	1 000	5	5

2.5. Охрана атмосферного воздуха от загрязнений промышленными предприятиями

На промышленных предприятиях воздух, выбрасываемый в атмосферу из систем местных отсосов общеобменной вентиляции и технологических процессов, содержащий загрязняющие вредные вещества, должен подвергаться очистке, а остаточное количество вредных веществ необходимо рассеивать в атмосфере.

«Методика расчета концентрации в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий» (ОНД—86) Госкомгидромета СССР предусматривает, что концентрации вредных веществ от вентиляционных выбросов данного объекта с учетом фоновых концентраций от других выбросов не должны превышать:

а) в атмосферном воздухе населенных мест предельно допустимых максимальных разовых концентраций вредных веществ (ПДК_п), установленных в России, или 0,8 ПДК_п — в зонах санитарно-защитной охраны курортов, крупных санаториев, домов отдыха и в зонах отдыха городов;

б) в воздухе, поступающем в помещение производственных и административно-бытовых зданий через приемные устройства, открываемые окна и проемы, используемые для притока воздуха, 0,3 предельно допустимых концентраций вредных веществ для рабочей зоны производственных помещений (ПДК_{ω, з}).

Очистку выбросов пылегазовоздушной смеси можно не предусматривать из систем с естественным побуждением, а также из систем источников малой мощности с искусственным побуждением, если эти выбросы не нарушают требований соответствующего раздела проекта «Охрана атмосферного воздуха от загрязнений».

Для упрощения расчетов по охране атмосферного воздуха введены понятия — *вентиляционный источник малой мощности* и *условный источник*. Это один источник или условный источник, заменяющий группу источников, находящихся на кровле здания в пределах площади круга диаметром 20 м. Общий расход пылегазовоздушной смеси таких источников составляет $L \leq 10 \text{ м}^3/\text{с}$. Условная концентрация q , мг/м³, по каждому вредному веществу не должна превышать q_1 , q_2 и q_3 , а для пыли, кроме того, не более 100 мг/м³. Значения q_1 , q_2 и q_3 определяют по формулам:

$$q_1 = 10 \frac{H + D}{D} q_{\text{п}}; \quad (2.2)$$

$$q_2 = \frac{L_{\text{усл}}}{L} q_{\text{п}}; \quad (2.3)$$

$$q_3 = 0,08 \frac{l}{D} K q_{\omega, з}, \quad (2.4)$$

где H — высота расположения устья источника над уровнем земли, м; для группы источников высоту H определяют как высоту условного источника, равную среднему арифметическому из высот всех источников группы; D — диаметр устья источника, м; для группы источников диаметр условного источника равен:

$$D = \left(D_a^2 + D_b^2 + \dots + D_i^2 \right)^{0,5}, \quad (2.5)$$

если устье источника не круглое, то за D следует принимать диаметр, определяемый по формуле $D = 1,13A^{0,5}$, здесь A — площадь поперечно-

го сечения устья источника, м^2 ; $L_{\text{усл}}$ — условный расход атмосферного воздуха для разбавления выбрасываемых вредных веществ; при расстояниях от источника до границы населенного пункта 50, 100, 300, 500 м и более условный расход воздуха равен соответственно 60, 250, 2000, 6000 $\text{м}^3/\text{с}$; L — расход пылегазовоздушной смеси для одного конкретного или условного источника, $\text{м}^3/\text{с}$; l — расстояние, м, между устьем одного источника и приемным устройством для наружного воздуха по горизонтали: при $l < 10$ следует принимать $l = 10D$, при $l > 60$ $l = 60D$.

Расстояние условного источника от приемного отверстия l для группы i источников равно:

$$l = (l_a + l_b + \dots + l_i) / i, \quad (2.6)$$

где l_a, l_b, \dots, l_i — расстояние по горизонтали каждого из источников группы, оси струй которых при направлении ветра в сторону рассматриваемого приемного устройства для наружного воздуха вписываются в его габариты; K — коэффициент, характеризующий уменьшение концентрации вредных веществ в струе, его определяют по приложению 23; СНиП 2.04.05—91*; $q_{\text{п}}, q_{\omega, z}$ — ПДК, $\text{мг}/\text{м}^3$, вредных веществ соответственно по отношению к воздуху населенных мест и к воздуху рабочей зоны.

Условную концентрацию q , $\text{мг}/\text{м}^3$, для одного источника и условного источника с выбросом вредных веществ, обладающих эффектом суммации действия, приведенную к одному веществу, определяют:

а) при сравнении с q_1 и q_2 по формуле

$$q = q_1 + q_2 \frac{q_{\text{п}_1}}{q_{\text{п}_2}} + \dots + q_i \frac{q_{\text{п}_1}}{q_{\text{п}_i}}; \quad (2.7)$$

б) при сравнении с q_3 по формуле

$$q = q_1 + q_2 \frac{q_{\omega, z_1}}{q_{\omega, z_2}} + \dots + q_i \frac{q_{\omega, z_1}}{q_{\omega, z_i}}, \quad (2.8)$$

где q_1, \dots, q_i — концентрация вредных веществ, $\text{мг}/\text{м}^3$, обладающих эффектом суммации действия; $q_{\text{п}_1}, \dots, q_{\text{п}_i}$; $q_{\omega, z_1}, \dots, q_{\omega, z_i}$ — соответственно ПДК_п и ПДК_{ω, z}, для вредных веществ, обладающих эффектом суммации действия; $1, \dots, i$ — число вредных веществ, обладающих эффектом суммации по отношению к воздуху рабочей зоны.

Из систем общеобменной вентиляции помещений, а также удаляющих вредные вещества первого и второго классов опасности, местных отсосов вредных и неприятно пахнущих веществ и взрывоопасных

смесей выбросы следует производить через трубы и шахты, не имеющие зонтов, вертикально вверх.

Расстояние от источников выброса систем местных отсосов, взрывоопасной парогазовоздушной смеси до ближайшей точки возможных источников воспламенения (искры, газы с высокой температурой и др.) l_z , м, следует принимать не менее

$$l_z = 4D \frac{q}{q_z} \geq 10, \quad (2.9)$$

где D — диаметр устья источника, м; q — концентрация горючих газов, паров, пыли в устье выброса, мг/м³; q_z — концентрация горючих газов, паров и пыли, равная 10% их нижнего концентрационного предела распространения пламени, мг/м³.

Выбросы от систем вытяжной вентиляции следует располагать отдельно, если хотя бы в одной из труб или шахт возможно отложение горючих веществ или если при смешении выбросов возможно образование взрывоопасных смесей.

2.6. Инвентаризация выбросов в атмосферу загрязняющих веществ тепловых электростанций и котельных

Инвентаризация выбросов загрязняющих веществ в атмосферу — систематизация сведений о распределении источников выделения загрязняющих веществ и источников загрязнения атмосферы на территории, а также о количестве и составе выбросов.

Инвентаризацию проводят все тепловые электростанции (ТЭС) и котельные вне зависимости от организационно-правовой формы и формы собственности ТЭС, используемого топлива, мощности.

Результаты инвентаризации используют для:

- нормирования выбросов в атмосферу;
- ведения производственного контроля за выбросами и соблюдением установленных нормативов;
- ведения статистической отчетности о выбросах;
- определения платежей за выбросы;
- экологической паспортизации предприятия;
- информирования органов государственного надзора в области охраны окружающей среды;

- других специальных случаев, установленных законодательством и общеотраслевыми нормативно-техническими документами.

Инвентаризацию проводят сами ТЭС или по их поручению организации и фирмы, имеющие лицензию на вид деятельности «Нормирование предельно допустимых выбросов...» (код 006) или «Экологическая паспортизация оборудования, производств, предприятий...» (код 008). При проведении инвентаризации силами самого предприятия специальной лицензии не требуется (при том условии, что необходимое для инвентаризации инструментальное и лабораторное определение параметров выбросов осуществляется метрологически аттестованной лабораторией).

Инвентаризация должна проводиться периодически, но не реже, чем 1 раз в 5 лет.

Досрочная инвентаризация выбросов всего предприятия или его отдельных производств должна быть проведена в случаях:

- обнаружения неучтенных при предыдущей инвентаризации загрязняющих веществ, источников выделения и источников загрязнения атмосферы, режимов работы предприятия и оборудования;
- выявления существенных расхождений между фактическими данными и данными последней инвентаризации, обуславливающих повышение загрязнения атмосферного воздуха;
- изменения технологии производства, вида и качества топлива и в случаях, приводящих к увеличению выбросов.

Досрочная инвентаризация может быть проведена по предписанию председателя регионального (на уровне субъекта Российской Федерации) органа Государственного комитета Российской Федерации по охране окружающей среды с обязательным обоснованием необходимости досрочной инвентаризации.

Ответственность за полноту и достоверность данных инвентаризации несет предприятие (в лице одного из руководителей).

Технический отчет по результатам отдельно проводимой инвентаризации утверждается руководителем предприятия.

Если инвентаризация является составной частью работ по нормированию выбросов, то технический отчет по инвентаризации в виде приложения включается в проект нормативов ПДВ и утверждается вместе с ним; отдельного документа по инвентаризации в этом случае не требуется.

Объекты инвентаризации

На ТЭС инвентаризации подлежат: выбросы загрязняющих веществ в атмосферу; источники выделения загрязняющих веществ; источники загрязнения атмосферы; пылегазоочистные установки.

При инвентаризации определяется количество выбросов максимально разовое (г/с) не менее, чем за 20-минутный интервал и годовое (т/год) для каждого источника выделения, каждого источника загрязнения атмосферы и всего предприятия в целом.

При инвентаризации, проводимой совместно с нормированием выбросов, а также для целей отчетности, паспортизации производства, ведения производственного контроля за выбросами, определения платежей за выбросы учету подлежат загрязняющие вещества, установленные «Инструкцией по нормированию выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для тепловых электростанций и котельных РД 135-34.0-02.303—98», и источники выделения загрязняющих веществ, приведенные в табл. 2.5.

Таблица 2.5

Нормируемые загрязняющие вещества и источники их выделения

Загрязнитель	Код	Источник выделения
Диоксид азота NO ₂	0301	Котлы, газовые турбины, дизельные установки
Оксид азота NO	0304	То же
Оксид углерода CO	0337	»
Оксиды серы в пересчете на диоксид (сернистый ангидрид) SO ₂	0330	Котлы, газовые турбины, дизельные установки, сжигающие серосодержащее топливо
Мазутная зола ТЭС (в пересчете на ванадий)	2904	Котлы, сжигающие мазут
Зола твердого топлива	2907, 2908 или 2909 в зависимости от содержания SiO ₂	Котлы, сжигающие твердое топливо. Золошлакоотвал при выемке золы
Сажа	0277	Котлы мощностью менее 30 т пара/ч, сжигающие твердое и жидкое топливо
Угольная пыль	2902	Угольный склад при перевалке топлива
Бенз (а) пирен	0703	Котлы мощностью менее 30 т пара/ч

При напряженной экологической ситуации в районе расположения ТЭС, обусловленной повышенным содержанием в атмосферном воздухе загрязняющих веществ, по согласованному с Госкомэкологией

РФ заданию территориальных органов охраны природы для ТЭС выполняется инвентаризация выбросов этих веществ.

Для объектов ТЭС, расположенных вне промплощадки предприятия и санитарной защитной зоны (СЗЗ), инвентаризацию выбросов проводят в полном объеме.

Методы инвентаризации

Параметры и характеристики источников выделения, месторасположение и геометрические характеристики источников выбросов берут из экологического паспорта ТЭС, проектной и иной официальной документации. Координаты источников выбросов определяют в городской системе или в системе координат.

Определение максимально разовых и годовых выбросов загрязняющих веществ выполняют методами, указанными в табл. 2.6.

Таблица 2.6

Методы определения количества выбросов

Загрязнитель	Выбросы	
	максимально разовые	годовые
NO ₂ и NO в пересчете на NO ₂	Измерение концентрации — по [1]; расчет выбросов — по [3] с использованием измеренной или рассчитанной по [2] величине расхода дымовых газов	Расчет выбросов по [3] с использованием концентрации, соответствующей среднегодовой нагрузке каждого котла и рассчитанной по [2] величине расхода дымовых газов
CO	То же	То же
SO ₂	Расчет по [3]	Расчет по [3]
Мазутная зола, сажа	То же	То же
Бенз(а)пирен	Расчет по [7]	Расчет по [7]
Зола из дымовых труб	Измерение запыленности — по [4]; расчет выбросов — с использованием измеренной или рассчитанной по [2] величине расхода дымовых газов	Расчет выбросов — по годовому расходу твердого топлива, его зольности и измеренному по [4] КПД золоуловителей
Пыль с угольного склада	Расчет по [5]	Расчет по [5]
Зола с золоотвала	То же	То же
Ненормируемые загрязнители	Расчет по [6]	Расчет по [6]

Примечание. В квадратных скобках обозначены следующие НТД:

[1] — МУ 34-70-041-83 (РД 34.02.307). Методические указания по определению содержания окислов азота в дымовых газах котлов (экспресс-методы). М. : СПО Союзтехэнерго, 1983 г., а также иные ИТД, допускающие применение стационарных и переносных газоанализаторов для измерения концентрации NO_x в дымовых газах ТЭС;

[2] Тепловой расчет котельных агрегатов (нормативный метод). М. : Энергия, 1972);

[3] РД 34.02.205-97. Методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок тепловых электростанций. М. : ВТИ, 1998;

[4] РД 34.02.308-97. Методика контрольных испытаний золоулавливающих установок тепловых электростанций и котельных. М., 1998;

РД 34.27.301-91. Методика испытаний золоулавливающих установок тепловых электростанций и котельных. М. : СПО ОРГРЭС, 1991;

РД 34.11.310-97. Методика выполнения измерений валового выброса твердых частиц с дымовыми газами ТЭС с применением дымомера АИД-210 «Энергия». М. : ВТИ, 1988;

[5] Методическое пособие по расчету выбросов от неорганизованных источников в промышленности строительных материалов. НПО Союзстройэкология, Новороссийск, 1989; Отраслевая методика расчета количества отходящих, уловленных и выбрасываемых в атмосферу вредных веществ предприятиями по добыче и переработке угля. Пермь : ВНИИОСуголь, 1990;

[6] Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Л. : Гидрометеиздат, 1986, а также иные НТД, согласованные с Госкомэкологией;

[7] Методика расчета выбросов бенз(а)пирена в атмосферу паровыми котлами тепловых электростанций (ВТИ).

Условия определения максимально разовых выбросов нормируемых загрязняющих веществ:

- для котла, газотурбинной или дизельной установки — при максимальной нагрузке агрегата и сжигании топлива с характеристиками, обуславливающими образование наибольшего количества загрязняющих веществ;
- для дымовой трубы — по наибольшей за последние 3—4 года суммарной часовой нагрузке агрегатов, подключенных к этой трубе; при сжигании топлива с характеристиками, обуславливающими образование наибольшего количества загрязняющих веществ;
- для ТЭС в целом — по наибольшему за последние 3—4 года часовому расходу топлива с характеристиками, обуславливающими образование наибольшего количества загрязняющих веществ.

Максимально разовые выбросы от сжигания топлива на ТЭС определяются на условия зимнего времени, от всех других источников — на условия летнего времени.

Годовые выбросы от источников выделения — из дымовой трубы и от ТЭС в целом — определяются с использованием наибольшего за последние 3—4 года расхода топлива, приходящегося на каждый из указанных объектов, сложившегося за этот период соотношения видов топлива и самых неблагоприятных для выбросов характеристик топлива, использовавшегося за этот период.

Эффективность пылегазоочистных установок определяется по результатам их последних испытаний, которые согласно Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ проводятся не реже 1 раза в год.

Основные требования при использовании инструментально-аналитических методов следующие.

При проведении измерений должны применяться методики, соответствующие требованиям ГОСТ 8.010—90 «Методики выполнения измерений», ГОСТ Р 8.563—96 «Государственная система обеспечения единства измерений. Методики выполнения измерений» и другие НТД, утвержденные для применения органами Госстандарта и Госкомэкологии.

Не допускается применять для измерения содержания загрязняющих веществ в выбросах методики, предназначенные для определения загрязнения воздуха рабочей зоны и атмосферного воздуха.

Допускается использование экспресс-анализаторов при условии их метрологической аттестации и обеспеченности методиками выполнения измерений, отвечающих требованиям ГОСТ 8.010—90 «Методики выполнения измерений», ГОСТ Р 8.563—96 «Государственная система обеспечения единства измерений. Методики выполнения измерений».

Все аналитическое оборудование, применяемое при проведении инвентаризации, должно быть проверено и иметь свидетельство о метрологической аттестации. Не разрешается применять приборы, не прошедшие государственные испытания на соответствие типа и не имеющие сертификата на право их применения на территории РФ.

Места выполнения измерений и пробоотбора выбираются в соответствии с ГОСТ 17.2.4.06—90, ОНД — 90, «Методикой испытаний золоулавливающих установок ТЭС и котельных» РД 34.27.301—91, «Методикой контрольных испытаний золоулавливающих установок ТЭС и котельных» РД 34.02.308—98 и другими нормативно-

техническими документами (НТД), регламентирующими теплотехнические измерения.

Все значения концентраций и объемов отходящих газов должны быть приведены к нормальным условиям (0 °С, 101,3 кПа), а для котлов — также к содержанию кислорода в дымовых газах, равному 6%, для газовых турбин — равному 15%.

Если в выбросах ТЭС присутствует загрязняющее вещество, концентрация которого ниже предела определения, установленного в применяемой методике, и этот предел:

- равен или превышает 0,5 ПДК, то концентрация данного вещества считается равной нижнему пределу измерения методики;
- меньше 0,5 ПДК, то это классифицируется как отсутствие выброса (выделения) данного вещества в атмосферу.

Определение значений концентрации, полученных в результате измерений, производится согласно ГОСТ 8.207—76 «Прямые измерения с многократными наблюдениями. Методы обработки результатов наблюдений. Основные положения» и действующей инструкции по инвентаризации выбросов загрязняющих веществ в атмосферу Госкомэкологии РФ.

Годовые выбросы определяются путем умножения значения часового выброса каждого источника выделения на коэффициент использования оборудования при средней нагрузке и числе часов работы в году; полученные значения суммируются по трубе и ТЭС в целом.

Отчет оформляется в соответствии с ГОСТ 7.32—91 и требованиями действующей инструкции по инвентаризации выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

Формы таблиц, требования к их заполнению и другие приложения к техническому отчету по инвентаризации приведены в действующей инструкции по инвентаризации выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

2.7. Организация контроля выбросов в атмосферу на тепловых электростанциях и в котельных

Контроль выбросов должен обеспечивать:

- систематические данные о выбросах;
- исходные данные к отчетности ТЭС по форме № 2-тп (воздух);

- информацию к оценке соблюдения установленных норм выбросов и к анализу причин, вызывающих превышение норм.

Контроль подразделяют на производственный и технологический (внутрипроизводственный).

Производственный контроль должен обеспечивать:

- оценку соблюдения установленных норм валовых выбросов;
- систематические данные о валовых выбросах;
- исходные данные к отчетности ТЭС по форме № 2-тп (воздух).

Производственный контроль осуществляют в обязательном порядке для источников выбросов (дымовых труб, угольных штабелей при перевалке топлива, золоотвалов при выемке золы) и ТЭС в целом. Он включает определение валовых выбросов в граммах в секунду (г/с) и тоннах в год (т/год), их учет и отчетность по ним.

Технологический контроль должен обеспечивать:

- систематические данные об удельных выбросах;
- информацию к оценке соблюдения норм удельных выбросов;
- информацию для воздействия на технологические процессы в котлах и пылегазоочистном оборудовании, влияющие на выбросы в атмосферу.

Технологический контроль осуществляется в объеме, устанавливаемом руководством ТЭС.

Разработка плана-графика контроля выбросов

На ТЭС должен быть разработан план-график контроля за соблюдением установленных нормативов выбросов.

План-график должен включать:

- перечень источников выбросов и выбрасываемых в атмосферу загрязняющих веществ, подлежащих контролю;
- величины валовых выбросов из источников выбросов;
- наименование методов, частоту и сроки осуществления контроля выбросов;
- перечень подразделений или (персонала), ответственных за ведение контроля.

План-график должен быть утвержден главным инженером ТЭС.

Если разработанный на ТЭС проект норм выбросов включает раздел о контроле выбросов, содержащий указанные выше сведения, то разработка отдельного плана-графика не требуется.

Администрация ТЭС утверждает перечень подразделений и лиц, ответственных за проведение инструментальных измерений выбросов, проверку эффективности газоочистных установок, проведение расче-

тов выбросов, учет и отчетность по контролю за выбросами, информацию о соблюдении норм выбросов.

К контролю выбросов могут на договорных условиях привлекаться сторонние организации, имеющие соответствующую лицензию. Ответственность за осуществление контроля несет ТЭС.

Контролю подлежат выбросы нормируемых загрязняющих веществ.

К нормируемым веществам, выбрасываемым с дымовыми газами, относят:

- пыль (зола твердого топлива);
- оксиды серы (в пересчете на диоксид серы);
- диоксид азота;
- оксид азота;
- оксид углерода;
- мазутную золу (в пересчете на ванадий);
- сажу и бенз (а) пирен (оба только для котлов производительностью менее 30 т/ч).

На угольных складах нормированию подлежат выбросы угольной пыли при перевалке топлива, на золоотвалах — выбросы золошлаковой пыли при выемке сухой золы.

При контроле определяют выбросы: максимальные (средние за 20 мин) в граммах в секунду (г/с) и суммарные (за длительный период — месяц, квартал, полугодие, год) в тоннах.

Контроль максимальных выбросов осуществляют только для веществ, на которые установлен норматив выбросов в граммах в секунду (г/с).

Категорирование источников по инструментальному контролю выбросов устанавливают из зависимостей:

$$\Phi = \frac{M_1}{H \cdot \text{ПДК}} \cdot \frac{100}{100 - \eta}; \quad (2.10)$$

$$Q = q \frac{100}{100 - \eta}, \quad (2.11)$$

где M_1 — максимальный выброс вещества из источника, г/с; H — высота источника, м; ПДК — предельно допустимая концентрация, мг/м³; η — эффективность газоочистки, %; q — приземная концентрация вещества на границе СЗЗ или ближайшей жилой застройки, ед. ПДК.

Контроль подразделяют на *систематический*, осуществляемый непрерывно или периодически, и *разовый*.

Непрерывный систематический (аналитический) контроль с определением максимальных и годовых выбросов их дымовых труб осу-

ществляют с помощью стационарных автоматических газоанализаторов, пылемеров, расходомеров дымовых газов.

Установки сероулавливания и азотоочистки должны оснащаться автоматическими стационарными газоанализаторами в обязательном порядке.

Допускается определение объема дымовых газов расчетным методом по расходу топлива и содержанию кислорода в дымовых газах при условиях их регистрации прямыми или косвенными методами.

В случае временного отсутствия стационарных газоанализаторов и пылемеров систематический контроль осуществляют периодически по плану-графику с применением переносных газоанализаторов и пылемеров или расчетными методами. Частоту контроля устанавливают в соответствии с табл. 2.7.

Таблица 2.7

Периодичность контроля источников выбросов (для $H < 10$ м)

Одновременное условие параметров		Категория источника	Частота контроля
Ф	Q		
Менее 0,01	Менее 0,5	I	1 раз в квартал
Менее 0,1	Менее 0,5	I	1 раз в квартал
Менее 0,001	Менее 0,5	II	2 раза в год
Менее 0,01	Менее 0,5	II	2 раза в год
Менее 0,001	Менее 0,5	III	1 раз в год
Менее 0,01	Менее 0,5	III	1 раз в год
Более 0,001	Более 0,5	IV	1 раз в 5 лет
Более 0,01	Более 0,5	IV	1 раз в 5 лет

При систематическом периодическом контроле:

- максимальные выбросы диоксида серы при наличии сероочистной установки, золы твердого топлива, оксидов азота, оксида углерода определяют расчетом с использованием результатов плановых инструментальных измерений содержания этих веществ в дымовых газах; при отсутствии сероочистных установок максимальные выбросы диоксида серы допускается определять расчетными методами без инструментальных измерений;
- максимальные выбросы мазутной золы (в пересчете на ванадий), сажи, бенз (а) пирена и годовые выбросы всех веществ определяют расчетными методами с использованием при наличии таковых зависимостей содержания вещества в дымовых газах от нагрузки котла.

Разовый контроль выбросов из дымовой трубы осуществляют:

- после выхода котла, его пылегазоочистного оборудования из капитального ремонта;
- после реализации воздухоохранного мероприятия, включая мероприятия, предназначенные для реализации при неблагоприятных метеоусловиях, для оценки его эффективности;
- при переводе котла на длительное использование нового топлива;
- после реконструкции, замены, изменения режима работы пылегазоочистного оборудования;
- по завершении пусконаладочных и режимоналадочных работ.

Разовый контроль осуществляется путем инструментального измерения содержания в дымовых газах золы твердого топлива, оксида азота, оксида углерода, диоксида серы при реализации мероприятий, связанных с изменением его выброса, а также расчетными методами.

При инструментальном измерении используют стационарные и переносные приборы, прошедшие сертификацию и аттестацию, и методы из числа включенных в «Перечень методик измерения концентраций загрязняющих веществ в выбросах промышленных предприятий, допущенных к применению» (1996 г.).

2.8. Определение количества выбросов

Расчет выбросов твердых частиц летучей золы и недогоревшего топлива (т/год, г/с), выбрасываемых в атмосферу с дымовыми газами котлоагрегатом в единицу времени при сжигании твердого топлива и мазута, выполняют по формуле

$$M_{\text{ТВ}} = BA^r f(1 - \eta_3), \quad (2.12)$$

где B — расход топлива, т/год, г/с; A^r — зольность топлива на рабочую массу, %; η_3 — доля твердых частиц, улавливаемых в золоуловителях; $f = a_{\text{УН}} / (100 - \Gamma_{\text{УН}})$; $a_{\text{УН}}$ — доля золы топлива в уносе, %; $\Gamma_{\text{УН}}$ — содержание горючих в уносе, %.

Значения A^r , $\Gamma_{\text{УН}}$, $a_{\text{УН}}$, η_3 принимаются по фактическим средним показателям; при отсутствии этих данных A^r определяется по характеристикам сжигаемого топлива (табл. 2.8); η_3 — по техническим данным применяемых золоуловителей; f — по табл. 2.9.

Таблица 2.8

Характеристика твердых топлив

Бассейн, месторождение, топливо	Марка угля	W^r , %	A^r , %	S^r , %	Q_i^r , ккал/кг	V_r^0 , м ³ /кг
Кизеловский бассейн	ГР, ГМСШ	6,0	31,0	6,1	4 680	5,61
Челябинский »	БЗ	17,0	29,9	1,0	3 380	4,07
Буланашское месторождение	ГЗР	9,0	22,8	0,8	4 970	5,83
Дальне-Буланашское »	ГР	8,5	18,3	1,7	5 370	6,31
Веселовское-Богословское»	БЗР	22,0	28,9	0,2	2 630	3,31
Волчанское»	БЗР	22,0	31,2	0,2	2 540	3,12
Егоршинское»	ТР	8,0	28,1	1,9	4 910	5,83
Южно-Уральский бассейн	БІР	56,0	6,6	0,7	2 170	2,93
Карагандинский »	КР, К2Р	8,0	27,6	0,8	4 820	5,63
	КСШ,	8,0	29,4	0,8	4 820	5,63
	К2СШ	10,0	20,7	0,8	5 470	6,44
Куучекинское месторождение	К2Р	7,0	40,9	0,7	3 960	4,83
Экибастузский бассейн	ССР	7,0	32,6	0,7	4 510	5,25
Ленгерское месторождение	БЗР, БЭСШ	29,0	14,2	1,8	3 650	4,49
Тургайский бассейн						
Кушмурунское месторождение	Б2	37,0	11,3	1,6	3 140	3,93
Приозерное »	Б2	36,0	11,5	0,5	3 150	3,90
Абанское »	Б2	33,5	8,0	0,3	3 520	4,35
Большесырское	БЗ	24,0	6,1	0,2	4 550	5,50
Минусинский бассейн	ДР, ДМСШ	14,0	17,2	0,5	4 800	5,68
Черногорский разрез	ДР	14,0	14,6	0,5	4 910	5,81
Изыхское месторождение	ДР	14,0	17,2	0,5	4 800	5,78
Аскизское »	Д	9,0	17,9	0,6	5 500	6,53
Бейское »	Д	14,0	12,9	0,5	5 360	6,35
Иркутский бассейн						
Черемховское месторождение	ДР, ДМСШ	13,0	27,0	1,0	4 270	5,07
Забитуйское »	ДР	8,0	23,0	4,1	4 980	5,98

Окончание

Бассейн, месторождение, топливо	Марка угля	W^r , %	A^r , %	S^r , %	Q_i^r , ккал/кг	V_r^0 , м ³ /кг
Азейский разрез	БЗР	25,0	14,2	0,4	4 040	4,82
Тулунский »	БЗР	26,0	12,6	0,4	3 900	4,77
Мугунское месторождение	БЗ	22,0	14,8	0,9	4 180	5,14
Каохемское »	ГР	5,0	12,4	0,4	6 300	7,40
Элегестинское »	Ж	7,0	8,4	0,6	7 080	8,22
Гусиноозерское »	БЗР	23,0	16,9	0,7	4 020	4,87
Холбольджинский разрез	БЗР	26,0	11,8	0,3	3 830	4,64
Баянгольское месторождение	БЗ	23,0	15,4	0,5	4 310	5,16
Никольское »	Д, ДГ	6,0	18,2	0,4	5 490	6,47
Месторождения Северо-восточных районов:						
Сангарское	ДР	10,0	13,5	0,3	5 790	6,80
Джебарики-Хая	ДР	11,0	11,1	0,3	5 500	6,50

Таблица 2.9

Значения коэффициентов f и K_{co} в зависимости от типа топки и вида топлива

Тип топки	Вид топлива	f	K_{co} , кг/ГДж
С неподвижной решеткой и ручным забросом топлива	Бурые и каменные угли	0,0023	1,9
	Антрациты:		
	АС и АМ	0,0030	0,9
	АРШ	0,0078	0,8
С пневмомеханическими забрасывателями и неподвижной решеткой	Бурые и каменные угли	0,0026	0,7
	Антрацит АРШ	0,0088	0,6
С цепной решеткой прямого хода	Антрацит АС и АМ	0,0020	0,4
С забрасывателями и цепной решеткой	Бурые и каменные угли	0,0035	0,7
Шахтная	Твердое топливо	0,0019	2,0
Шахтно-цепная	Торф кусковой	0,0019	1,0

			<i>Окончание</i>
Тип топки	Вид топлива	f	K_{co} , кг/ГДж
Наклонно-переталкивающая	Эстонские сланцы	0,0025	2,9
Слоевые топки бытовых теплогенераторов	Дрова	0,0050	14,0
	Бурые угли	0,0011	16,0
	Каменные угли	0,0011	7,0t
	Антрацит, тощие угли	0,0011	3,0
Камерные топки	Мазут	0,010	0,32
Паровые и водогрейные котлы	Газ природный, попутный и коксовый	—	0,25
	Газ природный	—	0,08
Бытовые теплогенераторы	Легкое жидкое (печное) топливо	0,010	0,16

Расчет выбросов оксидов серы в пересчете на SO_2 (т/год, т/ч, г/с), выбрасываемых в атмосферу с дымовыми газами котлоагрегатов в единицу времени, выполняют по формуле

$$M_{\text{SO}_2} = 0,02B S^r (1 - \eta'_{\text{SO}_2})(1 - \eta''_{\text{SO}_2}), \quad (2.13)$$

где B — расход, т/год, т/ч, г/с (твердого и жидкого топлива); тыс. м³/год, тыс. м³/ч, л/с (газообразного топлива); S^r — содержание серы в топливе на рабочую массу, % (для газообразного топлива в кг/100 м³); η'_{SO_2} — доля оксидов серы, связываемых летучей золой топлива, принимается при сжигании сланцев ленинградских равной 0,8; остальных сланцев — 0,5; для углей Канско-Ачинского бассейна — 0,2 (для березовских — 0,5); для торфа — 0,15; экибастузских углей — 0,02; прочих углей — 0,1; мазута — 0,02; газа — 0,0; η''_{SO_2} — доля оксидов серы, улавливаемых в золоуловителе, принимается равной нулю для сухих золоуловителей, для мокрых — в зависимости от щелочности орошающей воды.

При наличии в топливе сероводорода расчет выбросов дополнительного количества оксидов серы в пересчете на SO_2 ведется по формуле

$$M_{\text{SO}_2} = 1,88 \cdot 10^{-2} | \text{H}_2\text{S} |, \quad (2.14)$$

где $| \text{H}_2\text{S} |$ — содержание сероводорода в топливе, %.

Расчет выбросов оксидов углерода в единицу времени (т/год, г/с) выполняют по формуле

$$M_{CO} = 0,001C_{CO}B\left(1 - \frac{q_4}{100}\right), \quad (2.15)$$

где B — расход топлива, т/год, тыс. м³/год, г/с, л/с; C_{CO} — выход оксидов углерода при сжигании топлива, кг на тонну или на тыс. м³ топлива; рассчитывается по формуле

$$C_{CO} = q_3 R Q_i^r, \quad (2.16)$$

где q_3 — потери тепла вследствие химической неполноты сгорания топлива, %; R — коэффициент, учитывающий долю потери тепла вследствие химической неполноты сгорания топлива, обусловленную наличием в продуктах неполного сгорания оксидов углерода, принимается для твердого топлива — 1,0; газа — 0,5; мазута — 0,65; Q_i^r — низшая теплота сгорания натурального топлива, МДж/кг, МДж/м³; q_4 — потери тепла вследствие механической неполноты сгорания топлива, %.

При отсутствии эксплуатационных данных значения q_3 , q_4 принимаются по табл. 2.10.

Ориентировочная оценка выброса оксидов углерода M_{CO} (т/год, г/с) может проводиться по формуле

$$M_{CO} = 0,001BQ_i^r K_{CO}\left(1 - \frac{q_4}{100}\right), \quad (2.17)$$

где K_{CO} — количество оксидов углерода, образующееся на единицу тепла, выделяющегося при горении топлива, кг/ГДж; принимается по табл. 2.9.

Расчет выбросов оксидов азота

Количество оксидов азота (в перечете на NO₂), выбрасываемых в единицу времени (т/год, г/с), рассчитывают по формуле

$$M_{NO_2} = 0,001BQ_i^r K_{NO} (1 - \beta), \quad (2.18)$$

где B — расход натурального топлива за рассматриваемый период времени, т/год, тыс. м³/год, г/с, л/с; Q_i^r — теплота сгорания натурального топлива, МДж/кг, МДж/м³; K_{NO} — параметр, характеризующий количество оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла, кг/ГДж; β — коэффициент, учитывающий степень снижения выбросов оксидов азота в результате применения технических решений.

Значение K_{NO_2} определяют по графикам рис. 2.2 и 2.3 для различных видов топлива в зависимости от номинальной нагрузки котлоагрегатов.

При нагрузке котла, отличающейся от номинальной, K_{NO_2} следует умножить на $(Q_{\Phi}/Q_H)^{0,25}$ или на $(D_{\Phi}/D_H)^{0,25}$, где Q_H , Q_{Φ} — соответственно номинальная и фактическая теплопроизводительность, кВт, Гкал; D_H , D_{Φ} — соответственно номинальная и фактическая паропроизводительность, т/ч.

Таблица 2.10

Характеристика топок котлов малой мощности

Вид топок и котлов	Топливо	α_r	$q_3, \%$	$q_4, \%$	Примечание
Топки с цепной решеткой	Донецкий антрацит	1,5...1,6	0,5	13,5/10	
Шахтно-цепные топки	Торф кусковой	1,3	1,0	2,0	α_r — коэффициент избытка воздуха;
Топки с пневмомеханическим забрасывателем и цепной решеткой прямого хода	Угли типа кузнецких	1,3...1,4	0,5...1	5,5/3	Меньшие значения — для парогенераторов $D > 10$ т/ч
	Угли типа донецкого	1,3...1,4	0,5...1	6/3,5	
	Бурые угли	1,3...1,4	0,5...1	5,5/4	
Топки с пневмомеханическими забрасывателями и цепной решеткой обратного хода	Каменные угли	1,3...1,4	0,5...1	5,5/3	q_4 — большие значения — при отсутствии средств уменьшения уноса
	Бурые угли	1,3...1,4	0,5...1	6,5/4,5	
Топки с пневмомеханическими забрасывателями и неподвижной решеткой	Донецкий антрацит	1,6...1,7	0,5...1	13,5/10	Меньшие — при остром дутье и наличии возврата уноса, а также для котлов производительностью 25, 35 т/ч
	Бурые угли типа подмосковных	1,4...1,5	0,5...1	9/7,5	
	бородинских	1,4...1,5	0,5...1	6/3	
	Угли типа кузнецких	1,4...1,5	0,5...1	5/3	
Шахтные топки с наклонной решеткой	Дрова, дробленые отходы, опилки, торф кусковой	1,4	2	2	
Топки скоростного горения	Дрова, щепа, опилки	1,3	1	4/2	
Слоевые топки котлов паро-производительностью более 2 т/ч	Эстонские сланцы	1,4	3	3	
Камерные топки с твердым шлакоудалением	Каменные угли	1,2	0,5	5/3	

Окончание

Вид топок и котлов	Топливо	α_r	$q_3, \%$	$q_4, \%$	Примечание
Камерные топки с твердым шлакоудалением	Бурые угли	1,2	0,5	3/1,5	
	Фрезерный торф	1,2	0,5	3/1,5	
Камерные топки	Мазут	1,1	0,5	0,5	
	Газ (природный, попутный)	1,1	0,5	0,5	
	Доменный газ	1,1	1,5	0,5	

Если имеются данные по содержанию оксидов азота в дымовых газах (%), то выброс (кг/год) вычисляют по формуле

$$M_{NO_x} = 20,4C_{NO_x}VB \left(1 - \frac{q_4}{100}\right), \quad (2.19)$$

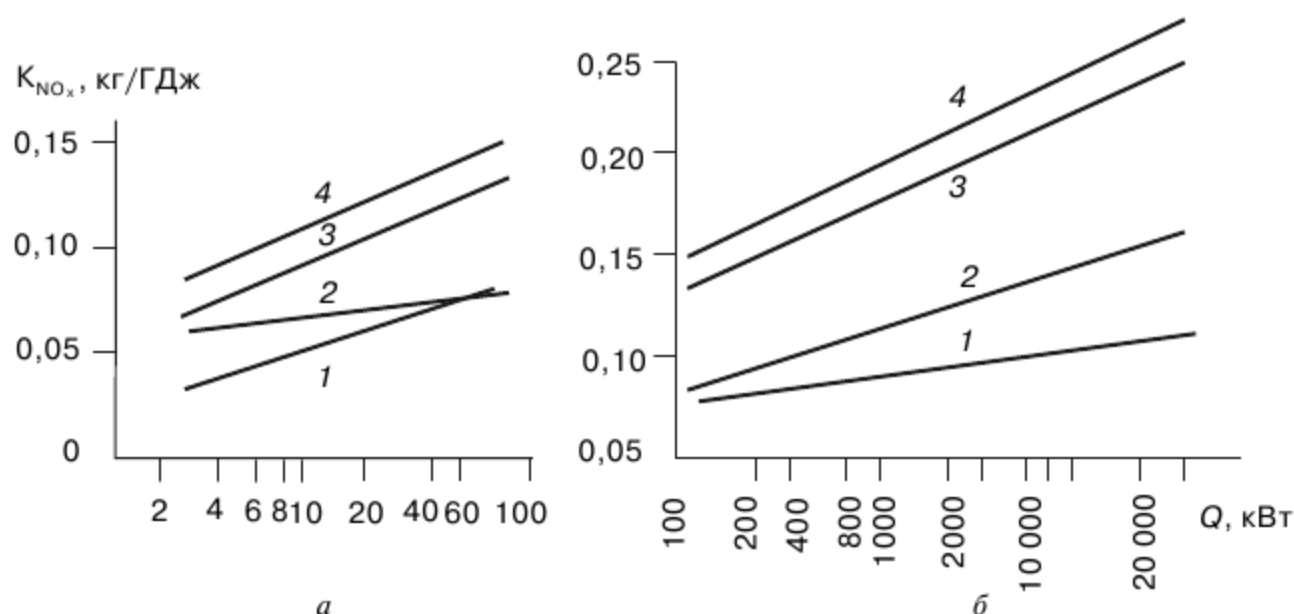


Рис. 2.2. Зависимость K_{NO_x} от тепловой мощности котлоагрегата для различных топлив:

a — при Q от 0 до 100 кВт; *б* — при Q от 100 кВт и более;
 1 — природный газ, мазут, 2 — антрацит; 3 — бурый уголь;
 4 — каменный уголь

где C_{NO_x} — известное содержание оксидов азота в дымовых газах, об. %. Значения C_{NO_x} (мг/м³) для маломощных котлов приведены в табл. 2.11; V — объем продуктов сгорания топлива при α_{yx} , м³/кг; $V = V_r^0 \alpha_{yx}$; значения V_r^0 для некоторых топлив даны в табл. 2.8. Для газообразного топлива V_r^0 определяется по данным табл. 2.12; B — расход топлива, т/год, тыс. м³/год.

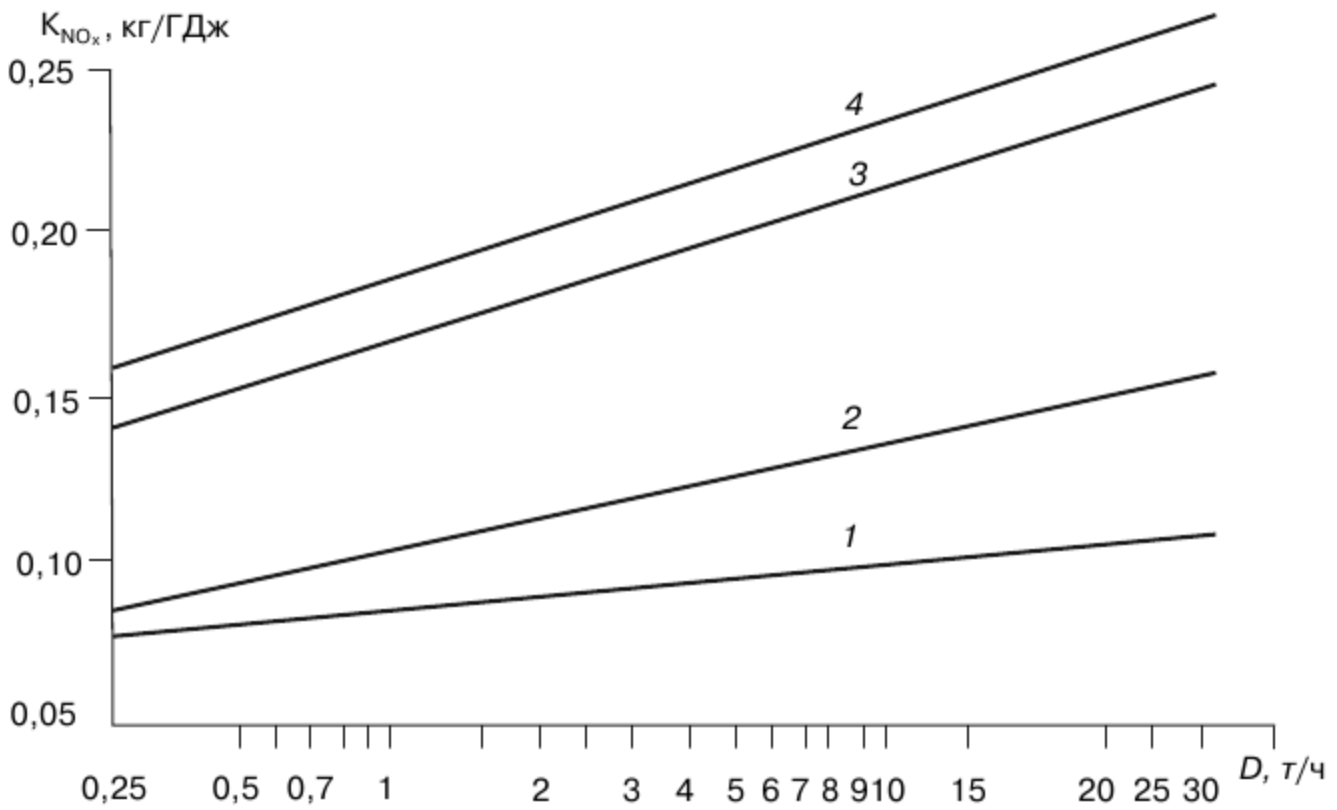


Рис. 2.3. Зависимость K_{NO_x} от паропроизводительности котлоагрегата для различных топлив:

1 — природный газ, мазут; 2 — антрацит; 3 — бурый уголь; 4 — каменный уголь

Таблица 2.11

Образование токсичных веществ в процессе выгорания топлив в отопительных котлах мощностью до 85 кВт

Тип котла	Топливо	Режим горения	Количество образующегося вещества			
			$C_{20}H_{12}$, мкг/100 м ³	NO_2 , мг/м ³	NO , мг/м ³	CO , %
КС-2	Каменный уголь	Начало выгорания	8,97	5	205	—
		Основной период горения	33,55	25	180	—
КЧМ-3 (7 секций)	Антрацит	Розжиг дров	111,2	6...8	110	—
		Догорание дров	346,1	30...40	70...80	—
		Начало погрузки угля	13,6	10	120	0,11
		Конец погрузки	53,6	20	110	0,28
		Основной период горения	17,2+13,4	30	100	0,08
КС-2	Дрова	Разгорание дров	97,4	8...10	90...110	—
		Догорание дров	214,6	25...45	60...80	—

Окончание

Тип котла	Топливо	Режим горения	Количество образующегося вещества			
			$C_{20}H_{12}$, мкг/100 м ³	NO_2 , мг/м ³	NO , мг/м ³	CO , %
КЧМ-3 (7 секций)	Природный газ	$\alpha = 1,20$	8+2	25	140	0,008
		$\alpha = 1,40$	0	35	150	0
		$\alpha = 1,80$	0	50	150	0
		$\alpha = 2,20$	0	60	160	0
		$\alpha = 2,8$	0	80	180	0,065
КС-3	ТПБ	$\alpha = 1,25$	60	25	250	0,07
	Легкое жидкое топливо, $B = 5$ кг/ч	$\alpha = 1,40$	350	80	140	0,02

Для расчета содержания оксидов азота при сжигании мазута и газа на стадии проектных разработок рекомендуется следующий метод.

Необходимыми исходными данными для расчета содержания оксидов азота являются:

B^r — расход топлива на горелку, кг/с для мазута, м³/с для газа. Если расход на горелку известен в т/ч или в 1000 м³/ч, то эта величина делится на 3,6;

d_r — диаметр амбразуры горелки (свободное сечение), м;

α_r — коэффициент избытка воздуха в горелке, а также информация о наличии или отсутствии подогрева воздуха, подаваемого на горение.

Расчет содержания оксидов азота в дымовых газах проводят в следующем порядке:

1. На диаграмме рис. 2.4 на шкале, обозначенной как d_r (диаметр горелки), берется точка, соответствующая диаметру амбразуры горелки (м), и из нее проводится вертикальная линия (на рис. 2.4 она показана стрелкой 1).

2. После этого на шкале, обозначенной B^r (расход газа или мазута на горелку), берется точка, соответствующая расходу топлива на горелку в кг/с для мазута или в м³/с для газа, и проводится кривая, параллельная нарисованной, до пересечения с прямой 1 (на рис. 2.4 эта кривая показана стрелкой 2).

3. Из точки пересечения первой и второй линий проводится горизонтальная прямая (на рис. 2.4 она показана стрелкой 3) до пересечения с той кривой, которая соответствует имеющимся условиям. Возможны варианты сжигания газа в смеси с холодным воздухом, сжига-

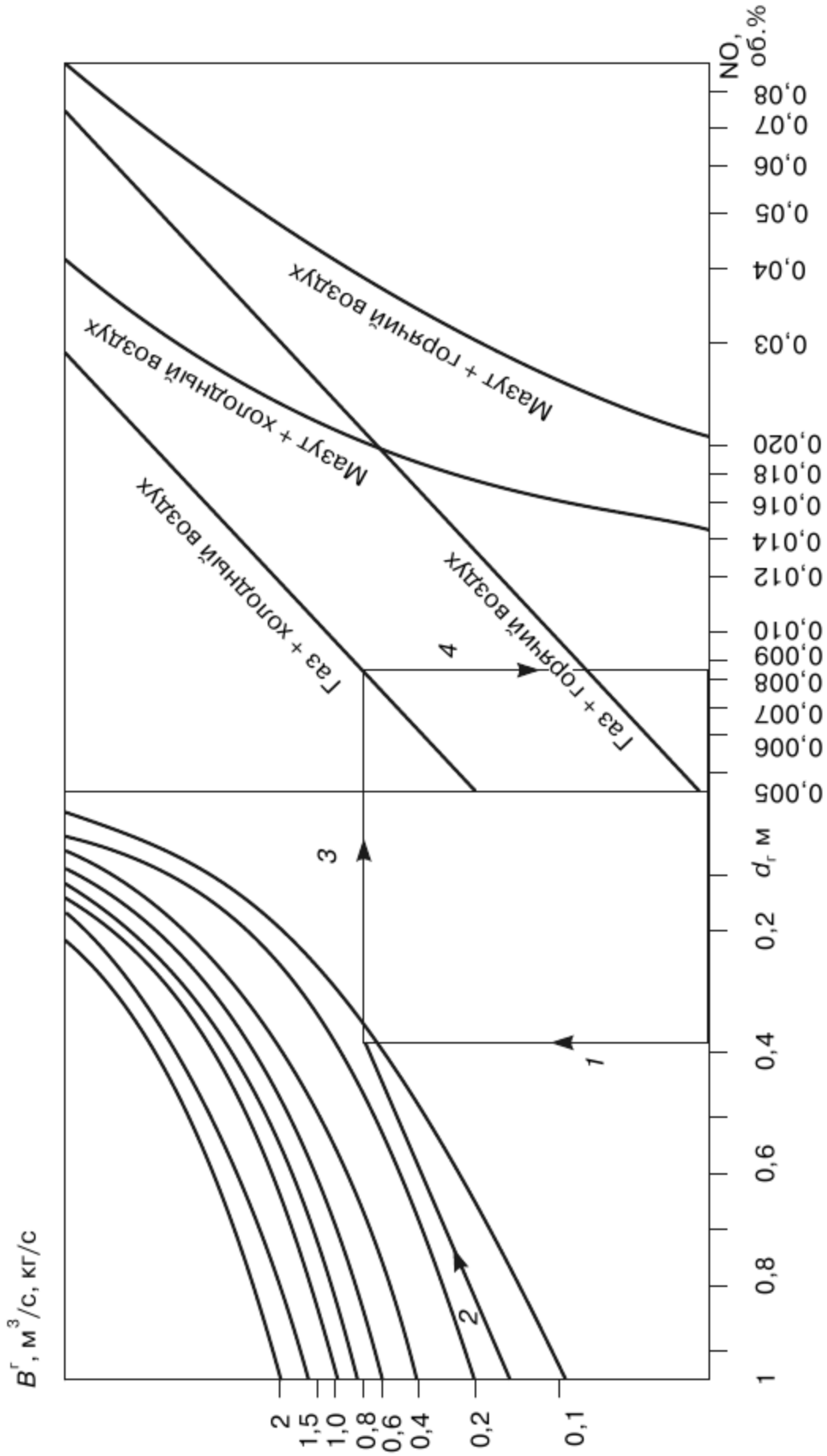


Рис. 2.4. Диаграмма для определения концентрации оксидов азота в продуктах сгорания жизненного и газообразного топлива

ние газа при наличии подогрева воздуха, сжигание мазута с холодным воздухом и сжигание мазута с подогретым воздухом (на рис. 2.4 стрелка 3 проведена до прямой, отвечающей сжиганию газа с холодным воздухом). Из точки пересечения прямой 3 с кривой опускается вертикаль до шкалы NO (концентрация оксидов азота в об. % при $\alpha_r = 1$) (на рис. 2.4 — прямая 4).

В случае, если коэффициент избытка воздуха в горелках $\alpha_r \neq 1$, то проводится пересчет полученной концентрации оксидов азота по формуле

$$|\text{NO}_x|' = |\text{NO}_x| K_\alpha, \quad (2.20)$$

где $|\text{NO}_x|'$ — концентрация оксидов азота при $\alpha_r \neq 1$, об. %; $|\text{NO}_x|$ — концентрация оксидов азота при $\alpha_r = 1$, об. %; K_α — поправочный коэффициент, определяемый по графику рис. 2.5.

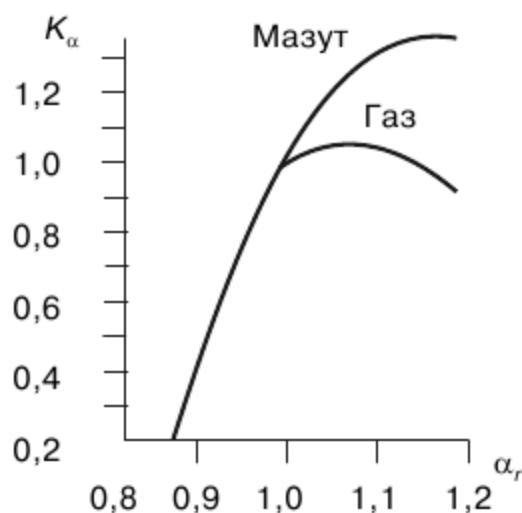


Рис. 2.5. Поправочный коэффициент K_α

Значения $|\text{NO}_x|'$ могут быть пересчитаны в единицы г/м^3 продуктов сгорания топлива и в кг/ГДж по формулам

$$C_{\text{NO}_2} = 20,4 |\text{NO}_x|' \quad (\text{г/м}^3), \quad (2.21)$$

$$K_{\text{NO}_2} = 20,4 |\text{NO}_x|' \frac{V}{Q_i^r} \quad (\text{кг/ГДж}), \quad (2.22)$$

где V — объем продуктов сгорания единицы топлива при имеющихся условиях α_r , $\text{м}^3/\text{кг}$.

Рассмотрим пример расчета концентрации оксидов азота в дымовых газах котла ДКВР-10-13, работающего на природном газе.

Исходные данные: топливо — природный газ. Расход топлива на горелку $B^r = 0,17 \text{ м}^3/\text{с}$. Объем продуктов сгорания при $\alpha_r = 1$, $V^r = 10,73 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Таблица 2.12

Состав природных газов некоторых газопроводов

Газопровод	Состав газа по объему, %										Непре-дель-ные углево-дороды	Q_i^r сухо-го газа, ккал/ м ³	ρ , кг/м ³	
	СН ₄ ме-тан	С ₂ Н ₆ этан	С ₃ Н ₈ про-пан	С ₄ Н ₁₀ бутан	С ₅ Н ₁₂ пан и более тяже-лые	Н ₂ азот	СО ₂	Н ₂ S	SO ₂	CO				H ₂
<i>Природный газ</i>														
Кумертау — Ишим-бай — Магнитогорск	81,7	5,3	2,9	0,9	0,3	8,8	0,1	—	—	—	—	—	8790	0,858
Бахара — Урал	94,9	3,2	0,4	0,1	0,1	0,9	0,4	—	—	—	—	—	8770	0,758
Игрим — Пунга — Северов — Нижний Тагил	95,7	1,9	0,5	0,3	0,1	1,3	—	—	—	—	—	0,2	8710	0,741
Оренбург — Совхозное	91,4	4,1	1,9	0,6	—	0,2	0,7	—	—	—	—	1,1	9080	0,883
<i>Попутные газы</i>														
Каменный Лог — Пермь	38,7	22,6	10,7	2,7	0,7	23,8	—	0,8	—	—	—	—	10120	1,196
Ярино — Пермь	38,0	25,1	12,5	3,3	1,3	18,7	1,1	1,1	—	—	—	—	11200	1,196
Тюменское месторождение	88... 92	0,8... 2,5	2,5... 3,5	1,5... 3,5	0,2... 0,6	2,5... 5,8	0,1... 0,5	—	—	0,2... 0,6	—	—	8400... 9200	—
<i>Промышленные газы</i>														
Газ доменных печей, работающих на коксе с добавкой природного газа	0,3	—	—	—	—	55,0	12,5	—	0,2	27,0	5,0	—	903	1,194
Газ коксовых печей	25,5	—	—	—	—	3,0	2,4	—	0,5	6,5	59,8	2,3	4050	0,424

Диаметр горелки $d_r = 0,42$ м. Коэффициент избытка воздуха в горелке $\alpha_r = 1,05$. Подогрева воздуха нет. Ход определения концентрации оксидов азота в продуктах сгорания газа показан на рис. 2.4 именно для этого случая. $[\text{NO}] = 0,0085$ об. %. По рисунку 2.5 определяем соответствующий $\alpha_r = 1,05$ коэффициент $K_\alpha = 1,07$.

Соответствующая концентрация оксидов азота будет равна

$$C_{\text{NO}_2} = 0,0085 \cdot 1,07 \cdot 20,4 = 0,185 \text{ г/м}^3.$$

Учитывая, что на котле установлены 2 горелки, получаем количество дымовых газов

$$10,73 \cdot 2 \cdot 0,17 \cdot 3600 = 13\,700 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Общий выброс оксидов азота составит

$$13\,700 \cdot 0,185 = 2,54 \text{ кг/ч}.$$

Контрольные вопросы

1. Как влияет антропогенная деятельность на экологию?
2. Охарактеризуйте основные направления экологической политики при развитии ТЭК.
3. Какие вредные примеси могут содержаться в воздухе и как они воздействуют на человека?
4. Что подразумевают под вредными веществами?
5. Что понимают под ПДК вредных веществ?
6. Как в России и на основании каких документов осуществляется охрана атмосферного воздуха от загрязнения промышленными предприятиями?
7. Как организована инвентаризация выбросов в атмосферу загрязняющих веществ тепловых электростанций и котельных?
8. Какие выбросы котельных и электростанций подлежат контролю?
9. Как определяют количество выбросов?
10. Что должен обеспечивать технологический контроль выбросов?
11. Что должен включать план-график контроля выбросов?
12. Как ведется журнал измерений выбросов?
13. Назовите нормируемые загрязняющие вещества и источники их выделений.
14. Как определяют максимально разовые выбросы от сжигания топлива в топках котлов ТЭС?
15. Как определяют количества выбросов?

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭНЕРГИИ СОЛНЦА

3.1. Физические основы процессов преобразования солнечной энергии

На поверхность Земли в течение года поступает солнечная энергия (СЭ), эквивалентная энергии, заключенной в $1,2 \cdot 10^{14}$ т у.т., что значительно превышает запасы органического топлива ($6 \cdot 10^{12}$ т у.т.).

Ежедневно на Землю поступает около $4,2 \cdot 10^{14}$ кВт·ч, а всем населением Земли в 2007 г. было израсходовано (за год) $94 \cdot 10^{12}$ кВт·ч.

Таким образом, поступающая к нам СЭ в принципе многократно превосходит энергетические потребности человечества. Однако использование СЭ связано с определенными трудностями, что ограничивает широкомасштабную реализацию технологий. К ним относятся: малая плотность солнечного потока, непостоянство и прерывистость поступления СЭ во времени; зависимость этого потока от географического расположения приемника излучения и др.

Основное направление использования СЭ — преобразование ее в электрическую энергию и получение теплоты для отопления зданий, горячего водоснабжения, опреснения вод, сушки и других технологических целей.

Преобразование СЭ в электрическую может быть осуществлено по следующим двум принципиальным схемам:

- термодинамическим способом на обычных тепловых электростанциях (ТЭС); эта схема ориентирована на сооружение крупных гелиоэнергетических объектов и получение электроэнергии в больших масштабах;
- на фото- или термодинамических элементах.

Фотоэлектрическое (прямое) преобразование солнечной энергии в электрическую, основанное на особенностях электронной проводимости диэлектриков, в настоящее время является одним из приоритетных направлений ее использования.

Остановимся подробнее на процессе образования электронов проводимости в полупроводниках, например в кремнии, являющимся типичным полупроводником.

Атом кремния имеет порядковый номер в Периодической системе Менделеева $Z = 14$. Поэтому заряд ядра атома кремния равен $+14e$ и в состав его атома входит 14 электронов. Однако из них только четыре являются слабо связанными. Именно эти слабо связанные электроны участвуют в химических реакциях и обуславливают четыре валентности кремния, отчего они и получили название *валентных* электронов. Остальные десять электронов вместе с ядром составляют *остов* атома, имеющий заряд $+14e - 10e = +4e$. Он окружен четырьмя валентными электронами, которые движутся вокруг остова и образуют облако отрицательного заряда (рис. 3.1).

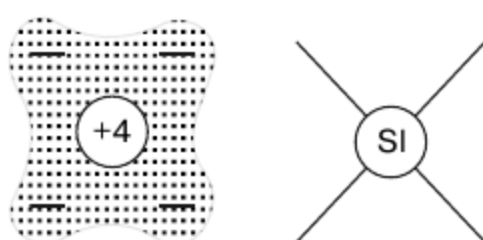


Рис. 3.1. Атом кремния и четыре его валентные связи

Расположение атомов в решетке кремния таково, что каждый атом окружен четырьмя ближайшими соседями (рис. 3.2). Связь двух соседних атомов обусловлена парой электронов, образующих так называемую *парноэлектронную* или *валентную* связь.

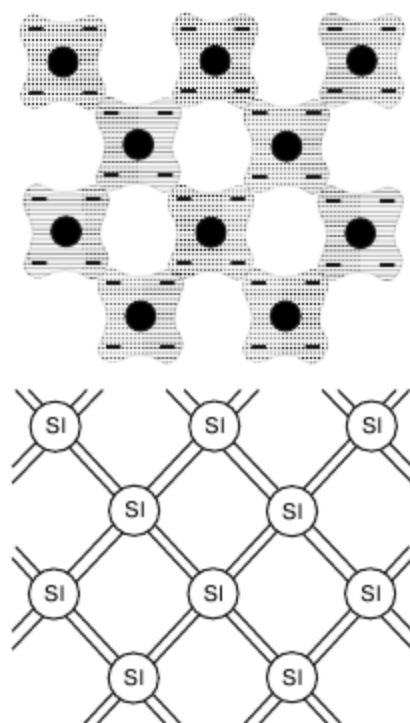


Рис. 3.2. Парноэлектронные связи в кристалле кремния

Изображенная на рис. 3.2 картина соответствует чистому кремнию (о влиянии примесей будет сказано ниже) и очень низкой температу-

ре. Все валентные электроны в этом случае участвуют в образовании связей между атомами, являются *структурными* элементами и не участвуют в электропроводности.

При повышении температуры кристалла (например, за счет нагревания солнечной энергией) тепловые колебания решетки приводят к разрыву некоторых валентных связей. В результате этого часть электронов, ранее участвовавших в образовании валентных связей, отщепляется и становится электронами проводимости. При наличии электрического поля они перемещаются против поля и образуют электрический ток.

Однако, кроме процесса переноса заряда с помощью электронов проводимости, возможен еще и другой механизм электропроводности. Он обусловлен тем, что всякий разрыв валентной связи приводит к появлению вакантного места с отсутствующей связью. Такие «пустые» места с отсутствующими электронами связи получили название «дырок» (рис. 3.3).

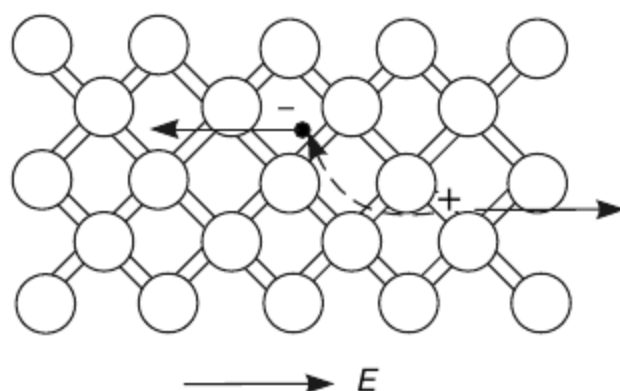


Рис. 3.3. Возникновение электрона проводимости и дырки в решетке кремния

Возникновение дырок в кристалле полупроводника создает дополнительную возможность для переноса заряда. Действительно, при наличии дырки какой-либо из электронов связи может перейти на место дырки. В результате на этом месте будет восстановлена нормальная связь, но зато появится дырка в другом месте. В эту новую дырку в свою очередь сможет перейти какой-либо из других электронов связи и т.д. Такой процесс будет происходить многократно, в результате чего в образовании тока будут принимать участие не только электроны проводимости, но и электроны связи, которые будут постепенно перемещаться также, как и электроны проводимости, против электрического поля. Сами же дырки будут двигаться противоположно, в направлении электрического поля, т.е. так, как двигались бы *положительно* заряженные частицы (рис. 3.4). Этот процесс получил название *дырочной проводимости*. Следовательно, в полупроводниках возможны

два различных процесса электропроводности: электронный, осуществляемый движением электронов проводимости, и дырочный, обусловленный движением дырок.

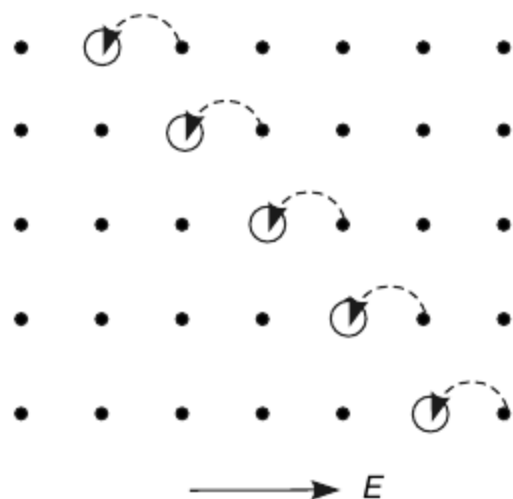


Рис. 3.4. Схема дырочной проводимости:

• — связанные электроны; О — вакантные места (дырки)

На первый взгляд, может показаться, что представление об электропроводности с помощью дырок является весьма искусственным и даже неоправданным, так как дырки, т.е. «пустые» места, естественно, не могут переносить электрический заряд, а в действительности, как мы видели, перенос заряда осуществляется перемещением электронов связи. Дело, однако, заключается в том, что движение электронов подчиняется законам не классической, а квантовой механики. А законы квантовой механики показывают, что если только концентрация дырок мала по сравнению с концентрацией электронов связи, то простые законы движения получаются лишь для дырок, но не для электронов связи. А именно, оказывается, что дырки в электрических и магнитных полях движутся так же, как двигались бы *положительно заряженные* частицы, обладающие зарядом $+e$ и некоторой определенной массой (вообще не равной массе электрона). Поэтому и все электрические процессы при наличии дырок происходят так, как если бы наряду с отрицательными электронами проводимости имелись еще и положительно заряженные частицы — дырки.

Наряду с переходами электронов из связанного состояния в свободное существуют обратные переходы, при которых электрон проводимости улавливается на одно из вакантных мест электронов связи. Этот процесс называют *рекомбинацией электрона и дырки*. В состоянии равновесия устанавливается такая концентрация электронов (и равная ей концентрация дырок), при которой число прямых и обратных переходов в единицу времени одинаково.

Рассмотренный процесс проводимости в совершенно чистых полупроводниках, лишенных вовсе химических примесей и других дефектов решетки, получил название *собственной* проводимости.

При наличии примесей электропроводность полупроводников сильно изменяется. Так, кремний с добавкой фосфора в количестве всего около 0,001 атомного процента имеет удельное сопротивление при комнатной температуре около 0,6 Ом·см, т.е. почти в 100 000 раз меньше, чем сопротивление совершенно чистого кремния.

Такое влияние примесей вполне объясняется изложенными выше представлениями о строении полупроводников. Вернемся опять к конкретному примеру кремния и предположим, что в нем имеются атомы химической примеси, замещающие некоторые атомы кремния. В качестве примеси рассмотрим сначала какой-либо элемент пятой группы, например мышьяк. Атом мышьяка как элемент пятой группы имеет пять валентных электронов. Но для осуществления парноэлектронных связей в решетке кремния, как мы видели, необходимы всего четыре электрона. Поэтому пятый электрон атома мышьяка оказывается связанным особенно слабо и может быть легко отщеплен при тепловых колебаниях решетки. При этом возникает один электрон проводимости, а атом мышьяка превращается в положительно заряженный ион. Образование же дырки не происходит. Подобный процесс схематически изображен на рис. 3.5, а.

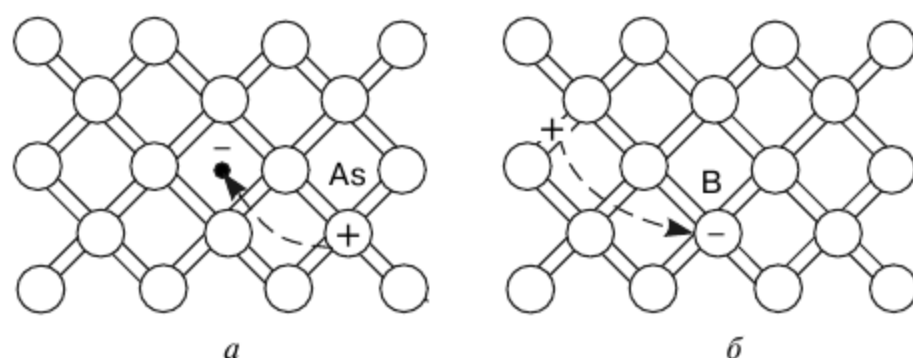


Рис. 3.5. Атомы мышьяка (а) и бора (б) в решетке кремния

Посмотрим теперь, как будет вести себя атом примеси какого-либо элемента, стоящего левее в Периодической системе, нежели кремний; пусть это будет бор, стоящий в третьей группе. Атом бора имеет всего три валентных электрона, в то время как для нормальной валентной связи в решетке кремния необходимы четыре электрона. Недостающий четвертый электрон будет захвачен из соседних мест кристалла, в соответствующем месте образуется дырка, а атом бора превратится в отрицательный ион (рис. 3.5, б). Таким образом, и при наличии бора

в кристалле кремния окажется возможным возникновение тока, но, в отличие от случая мышьяка, электрический ток здесь будет обусловлен движением дырок, а не электронов.

Следовательно, электропроводность полупроводников может быть обусловлена также примесями (*примесная* проводимость). Примеси, вызывающие появление электронов проводимости (например, мышьяк в кремнии), получили название *донорных* примесей, а примеси, вызывающие появление дырок (например, бор в кремнии), названы *акцепторными*.

Резюмируя сказанное, мы видим, что полупроводники обладают той особенностью, что электропроводность в них может быть обусловлена как подвижными электронами, так и дырками. Если концентрация электронов в полупроводнике значительно больше концентрации дырок, то мы говорим, что полупроводник имеет *электронную* проводимость, или проводимость *n*-типа (от *negativ* — отрицательный). Если же значительно преобладают положительные дырки, то электропроводность называется *дырочной*, или *p*-типа (от *positiv* — положительный). Носители заряда, представленные в большинстве (электроны в полупроводнике *n*-типа и дырки в полупроводнике *p*-типа), получили название *основных* носителей заряда, а представленные в меньшинстве — *неосновных*. Если же концентрации электронов и дырок сравнимы между собой, то мы имеем *смешанную* проводимость.

Так, например, кремний с примесью мышьяка при низких температурах имеет только примесную проводимость и является полупроводником *n*-типа. Основные носители заряда в нем — электроны, а неосновные — дырки. Последние возникают лишь в результате разрыва валентных связей и их количество при низких температурах мало. Но при увеличении температуры количество таких процессов увеличивается и появляется заметная собственная проводимость. При этом увеличивается и количество дырок, и электропроводность по типу делается смешанной. При достаточно высоких температурах примесная проводимость, напротив, делается гораздо меньше, нежели собственная, и концентрация дырок становится практически равной концентрации электронов.

В полупроводниках *n*-типа основными подвижными носителями заряда являются отрицательные электроны, а в полупроводниках *p*-типа — положительные дырки. В случае контакта двух полупроводников электроны и дырки получают возможность переходить из одного полупроводника в другой, и поэтому между полупроводниками, так же как и между металлами, возникает контактная разность

потенциалов, а в тонком пограничном слое появляется контактное электрическое поле.

Если в контакте находятся два полупроводника одного и того же типа (оба электронные или оба дырочные), то оба полупроводника обмениваются одинаковыми частицами: либо электронами, либо дырками, и явления в этом случае имеют большое сходство с явлениями в двух соприкасающихся металлах. Поэтому мы остановимся только на том случае, когда один из полупроводников имеет электронную проводимость (n -тип), а другой — дырочную (p -тип).

Отметим, что такой контакт в чистом виде нельзя получить, прижимая друг к другу два полупроводника, так как вследствие шероховатости поверхности соприкосновение будет происходить лишь в немногих точках; между ними будут воздушные зазоры, в которых образуются пленки оксидов, и контакт будет иметь сложное строение. Поэтому для получения p - n контакта обычно в пластинку чистого полупроводника (например, германия или кремния) вводят две примеси — одну донорную (т.е. сообщающую электронную проводимость), а другую акцепторную (сообщающую дырочную проводимость) — и распределяют их таким образом, чтобы в одном конце имелся избыток одной из примесей, а в другом конце — избыток другой. Тогда в одной половине пластинки возникает электронная проводимость, а в другой — дырочная, причем между обеими областями будет расположен тонкий переходный слой, в котором обе примеси компенсируют друг друга (*электронно-дырочный переход*, или p - n переход).

Рассмотрим сначала p - n контакт в отсутствии тока. Вследствие теплового движения электроны из n -области будут переходить в p -область (и там рекомбинировать с дырками), а дырки из p -области — в n -область (и рекомбинировать с электронами). Поэтому в n -области, вблизи границы раздела, появится положительный объемный заряд, а в p -области — отрицательный объемный заряд; n -область приобретет положительный потенциал и энергия электрона в ней станет меньше (так как заряд электрона отрицателен), а потенциал p -области сделается отрицательным и энергия электрона в ней увеличится. Кривая распределения потенциальной энергии электронов $W_{\text{э}}$ будет иметь вид, показанный на рис. 3.6, a сплошной кривой. Напротив, энергия положительных дырок $W_{\text{д}}$ будет больше в n -области и меньше в p -области (пунктирная кривая).

В состоянии равновесия полный ток через контакт равен нулю. Этот ток в отличие от металлов, где носителями заряда являются только электроны, складывается как из движения электронов, так и из движения дырок. Остановимся на этом вопросе подробнее.

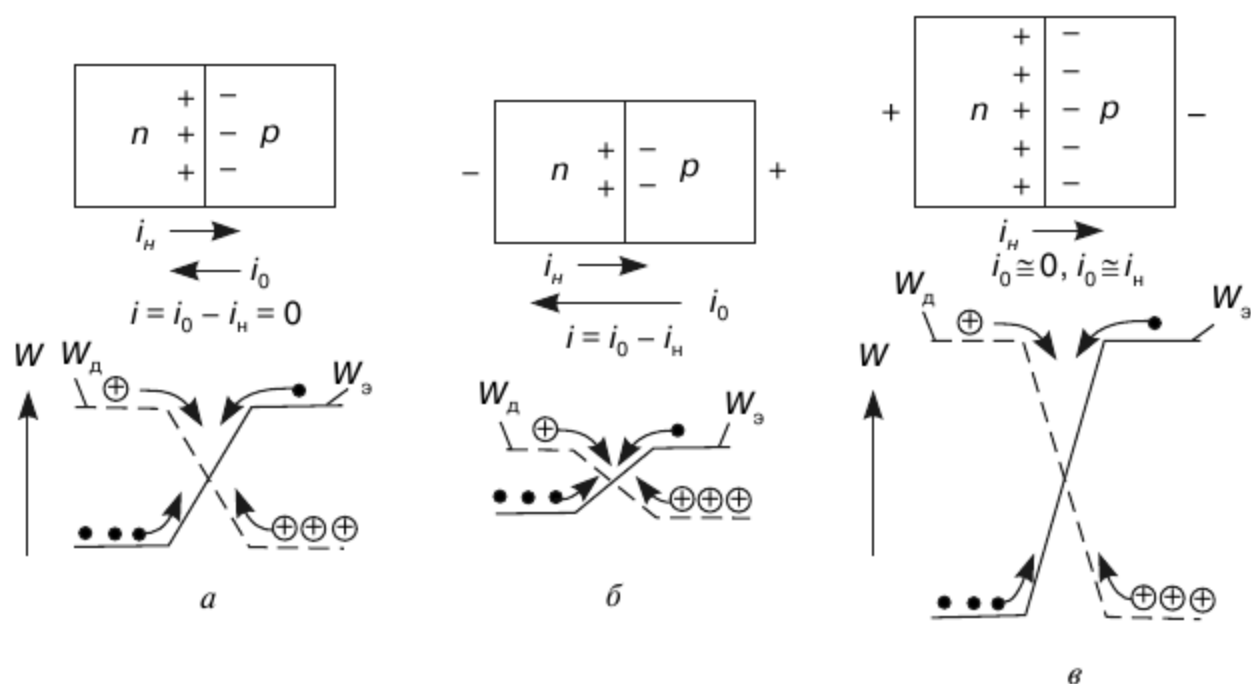


Рис. 3.6. Электрический ток в контакте двух полупроводников:
a — высота потенциального барьера равна 0; *б* — высота потенциального барьера уменьшается; *в* — высота потенциального барьера увеличивается

Прежде всего напомним, что в любом полупроводнике, помимо *основных* носителей заряда (представленных в большинстве), всегда имеется еще и некоторое количество *неосновных* носителей заряда. Поэтому в электронном полупроводнике наряду с электронами проводимости (основные носители заряда) имеется еще небольшое количество дырок (неосновные носители заряда), а в дырочном полупроводнике, кроме дырок, еще и некоторое количество электронов. Количество неосновных носителей обычно мало по сравнению с количеством основных.

Обратимся опять к рис. 3.6. Мы видим, что контактное поле *способствует* движению *неосновных* носителей, которые «скатываются» с потенциального уступа. Поэтому все неосновные носители, генерируемые в приконтактной области, движутся через *p-n* переход и образуют некоторый ток силы i_n , направленный от *n* к *p*. Сила этого тока практически не зависит от разности потенциалов между *n*- и *p*-полупроводниками и определяется только количеством неосновных носителей, образующихся в приконтактной области в единицу времени. Основные же носители (дырки, движущиеся справа налево, и электроны, движущиеся слева направо) образуют ток i_0 , направленный противоположно, т.е. от *p* к *n*. Из рисунка 3.6, *a* видно, что контактное поле *препятствует* движению *основных* носителей, которые должны преодолевать потенциальный барьер. В состоянии равновесия устанавливается такая высота потенциального барьера (контактная разность), при которой полный ток

$$i = i_0 - i_n = 0. \quad (3.1)$$

Посмотрим теперь, что будет происходить при наличии тока через контакт. Предположим, что мы приложили к контакту напряжение такого знака, что на n -области имеется отрицательный потенциал и на p -области — положительный (рис. 3.6, б). Тогда энергия электронов в n -области увеличится, а в p -области уменьшится, а следовательно, высота потенциального барьера станет *меньше*. При этом ток неосновных носителей i_n , как говорилось выше, не изменится. Ток же основных носителей i_0 увеличится. В результате через контакт будет идти ток $i = i_0 - i_n$, направленный от p к n ; сила тока будет быстро нарастать с увеличением приложенного напряжения. Иное будет происходить, если к n -области присоединен положительный полюс источника тока, а к p -области — отрицательный (рис. 3.6, в). В этом случае высота потенциального барьера *увеличится* и ток основных носителей i_0 уменьшится. Уже при напряжениях 1 В этот ток практически будет равен нулю, и поэтому через контакт будет течь только ток неосновных носителей i_n , величина которого весьма мала.

В силу изложенного зависимость силы тока от напряжения (вольт-амперная характеристика) для контакта двух полупроводников (p - n перехода) имеет вид, изображенный на рис. 3.7.

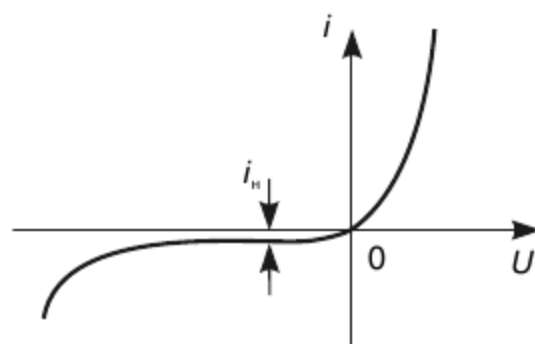


Рис. 3.7. Вольт-амперная характеристика контакта двух полупроводников

Когда ток направлен от p - к n -области, сила тока велика и быстро увеличивается с напряжением, а следовательно, контакт для этого направления тока (*проходное* направление тока) имеет малое сопротивление. Если же ток направлен от n - к p -области, сила тока весьма мала и почти не зависит от напряжения. Для этого направления тока (*запорное* направление) контакт имеет большое сопротивление. Таким образом, контакт двух полупроводников обладает *односторонней* проводимостью или вентильным свойством и имеет вследствие этого *нелинейную вольт-амперную характеристику*. При включении в цепь переменного тока такие контакты действуют как *выпрямители*.

Рассмотрим опять контакт двух полупроводников p - и n -типа и предположим, что через него идет ток в *проходном* направлении (рис. 3.8).

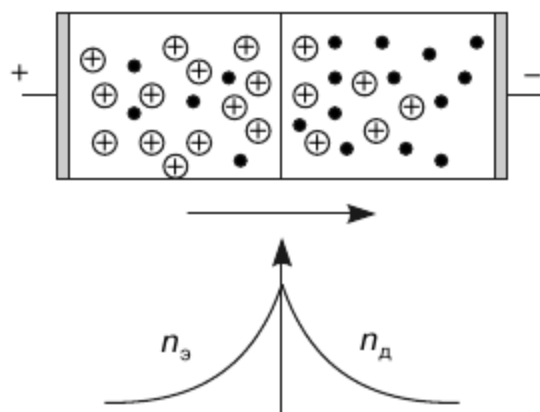


Рис. 3.8. Инжекция электронов и дырок в полупроводниках

Дырки в p -области движутся к p - n переходу и, проходя через него, вступают в n -область в качестве неосновных носителей заряда, где и рекомбинируют с электронами. То же относится и к электронам в n -области, которые, переходя границу раздела, попадают в p -область и рекомбинируют с дырками. Однако эта рекомбинация происходит *не мгновенно*, и поэтому в n -области окажется избыточная концентрация дырок n_d , а в p -области — избыточная концентрация электронов n_e . При этом избыточные дырки в n -области будут притягивать к себе электроны, так что увеличится и концентрация электронов; объемный заряд, как и в отсутствие тока, не образуется. То же будет происходить и в p -области, где увеличение концентрации электронов повлечет за собой увеличение концентрации дырок.

Таким образом, при наличии электрического тока через p - n переход состояние электронов и дырок в полупроводнике становится *неравновесным*. Их концентрация делается *больше* ее равновесного значения, происходит как бы «впрыскивание» дырок в n -область и электронов в p -область. Описанное явление получило название *инжекции* электронов и дырок.

Отметим, что нарушение равновесного состояния электронов и дырок можно также получить под действием освещения полупроводника, даже если последний и однороден. В этом случае изменение концентрации электронов и дырок приводит к изменению электропроводности полупроводника под действием света (явление *фотопроводимости*).

По мере движения избыточные дырки и электроны будут рекомбинировать и их концентрация будет уменьшаться. Уменьшение кон-

центрации электронов или дырок $-dn$ за время dt пропорционально избыточной их концентрации n и времени:

$$-dn = \frac{1}{\tau} n dt, \quad (3.2)$$

где $\frac{1}{\tau}$ — коэффициент пропорциональности, определяющий вероятность рекомбинации, а величина τ получила название *времени жизни* неосновных носителей заряда. Она зависит от рода и качества материала, от его состояния и от содержащихся в нем примесей.

Интегрируя написанное уравнение, находим:

$$n = n_0 e^{-\frac{t}{\tau}}, \quad (3.3)$$

где n_0 — начальная концентрация избыточных носителей у границы раздела. Отсюда видно, что τ есть такое время, через которое концентрация неосновных носителей вследствие рекомбинации уменьшается в $e = 2,71$ раза.

Расстояние, на которое перемещаются вследствие диффузии инжектированные носители за время жизни τ , называется *длиной диффузионного смещения* (L_D). Укажем для примера, что в очень чистом германии τ имеет порядок 1000 мкс (10^{-3} с), а L_D превышает 1 мм. При наличии примесей (или иных несовершенств решетки) τ и L_D уменьшаются.

3.2. Типы солнечных коллекторов и принципы их действия

Использование солнечной энергии в России в соответствии с программой «Экологически чистая энергетика» предусматривается в 13 регионах: Алтайском, Краснодарском, Приморском, Ставропольском и Хабаровском краях, Кабардино-Балкарии, Калмыкии, Северной Осетии, Чечне и Ингушетии, Астраханской, Волгоградской и Ростовской областях.

Однако осуществляется программа пока только в четырех регионах: в Краснодарском крае (города Краснодар, Новороссийск, Тимошевск, Усть-Лабинск), Ростовской области (г. Азов), Кабардино-Балкарии (г. Нальчик) и в Дагестане (села Гимры, Рубас, Хунзах и др.).

Солнечное теплоснабжение (СТС) как направление использования СЭ является наиболее освоенным. В основе таких систем лежит ис-

пользование устройств, преобразующих солнечную радиацию в теплоту. Главным элементом этих устройств является плоский солнечный коллектор, поглощающий солнечные лучи с преобразованием их в тепловую энергию. В большинстве случаев применяется окраска поверхностей коллектора черной матовой краской или покрытие металлических поверхностей гальваническим способом.

Установки СТС используются для горячего водоснабжения, отопления и кондиционирования воздуха в жилых, общественных, санаторно-курортных зданиях, подогрева воды в плавательных бассейнах и в различных процессах промышленного и сельскохозяйственного производства. Различают:

- «активные» установки СТС, в которых используют коллекторы с циркуляцией теплоносителя;
- «пассивные» системы отопления зданий, в которых строительные конструкции используют как тепловоспринимающие элементы.

Опыт эксплуатации этих установок показывает следующее:

- в системах солнечного горячего водоснабжения (СГВС) замещается около 40...60% годового расхода топлива в зависимости от района расположения установок;
- в системах солнечного отопления и СГВС замещается 20...50% топлива;
- «пассивные» системы отопления зданий позволяют снижать энергопотребление домов до 40%, а в отдельных случаях — до 70%.

В настоящее время в мире работает более 2 млн гелиоустановок горячего водоснабжения и 250 тыс. систем солнечного отопления (ССО). В ССО широко используются тепловые насосы. В США и Японии работают более 5 млн тепловых насосов.

За рубежом строительство СГВС началось в 1973—1974 гг. и достигло пика в 1981—1982 гг., затем несколько сократилось.

Наибольшей суммарной площадью установленных солнечных коллекторов располагают США — 10 млн м², Япония — 8 млн м², Израиль — 1,7 млн м², Австралия — 1,2 млн м².

Годовая производительность СГВС с температурой воды 30...40 °С оценивается в 300...650 кВт·ч/м², для получения 200...300 л/день такой воды необходима общая площадь коллектора 5...8 м². Производительность установок для отопления плавательных бассейнов с температурой 20...27 °С составляет 250...270 кВт·ч/м², для отопительных установок с температурой 35...70 °С — 150...300 кВт·ч/м². Стоимость 1 м² солнечного коллектора составляет (дол. США):

США	250...300
Германия	400
Австрия и Швейцария	800
Великобритания	300
Австралия	200
Испания	73

В США большое распространение получили солнечные установки горячего водоснабжения, отопления и кондиционирования воздуха (1,1 млн шт.). Перспективным считается использование «пассивных» систем для отопления зданий (200 тыс. жилых и 15 тыс. промышленных зданий).

В Японии работает около 310 тыс. солнечных бытовых и промышленных установок тепло- и хладоснабжения.

Во Франции более 30 тыс. жилых домов используют солнечные коллекторы для отопления.

В Нидерландах предусматривается широкое строительство низкотемпературных солнечных установок, с помощью которых к 2010 г. планируется заменить примерно 1% расходуемого природного газа.

В Испании общая площадь солнечных коллекторов составила около 220 тыс. м².

В КНР имеется 100 тыс. м² площади солнечных коллекторов мощностью от 300 до 1200 Вт (90% — более 1000 Вт), используемые в основном для «солнечных кухонь».

В Российской Федерации программа «Экологически чистая энергетика» предусматривает развитие систем солнечного отопления и горячего водоснабжения для индивидуальных жилых домов, сельскохозяйственных, курортных и некоторых производственных объектов (направление — солнечное теплоснабжение). При этом будут разработаны прогрессивные конструкции и высокомеханизированные технологические процессы для серийного производства долговечных и надежных солнечных коллекторов нового поколения (специальное стекло, свето- и термостойкие полимерные материалы, новые типы теплоизоляции и др.).

Общая потребность Российской Федерации в солнечных коллекторах оценивается миллионами квадратных метров, а 1 м² коллектора обеспечивает замещение до 0,15 т у.т. в год. Предполагается также разработать и построить к 2015 г. серию солнечно-топливных автономных комплексов (СТАК) для водо- и теплоснабжения вахтовых и коттеджных поселков (производительность в сутки по воде (холодная) 100...400 м³; по тепловой мощности 1...3 МВт).

Простейшая и наиболее дешевая система солнечного горячего водоснабжения основана на термосифонном принципе. Система состоит из солнечного коллектора и расположенного выше него бака-аккумулятора горячей воды. Плотность воды, нагретой в коллекторе, меньше, чем плотность более холодной воды в нижней части бака-аккумулятора, в результате чего в контуре возникает циркуляция. Когда бак-аккумулятор не может быть расположен выше коллектора (например, в больших системах), тогда циркуляция воды осуществляется насосом.

Помимо небольших солнечных систем теплоснабжения, рассчитанных на односемейный дом, все большее распространение получают системы, способные удовлетворить потребности многоквартирного дома или даже жилого района. Такие системы состоят из центрального блока теплоснабжения, распределительной сети и тепловых аккумуляторов.

В Краснодарском крае эксплуатируется шесть солнечно-топливных котельных в городах Краснодаре, Анапе, Новороссийске, Тимашевске, Усть-Лабинске общей площадью солнечных коллекторов 1000 м². В установках применены солнечные коллекторы (СК) Братского, Тбилисского и Киевского заводов. Анализ опыта работы солнечно-топливных котельных показал низкую надежность СК Братского завода, высокую стоимость СК других заводов и незаинтересованность эксплуатационного персонала в обслуживании гелиоустановок (техническое обслуживание систем горячего водоснабжения с применением солнечных коллекторов не всегда соответствует техническим условиям заводов-изготовителей).

Солнечные приставки могут выполняться ко всем котельным, работающим по открытой схеме (т.е. на нужды горячего водоснабжения) при наличии территории для размещения СК (пустыри, эстакады и пр.). Гелиоприставки можно сооружать к существующим котельным и вновь проектируемым. Мощность солнечных приставок может составлять 5...30% от мощности котельных, в среднем порядке 15%.

Конструктивные и технические характеристики некоторых гелиоустройств повышенной эффективности приведены ниже.

Концентрирующий солнечный водонагреватель КСВ-3 на основе двухгранного фоклина предназначен для нагревания воды или других жидкостей за счет использования солнечной энергии.

Солнечный водонагреватель КСВ-3 (рис. 3.9), в отличие от применяемых в настоящее время у нас в стране и за рубежом плоских солнечных водонагревателей, обеспечивает нагрев воды до более высокой тем-

пературы и может работать не только в летнее время, но и зимой. Трубчатая конструкция теплоприемника КСВ-3 повышает его долговечность (по сравнению с плоским водонагревателем) более чем в 2 раза.

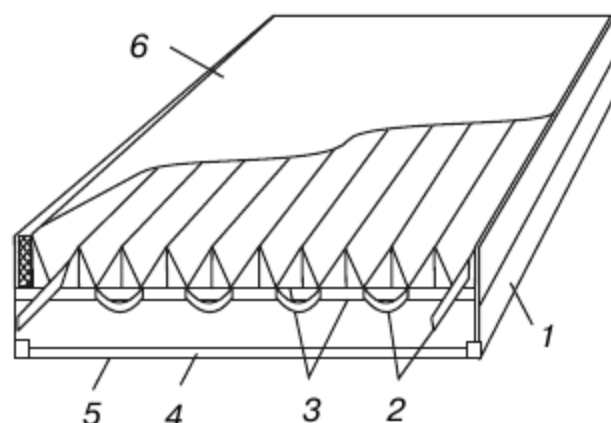


Рис. 3.9. Схема концентрирующего солнечного водонагревателя КСВ-3:
1 — корпус; 2 — теплоприемник; 3 — фоклин; 4 — теплоизоляция; 5 — днище; 6 — оконное стекло

Концентрирующие солнечные водонагреватели устанавливают на кровлях зданий или на специальных опорах на открытых площадках, облучаемых солнцем и ориентированных на юг. Основными элементами их являются: трубчатый теплоприемник и набор зеркальных концентрирующих элементов в виде двухгранных фоклинов. Теплоприемник и фоклины помещены в алюминиевый теплоизолированный корпус, закрытый сверху оконным стеклом. В качестве теплоизоляции применяется пенополистирол. Для лучшего восприятия солнечной радиации поверхность труб имеет черное гальваническое покрытие.

Принцип действия водонагревателя заключается в концентрации солнечной энергии на поверхности труб и передаче его теплоносителю, который под давлением 1...6 атм поступает через подающий штуцер в теплоприемник, где воспринимает тепло от горячих стенок и подается через сливной штуцер потребителю.

Техническая характеристика

(при интенсивности солнечной радиации 600 Вт/м^2 и температуре окружающей среды не ниже $0 \text{ }^\circ\text{C}$)

Суточная производительность:

по теплоте, кДж	15 000
по воде ($80 \text{ }^\circ\text{C}$), кг	50
КПД, %	50
Площадь нагрева, м^2	1
Габаритные размеры, мм	1200×880×160

Масса (сухая), кг 40

Емкость теплоприемника, л 0,7

Использование водонагревателей площадью 100 м² позволяет экономить 15 т у.т. в год.

Водонагреватель рекомендуется использовать для систем отопления и горячего водоснабжения гражданских зданий, а также для технологических целей, где требуется горячая вода с температурой до 80 °С.

Гелиополigon круглогодичного действия мощностью 9 тыс. м³/год с механизированной технологической линией размещен на действующем заводе железобетонных изделий.

В технологическую линию изготовления сборных железобетонных изделий с использованием солнечной энергии для термовлажностной обработки входят гелиокамеры, накрытые несъемными гелиопокрытиями типа СВИТАП (рис. 3.10).

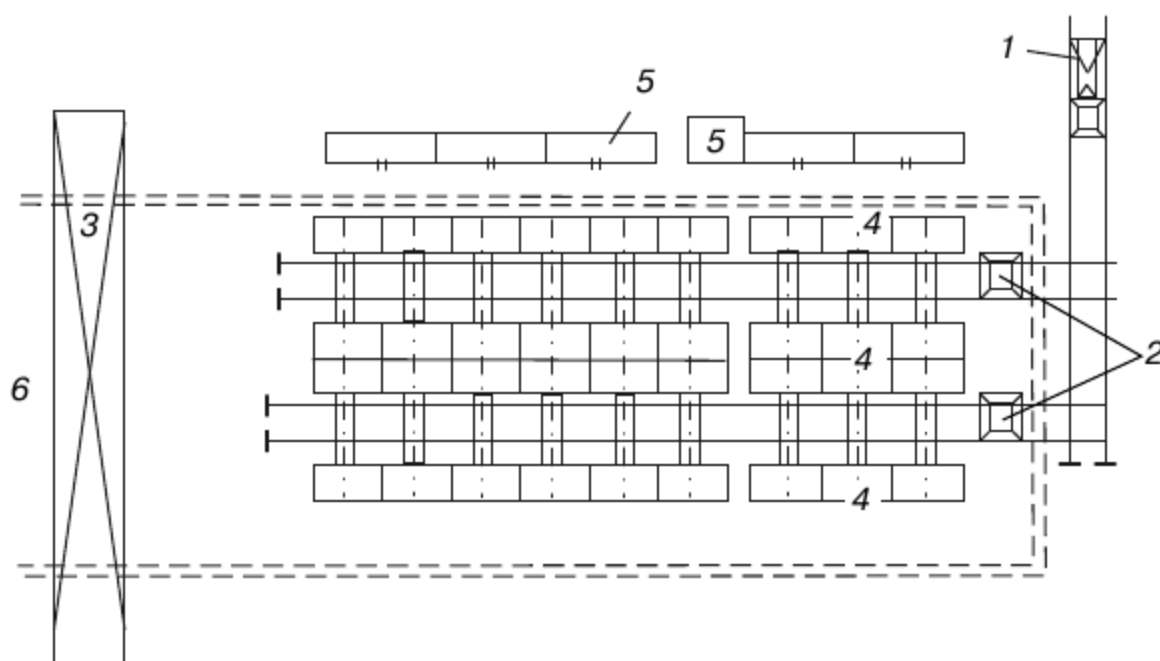


Рис. 3.10. Состав технологической линии:

- 1 — бетоновозная эстакада; 2 — бетоноукладчик с виброустановкой;
3 — козловой кран; 4 — гелиокамеры; 5 — щитовые
и пультовые; 6 — склад арматуры и готовой продукции

Форма-вагонетка (типовая форма, оснащенная колесами) по сигналу с пульта управления системой цепной передачи выкатывается на линию формовки, козловой кран укладывает арматуру, бетоноукладчик с вибротележкой укладывает бетон, вибрирует и переходит на следующий заданный пост. Форма-вагонетка закатывается в гелиокамеру.

Оборот форм суточный. В осенне-зимне-весенний период в качестве дополнительного источника тепловой энергии для термовлажностной обработки применены инфракрасные излучатели с напряжением 36 В.

Система термовлажностной обработки автоматизирована. Применение этой системы позволяет экономить около 80% тепловой энергии на термовлажностную обработку сборных железобетонных изделий.

Используется при изготовлении сборных железобетонных изделий для мелиоративного строительства.

Плоский солнечный коллектор повышенной эффективности предназначен для преобразования энергии излучения Солнца в тепловую. Он позволяет без использования концентратора солнечного излучения нагревать в ясный летний день 60...70 л воды (в расчете на 1 м² площади тепловоспринимающей поверхности) до температуры 55...60 °С.

Плоский солнечный коллектор (рис. 3.11) работает в комплекте с баком-аккумулятором. Основными его элементами являются: поглощающая панель с каналами для теплоносителя; прозрачная изоляция, состоящая обычно из одного или двух слоев стекла; тыльная и боковая изоляция и корпус, в котором размещаются все перечисленные выше элементы. Прозрачная изоляция фронтальной поверхности и тыльная (и боковая) изоляция предназначены для снижения тепловых потерь от нагреваемой лучами Солнца панели в окружающую среду.

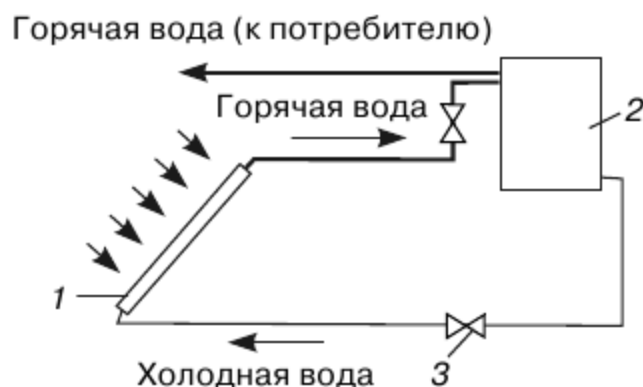


Рис. 3.11. Схема солнечной установки с коллектором повышенной эффективности:
1 — солнечный коллектор; 2 — бак-аккумулятор; 3 — вентиль

В коллекторе теплопоглощающая панель выполнена в виде листотрубной конструкции из латуни. Трубки уложены в цилиндрические продольные пазы и равномерно припаяны к листу.

Для повышения КПД коллектора на поглощающую панель наносится покрытие с селективными оптическими свойствами, обеспечивающее снижение тепловых потерь от излучения в несколько раз по сравнению с обычным коллектором.

Применение селективного покрытия в солнечных коллекторах повышает их эффективность и обеспечивает более высокий уровень рабочих температур. Так, например, эффективность плоского солнечного коллектора с селективным покрытием при температуре теплоно-

сителя 60...80 °С в 1,5—2 раза выше, чем у неселективных коллекторов. Без использования концентратора солнечного излучения можно нагревать в солнечный день 80...100 л воды.

Мобильный автономный комплекс для водо- и теплоснабжения с гелиоустановкой

Описание конструктивных решений и технологии. Суточная производительность комплекса 100...400 м³ холодной воды и 1...3 МВт тепловой мощности в зависимости от конкретных условий его применения.

Комплекс включает в себя мобильную блок-модульную установку по очистке природных вод, мобильную блок-модульную котельную и солнечную установку. Все части комплекса неразрывно связаны в едином технологическом процессе. В гелиоустановке и котельной используется вода, приготовленная в блоке водоочистки. В то же время вода, нагретая в солнечной установке, используется затем частично в установке водоочистки, в котельной (для подпитки теплосети) и в системе горячего водоснабжения.

Комплекс состоит из трех транспортабельных блоков-контейнеров полной заводской готовности, в которых размещается основное технологическое оборудование. Солнечные коллекторы и баки-аккумуляторы горячей воды располагаются на открытой площадке.

Принципиальная технологическая схема комплекса показана на рис. 3.12.

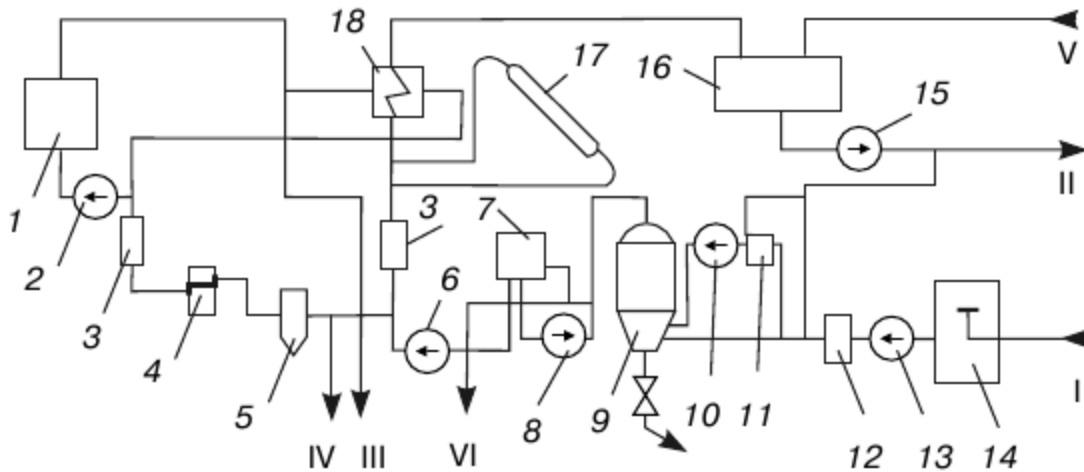


Рис. 3.12. Принципиальная технологическая схема мобильного автономного комплекса:

- 1 — котел; 2 — сетевой насос; 3 — электромагнитный аппарат;
 4 — бельтинговый фильтр; 5 — грязевик; 6 — насос ГВ; 7 — бак; 8 — промывной насос; 9 — блок осветления; 10 — дозировочный насос; 11 — бак приготовления реагентов; 12 — грубый фильтр; 13 — насос исходной воды; 14 — газоотделитель; 15 — насос; 16 — бак-аккумулятор ГВ; 17 — солнечные коллекторы; 18 — теплообменник; I — исходная вода; II — на горячее водоснабжение; III — прямая сетевая вода; IV — обратная сетевая вода; V — циркуляционная горячая вода; VI — очищенная холодная вода

Комплекс работает круглогодично следующим образом. Весь объем воды, предназначенной для холодного и горячего водоснабжения, забирается с помощью эжектора из природного источника (подземного или открытого) и подается в блок очистки природных вод. При этом вода последовательно проходит безреагентную очистку от растворенных в ней воздуха и газов и от механических примесей, а затем химическую очистку. Если температура исходной воды составляет менее 10 °С, для обеспечения эффективности очистки в нее добавляется некоторое количество горячей воды, нагретой в солнечной установке (летом) или в котельной (зимой). Повышение температуры исходной воды перед осветлителем позволяет интенсифицировать процессы хлопьеобразования и гидролиз раствора реагентов и приводит к интенсивному выпадению солей жесткости в виде хлопьев и кристаллов, т.е. обеспечивает большую скорость и степень очистки. Аналогичный эффект достигается при введении горячих растворов реагентов непосредственно в камеру смешения эжектора, смонтированного в нижнюю часть осветлителя. Повышение температуры обрабатываемой воды способствует также устранению образования конденсата на поверхности оборудования (эффект «потения»).

Вода, прошедшая весь технологический цикл очистки, включающий осветление, обесцвечивание, умягчение, обезжелезивание и обеззараживание, пригодна для питания котлов и отвечает требованиям ГОСТ 2874—82 к воде питьевого качества.

Обработанная вода используется в котельной для заполнения замкнутого водогрейного контура, системы горячего водоснабжения и замкнутого гелиоконтура в солнечной установке. Большая часть чистой воды поступает в водонапорную башню или непосредственно в сеть холодного водоснабжения.

Вода, предназначенная для горячего водоснабжения, нагревается либо в солнечной установке (в теплое время года), либо в теплообменнике котельной (в отопительный период).

Солнечная установка — одноконтурная. При достаточной инсоляции весь поток воды, используемый для горячего водоснабжения, подогревается в солнечных коллекторах. Если температура воды после гелиоколлекторов недостаточна, вода догревается в теплообменнике котельной, которая, таким образом, играет роль теплового дублера.

Генератором теплоты в котельной является котел «Вихрь-11», работающий на газообразном топливе. При необходимости котельная может быть переоборудована для работы на твердом и жидком топливе.

Система теплоснабжения — закрытая четырехтрубная. Утечки сетевой воды из систем отопления и горячего водоснабжения компенсируются холодной чистой водой из блока водоподготовки или подогретой водой из гелиоустановки. Горячая вода после котла направляется в систему отопления и теплообменник горячего водоснабжения.

3.3. Солнечные тепловые электростанции (СТЭС)

В настоящее время наибольшее распространение получили три типа СТЭС:

- башенного типа (БТ) с центральным приемником — парогенератором, на теплоприемной поверхности которого концентрируется солнечное излучение от плоских зеркал — гелиостатов;
- модульного типа (МТ), у которых в фокусе параболоцилиндрических концентраторов (ПЦК) размещены вакуумированные приемники — трубы с теплоносителем (парогенераторы);
- комбинированные (КТ): это солнечно-тепловые СТЭС, в которых чисто солнечная ЭС того или иного типа (БТ или МТ) объединяется с теплоэлектростанцией.

Практические работы по созданию первых экспериментальных СЭС БТ начались одновременно в ряде стран мира в середине 1970-х гг.

В нашей стране основные технические концепции крупных экспериментальных СЭС БТ были разработаны в 1950-е гг. Однако первая опытная СЭС БТ электрической мощностью 5 МВт была пущена в эксплуатацию в 1987 г. (Крымская область). Эта СЭС может вырабатывать в год около 7 млн кВт·ч электроэнергии (эквивалент 2 тыс. т у.т.).

С 1983 г. в ряде стран — США, Японии, Франции, Италии, Испании — проходили испытания (натурные экспериментальные исследования и сравнение различных технологий, первые СЭС БТ мощностью 0,5...10 МВт). К ним относятся: Солар-1 (Баретоу, США, 10 МВт); Темис (Мартисон, Франция, 2,5 МВт); Юрелиос (Адрино, Италия, 1 МВт); Цеза-1 (Альмерин, Испания, 0,5 МВт); Саншайн (Нио, Япония, 1 МВт), всего общая мощность — 21,2 МВт. Стоимость установки Солар-1 составляла 141 млн дол. (КПД — 11%).

С 1988 г. в США (Южная Калифорния) работает 7 крупных СЭС МТ мощностью от 15 до 80 МВт. Все станции включены в общую энергосистему. Общая мощность СЭС составляет 243,8 МВт, КПД — 4...16%. К 1989 г. завершено строительство первой очереди СЭС КТ — СТЭС

мощностью 200 МВт. Планируется, что общая мощность СЭС достигнет в 2010 г. 4000 МВт.

Все современные СТЭС независимо от их типа имеют следующие основные элементы: концентратор, теплоприемник, систему транспорта и аккумулирования теплоты, систему преобразования теплоты в работу. В СТЭС башенного типа теплоприемник-парогенератор кругового облучения или плоскостного типа расположен на вершине башни. Вокруг башни (теплоприемник кругового облучения) или с ее северной стороны (теплоприемник плоскостного типа) расположены плоские зеркала на подвижных опорах (гелиостаты), которые следят за солнцем и отражают солнечные лучи на поверхность теплоприемника. Водяной пар, полученный в теплоприемнике, направляется в паровую турбину. Дальнейшее преобразование теплоты в электроэнергию осуществляется по обычной схеме с циклом Ренкина. Пример тепловой схемы СТЭС башенного типа (10 МВт, Баретоу, США) показан на рис. 3.13.

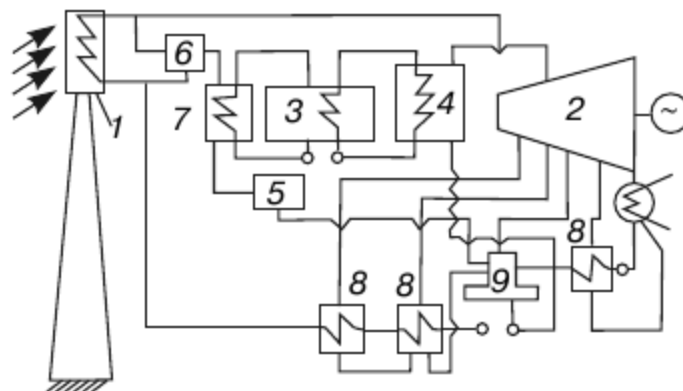


Рис. 3.13. Схема СТЭС башенного типа:

- 1 — центральный приемник; 2 — турбина; 3 — тепловой аккумулятор;
4 — парогенератор системы аккумулирования; 5 — расширительный бак;
6 — охладитель пара, идущего на зарядку системы аккумулирования;
7 — промежуточный нагреватель системы аккумулирования
теплоты; 8 — регенеративные подогреватели; 9 — деаэратор

Техническая характеристика СТЭС Баретоу

Площадь теплоприемной поверхности, м ²	302
Общая площадь гелиостатов, м ²	340 000
Количество гелиостатов	1818
Температура пара на входе в турбину, °С	510
Давление пара на входе в турбину, МПа	10
Электрический КПД (нетто) при расчетной радиации, %	15,3

В настоящее время разрабатывается новая концепция СТЭС башенного типа, в которой рабочим телом служит сжатый воздух. В тепло-

приемнике сжатый воздух нагревается до температуры $1000\text{ }^{\circ}\text{C}$ и направляется в газовую турбину.

На рисунке 3.14 показана принципиальная тепловая схема СТЭС с параболоцилиндрическими концентраторами (80 МВт, Калифорния, США).

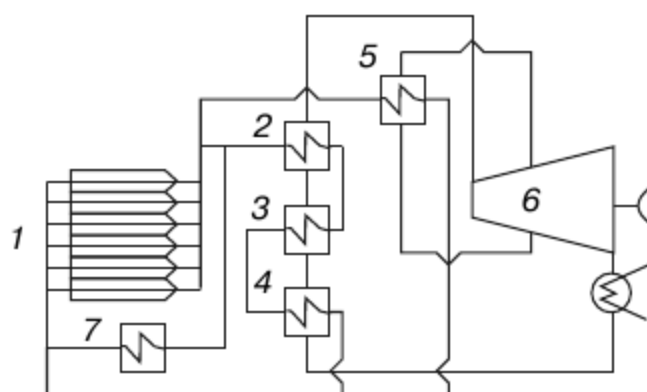


Рис. 3.14. Принципиальная тепловая схема СТЭС с параболоцилиндрическими концентраторами:

1 — поле параболоцилиндрических концентраторов; 2 — пароперегреватель; 3 — парогенератор; 4 — экономайзер; 5 — теплоприемник промперегрева; 6 — паровая турбина; 7 — газовый котел

Вдоль линейного фокуса каждого параболоцилиндрического концентратора расположен теплоприемник в виде стальной трубы, окруженной стеклянной оболочкой. Пространство между трубой и стеклянной оболочкой вакуумировано, а на поверхность трубы нанесено селективное покрытие с высоким коэффициентом поглощения в видимой области спектра и низким коэффициентом излучения в инфракрасной области. Такая конструкция теплоприемника позволяет свести к минимуму потери теплоты в окружающее пространство за счет излучения, конвекции и теплопроводности. Теплоноситель (термостойкое кремнийорганическое масло), проходя через теплоприемник, нагревается до температуры $390\text{ }^{\circ}\text{C}$ и передает теплоту воде и водяному пару.

3.4. Солнечные фотоэлектрические станции (СФЭС)

В настоящее время метод фотоэлектрического преобразования в мире стал одним из приоритетных направлений использования СЭ. Это обусловлено тем, что он обеспечивает:

- максимальную экологическую чистоту преобразования энергии;
- возможность получения энергии практически в любом районе;
- значительный срок службы;

- малые затраты на обслуживание;
- независимость эффективности преобразований СЭ от установленной мощности.

Фотоэлектрические источники находят применение для питания потребителей в широком интервале мощностей: от мини-генераторов для часов и калькуляторов мощностью несколько Вт до центральных электростанций мощностью несколько МВт.

Сейчас свыше 30 стран мира используют процесс прямого преобразования солнечной энергии в электрическую для различных целей. Суммарная мощность произведенных во всем мире солнечных фотоэлектрических преобразователей (СФЭП) или солнечных батарей составила в 1990 г. — 51 МВт, в том числе: США — 35%, Япония — 34%, европейские страны — 19%, другие — 12%.

Используются несколько типов фотопреобразователей (ФП): кремний монокристаллический (22 дол. США/Вт; КПД модуля — 15%), поликристаллический (5; 12%), аморфный (8; 5%), арсенид галлия (50; 22%), теллурид кадмия (фосфид индия, арсенид галлия — кремния, диселенид меди — индия).

Ведущими типами ФП сейчас являются монокристаллический (МК) и поликристаллический (ПК) кремний, объем выпуска которых около 70%.

Промышленное использование аморфного кремния началось с 1980 г. Эти фотопреобразователи (однослойной структуры) сейчас (КПД — 5...7%) используются для мини-ЭВМ, электрических часов, систем катодной защиты трубопроводов и др. В дальнейшем при повышении КПД более 10% (до 24%) за счет использования каскадных структур эти преобразователи могут использоваться в ФЭС (фотоэлектрических станциях).

Сейчас ФЭС используются для электрификации изолированных объектов: теплиц, ферм, горных пастбищ, жилых домов и т.п.

В странах ЕС действует программа «Солнечная энергия».

В Германии будет построено 2250 ФЭС мощностью 1...5 кВт; действует программа «Тысяча крыш», предусматривающая электрификацию 1000 одно- и двухсемейных домов; в Швейцарии действуют ФЭС максимальной мощностью 3 кВт, ФЭС мощностью 110 кВт; предполагается до 2011 г. одну из равнинных областей перевести полностью на энергоснабжение за счет гидроэнергии и ФЭС мощностью до 2 МВт, разработать ФЭС с батареей площадью 25 м² для индивидуальных зданий; в Италии намечено довести к 2012 г. общие мощности ФЭС до 25 МВт за счет ФЭС мощностью 100, 200, 300 кВт.

В США построены ФЭС на основе плоских модулей кристаллического кремния мощностью 27...5200 кВт.

В Португалии 28 марта 2007 г. в местечке Серпа (Serpa), что в 200 км от Лиссабона, заработала самая мощная солнечная электростанция в мире. Ее 52 тыс. солнечных батарей раскинулись на площади в 60 га. Она обеспечит энергией 8 тыс. домов.

Мощность новой станции составляет 11 МВт, за год она должна вырабатывать свыше 20 ТВт·ч энергии. Серпа — одно из самых солнечных мест в Европе. Сооружение Серпской СФЭС — плод совместных усилий американских компаний GE Energy Financial Services и PowerLight, а также португальской компании Catavento — стоило 78,5 млн дол.

Солнечная электростанция в Серпе на 40% производительнее, чем предыдущая станция-рекордсмен, расположенная в германском городе Покинг (Pocking).

Новая электростанция «сэкономит» для Португалии выбросы парниковых газов на 30 тыс. т в год, если сравнивать с загрязнением от тепловой электростанции равной мощности.

Следует добавить, что Португалия намерена инвестировать за следующие 5 лет в развитие альтернативных электростанций (Солнце, ветер, волны) 10,8 млрд дол., при этом правительство стремится достичь внушительного показателя — 45% покрытия расхода электроэнергии в стране за счет возобновляемых источников уже к 2012 г.

В странах бывшего СССР в теоретическом плане достигнутые результаты не уступают зарубежным. Однако имеется значительное отставание в организации работ по фотопреобразователям (ФП) на аморфном кремнии и по тонкопленочным структурам. По объему выпуска всех видов ФП Россия находится на одном из последних мест среди развитых стран. Исключение составляют космические аппараты.

Программой «Экологически чистая энергетика» в Российской Федерации предусмотрено:

- освоение автоматизированного серийного производства высокоэффективных, надежных и относительно дешевых элементов, модулей и батарей из аморфного, кристаллического и поликристаллического кремния;
- освоение производства ФЭС малой мощности для электроснабжения маломощных потребителей;
- освоение производства ФЭС мегаваттной мощности для параллельной работы с существующей электрической сетью. Конкретное воплощение многих из поставленных проблем изложено в приведенных ниже научно-технических разработках.

В Московском инженерно-физическом институте разработан новый тип солнечных батарей модульной конструкции, что позволяет наращивать их мощность в диапазоне от 0,2 до 100 кВт. Конструкция батарей позволяет использовать их и для выработки тепла.

Батарея имеет ряд преимуществ по сравнению с аналогичными разработками фирм США, Японии и Германии: простота конструкции, надежность, отсутствие дорогостоящих компонентов, таких как устройства слежения за Солнцем. Гарантируется их работа в течение 20 лет без специального обслуживания.

В Институте материаловедения при университете г. Нюрнберг (Германия) разработан новый тип солнечных элементов, преимуществами которых являются сниженная стоимость, длительный срок службы, меньшая масса. Элементы являются гибкими и благодаря нанесенной на их оборотной поверхности специальной металлической сетке могут абсорбировать солнечный свет и на оборотной поверхности.

КПД новых батарей составляет 20...24% против менее 15% для обычных солнечных батарей. Новые элементы воспринимают также рассеянный свет. Стоимость примененных материалов снижена на 50%. Новые элементы найдут применение в космических исследованиях и при производстве гражданского оборудования.

В расположенных в Германии лабораториях компании ASEA Brown Boveri (ABB) ведется разработка термоэлектрических преобразователей ТЭП типа Amtec, представляющих собой дешевые и компактные установки с КПД в диапазоне 35...45%, мощности которых могут вырабатывать от нескольких ватт до нескольких мегаватт. Предполагается, что такие ТЭП смогут работать практически от любого источника тепловой энергии.

Схема ТЭП типа Amtec показана на рис. 3.15.

Пары 4 натрия высокого давления при температуре 800...1000 °С отделены от натриевых паров низкого давления (температура 200...300 °С) мембраной 6 из бета-глинозема. Градиент давления заставляет двигаться ионы натрия через мембрану 6, при этом мембрана действует как фильтр, пропускающий ионы натрия, но задерживающий электроны внешнего электронного слоя на стороне зоны высокого давления. Таким образом, сторона мембраны, обращенная к зоне высокого давления, заряжается отрицательно, а противоположная сторона — положительно, что создает разность потенциалов между электродами 5, к которым может быть подключена электрическая нагрузка.

Остаются пока нерешенными несколько проблем, самой трудной из которых является выбор материала и конструкции электродов 5.

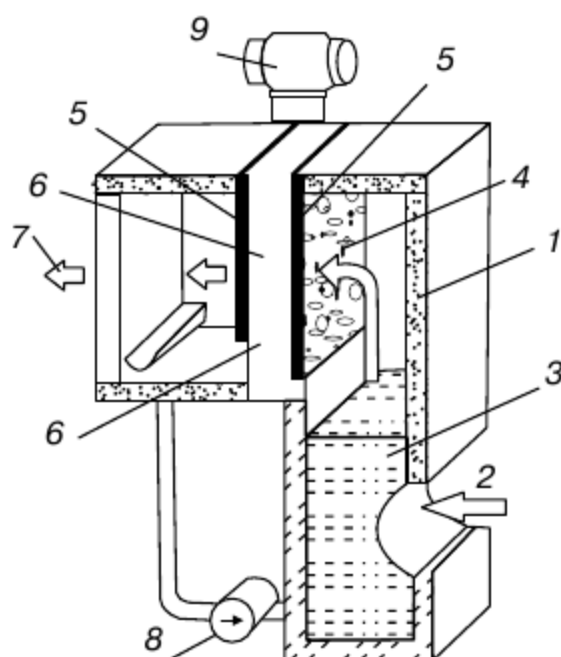


Рис. 3.15. ТЭП типа Amtec:

1 — тепловая изоляция; 2 — вход тепла; 3 — жидкий натрий; 4 — пары натрия; 5 — электрод; 6 — мембрана из бета-глинозема; 7 — отвод тепла через конденсатор; 8 — насос; 9 — электрическая нагрузка

Эти электроды должны иметь хорошую электрическую проводимость, устойчивость против коррозии в парах натрия, малую испаряемость при температурах приблизительно 1000 °С, высокую проницаемость для паров натрия и должны образовывать жесткую форму для мембраны с малым контактным сопротивлением между ними. Этим требованиям соответствует лишь малое число металлов и сплавов.

Amtec может найти также применение в установках комбинированной выработки энергии.

В настоящее время в России фотопреобразователи установлены на маяках, навигационных знаках Баренцева и Черного морей, Рыбинского водохранилища, Ладожского озера, озера Байкал, на радиорелейной линии УКВ-связи газопровода Средняя Азия — Центр и др. Все они выполнены на основе унифицированных модулей с пиковой электрической мощностью 10...240 Вт.

Важным обстоятельством является тот факт, что СФЭС отличаются относительной простотой конструкции, низкой металлоемкостью, могут работать с одинаковой эффективностью в любом диапазоне мощности и на любой географической широте. Трудности в практической реализации строительства СФЭС обусловлены прежде всего высокой стоимостью фотопреобразователей (в настоящее время 10 тыс....12 тыс. руб. /кВт).

Удешевление СФЭС и увеличение их мощности связано с продолжением исследований в области электродинамики и выявлением

новых перспективных способов преобразования солнечной энергии. Необходим переход к крупномасштабной, автоматизированной технологии изготовления солнечных элементов из монокристаллического и поликристаллического кремния, а также переход к тонкопленочной технологии производства солнечных элементов.

Солнечный элемент на основе кремниевых пластин представляет собой полупроводниковый фотоэлектрический преобразователь (рис. 3.16). Он отличается от типичного микроэлектронного прибора только тем, что имеет бóльшую площадь p - n переходов, простирающуюся по всей поверхности пластины.

В основе фотоэлектрического эффекта лежит процесс поглощения света в объеме полупроводника (в базовой области 5), при котором рассеиваемый фотон рождает электронно-дырочную пару. Электродвижущая сила (ЭДС), возникающая за счет разности коэффициентов диффузии носителей заряда — электронов и дырок, в однородном полупроводнике обычно очень мала. При поглощении света значительную ЭДС получают в неоднородном полупроводнике, в котором обеспечивается пространственное разделение носителей заряда разного знака (электронов $(-)$ и дырок $(+)$) за счет встроенного электрического поля, создаваемого конструкционно на основе p - n переходов (3 и 5 на рис. 3.16, а и 11 и 5 на рис. 3.16, б).

Области p -проводимости (дырочной) и n -проводимости (электронной) получают за счет диффузионного легирования основного вещества (Si) акцепторами (B, Al) и донорами электронов (P, As, Sb) соответственно. Разница работ выхода носителей заряда на p - n переходе образует потенциальный барьер для основных носителей (равновесных носителей заряда в базовом материале, т.е. дырок в базе p -типа).

Для работы СЭ основную роль играют неосновные носители заряда (НН), т.е. неравновесные носители, появляющиеся в результате поглощения фотонов. Неосновные носители, проходя через p - n переход, ускоряются и создают фототок, отвод которого обеспечивают контакты (1, 7, 8, 9 на рис. 3.16, а и 7, 14 на рис. 3.16, б). Величина фототока в значительной мере зависит от времени жизни $\tau_{н.н}$ (или от «диффузионной длины» $l_{н.н}$) неосновных носителей.

В настоящее время уже предложено большое число конструкций солнечных элементов как на основе кремния, так и с использованием других полупроводниковых материалов. Различия конструкций во многом обусловлены стремлением повышения КПД за счет применения эффективных оптических систем светособирания и светопоглощения.

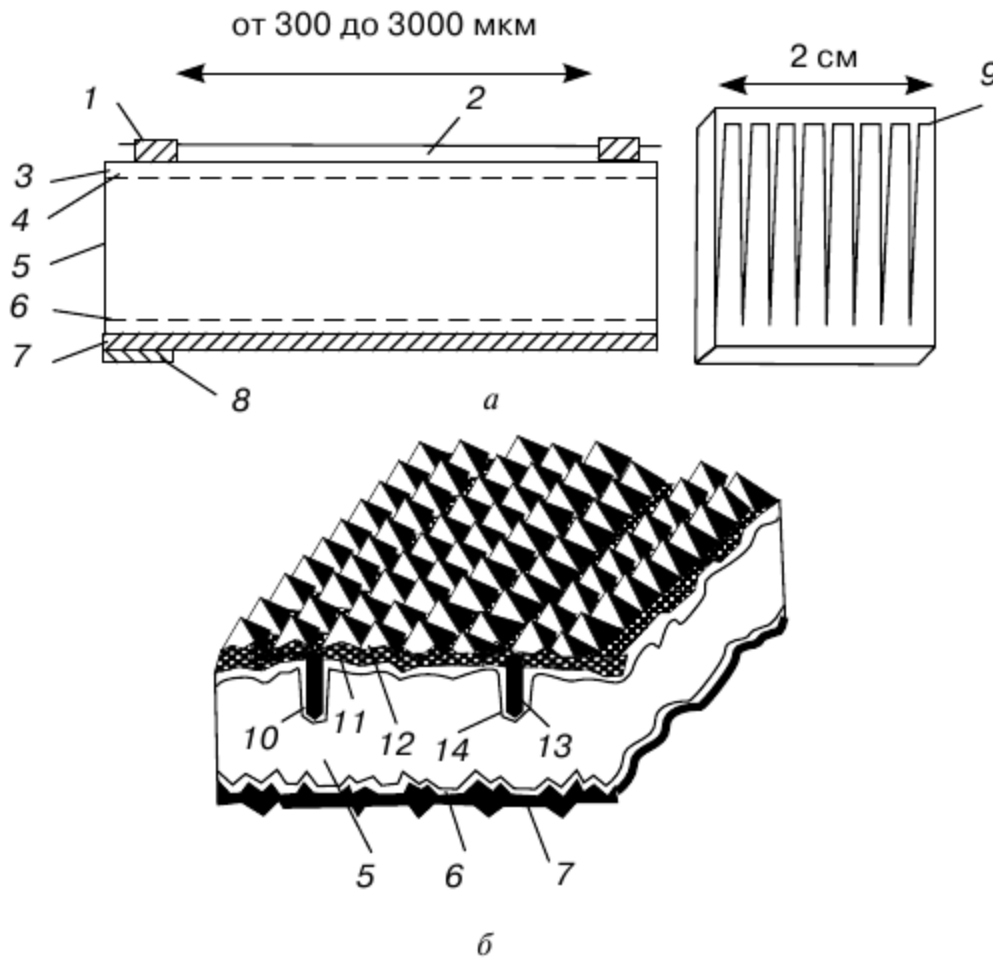


Рис. 3.16. Конструкции кремниевых солнечных элементов:

a — простейшая типичная конструкция; *б* — конструкция с утопленным контактом; 1 — лицевой сетчатый токосъемный контакт (многослойная система Ti-Pd-Ag припой); 2 — просветляющее покрытие; 3 — легированный слой *n*-типа; 4 — слой объемного заряда; 5 — база *p*-типа; 6 — тыльный p_g^+ -слой; 7 — тыльный контакт; 8 — токосъемная шина; 9 — сетчатый токосъем; 10 — приконтактная сильнолегированная n^{++} -область; 11 — фронтальный n^+ -слой; 12 — слой оксида; 13 — канавка; 14 — утопленный фронтальный контакт

Конструкции СЭ на базе плоской поверхности пластин достаточно широко применяют благодаря относительной простоте технологии. На рисунке 3.16, *a* показана одна из простейших конструкций солнечного элемента, созданного на пластине кремния.

Элемент, изображенный на рис. 3.16, *б*, имеет лучшие характеристики светопоглощения, чем элемент на рис. 3.16, *a* и соответственно более заполненную вольт-амперную характеристику (ВАХ) и бóльший КПД, а также бóльшую площадь *p-n* перехода, что обеспечивает менее крутой наклон ВАХ в рабочей области.

Основная технологическая цепочка производства СЭ на пластинах кремния включает следующие этапы:

- 1) обезжиривание и очистка пластин (начальные и промежуточные);
- 2) полировка пластин;

3) травление для создания текстурированной поверхности (рис. 3.16, б);

4) газодиффузное внедрение фосфора для создания *n*-слоя на обеих сторонах пластины кремния;

5) травление для удаления стеклообразного слоя диффузанта;

6) осаждение (напыление) слоя алюминия на тыльную поверхность СЭ в вакууме;

7) термодиффузионная обработка для создания *p*-слоя на тыльной стороне путем проведения диффузии Al через *n*-слой при 800 °С;

8) маскирование для создания рисунка токосъемной сетки на световой стороне с помощью фотолитографии или теневой маски;

9) осаждение токосъемных слоев (в частности, из Ni, Ti, Pd или Ag) на световую и тыльную поверхности;

10) удаление маски (стравливание);

11) отжиг токосъемных слоев при 550 °С;

12) погружение в расплавленный припой для создания подсоединительных контактов;

13) осаждение просветляющего покрытия из Ta₂O₅ (или др.) и последующее его спекание при 450 °С;

14) резка на прямоугольники (при необходимости) и обработка торцов для удаления диффузионных закороток;

15) контроль качества — определение КПД и сортировка.

Цепочка 2—14 обычно содержит еще промежуточные этапы очистки, сушки и контроля параметров. Если для улучшения светособирания фронтальная поверхность элемента делается текстурированной — с канавками, бороздками и т.п. (рис. 3.16, б), то между этапами 2—4 существует еще специальная операция образования поверхности сложной формы — вытравливание, лазерное или механическое скрайбирование.

СФЭС в сравнении с другими видами СЭС обладает рядом преимуществ, такими, как возможность получения электроэнергии даже при рассеянном солнечном свете, постепенного наращивания мощности добавлением новых секций солнечных батарей; малое потребление энергии на собственные нужды, большой (более 30 лет) срок службы, высокие надежность, ремонтпригодность и безопасность, относительная простота комплексной их автоматизации с возможностью работы без постоянного обслуживающего персонала.

Внедрение новой технологии и расширение производственной базы создают благоприятные условия для строительства СФЭС средней мощности (10...1000 кВт) в северных широтах для электроснабже-

ния сезонных потребителей, в горных районах, на Дальнем Востоке для питания автономных потребителей, а также для экспорта их в другие страны.

Создание крупномасштабной машиностроительной базы, основанной на принципиально новых технологических процессах производства СФЭС, позволит сооружать крупные наземные СФЭС.

В нашей стране также велика потребность в автономных энергоустановках с использованием фотопреобразователей. Одной из причин неудовлетворения имеющихся потребностей являются ограничение по сырьевой базе кристаллического кремния и медленное освоение технологии производства преобразователей на основе аморфного кремния. НПО «Квант» сегодня является монополистом в производстве солнечных элементов из кристаллического кремния. «Квант-ЭМПАГРО» осуществило часть крупномасштабного эксперимента по сооружению в пос. Черноморский Краснодарского края «Солнечной деревни» — построено 8 из 20 намечавшихся к строительству коттеджей. Солнечные батареи мощностью 4 кВт сооружены на крышах домов, объединены между собой и могут отдавать излишки энергии в сеть. Среднесуточная выработка электроэнергии на одну установку составляет 10 кВт·ч.

Сегодня в России имеются хорошая научная база для развития фотоэнергетики и мощное промышленное производство (в Москве, Санкт-Петербурге, Краснодаре, Рязани и других городах), которые способны создавать практически любые современные СФЭУ любого назначения.

НПО «Астрофизика» в порядке конверсии оборонного производства ведет разработку и изготовление автономных гелиоэнергетических установок (ГЭУ) и блочных модульных электростанций на основе параболических концентраторов с металлическими зеркалами и различными преобразователями (двигатели Стирлинга, термоэмиссионные преобразователи и т.д.), оснащенных системами слежения за Солнцем.

Создание экологически чистых СЭС электрической мощностью 1...10 МВт и выше на основе параболоидных и параболоцилиндрических ГЭУ, многобашенных солнечных станций возможно с использованием газотурбинных преобразователей энергии.

Такие СЭС и автономные ГЭУ могут найти применение в регионах, отдаленных от централизованных сетей электро-, тепло- и газоснабжения, обеспечивая потребителя электрической, тепловой, механической энергией, в том числе и холодом.

НПО «Астрофизика» в кооперации с другими предприятиями создало два модуля мощностью 2,5 и 5 кВт с двигателем Стирлинга (разработка Физико-энергетического института АН РФ) и диаметром зеркала соответственно 5 и 7 м.

Отдельные модули солнечных установок со светосильными концентраторами мощностью 1...5 кВт можно использовать в качестве автономных источников электропитания.

3.5. Типы солнечных батарей

Наиболее распространенными в странах СНГ являются солнечные батареи типа БСК-1, БСК-2, Электроника МЧ/1.

Эти солнечные батареи могут обеспечить зарядный ток аккумулятора в пределах 35...50 мА, не более. Причем это будет при хорошем солнечном освещении. Следовательно, с помощью широко распространенных солнечных батарей можно обеспечить заряд маломощных аккумуляторов типа ЦНК-0,45, имеющих емкость не более 0,45 А/ч.

Ток солнечных батарей можно увеличить с помощью их параллельного включения. Конечно, необходимо включать солнечные батареи, имеющие одинаковое количество элементов и, следовательно, обеспечивающих одинаковое напряжение фотоЭДС. Но все же параллельное включение солнечных батарей, как это показано на рис. 3.17, нежелательно. Лучшие результаты будут получены при параллельном включении элементов солнечных батарей, как это показано на рис. 3.18.

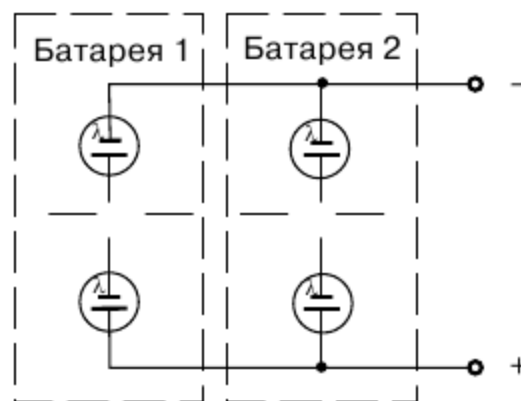


Рис. 3.17. Неэффективная схема включения элементов солнечных батарей

Вследствие разной освещенности солнечных батарей, показанных на рис. 3.17, генерируемые ими напряжения будут немного отличаться друг от друга. Поэтому эффективно будет работать только одна солнечная батарея. При включении солнечных элементов по схеме, пока-

занной на рис. 3.18, напряжения, генерируемые ими, более равномерно распределяются по солнечной батарее. Вследствие этого частичное затенение элементов не принесет большого вреда для работы солнечной батареи.

Для увеличения напряжения солнечной батареи можно включать последовательно большое количество солнечных элементов.

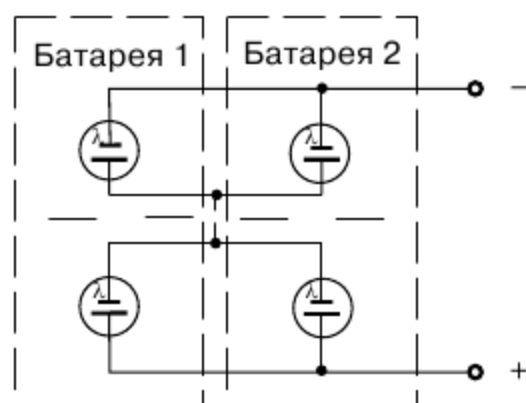


Рис. 3.18. Эффективная схема включения элементов солнечных батарей

Напряжение такой солнечной батареи будет равно сумме напряжений на всех составляющих ее солнечных элементах. Ток, отдаваемый этой батареей, будет ограничен током худшего элемента.

Самый главный недостаток солнечных элементов — их относительная дороговизна. Но этот недостаток окупает эффективная работа заряжаемых с помощью солнца аккумуляторов.

3.6. Зарядка и подзарядка аккумуляторов

При достаточном количестве солнечных элементов можно создать солнечную батарею с практически любыми напряжением и током, способную обеспечить зарядку любого типа аккумуляторов. Все дело только в стоимости такой солнечной батареи. Конечно, не следует забывать, что мощная солнечная батарея будет занимать большую площадь для своей установки. Следует также заметить, если полноценное солнечное освещение батареи бывает ограниченное время суток, то желательно использовать солнечную батарею, обеспечивающую ускоренный зарядный ток, величина которого находится в пределах 0,15...0,3 от емкости аккумуляторов.

Если же солнечная батарея обеспечивает ток, менее 0,08 от емкости аккумуляторов, то в данном случае речь может идти не о зарядке, а только о подзарядке аккумуляторов. Это означает, что в светлый пе-

риод времени солнечная батарея должна быть постоянно подключена к аккумулятору, все это время постоянно подзаряжая его. При этом необходимо контролировать, чтобы во время работы аккумуляторной батареи напряжение на одном элементе аккумулятора было бы не ниже 1,2...1,15 В. При напряжении ниже 1,15 В аккумулятор необходимо снять с работы и поставить на зарядку. В противном случае за короткое время напряжение на элементах аккумулятора упадет до 1,1 В, и такую разряженную аккумуляторную батарею уже невозможно будет использовать в эксплуатации без серьезной зарядки. Это указывает на то, что в процессе эксплуатации, обязательно необходимо контролировать напряжение на аккумуляторной батарее под нагрузкой. Разрядная и зарядная характеристики одиночного аккумулятора показаны на рис. 3.19.

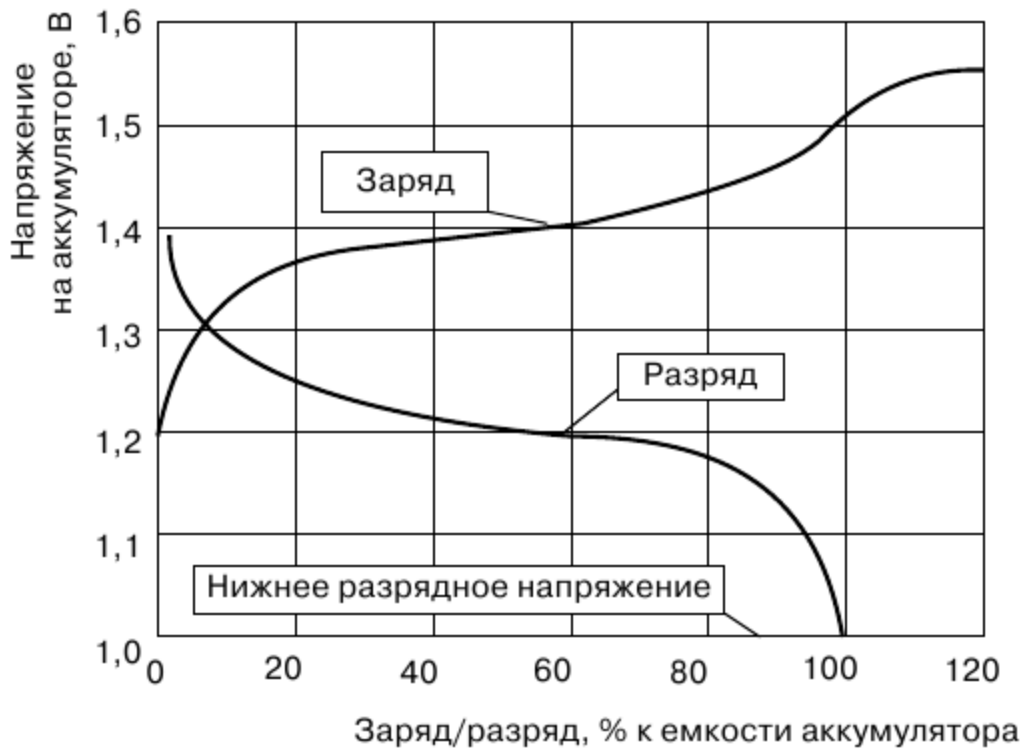


Рис. 3.19. Зарядная и разрядная характеристики никель-кадмиевого аккумулятора

Для дальнейшего понимания процесса зарядки солнечной батареей аккумулятора рассмотрим характеристики элемента солнечной батареи. Зависимость тока одного элемента солнечной батареи типа БСК-2 от напряжения на нем показана на рис. 3.20.

Этот график снят при оптимальном освещении солнечного элемента. Данный график типичен и для других солнечных элементов. Конечно, значение максимального тока будет зависеть от мощности солнечного элемента. Для снятия этого графика к освещенному солнечному элементу подключают переменный резистор. Изменяют со-

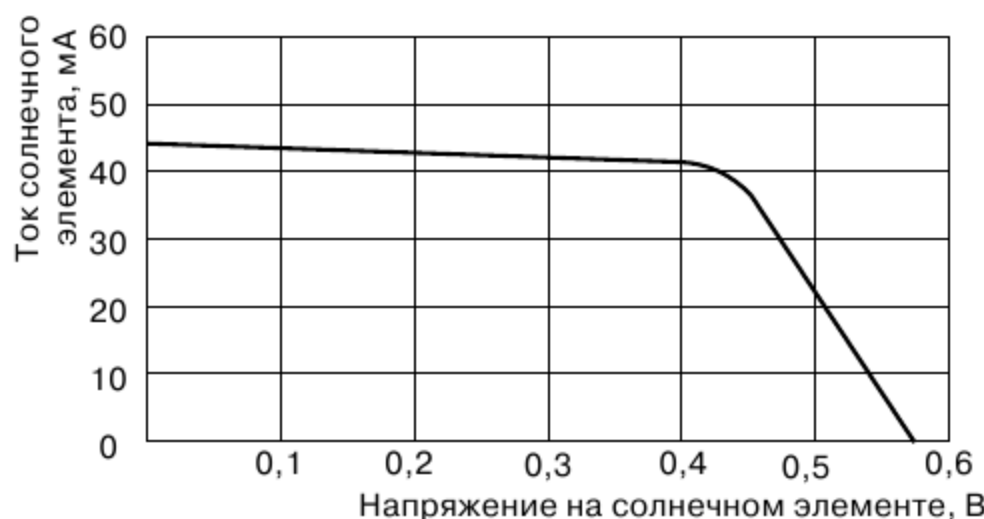


Рис. 3.20. Вольт-амперная характеристика солнечного элемента

противление переменного резистора и измеряют ток, поступающий в резистор, и напряжение на солнечном элементе. Схема для снятия вольт-амперной характеристики солнечного элемента показана на рис. 3.21.

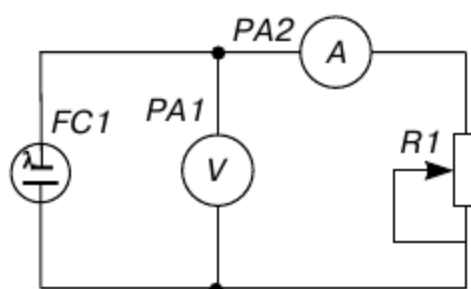


Рис. 3.21. Схема для снятия вольт-амперной характеристики солнечного элемента

Для схемы измерения тока солнечного элемента (см. рис. 3.21) был построен график зависимости рассеиваемой мощности в сопротивлении нагрузки солнечного элемента. График показан на рис. 3.22. Этот график снят при оптимальном освещении солнечного элемента. При построении графика измерялось нагрузочное сопротивление солнечного элемента при различных напряжениях на нем. Затем, исходя из значения сопротивления нагрузки и тока, протекающего через нагрузку, был построен график мощности, рассеиваемой в нагрузке. Из этого графика видно, что максимальная мощность, отдаваемая в нагрузку солнечным элементом, будет при напряжении на нагрузке 0,45 В. Оптимальное напряжение на нагрузке (0,45 В) отличается от напряжения фотоЭДС (0,6 В) в 0,75 раз.

Следовательно, для зарядки аккумуляторов можно применить солнечную батарею, которая имеет максимальный генерируемый ток, примерно равный току зарядки аккумуляторов. В этом случае солнеч-

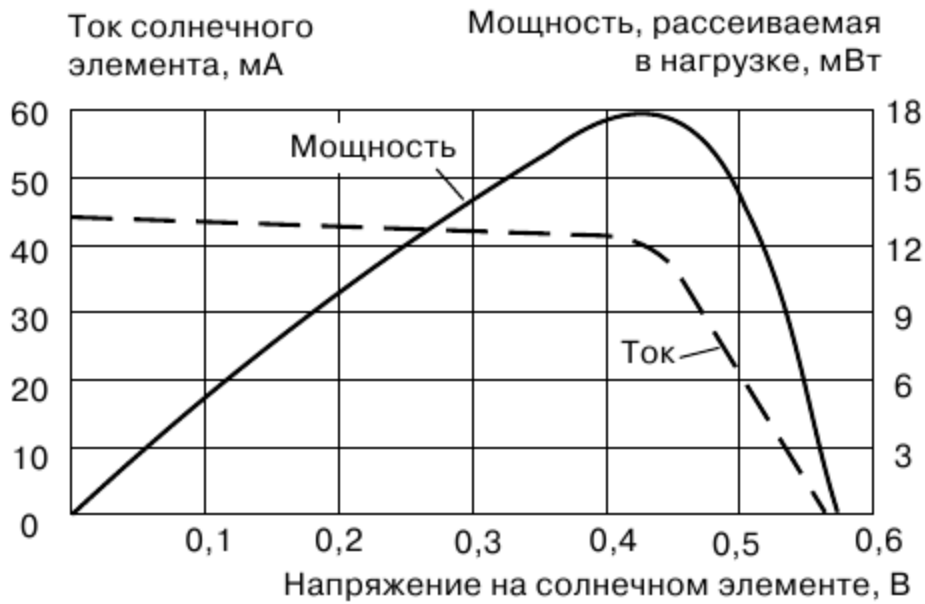


Рис. 3.22. Зависимость рассеиваемой мощности в сопротивлении нагрузки от напряжения на ней

ная батарея автоматически будет производить зарядку аккумуляторов необходимым зарядным током при своем освещении.

Батарею необходимо подключать к аккумуляторам через диод, как это показано на рис. 3.23. Это необходимо потому, что при неблагоприятном солнечном освещении напряжение на солнечной батарее может упасть ниже, чем напряжение на заряжаемых аккумуляторах. В этом случае аккумуляторы вместо своего заряда разрядятся через внутреннее сопротивление солнечной батареи. Буферный конденсатор *C1* необходим, если аккумуляторы будут использоваться для работы во время своей зарядки/подзарядки.

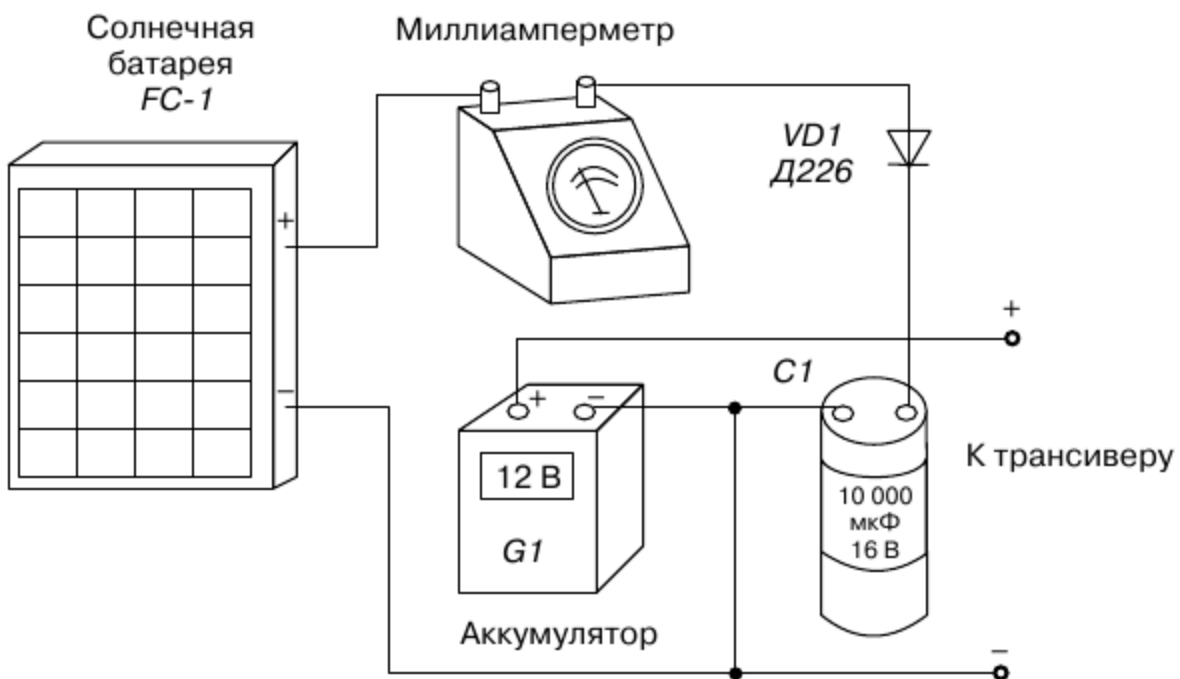


Рис. 3.23. Схема подключения солнечной батареи к аккумулятору

Последовательно с солнечной батареей включен миллиамперметр, который показывает, какой величины ток потребляет аккумулятор от солнечной батареи. Это дает возможность судить, находится ли аккумулятор под зарядным током или тренировочным, и вообще, работает ли в данный момент солнечная батарея или нет. В качестве миллиамперметра удобно использовать индикатор записи от магнитофона.

Шунт для этого индикатора записи тоже сделать достаточно просто. На резисторе типа МЛТ-0,5 наматываем 1 м провода типа ПЭЛ-0,1. Подключаем шунт параллельно миллиамперметру и смотрим, какой максимальный ток он при этом может измерять. Допустим, получилось 100 мА. А для заряда аккумуляторов используется солнечная батарея с максимальным током 40 мА.

Следовательно, удобно иметь максимальную шкалу в 50 мА. Для получения такого максимального тока отклонения миллиамперметра сопротивление шунта необходимо увеличить в 2 раза. Для этого следует увеличить длину провода шунта до 2 м. Аналогично можно провести подгонку шунта и для других токов отклонения миллиамперметра.

В походных условиях можно считать процесс зарядки аккумуляторной батареи окончанным, если напряжение на ее элементах под нагрузкой составляет не менее 1,25 В/на элемент и их ЭДС — не менее 1,36 В/на элемент. Если солнечная батарея используется только для подзарядки аккумуляторов, то ее необходимо подключать по мере их разрядки.

При неблагоприятных условиях подзарядка может даже продолжаться целый световой день. Ночью солнечные батареи нет необходимости отключать от аккумуляторов, поскольку они будут отключены автоматически с помощью диода *VD1* (см. рис. 3.23).

3.7. Расчет параметров солнечной батареи

Пример расчета солнечной батареи, необходимой для зарядки аккумуляторов, показан на графиках рис. 3.19. В течение времени зарядки аккумулятора напряжение на нем будет находиться в пределах 1,4 В. Для питания аппаратуры в полевых условиях обычно применяют напряжение питания 12 В. Такое напряжение могут обеспечить 10 никель-кадмиевых аккумуляторов, включенных последовательно. Для зарядки батареи из 10 никель-кадмиевых аккумуляторов, включенных последовательно, необходимо обеспечить напряжение на них, равное 14 В ($10 \cdot 1,4 = 14$).

При максимальном КПД работы солнечной батареи, когда напряжение на одном солнечном элементе составит 0,45 В, напряжение 14 В может обеспечить солнечная батарея, состоящая из 31 элемента ($14/0,45 = 31$).

Если учесть падение напряжения на диоде, равное 0,7 В, то солнечная батарея должна иметь еще два лишних элемента. Суммарное количество солнечных элементов в батарее в этом случае будет равно 33 ($31 + 2 = 33$). Напряжение фотоЭДС солнечной батареи, содержащей 33 элемента, составит 19,8 В. Следовательно, для зарядки аккумуляторной батареи напряжением 12 В необходима солнечная батарея напряжением фотоЭДС почти 20 В!

Такую батарею можно собрать, используя отдельные солнечные элементы или несколько готовых солнечных батарей.

В паспорте на солнечные батареи указывают напряжение фотоЭДС. В продаже имеются солнечные батареи на напряжения фотоЭДС, равное 12 и 9 В. Следовательно, при оптимальном сопротивлении нагрузки (см. рис 3.22) напряжение на этих батареях составит 6,75 В для 9-вольтовой солнечной батареи и 9 В для 12-вольтовой солнечной батареи.

Две последовательно включенные солнечные батареи, имеющие напряжение фотоЭДС 9 и 12 В, можно использовать для зарядки 12-вольтовой аккумуляторной батареи. Превышение суммарного напряжения, которое для двух батарей составит 21 В, расчетного напряжения 20 В, на один вольт не опасно. Это превышение будет компенсировано некоторым уменьшением выходного напряжения солнечной батареи, которое произойдет из-за неравномерного освещения элементов, составляющих солнечную батарею. Следует помнить, что ток солнечных батарей не должен превышать зарядный ток аккумуляторов.

Две последовательно включенные солнечные батареи на напряжение 9 В не смогут обеспечить полную зарядку аккумуляторной батареи. Они лишь ее подзарядят до уровня не более 20% от необходимого заряда (см. рис. 3.19). Однако подключенная к 12-вольтовой аккумуляторной батарее солнечная батарея с фотоЭДС 18 В поможет «разгрузить» режим работы этой аккумуляторной батареи.

Контрольные вопросы

1. Как происходит прямое преобразование солнечной энергии в электрическую энергию?

2. Какой процесс называют «дырочной проводимостью?»
3. Какой процесс называют фотопроводимостью?
4. Какие типы солнечных коллекторов Вы знаете?
5. Чем отличаются солнечные установки теплоснабжения «активные» от «пассивных»?
6. Какова энергия Солнца, приходящая на землю в течение года?
7. Как работает солнечный водонагреватель КСВ-3?
8. Как работает мобильный автономный комплекс с гелиоустановкой для водо- и теплоснабжения?
9. Какие типы солнечных тепловых электростанций Вы знаете?
10. Как развивается в мире процесс использования фотоэлектрических электростанций?
11. Назовите основные технологические операции производства солнечных элементов из кремния.
12. Как рассчитать параметры солнечной батареи?

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭНЕРГИИ ВЕТРА

4.1. Ветроэнергетические установки

Большинство из нас воспринимает сильный ветер как негатив — ураганы, смерчи, пыльные бури.... Однако, помимо своего главного предназначения — ломать и крушить, эта необузданная силища способна приносить пользу, причем не только раздувая паруса или вращая лопасти ветряных мельниц. История умалчивает, кто первым заставил ветер служить. Возможно, это были греки, отчалившие от Итаки на Троянскую войну. Использовать ветер на суше люди научились также с давних времен.

Еще в Средние века небезызвестный идалго — рыцарь печального образа — сражался с ветреными мельницами. Хотя первыми здесь все же были китайцы, уже за 3 тысячелетия до нашей эры изготовившие примитивный ветряной двигатель. В древнем Китае энергию ветра использовали для орошения полей, а много позже в Нидерландах, наоборот, с ее помощью откачивали морскую воду, дабы осушить прибрежные земли. Лет тридцать назад человечество вспомнило о ветроэнергетике. Побудил к этому разразившийся в 1970 гг. нефтяной кризис. Лидирует в этой области Германия. Немцы удачно использовали особенности климата на севере страны, где ветры, причем довольно сильные, дуют практически постоянно.

Второе место занимает Испания, третье — США. Маленькая, но ветреная Дания уже к 2030 г. планирует получать половину всей необходимой стране электроэнергии с помощью ветра.

Приоритет как в развитии теоретических исследований ветроэнергетики, так и в создании проектов ветроэнергетических станций принадлежит нашей стране.

Еще в 1931 г. была сооружена в Крыму самая крупная в мире ветроэлектрическая станция (ВЭС) мощностью 100 кВт. Станция работала до 1942 г. и давала электроэнергию в сеть Севастопольэнерго напряжением 6300 В. Среднегодовая выработка энергии на ВЭС превышала

270 МВт·ч. Во время Великой Отечественной войны она была разрушена. К этому же периоду относится создание в нашей стране проектов самых крупных в мире ВЭС мощностью 1000 и 5000 кВт, которые не смогли быть реализованы из-за войны.

Особенно широко в целях энергообеспечения индивидуальных объектов ветродвигатели в нашей стране применялись в период 1950—1965 гг., когда их производство достигло 8—9 тыс. единиц в год. Снижение потребности в ветродвигателях и прекращение их серийного производства в дальнейшем связано с широким развертыванием электрификации сельского хозяйства и подключением сельскохозяйственных объектов к электрическим сетям.

Мощность ветроустановок в мире увеличилась с 6172 МВт в 1966 г. до 12000 МВт в 1999 г., прогноз на 2015 г.— 36000 МВт.

Заметно возрос интерес к использованию энергии ветра в XXI в. и в Российской Федерации.

В мире развитие ветроэнергетики с 1980-х гг. шло по трем основным направлениям:

- расширение производства ветроагрегатов (ВА) малой мощности до 25 кВт, на них приходится основной объем продаж, они используются для электроснабжения автономных потребителей, насосных и мелиоративных установок;
- расширение производства ВА средней мощности 55...500 кВт, они применяются как источники электроснабжения групп потребителей для совместной работы с действующими энергосистемами и создания так называемых «ветровых ферм»; ожидается расширение рынка потребителей этих ВА;
- создание ветроагрегатов мощностью 1 МВт и более, они выпускаются единичными экземплярами, но имеют хорошую перспективу при создании ветроэнергетических систем электроснабжения (ВЭСЭ); этому классу ВА эксперты предсказывают большое будущее.

Наиболее острый вопрос ветроэнергетики — экономическая эффективность и экологичность ВЭУ (ветроэнергетических установок). Исследования, проведенные в ряде стран, показали, что наиболее экономичными сейчас являются ВЭУ мощностью 100...300 кВт, ожидается в будущем 250...350 кВт. Рентабельность ВЭУ средней мощности может быть обеспечена при комбинированном их использовании с дизель-генераторами как резервными источниками энергии. На этой базе создаются автономные и комбинированные (с действующими энергосистемами) ВЭУ.

Один из отрицательных факторов ВЭУ — блокировка территории оборудованием установки и связанные с этим экологические и экономические потери. Если на 1 км^2 можно разместить ТЭС мощностью 1000 МВт или солнечную ЭС на 30...60 МВт, то максимальная мощность ВЭС, которая может быть получена с 1 км^2 , составляет всего 10 МВт. Кроме того, при работе ВЭУ возникает характерный шум, который около ВЭУ может достигать 50...80 дБ. В этой связи в Германии, Дании, Нидерландах согласно законодательству уровень шума не должен превышать: днем — 50 дБ, ночью — 35 дБ; минимальное расстояние ВЭУ от домов — 300 м, дорог — 20...75 м, линий электропередач — 39...52 м, аэропортов — 4...6 км.

Применение ВЭУ мощностью 500 кВт и выше позволяет значительно экономить занимаемую ими площадь (особенно в Европе), а также снижает удельные капитальные вложения и стоимость электроэнергии.

Ветроэнергетические установки классифицируют по следующим признакам:

- мощности — малые (до 10 кВт), средние (от 10 до 100 кВт), крупные (от 100 до 1000 кВт), сверхкрупные (более 1000 кВт);
- числу лопастей рабочего колеса — одно-, двух-, трех- и многолопастные;
- отношению рабочего колеса к направлению воздушного потока — с горизонтальной осью вращения, параллельной (рис. 4.1, а) или перпендикулярной вектору скорости (ротор Дарье) (рис. 4.1, б).

В мире и в России в настоящее время наибольшее распространение получили трехлопастные ВЭУ с горизонтальной осью вращения, в состав которых входят следующие конструктивные узлы: рабочее колесо 1, гондола с редуктором 2 и генератором, башня 3 и фундамент 4.

Конструкция башни чаще имеет трубообразную форму, реже — решетчатую, на ней в гондоле размещают основное энергетическое, механическое и вспомогательное оборудование ВЭУ (рис. 4.1, в), в том числе рабочее колесо или ротор с лопастями, преобразующий энергию ветра в энергию вращения вала, редуктор для повышения частоты вращения вала ротора и генератор. Лопасти ротора могут быть жестко закреплены на его втулке или изменять свое положение в зависимости от скорости ветра для повышения полезной мощности ВЭУ. В качестве генератора могут использоваться: синхронные и асинхронные (чаще всего), а также (реже) асинхронизируемые синхронные генераторы.

Для каждой ВЭУ можно выделить следующие три характерных значения рабочей скорости ветра: v_p^{\min} — для $0 \leq v \leq v_p^{\min}$ мощность ВЭУ

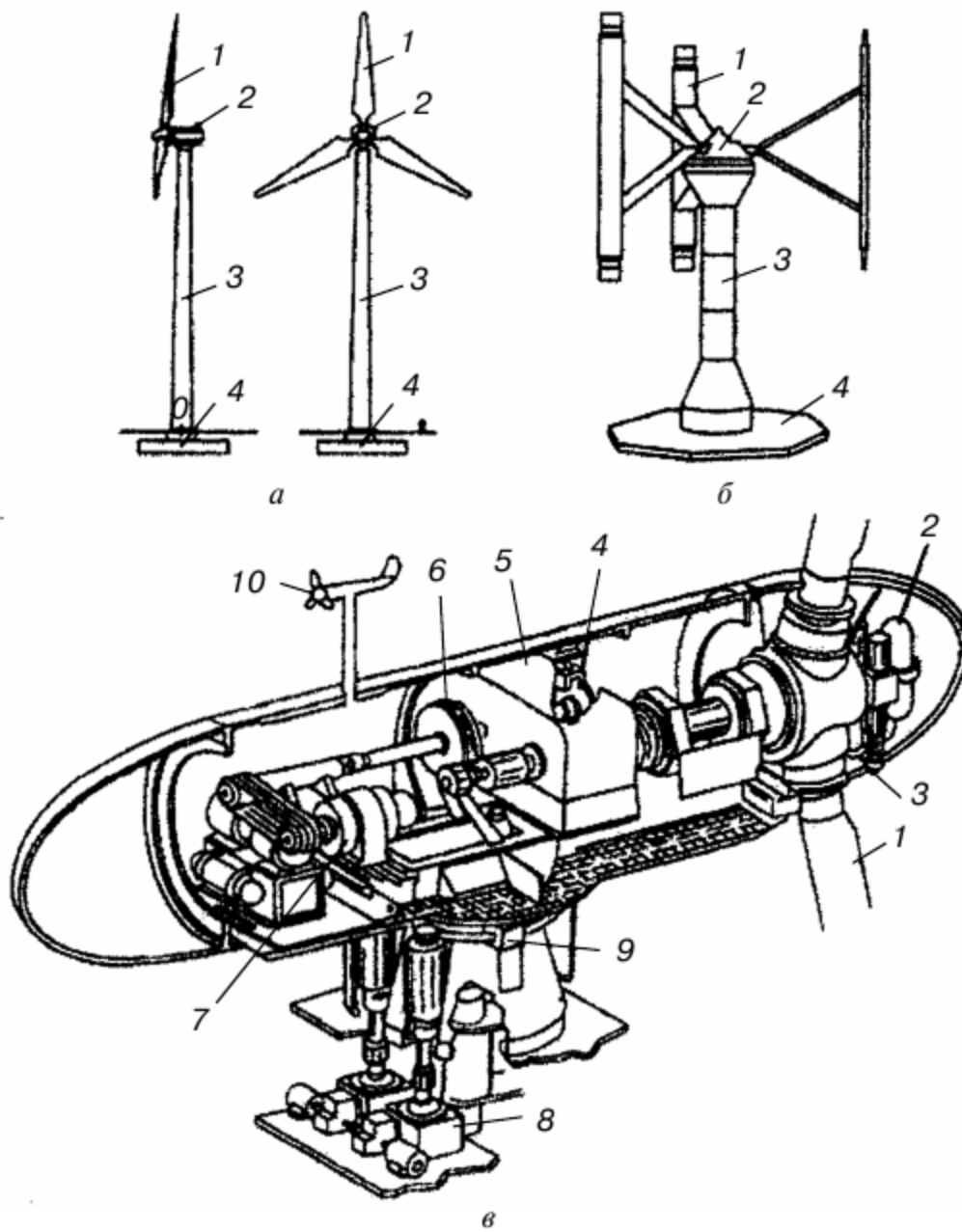


Рис. 4.1. Современная ВЭУ:

- a* — с горизонтальной осью вращения;
- б* — с вертикальной осью вращения;
- 1* — рабочее колесо; *2* — гондола; *3* — башня;
- 4* — фундамент; *в* — типовая конструкция: *1* — лопасть;
- 2* — система разворота лопасти; *3* — втулка;
- 4* — дисковый тормоз; *5* — мультипликатор;
- 6* — гидромuftа; *7* — генератор;
- 8* — механизм системы поворота; *9* — тормоз системы поворота; *10* — датчик системы поворота

равна нулю; v_p^N — расчетная скорость ветра по мощности, для $v_p^{\min} \leq v \leq v_p^N$ мощность ВЭУ меняется в зависимости от скорости ветра и частоты вращения ротора; v_p^{\max} для $v > v_p^{\max}$ мощность ВЭУ равняется нулю за счет принудительного торможения ротора или разворота его лопастей параллельно вектору скоростей ветра.

4.2. Запасы энергии ветра и возможности ее использования

Потенциальные ресурсы энергии ветра характеризуются следующими показателями. Ветровая энергия зависит от скорости и силы ветра и изменяется от 16 Вт/м² (скорость 20 м/с, сила — 10 баллов) до 15000 Вт м² (скорость — 30 м/с, сила — 12 баллов). Теоретически на 1 м² территории в зависимости от скорости ветра может быть использовано около 57% ветровой энергии, практически — не более 33%.

Установленная мощность ВУ в Европе в 1990 г. составляла 324 МВт, наибольшая часть в Дании. По оценкам экспертов, мощность ВЭС к 2010 г. в Европе составит 4860 МВт. Главными производителями ВУ в Европе являются Дания, Великобритания, Германия и Бельгия.

Дания является ведущей страной в мире по производству и экспорту ВУ, в том числе и в США. По неофициальным данным, к 2010 г. в Дании за счет ВЭУ будет произведено до 10% вырабатываемой в стране электроэнергии.

В Германии к 2012 г. общая мощность ВЭС, по оценкам, составит 500 МВт с выработкой 0,2% электропотребления страны.

В Нидерландах освоение ВУ начато с 1976 г. Ветроэнергетической программой предусматривается увеличение действующих мощностей ВУ с 100...150 МВт (1990 г.) до 1000 МВт (2011 г.), что позволит получить 4...7% общего энергопотребления.

В Великобритании энергия ветра признана одним из перспективных источников. Правительственной программой по ветроэнергетике предусмотрено увеличить мощность ВЭУ к 2011 г. до 600 МВт, получить за счет энергии ветра 10% потребляемой в стране электроэнергии, далее довести этот показатель до 20%.

В Италии, импорт энергии которой составляет до 80%, программой Национального Совета по атомной и альтернативным источникам энергии предполагается создание трех прототипов ВЭУ мощностью 1,5 МВт, двух групп по 10 МВт. В 2010 г. в Италии должно производиться за счет ВЭУ 1...2 ТВт·ч/год электроэнергии.

В ряде других европейских стран: Испании, Португалии, Бельгии, Швейцарии, Греции, Финляндии также ведутся работы в области ветроэнергетики.

В Индии разработана программа, предусматривающая к 2012 г. достижение суммарной мощности ВУ 5 тыс. МВт.

В КНР предполагается к 2012 г. достичь мощности ВЭУ — 100 МВт (табл. 4.1).

Таблица 4.1

Ветроэлектростанции китайского производства мощностью от 2 до 20 кВт

Технические характеристики	Модель				
	3SFD-2000	3SFD-3000	3SFD-5000	3SFD-10 000	3SFD-20 000
Номинальная мощность, Вт	2000	3000	5000	10 000	20 000
Выходное напряжение, В	48/96/280	96/280	96/280	280	280/420
Стартовая скорость ветра, м/с	4	4	4	4	4
Номинальная скорость ветра, м/с	9	9	10	10	12
Количество лопастей, шт.	3	3	3	3	3
Диаметр ветроколеса, м	3,7	4	6,4	8	12
Скорость вращения генератора, мин ⁻¹	400	400	200	200	160
Коэффициент использования энергии ветра, КПД	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42
Диаметр трубы мачты, мм	89	108	114	273	325
Высота мачты, м	9	9	9	12	18
Рекомендованные для использования аккумуляторы	12V150AH	12V180AH	12V3050AH	12V400AH	12V400AH
Масса, кг	300	320	800	900	1500
Выходная система	Автоматический инвертор				

В России наблюдается наибольшее отставание от передовых достижений зарубежных стран в области освоения НВИЭ именно в ветровой энергетике.

В дореволюционной России действовало более 20 тыс. ветряных мельниц общей мощностью 1 млн кВт.

В настоящее время в Российской Федерации выпускаются серийно только агрегаты типа АВЭЦ-6-4М мощностью 2...4 кВт. Кроме того, освоено мелкосерийное производство зарядных ВЭА мощностью 100...250 Вт и водоподъемные ВА с механическим приводом производительностью 1 м³/ч (воды).

Оценка ресурсов ветроэнергетики показывает, что для энергетического использования пригодны около 8 млн км² территории, где среднегодовая скорость ветра превышает 5 м/с. Если использовать только 1% территории для размещения ВЭУ, то их установленная мощность может превысить 300 млн кВт.

По данным НПО «Ветроэн», потребность в ветроустановках (ВУ) различных типов может составить 948 тыс. шт. (табл. 4.2) суммарной мощностью 31,4 тыс. МВт, годовой выработкой электроэнергии 62 млн МВт·ч. При этом годовая экономия топлива составляет 18,6 млн т у.т. (при расчетах считалось, что для выработки 1 кВт·ч электроэнергии затрачивается 300 г топлива для ТЭС и 400 г — для дизель- и бензоэлектрических агрегатов малой мощности).

Таблица 4.2

**Прогнозная оценка потребности в ветроустановках
Российской Федерации до 2010 г.**

Тип установки	Потребность, тыс. шт.	Единичная мощность, кВт	Суммарная мощность, МВт	Годовая выработка электроэнергии, млн кВт·ч	Годовая экономия топлива, млн т у.т.
Зарядная ВЭУ	500	0,2	100	0,1	0,4
Водоподъемные ВУ для шахтных колодцев (без индивидуальных потребителей)	40	0,5	20	—	0,01
Водоподъемные ВУ для трубчатых колодцев	30	4	120	0,24	0,1
Водоподъемные ВУ для индивидуальных потребителей	200	0,1	20	—	0,01
Водогрейные и отопительные ВУ	8	20	160	0,3	0,136
Ветродизельные электростанции	50	20	1000	1,5	0,3

Окончание

Тип установки	Потребность, тыс. шт.	Единичная мощность, кВт	Суммарная мощность, МВт	Годовая выработка электроэнергии, млн кВт·ч	Годовая экономия топлива, млн т у.т.
Многоагрегатные ВЭС для работы в составе энергосистем	120	250	30 000	60	18
<i>Итого</i>	948	—	31 420	62,2	18,7

Программой «Экологически чистая энергетика» в области ветроэнергетики должен быть создан ряд ВЭА мощностью до 250 кВт, необходимо развернуть их серийное производство. К ним относятся:

- унифицированная ВЭУ мощностью до 8 кВт для обеспечения автономных потребителей электрической и тепловой энергией (жилой дом площадью до 80 м²; может использоваться в районах Дальнего Востока, Приполярья, Поволжья, Центра европейской части России); экономия топлива 3...8 т у.т. в год;
- ВЭУ мощностью до 100 кВт как базовый модуль комплектования ветростанций и ферм из нескольких ВЭУ (мощностью 50, 75 и 100 кВт), работающих автономно или параллельно с электрической сетью, экономия топлива 92...120 т у.т. в год, опытная эксплуатация в Башкирии;
- унифицированная ВЭУ мощностью 250 кВт (с модификацией до 400 кВт) для использования в составе ВЭС, работающих параллельно с энергосистемой; годовая экономия топлива 200...300 т у.т.; опытно-промышленные испытания в районе г. Новороссийска;
- переносные, транспортабельные и сборно-разборные ВЭУ для электро- и водоснабжения автономных сельскохозяйственных потребителей (замена бензоэлектрических агрегатов), экономия жидкого топлива 10...15 т у.т. /кВт в год; включают: ВЭС-II — 80 Вт·ч/сут; ВВУ-1,5—1,5 м³/сут воды; ВВУ-6—6 м³/сут воды.

4.3. Сведения о ветровом кадастре России

Сфера экономически целесообразного применения ветроустановок в современных условиях ограничивается в основном районами, имеющими децентрализованное энергоснабжение, благоприятные

ветровые условия и возможность эксплуатации ветроустановок в течение большей части года.

Энергетические ветровые зоны в России расположены, в основном, на побережье и островах Северного Ледовитого океана от Кольского полуострова до Камчатки, в районах Каспийского моря, нижней и средней Волги, на побережье Охотского, Баренцева, Черного и Азовского морей и составляют почти 5 млн км². Валовой ветровой потенциал оценивается в $80 \cdot 10^{15}$ кВт·ч/год, технический в $6,2 \cdot 10^{15}$ кВт·ч/год, экономический — в $31 \cdot 10^{12}$ кВт·ч/год. При этом длительность действия энергетического потока ветра составляет от 2000 до 5000 ч в год.

Акционерное общество «Нетраэл» с привлечением ряда организаций разработало «Атлас ветропотенциала России» с программным обеспечением расчета ветропотенциала и выработки электроэнергии для любой намечаемой строительной площадки и любого ветроэнергетического оборудования.

Около 30% экономического потенциала ветроэнергетики сосредоточено на Дальнем Востоке, примерно по 16% — в Западной и Восточной Сибири, 14% — в Северном экономическом районе и менее чем по 5% — в остальных районах.

Наиболее перспективными для размещения ветроэнергетических установок являются побережья морей и участки их шельфов. На шельфах морей удельная мощность ветрового потока достигает 1000...1500 Вт/м², а на побережьях — 500...1000 Вт/м², в то время как на удалении от побережий и в глубинных районах удельная мощность ветрового потока составляет 100...500 Вт/м².

4.4. Расчет идеального и реального ветряка

Кинетическую энергию $\mathcal{E}_{\text{кин}}$ (Дж) воздушного потока, со средней скоростью \bar{v} , (м/с) проходящего через поперечное сечение F (м²), перпендикулярное v , и массой воздуха m (кг) рассчитывают по формуле

$$\mathcal{E}_{\text{кин}} = \frac{m\bar{v}^2}{2}. \quad (4.1)$$

Величину m определяют по формуле

$$m = \rho\bar{v}F, \quad (4.2)$$

где ρ — плотность воздуха, кг/м³.

При расчетах в качестве ρ часто принимают ее значение, равное 1,226 кг/м³, соответствующее нормальным климатическим условиям:

$t = 15^\circ\text{C}$, $\rho = 760$ мм рт. ст., или 101,3 кПа. Если в (4.1) в качестве m принять секундную массу воздуха (кг/с), то получим значение мощности, развиваемой потоком воздуха (Дж/с или Вт), т.е.

$$N = 0,5\rho\bar{v}^3 F. \quad (4.3)$$

Для $F = 1$ м² получаем значение удельной мощности (Вт) ветрового потока $N_{\text{уд}}$ (Вт/м²) со скоростью \bar{v} (м/с):

$$N_{\text{уд}} = 0,5\rho\bar{v}^3. \quad (4.4)$$

В ветроэнергетике обычно используют рабочий диапазон скоростей ветра, не превышающих 25 м/с. Эта скорость соответствует 9-балльному ветру (шторм) по 12-балльной шкале Бофорта.

Далее приведены значения $N_{\text{уд}}$ для указанного рабочего диапазона скоростей ветра:

\bar{v} , м/с	2	3	4	5	10	14	18	20	23	25
$N_{\text{уд}}$, Вт/м ²	4,9	16,55	39,2	76,6	613	1682	3575	4904	7458	9578

Для ориентировочных расчетов в диапазоне скоростей ветра от v_p^{\min} до v_p^N полезную мощность ВЭУ $N_{\text{ВЭУ}}$ (кВт) для заданной скорости ветра \bar{v} (м/с) на высоте башни H_b (м) и диаметре ротора ВЭУ D_1 (м) рассчитывают по формуле

$$N_{\text{ВЭУ}} = N_{\text{уд}} F_{\text{ВЭУ}} \eta_p \eta_g \zeta 10^{-3}, \quad (4.5)$$

где $N_{\text{уд}}$ (Вт/м²) определяют по (4.4); $F_{\text{ВЭУ}}$ (м²) — отсечаемая площадь ВЭУ с горизонтальной осью вращения, вычисляют по формуле

$$F_{\text{ВЭУ}} = \frac{\pi D_1^2}{4}; \quad (4.6)$$

ζ — коэффициент мощности, обычно принимают равным 0,45 в практических расчетах, отн. ед.; η_p — КПД ротора (порядка 0,9), отн. ед.; η_g — КПД генератора (порядка 0,95), отн. ед.

После подстановки всех указанных значений в (4.5) получаем для ориентировочных расчетов:

$$N_{\text{ВЭУ}} = 1,85 D_1^2 v^3. \quad (4.7)$$

Для малых ВЭУ v_p^{\min} находится обычно в пределах 2,5...4 м/с, а v_p^N — 8...10 м/с. Для крупных ВЭУ указанные значения составляют

соответственно 4...5 м/с и 12...15 м/с. Предельная допустимая скорость ветра по соображениям прочности ВЭУ равна 60 м/с.

Турбины в составе ветровых электростанций (ВЭС) нужно располагать на расстоянии не менее пяти диаметров ротора одна от другой. Если ВЭУ располагают в ряд перпендикулярно направлению доминирующих ветров, то расстояние между ними может быть сокращено до четырех диаметров ротора. Системы управления современных ВЭС — микропроцессоры, осуществляющие мониторинг всех функций ВЭУ с возможностью дистанционного контроля.

Разработанные отечественными специалистами конструкции ВЭУ являются абсолютно чистыми источниками энергии. Вращение ветротурбины у них значительно медленнее, чем у известных ВЭУ, что является безопасным для обитания и перелетов птиц, а также не вызывает появления инфразвуковых волн, вредных для животных и человека. Основные гарантируемые технико-экономические характеристики объекта:

1) эффективность предлагаемых ВЭУ выше не менее чем на 30% лучших мировых образцов;

2) простота изготовления, позволяющая выполнить ВЭУ на небольших заводах металлоконструкций.

Стадия освоения объекта: наличие конструкторско-технической документации, изготовление и испытание моделей, строительство опытно-промышленного образца.

Конструкции ВЭУ защищены тремя патентами РФ — № 2074980 приоритет от 08.02.94, № 2116501 приоритет от 07.04.97, № 2135823 приоритет от 07.07.98 и двумя свидетельствами на полезные модели № 7453 приоритет от 15.09.97, № 8740 приоритет от 24.02.98.

В конструкциях ВЭУ имеются ноу-хау, без знания которых затруднено несанкционированное их применение.

По эффективности работы и оригинальности конструкций предлагаемые ВЭУ не имеют аналогов в мировой практике, так как они разработаны на основе трех патентов РФ на изобретение и двух свидетельств на полезную модель. Предлагаемые конструкции ВЭУ просты в исполнении, так как при их разработке учитывались уже существующие технологии изготовления металлических конструкций, однако по мощности они не уступают лучшим мировым образцам, а по эффективности превосходят их.

Изготовление конструкций ВЭУ доступны многим предприятиям России, а конструкции аналогичных ВЭУ, разработанных лучшими аэрокосмическими фирмами США (National Aeronautic and Space

Administration (NASA) недоступны не только нашим предприятиям, но и американским, например изготовление пропеллера диаметром 185 м.

Преимущество предлагаемых ВЭУ по сравнению с лучшими мировыми образцами:

1) работа ВЭУ не зависит от изменения направления ветра. При непостоянстве направления движения воздушного потока ВЭУ ведет себя как живой организм, изменяя положение ветронаправляющих экранов, а для ВЭУ с лопастями типа «Колокол» и изменение положения стабилизирующей плоскости, приспосабливаясь к изменяющейся ветровой ситуации;

2) наличие ветронаправляющих экранов способствует увеличению скорости прохождения ветрового потока через ветровую турбину. Кроме того, ветронаправляющие экраны изменяют направление движения ветра, сосредоточивая его на лопастях ветротурбины, создавая при этом благоприятные условия для ее вращения (рис. 4.2);

3) модульный принцип конструкций ВЭУ дает возможность собирать установку из отдельных блоков, способных самостоятельно работать. Эта особенность позволит без особого труда наращивать мощность уже построенных ВЭУ, дополняя установку новыми модулями;

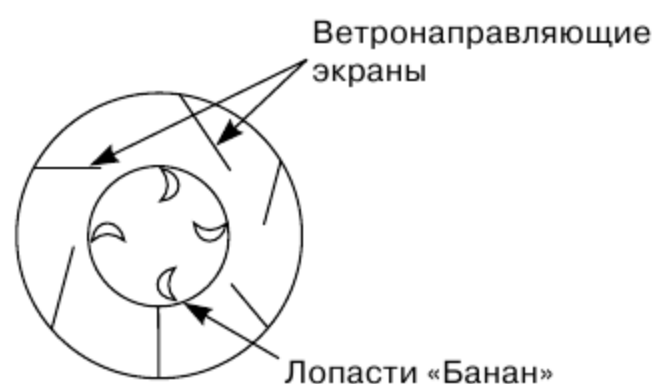


Рис. 4.2. Конструкция отечественной ВЭУ с ветронаправляющими экранами и лопастями формы «Банан»

4) предлагаемая конструкция ВЭУ может работать при скоростях ветра от 3...4 до 20 м/с, а большинство зарубежных ВЭУ начинают работать только при скорости 5...6 м/с;

5) скорость обтекания конца лопастей менее 330 м/с (меньше скорости звука), что не допускает образования ударных волн, не препятствует обитанию и перелету птиц. Предлагаемые ВЭУ могут располагаться в непосредственной близости от жилья, что может существенно уменьшить расходы на передачу электроэнергии на большие расстояния;

б) эффективность работы предлагаемых ВЭУ значительно выше, чем у известных ветродвигателей.

Для подтверждения преимущества, указанного в п. 6, выполним сравнительный расчет по определению мощности разработанного и известного ветродвигателя с одинаковой площадью роторов.

Выполняя расчеты, воспользуемся техническими характеристиками ВЭУ, полученными при проведении испытаний нескольких опытных образцов различной конструкции, которые были выполнены на основе изобретений и зарегистрированных полезных моделей. Испытания моделей проводились в аэродинамической трубе 3-АТ-17,5/3 научно-исследовательской и проектно-строительной фирмы «Уникон».

Пример расчета 1.

Дано: ВЭУ с четырьмя стационарными лопастями типа «Банан» с шестью ветронаправляющими экранами; радиус ротора $R = 0,11 \text{ м}$; площадь миделя ротора $A = 0,0598 \text{ м}^2$. Характеристики, полученные при испытаниях модели: скорость ветра $V = 6,7 \text{ м/с}$; обороты ветротурбины $n = 131 \text{ мин}^{-1}$; $C_m = 0,284$.

Решение.

1. Определяем скоростной напор:

$$q = \rho V^2 / 2 = 1,225 \cdot 6,7^2 / 2 = 27,495.$$

2. Определяем крутящий момент:

$$M_{\text{кр}} = C_m ARq = 0,284 \cdot 0,0598 \cdot 0,11 \cdot 27,495 = 0,05136 \text{ кг}\cdot\text{м}.$$

3. Определяем угловую скорость вращения ветротурбины:

$$\omega = \pi n / 30 = 3,14 \cdot 131 / 30 = 13,72.$$

4. Мощность установки:

$$P = M\omega = 0,05136 \cdot 13,72 = 0,70466 \text{ кг}\cdot\text{м/с} = 6,908 \text{ Вт}.$$

Традиционная установка той же площади при максимальном коэффициенте использования энергии ветра $x = 0,45$. Мощность традиционной установки:

$$P = x\rho AV^3 0,5 = 0,45 \cdot 1,225 \cdot 0,0598 \cdot 6,7^3 \cdot 0,5 = 4,957 \text{ Вт}.$$

Отношение мощности разработанной установки к мощности традиционной составит

$$N_{\text{разр}} / N_{\text{трад}} = 6,908 / 4,957 = 1,393, \text{ или } 39,36\%.$$

Пример расчета 2.

Дано: ВЭУ с четырьмя лопастями типа «Колокол», которые снабжены подвижной свободно поворачивающейся вокруг вертикальной оси стабилизирующей плоскостью с шестью ветронаправляющими экранами; радиус ротора $R = 0,11 \text{ м}$; площадь миделя ротора $A = 0,0598 \text{ м}^2$.

Характеристики, полученные при испытаниях модели: скорость ветра $V = 4,8 \text{ м/с}$; обороты ветротурбины $n = 170 \text{ мин}^{-1}$; $C_m = 0,264$ (рис. 4.3).

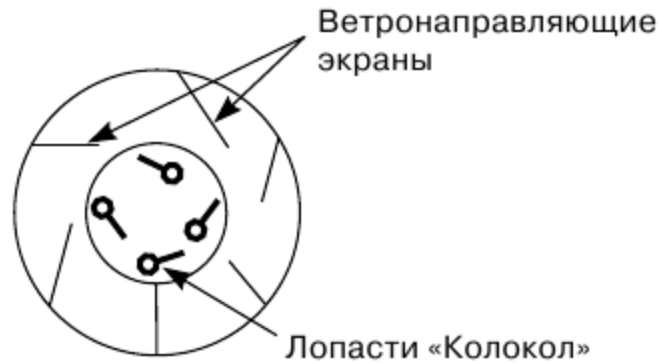


Рис. 4.3. Конструкция ВЭУ с ветронаправляющими экранами и лопастями формы «Колокол»

Решение.

1. Определяем скоростной напор:

$$q = \rho V^2 / 2 = 1,225 \cdot 4,8^2 / 2 = 14,112.$$

2. Определяем крутящий момент:

$$M_{кр} = C_m A R q = 0,264 \cdot 0,0598 \cdot 0,11 \cdot 14,112 = 0,0245 \text{ кг}\cdot\text{м}.$$

3. Определяем угловую скорость вращения ветротурбины:

$$\omega = \pi n / 30 = 3,14 \cdot 170 / 30 = 17,79.$$

4. Мощность установки:

$$P = M \omega = 0,0245 \cdot 17,79 = 0,436 \text{ кг}\cdot\text{м/с} = 4,274 \text{ Вт}.$$

Традиционная установка той же площади при максимальном коэффициенте использования энергии ветра $x = 0,45$.

Мощность традиционной установки:

$$P = x \rho A V^3 0,5 = 0,45 \cdot 1,225 \cdot 0,0598 \cdot 4,8^3 \cdot 0,5 = 1,823 \text{ Вт}.$$

Отношение мощности разработанной установки к мощности традиционной составит

$$N_{разр} / N_{трад} = 4,274 / 1,823 = 2,345, \text{ или } 134,45\%.$$

Повышение мощности ВЭУ и коэффициента использования энергии ветра, показанное в каждом из примеров расчета, происходит за счет применения ветронаправляющих экранов и высокоэффективных лопастей ветротурбины.

Помимо разработки и испытания моделей ВЭУ были проведены некоторые работы по расчету и конструированию поддерживающей конструкции и ротора. Расчеты проводились на ветровую нагрузку 0,85 кПа при скорости ветра 69 м/с. В результате проведенных расчетов выявлено, что при мощности ВЭУ от 1 до 50 кВт экономичнее использовать рамную конструкцию, от 50 до 300 кВт сетчато-цилиндрическую, а от 300 кВт и выше следует применять структурно-стержневую конструкцию с внутренними стойками.

ВЭУ мощностью 25 кВт имеет общую высоту $H = 27$ м, внешний диаметр $D = 12$ м, диаметр ветротурбины $d = 6$ м, площадь миделя ветротурбины $A_T = 130$ м². Поддерживающая конструкция состоит из двух модулей — верхнего и нижнего, каждый из которых сверху заканчивается диафрагмой жесткости в виде горизонтальных ригелей с подкосами. Рама состоит из шести стоек, на которые навешиваются ветронаправляющие экраны в виде сваренных между собой контактной сваркой двух листов профилированного стального настила марки Н114-750-0,8 по ГОСТ 24045-86. Ширина ветронаправляющих экранов принимается по формуле $b = (D/4) - 0,1$ м.

Общий расход стали на ВЭУ мощностью 25 кВт составляет 41 т, из них профилированного настила — 8,12 т.

ВЭУ мощностью 50 кВт имеет такую же конструкцию с размерами $H = 35$ м, $D = 16$ м, $d = 8$ м, $A_T = 264$ м². Ветронаправляющие экраны шириной 3,9 м выполняются из четырех слоев профилированного настила марки Н75-750-0,8. Общий расход стали на ВЭУ мощностью 50 кВт составляет 99 т, из них на профилированный настил — 21,9 т.

4.5. Ветроэлектростанции

Интенсификация по вовлечению энергии ветра в ТЭБ России возобновилась в 1981 г. и финансировалась из госбюджета. В результате этих работ создана экспериментальная база нетрадиционных возобновляемых источников энергии (НВИЭ) в Дагестане, начато и ведется строительство Калмыцкой ВЭС мощностью 22 МВт, продолжается строительство Заполярной ВЭС мощностью 2,5 МВт в условиях вечной мерзлоты (табл. 4.3). Созданы и испытаны сетевые ВЭУ мощно-

стью 200 и 250 кВт, опытный образец ВЭУ мощностью 1000 кВт, начато производство сетевых ВЭУ мощностью 1000 кВт улучшенной конструкции.

Таблица 4.3

Технико-экономические показатели сетевых ВЭС в России

Наименование ВЭС	Установленная мощность, тыс. кВт	Годовая выработка электроэнергии, млн кВт·ч	Общие капитальные затраты/на установленный 1 кВт, млн дол.	Себестоимость электроэнергии, цент/(кВт·ч)	Среднесистемный тариф, цент/(кВт·ч)
Калмыцкая ВЭС	22	53	39,5/0,0018	4,52	6,5
Морская ВЭС (1-я очередь)	8	17,6	12,5/0,0016	5,5	4,6
Ленинградская ВЭС	3	6	6,6/0,0022	4,75	5,3
Валаамская ВЭС	5	11,4	11,1/0,0022	4,2	4,6
Магаданская ВЭС	50	127	125,0/0,0025	9,7	4,2
Сахалинская ВЭС	5	10	10,2/0,0020	8,9	12,8
Радаевская ВЭС	6	17,6	12,4/0,0021	4,6	4,3
Камчатская ВДЭС	16	64	16,9/0,0011	10,1	17,1
Воркутинская ВДЭС	2,4	2,5	2,8/0,0012	4,8	4,63
Таймырская ВДЭС	3	15,4	9,3/0,0031	8,6	13,8
Ямальская ВДЭС	3	18,6	9,3/0,0031	6,7	13,8

Примечание. ВДЭС — ветродизельная электростанция.

В системе АО «Ростовэнерго» действует ВЭС установленной мощностью 300 кВт, состоящая из десяти ВЭУ фирмы Husume Schiffswerft HSW-30 мощностью по 30 кВт каждая.

На Куликовской ВЭС (Калининградская область) введена в действие ВЭУ мощностью 600 кВт датского производства. Решаются вопросы строительства ВЭС мощностью 5 МВт с участием датских фирм.

Энергоснабжение практически всех объектов на указанных территориях традиционно подается с помощью дизельных или газотур-

бинных электростанций, как правило, с использованием привозного топлива. Отопление и горячее водоснабжение также осуществляются либо путем сжигания привозного органического топлива в централизованных котельных, либо с помощью индивидуального печного отопления с использованием местных лесных ресурсов. Применение гибридных энергосистем в комплексе с ВЭУ позволит по меньшей мере вдвое сократить завоз топлива, перейти частично или полностью на электроотопление и электронагрев воды, резко сократить лесосводку, улучшить экологическую обстановку за счет уменьшения вредных выбросов в атмосферу и сохранения лесных угодий.

При решении вопроса о целесообразности строительства гибридных электростанций в указанных регионах следует иметь в виду, что стоимость электроэнергии, производимой для изолированного потребителя, определяется, в основном, стоимостью топлива, которая для обеспечения экономической эффективности ветроэнергетики не должна быть меньше 30...35 центов за килограмм, а стоимость электроэнергии не выше 10 центов за 1 кВт·ч.

Эффективное и широкое использование энергии ветра в России может быть достигнуто при условии, что стоимость сетевых ВЭУ не будет превышать 500...600 дол. за установленный 1 кВт, суммарные капитальные затраты на строительство ВЭС — 800...1000 дол. за установленный 1 кВт, использование установленной мощности — не менее 2500 ч.

Общая мощность ВЭС, по которым выполнены проектные или предпроектные проработки, превышает 200 МВт.

Широкое развитие ветроэнергетики в России позволило бы использовать экономический потенциал, эквивалентный 13...15 млн т у.т. в год, а также существенно сократить вредные выбросы CO_2 в атмосферу, что весьма важно, в частности, по условиям конвенции со Скандинавскими странами об охране окружающей среды.

Системная ветроэнергетика в мире представляет собой направление, с которым прежде всего связывается крупномасштабное использование энергии ветра, значимое для ТЭБ стран. При этом предполагается использование ВЭУ мощностью более 100 кВт, главным образом мощностью в несколько мегаватт, являющейся предельной по современным понятиям.

В настоящее время ВЭУ мощностью 100 кВт и выше построены в США, Канаде, Германии, Дании, Швеции, Нидерландах, Великобритании, Франции. ВЭУ мегаваттного класса построены в США, Швеции и Германии, создаются в Великобритании и Канаде. Однако

мощные ВЭУ не прошли опытной эксплуатации и еще не ясно, готова ли современная наука и техника к созданию надежных и долговечных ВЭУ мощностью в несколько мегаватт с ветроколесами диаметром около 100 м. Параллельно с созданием и испытанием опытных ВЭУ выполняется большой объем работ по поиску более рациональных схем мощных ВЭУ, их узлов и систем, разработке ВЭУ новых типов. Активные исследования проводятся по использованию ВЭС в энергосистемах.

Инновационный проект под названием «Ночной ветер» продвигает группа исследователей из Нидерландов, Дании, Испании и Болгарии. Суть идеи заключается в «замораживании» ночных излишков ветровой энергии в огромных складах-холодильниках с высвобождением ее в дневные часы пик. Непостоянство ветровой энергии вкупе с тем простым фактом, что ночью энергопотребление заметно падает, а днем — растет, подтолкнуло европейских ученых к неожиданной идее: в качестве колоссальных аккумуляторов энергии, способных накапливать электричество от ветряков и в целом стабилизировать расход энергии в сети, могут выступать гигантские склады-холодильники, расположенные по всему Старому свету.

Ночью, когда потребление электричества падает, а ветряные электростанции продолжают работать, по мнению европейских энергетиков, излишки энергии следует направлять на понижение температуры в обычных складах-холодильниках. Всего на один градус против обычной нормы. Таким образом, энергия запасается в виде холода тысяч и тысяч тонн разнообразных продуктов, спокойно лежащих где-нибудь в Дании, Голландии или Франции. Днем же, когда потребление электричества растет, все эти гигантские холодильники можно выключить, позволив температуре постепенно подняться на один градус, т.е. вернуться к привычной норме. И хотя сами по себе холодильники никакого электричества не производят, такое колебание температуры всего на градус с периодом в сутки, если оно будет применено во всех крупных холодильных складах Европы, по расчетам авторов проекта, эквивалентно появлению в общей энергосети аккумулятора емкостью в 50 тыс. МВт·ч!

Первая прибрежная ветроэлектростанция будет построена в Германии в 2010 г. Федеральное Министерство защиты окружающей среды Германии выделяет субсидии в размере 50 млн евро для строительства первой германской прибрежной ветроэлектростанции.

Компания REpower Systems поставит шесть ветряных турбин мощностью 5 МВт для строительства электростанции в Северном море.

Строительство станции начнется в 2010 г. Всего будет построено 12 турбин мощностью 5 МВт каждая.

Для строительства выделен участок моря в 45 км от острова Воргум.

Контрольные вопросы

1. Каковы запасы энергии ветра?
2. Как классифицируют ветроэнергетические установки?
3. Каковы возможности использования ветра как источника возобновляемой энергии?
4. Что подразумевается под ветровым кадастром и каков он для России?
5. Как рассчитать кинетическую энергию воздушного потока?
6. В чем преимущество ветроустановок, разработанных отечественными конструкторами в последние годы XX в.
7. Какие ветроэлектростанции построены в России?

ГЕОТЕРМАЛЬНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

5.1. Источники геотермального тепла. Способы и методы его использования в мире

Геотермальная энергия (ГТЭ) — глубинное тепло Земли — является потенциальным источником электро- и теплоснабжения. Источники подразделяются на три вида:

- термальные воды, пароводяные смеси, сухой пар, содержащиеся в подземных трещинно-жильных коллекторах и пористых пластовых системах (парогидротермы);
- тепло, аккумулированное в горных породах;
- тепло магматических очагов вулканов и лакколлитов (внедренных в осадочные породы магмы).

Источники ГТЭ используются, в основном, в качестве геотермального теплоносителя (ГеоТТ) и на геотермальных электростанциях (ГеоТЭС). Объемы использования этих источников энергоресурсов в мире показаны в табл. 5.1.

Французские специалисты оценивают геотермальную воду температурой более 30 °С как источник тепловой энергии. Большая часть ГеоТТ в мире используется в бальнеологии (60%) и отоплении (16%). Первое место в мире в этом занимает Япония (44% утилизированного в мире тепла). Бывший СССР находился на четвертом месте (9%).

Интересен опыт районной отопительной геотермальной системы в г. Рейкьявике (Исландия) с производительностью — 30 Гкал/ч для обслуживания более 100 тыс. жителей. На станции работает всего 60 человек.

Ведущее место в мире по ГеоТЭС занимают США, на их долю приходится 46% действующих мощностей до 7000...8000 МВт. В США все станции используют высокотемпературные термальные воды или сухой пар, добываемые на геотермальных месторождениях, связанных с районами молодого вулканизма или термоаномалиями.

Таблица 5.1

Объемы использования ГеоТТ в мире, МВт

Страна	Отопление кондиционированное, горячее водоснабжение	Сельское хозяйство	Промышленная технология	Бальнеология	Комбинированное использование	Итого	
						МВт	%
Япония	50	31	9	4394	—	4484	44
Венгрия	75	565	30	581	280	1531	15
Исландия	780	77	75	200	164	1296	13
Италия	107	50	27	376	—	560	6
Новая Зеландия	150	10	165	—	106	431	2
США	87	10	12	4	—	113	2
КНР	70	60	14	17	—	161	2
Франция	105	15	—	—	—	120	0,2
Австрия	2	—	—	3	—	5	0,06
Другие страны	33	56	17	296	1	403	3,5
Всего:							
МВт	1665	1288	369	6179	551	10 052	
%	16	13	3,7	60	7,3	100	

На начало 2000 г. ГеоТЭС работали в 21 стране. За последние 5 лет было пробурено 1150 скважин глубиной более 1000 м.

Наиболее экономичными считаются сейчас ГеоТЭС, работающие на сухом паре.

По оценкам экспертов, весьма перспективной технологией будущего станет создание подземных циркулярных систем (ПЦС) для строительства ГеоТЭС, при которых используется теплота «сухих» горных пород. Сейчас созданы две такие экспериментальные системы в США и Великобритании. В США Лос-Аламосская лаборатория начала в 1974 г. работы по созданию ПЦС на глубине 2,75 км; в 1979 г. создана ПЦС мощностью 3 МВт; в 1983 г. мощность доведена до 9 МВт (скважины глубиной 3,6 км, температура пласта 240 °С). Затраты составили 150 млн дол. при участии Японии и Германии. В Великобритании экспериментальная ПЦС создана Кемборнской горной школой на полуострове Корнуолл. Первоначальный циркуляционный контур создан на глубине 300 м, затем второй — на глубине 2100 м (температура — 80 °С), в 1985 г.— расширение системы до мощности 5 МВт;

предполагается увеличение мощности за счет увеличения глубин скважин до 6 км (температура — 220 °С); общие затраты 40 млн дол. Аналогичные работы начаты Францией и Германией (Эльзас), Японией (префектуры Гифу, Ямагава). Во всех этих проектах реализовывалась технология создания в горных породах систем трещин между скважинами с помощью гидравлического разрыва пласта (ГРП). Другая технология разрабатывается американской национальной лабораторией «Сандия», которая предполагает использовать высокотемпературную часть петрогеотермальных ресурсов в породных расплавах промежуточных очагов вулканизма.

5.2. Использование геотермального тепла в Российской Федерации

Россия располагает огромными запасами глубинного тепла Земли следующих типов: геотермальные (месторождения горячей воды с температурой от 20 до 100...120 °С), парогидротермальные (месторождения пароводяной смеси и пара с температурой от 100...120 до 250 °С) и петротермальные, или тепло горных сухих пород.

На 1 января 2007 г. в эксплуатации находилось 56 месторождений термальных вод с общим количеством 210 скважин. Добыто и использовано потребителями термальной воды и пароводяной смеси эквивалентное замещению 1,05 млн т у.т.

Термальные воды в основном используют в теплоснабжении. Из общего объема использованной термальной воды на сельское хозяйство израсходовано до 46%, на жилищно-коммунальное хозяйство — до 28%, на промышленное теплоснабжение — до 18% (сушка чайного листа, производство железобетонных конструкций, деревообрабатывающая промышленность и др.) и до 8% — бальнеология, плавательные бассейны, прудовое хозяйство и прочие потребители. Геотермальным отоплением и горячим водоснабжением пользовался ряд районов в городах Грозный, Кизляр и других с населением около 350 тыс. человек. Общая площадь теплично-парниковых хозяйств на базе геотермальных вод составляет 80,1 га. Значение термальных вод не ограничивается использованием только их теплового потенциала. Минерализованные воды содержат гамму ценных компонентов, из которых особый интерес представляют редкие и рассеянные элементы: литий, рубидий, стронций, цезий, йод, бром и др. Целесообразность получения ценного химическо-

го сырья из термальных вод подтверждается длительной добычей его во многих странах. В России технология эффективного получения концентратов и попутных продуктов разработана Институтом физико-химических основ переработки минерального сырья Сибирского отделения АН России и в настоящее время прошла опытно-промышленную проверку.

В рамках российской программы «Экологически чистая энергетика» намечено ввести в эксплуатацию опытно-промышленный завод (Дагестан) для комплексного использования пластовых вод с утилизацией тепла и извлечения ценных компонентов. За счет расконсервации нефтяных скважин на месторождениях Южно-Сухокумское и Тарумовское предполагается добывать и перерабатывать около 5 млн м³ в год геотермальных рассолов с температурой около 100 °С и минерализацией 200 г/л и более. При этом предполагается получить 5 тыс. т магнезии, 1000 т карбоната лития, 1200 т бромиды кальция и заместить 30 тыс. т у.т. в год.

В Российской Федерации имеются также обширные термоаномальные зоны, где на глубинах менее 4 км расположены слабопроницаемые массивы коренных и изверженных пород с температурами 200 °С (Дагестан). Представляется возможным использовать это тепло путем создания подземных циркуляционных систем (ПЦС). Проведенные технико-экономические оценки показывают, что ПЦС целесообразно использовать для теплоснабжения (на строительстве ГеоТЭС) при температурах выше 200 °С на глубине до 3...3,5 км.

Другим направлением использования геотермальной энергии является строительство ГеоТЭС. Использование геотермальной энергии для ГеоТЭС началось в России в 1968 г., когда был запущен первый блок мощностью 5 МВт на Паужетском месторождении (Камчатка). К 1980 г. мощность станции была доведена до 11 МВт.

Себестоимость отпускаемой электроэнергии сопоставима с себестоимостью электроэнергии крупной ТЭЦ и в 3 раза ниже, чем на дизельных ЭС такой же мощности.

К сожалению, Российская Федерация очень сильно отстает (14-е место) от большинства стран мира по использованию ГеоТЭС. Для геотермальных вод России характерен невысокий энергетический потенциал. Если зарубежные ГеоТЭС используют геотермальный теплоноситель с энтальпией пара 200...650 ккал/кг, то на Паужетской ГеоТЭС на выходе из скважины он составляет всего 170 ккал/кг.

В связи с этим главной проблемой для создания рентабельных ГеоТЭС является повышение термодинамической эффективности

схемы преобразования теплоты. В Российской Федерации на Паратунской опытно-промышленной установке (Камчатка) еще в 1967 г. испытывалась система с бинарным циклом, где термальная вода при температуре 78 °С нагревала жидкий фреон, пары которого поступали к турбине. В США и Японии эти исследования были значительно расширены и созданы установки, работающие на изобутане, изопентане, пропане, хладоне и их смесях, что предполагает практическое применение схем с температурой до 200...250 °С.

В Российской Федерации разрабатываются схемы использования геотермального тепла для комбинированных систем, где оно применяется для подогрева питательной воды на тепловых ЭС (ТЭС), что дает экономию органического топлива и улучшает КПД преобразования низкопотенциальной теплоты. Кроме того, такие комбинированные схемы позволяют использовать для выработки электроэнергии теплоносители с более низкими температурами 70...80 °С, чем это сейчас принято (более 150 °С).

Потенциальные эксплуатационные запасы термальных вод России с температурой 40...140 °С и минерализацией 1...200 г/л предварительно оценены (в зависимости от метода эксплуатации):

- при фонтанном способе 1,2 млн м³/сут (2,6 млн т у.т. /год);
- при насосном способе 37 млн м³/сут (59 млн т у.т. /год);
- при осуществлении обратной закачки с поддержанием пластового давления 70...75 млн м³/сут (130...140 млн т у.т. /год).

Месторождения пароводяных смесей, перспективные для освоения, расположены, главным образом, в вулканических областях: на Камчатке, Курильских островах, о. Сахалине.

На территории Камчатки имеется 26 районов, многие из которых перспективны для выработки электроэнергии и способны обеспечить суммарную электрическую мощность около 1000 МВт (Мутновский, Ходуткинский, Паужетский, Кошелевский, Киреунский и др.).

Есть сведения о наличии месторождений пароводяных смесей в Дагестанской, Чеченской, Ингушской и Кабардино-Балкарской республиках, Краснодарском и Ставропольском краях.

В целом можно сказать, что расширение фронта работ в области освоения новых методов и способов как добычи, так и использования геотермальной энергии, решение ряда экономических и организационных вопросов, а также комплексный подход к использованию не только теплового потенциала, но и самих термальных вод — вот основные задачи, решение которых позволит более широко использовать тепло земли в ТЭБ страны.

Камчатская область является уникальным районом страны по своим особенностям, стимулирующим использование геотермальной энергии. Во-первых, она расположена в области современного вулканизма, где геотермальная энергия наиболее доступна и создание на ее основе систем энергоснабжения экономически наиболее целесообразно. Во-вторых, Камчатка, по существу, лишена собственных ресурсов органического топлива, за исключением небольшого месторождения газа на западном экономически мало развитом побережье и двух небольших месторождений угля, уголь одного из которых имеет очень высокую зольность, а второе расположено на севере в плохо освоенном районе. Ежегодный завоз топлива на Камчатку составляет около 2 млн т у.т., в том числе до 0,9 млн т жидкого.

Запасы природных теплоносителей Камчатского полуострова позволяют покрыть до 100% потребности в централизованном электроснабжении и более 50% в теплоснабжении.

Однако в настоящее время доля геотермальных ресурсов в общем балансе полуострова составляет в электроэнергии менее 2%, а в теплоснабжении около 8%. При этом использование теплового потенциала уже освоенных и разведанных месторождений осуществляется часто неудовлетворительно. Так, например, максимальная нагрузка Паужетской ГеоТЭС менее 50% установленной мощности, не решен вопрос об использовании тепловой энергии добываемой вместе с паром термальной воды в количестве 23 тыс. м³/сут, законсервировано Верхне-Паратунское месторождение с утвержденными запасами в 23,3 тыс. м³/сут. Прогнозные запасы пара на семи наиболее перспективных месторождениях Камчатки, намечаемых к освоению до 2015 г., достаточны для создания ГеоТЭС суммарной мощностью около 500 МВт.

5.3. Конструктивные особенности ГЕОЭС России и перспективы их развития

Мутновская геотермальная электростанция с автоматизированной системой управления технологическими процессами (АСУТП) является уникальной электростанцией, расположенной на Камчатке в долине вулкана Мутновский и использующей для производства электрической энергии геотермальное тепло.

Электростанция состоит из двух условных энергоблоков, каждый из которых включает парогенерирующую и паротурбинную части. Паро-

генерирующая часть каждого энергоблока включает геотермальные скважины, систему трубопроводов подвода пароводяной смеси от скважин к сепаратору первой степени и сепаратор первой степени, удаленный от скважин на расстояние порядка 1 км. Паротурбинная часть каждого энергоблока состоит из сепаратора второй степени и паровой турбины мощностью 25 МВт с конденсатором смешивающего типа (рис. 5.1).

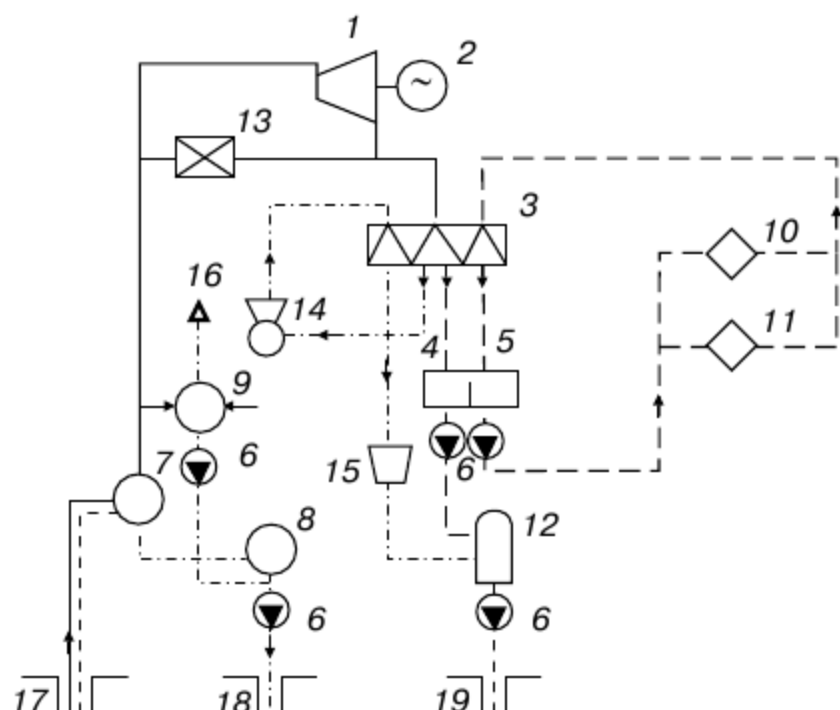


Рис. 5.1. Принципиальная тепловая схема энергоблока:

- 1 — турбина; 2 — генератор; 3 — воздухо-конденсационная установка;
 4 — конденсатосборник; 5 — бак охлаждающей воды; 6 — насос;
 7 — сепаратор; 8 — расширитель; 9 — станционный шумоглушитель;
 10 — маслоохладитель; 11 — воздухоохладитель; 12 — абсорбер;
 13 — дроссельно-увлажнительная установка; 14 — эжекторная установка;
 15 — водокольцевой компрессор; 16 — выхлопная труба; 17 — добычная скважина; 18 — скважина закачки сепарата; 19 — скважина закачки конденсата

Основные технические решения были разработаны АО «Геотерм» и АО «Наука». Генеральным подрядчиком строительства станции «под ключ» явилось ГУП ВО «Технопромэкспорт», поставщиком оборудования производственно-технического комплекса (ПТК) АСУТП — фирма Сименс, а разработчиком АСУ ТП и всего программно-алгоритмического обеспечения ПТК — ЗАО «Интеравтоматика».

В августе 2002 г. был осуществлен пуск первого, а в ноябре — второго блока ГеоЭС.

Программно-алгоритмическая часть АСУТП имеет иерархическую структуру. Самый нижний уровень этой иерархии образует логика контроля и управления арматурой (задвижки, соленоидные и регулирующие)

ющие клапаны, двигатели и т.д.), т.е. логика разрешений и неотключаемых блокировок.

Следующий уровень образуют АВР, блокировки и АСР управляющие арматурой, образующей ту или иную технологическую группу. На этом уровне располагаются пошаговые программы, управляющие отдельными технологическими системами (программы разворота турбины, включения генератора в сеть и т.п.).

Наконец, в АСУТП Мутковской ГеоЭС существует программа наивысшего уровня иерархии — программа пуска/останова блока, которая управляет остальными пошаговыми программами, запуская их в нужной очередности.

Основой устойчивой работы станции во всех ее номинальных аварийных и пусковых режимах является турбинный регулятор, который из-за большого количества задач, возложенных на регулирующие клапаны, структурирован на несколько регуляторов, каждый из которых берет на себя управление клапанами в зависимости от режимов работы блока:

- регулятор разворота турбины;
- регулятор положения клапанов;
- регулятор мощности;
- стерегущий регулятор минимального давления;
- стерегущий регулятор максимальной мощности;
- корректирующий регулятор положения клапанов;
- все переключения между регуляторами происходят безударно.

Насосы системы закачки отработавшего теплоносителя, пожарные и вспомогательные насосы, электрощиты управления, а также система защиты рабочего тракта ГеоЭС от коррозии и солеотложений расположены в насосном отсеке. При эксплуатации система защиты позволяет удалять отложения солей из турбин и воздушных конденсаторов, в период простоя предотвращать стояночную коррозию.

Турбины для Мутновской ГеоЭС имеют несколько специфических отличий: регулирование расхода пара на входном трубопроводе осуществляется с помощью вращательной захлопки типа «баттерфляй», а выхлоп пара из турбин происходит вертикально вверх. Все ступени турбины имеют наружный бандаж и развитую систему сепарации влаги.

В перспективе предстоят реконструкция и расширение до 21 МВт Паужетской ГеоТЭС, начаты работы по разведке Нижне-Кошелёвского месторождения. На Курильских островах АО «Сахалинэнерго» осваивает Океанское месторождение на о. Итуруп и Менделеевское на о. Кунашир.

Уникальным объектом является система централизованного теплоснабжения, создаваемая на базе Мутновского геотермального месторождения и использующая сбросное тепло ГеоТЭС (тепловая энергия сепарата и конденсата паровых турбин) и тепло пароводяной смеси некондиционных скважин.

В качестве теплоносителя для 1-й очереди системы теплоснабжения будет использовано 600 т/ч конденсата паровых турбин ГеоТЭС и 600 т/ч артезианской воды, которые после дегазации и подщелачивания по однетрубной тепломагистрале с трубопроводом диаметром 500 мм будут подавать в г. Елизово на расстояние 83 км. К этому теплопроводу подключат системы отопления восьми населенных пунктов.

Замена в системах отопления подключаемых населенных пунктов органического топлива геотермальным теплом сократит завоз на полуостров 65 тыс. т мазута и 150 тыс. т каменного угля в год, сократит загрязнение воздушного бассейна и, кроме того, заметно улучшит технико-экономические показатели ГеоТЭС.

Оценивая состояние проблемы изучения и практического использования геотермальных ресурсов в России в целом, необходимо отметить следующее.

Современная практика, организация, техническая и технологическая обеспеченность работ не может быть признана удовлетворительной. Темпы наращивания объемов использования термальных вод остаются низкими, сроки изучения и ввода в эксплуатацию месторождений, а также затраты на их освоение неоправданно завышены, степень использования ресурсов и их теплоэнергетического потенциала очень мала, составляя доли процента от имеющихся возможностей.

Не соответствует объективным возможностям и зарубежному опыту научно-технический уровень решения задач в этой области на этапах изучения и оценки месторождений, их обустройства, эксплуатации и разработки.

Все современные достижения в практическом применении геотермальных ресурсов связаны в основном с низкоминерализованными высоко- и среднепотенциальными природными теплоносителями, которые могут быть использованы по прямому циклу без серьезных затрат на решение экологических задач безопасного их сброса. Однако такие теплоносители имеют сравнительно ограниченное распространение и ресурсы. Низкопотенциальные подземные воды пользуются очень широким распространением, охватывая обширные районы страны, в том числе лишенные местных топливных ресурсов, и характеризуются неблагоприятной экологической ситуацией. Однако введение

низкопотенциальных теплоносителей в хозяйственный оборот требует предварительного решения ряда научно-технических и технологических задач, так как в России отсутствует как опыт их эксплуатации по «замкнутой» геодинамической технологии, так и соответствующие технические средства, обеспечивающие глубокое использование теплоэнергетического потенциала (в первую очередь, тепловые насосы и теплообменное оборудование), а также комплексное использование в качестве гидроминеральных и бальнеологических ресурсов.

Накопленный опыт использования энергии недр, возможность решения технических и технологических проблем, уровень подготовленности практических и теоретических вопросов, методы добычи геотермальной тепловой энергии свидетельствуют о том, что основным направлением использования в настоящее время и в ближайшей перспективе является геотермальное теплоснабжение жилищно-коммунальных, сельскохозяйственных и промышленных объектов, за счет которого и может быть получена значительная экономия традиционного органического топлива.

Контрольные вопросы

1. Как классифицируют источники геотермальной энергии?
2. Как используются источники ГТЭ?
3. Где расположены источники геотермальной энергии в России?
4. Каковы запасы геотермической энергии в мире и России?
5. Расскажите о конструктивных особенностях ГеоЭС России и перспективах их развития.
6. Как работает Мутновская ГеоЭС?

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭНЕРГИИ ОКЕАНОВ И МОРЕЙ

6.1. Приливообразующие силы Луны и Солнца

Под влиянием притяжения Луны и Солнца происходят периодические поднятия и опускания поверхности морей и океанов — приливы и отливы. Частицы воды совершают при этом и вертикальные и горизонтальные движения. Наибольшие приливы наблюдаются в дни сизигий (новолуний и полнолуний), наименьшие (квадратурные) совпадают с первой и последней четвертями Луны. Между сизигиями и квадратурами амплитуды приливов могут изменяться в 2,7 раза.

Вследствие изменения расстояния между Землей и Луной приливообразующая сила Луны в течение месяца может изменяться на 40%, изменение приливообразующей силы Солнца за год составляет лишь 10%. Лунные приливы в 2,17 раза превышают по силе солнечные.

Основной период приливов полусуточный. Приливы с такой периодичностью преобладают в Мировом океане. Наблюдаются также приливы суточные и смешанные. Характеристики смешанных приливов изменяются в течение месяца в зависимости от склонения Луны.

В открытом море подъем водной поверхности во время прилива не превышает 1 м. Значительно большей величины приливы достигают в устьях рек, проливах и в постепенно суживающихся заливах с извилистой береговой линией. Наибольшей величины приливы достигают в заливе Фанди (Атлантическое побережье Канады). У порта Монктон в этом заливе уровень воды во время прилива поднимается на 19,6 м. В Англии, в устье реки Северн, впадающей в Бристольский залив, наибольшая высота прилива составляет 16,3 м. На Атлантическом побережье Франции, у Гранвиля, прилив достигает высоты 14,7 м, а в районе Сен-Мало до 14 м. Во внутренних морях приливы незначительны. Так, в Финском заливе, вблизи Санкт-Петербурга, величина прилива не превышает 4...5 см, в Черном море, у Трапезунда, доходит до 8 см.

Поднятия и опускания водной поверхности во время приливов и отливов сопровождаются горизонтальными приливоотливными те-

чениями. Скорость этих течений во время сизигий в 2—3 раза больше, чем во время квадратур. Приливные течения в моменты наибольших скоростей называют «живой водой».

При отливах на пологих берегах морей может происходить обнажение дна на расстоянии в несколько километров по перпендикуляру к береговой линии. Рыбаки Терского побережья Белого моря и полуострова Новая Шотландия в Канаде используют это обстоятельство при ловле рыбы. Перед приливом они устанавливают на пологом берегу сети, а после спада воды подъезжают к сетям на телегах и собирают попавшую в них рыбу.

Когда время прохождения приливной волны по заливу совпадает с периодом колебаний приливообразующей силы, возникает явление резонанса, и амплитуда колебаний водной поверхности сильно возрастает. Подобное явление наблюдается, например, в Кандалакшском заливе Белого моря.

В устьях рек приливные волны распространяются вверх по течению, уменьшают скорость течения и могут изменить его направление на противоположное. На Северной Двине действие прилива сказывается на расстоянии до 200 км от устья вверх по реке, на Амазонке — на расстоянии до 1400 км. На некоторых реках (Северн и Трент в Англии, Сена и Орне во Франции, Амазонка в Бразилии) приливное течение создает крутую волну высотой 2...5 м, которая распространяется вверх по реке со скоростью 7 м/с. За первой волной может следовать несколько волн меньших размеров. По мере продвижения вверх волны постепенно ослабевают, при встрече с отмелями и преградами они с шумом дробятся и пенятся. Явление это в Англии называется бор, во Франции маскаре, в Бразилии поророка.

В большинстве случаев волны бора заходят вверх по реке на 70...80 км, на Амазонке же до 300 км. Наблюдается бор обычно во время наиболее высоких приливов.

Спад уровня воды в реках при отливе происходит медленнее, чем подъем во время прилива. Поэтому, когда в устье начинается отлив, на удаленных от устья участках еще может наблюдаться последствие прилива.

Река Сен-Джонс в Канаде, недалеко от места впадения в залив Фанди, проходит через узкое ущелье. Во время прилива ущелье задерживает движение воды вверх по реке, уровень воды выше ущелья оказывается ниже и поэтому образуется водопад с движением воды против течения реки. При отливе же вода не успевает достаточно быстро проходить через ущелье в обратном направлении, поэтому уровень воды

выше ущелья оказывается выше и образуется водопад, через который вода устремляется вниз по течению реки.

Приливоотливные течения в морях и океанах распространяются на значительно большие глубины, чем течения ветровые. Это способствует лучшему перемешиванию воды и задерживает образование льда на ее свободной поверхности. В северных морях благодаря трению приливной волны о нижнюю поверхность ледяного покрова происходит уменьшение интенсивности приливоотливных течений. Поэтому зимой в северных широтах приливы имеют меньшую высоту, чем летом.

Поскольку вращение Земли вокруг своей оси опережает по времени движение Луны вокруг Земли, в водной оболочке нашей планеты возникают силы приливного трения, на преодоление которых тратится энергия вращения, и вращение Земли замедляется. По законам небесной механики дальнейшее замедление вращения Земли повлечет за собой уменьшение скорости движения Луны по орбите и увеличение расстояния между Землей и Луной. В конечном итоге период вращения Земли вокруг своей оси должен сравняться с периодом обращения Луны вокруг Земли. Это произойдет, когда период вращения Земли достигнет 55 сут. При этом прекратится суточное вращение Земли, прекратятся и приливоотливные явления в Мировом океане.

В течение длительного времени происходило торможение вращения Луны за счет возникавшего в ней приливного трения под действием земного притяжения (приливо-отливные явления могут возникать не только в жидкой, но и в твердой оболочке небесного тела). В результате Луна потеряла вращение вокруг своей оси и теперь обращена к Земле одной стороной. Благодаря длительному действию приливообразующих сил Солнца потерял свое вращение и Меркурий. Как и Луна по отношению к Земле, Меркурий обращен к Солнцу только одной стороной.

В XVI и XVII в. энергия приливов в небольших бухтах и узких проливах широко использовалась для приведения в действие мельниц. Впоследствии она применялась для приведения в действие насосных установок водопроводов, для транспортирования и монтажа массивных деталей сооружений при гидростроительстве.

В наше время приливная энергия в основном превращается в электрическую энергию на приливных электростанциях и вливается затем в общий поток энергии, вырабатываемой электростанциями всех типов. В отличие от гидроэнергии рек средняя величина приливной энергии мало меняется от сезона к сезону, что позволяет приливному

электростанциям более равномерно обеспечивать энергией промышленные предприятия.

В приливных электростанциях используется перепад уровней воды, образующийся во время прилива и отлива. Для этого отделяют прибрежный бассейн невысокой плотиной, которая задерживает приливную воду при отливе. Затем воду выпускают, и она вращает гидротурбины.

6.2. Энергетические ресурсы океанов

Мировой океан представляет собой огромный резервуар возобновляемых энергетических ресурсов (ВЭР). В настоящее время развитие океанской энергетики связано с использованием:

- энергии морских волн (приливные, ветровые, зыбь) и течений;
- градиентов температур и солености морской воды.

В соответствии с практическим интересом использование волновой энергии океана связано с созданием волновых ЭС (ВолЭС), приливных ЭС (ПЭС), электростанций морских течений (ЭСМТ).

Отдельное направление составляют энергоустановки:

- океанские тепловые ЭС (ОТЭС), использующие температурный градиент;
- гидротермальные ЭС, использующие разницу температур между водой океана и воздуха в северных районах.

Суммарная мощность приливов оценивается в $3 \cdot 10^{12}$ Вт (за год 10^{20} Дж — сравнимо с годовым потреблением энергии населением Земли).

Мировой технический потенциал приливной энергии оценивается в 1 млрд кВт (треть от суммарной мощности 3 млрд кВт), что соответствует потенциалу почти всех рек мира и теоретически дает возможность вырабатывать 2,5 трлн...3 трлн кВт·ч электроэнергии. Специалисты считают, что примерно 50% этой мощности может быть использовано в странах, берега которых омываются морями с высотой прилива более 5 м (Россия, Канада, США, Франция, Англия, Индия, Китай, Южная и Северная Корея, Австралия).

Приливная энергия (в отличие от солнечной и ветровой) характеризуется неизменностью ее среднемесячного потенциала в сезонном и в многоголетних циклах, но прерывиста в течение суток.

Чередование приливов и отливов (ежесуточно через 6 ч 12 мин) требует от гидротурбинных ПЭС способности работать при переменных направлениях вращения (капсульные агрегаты типа турбина — насос).

По оценкам экспертов, сейчас в мире насчитывается пять мест наиболее благоприятных для строительства ПЭС:

- два смежных залива в Канаде (Фанди) и в США (Пассамакуоди);
- Французское побережье вдоль Ла-Манша и устье реки Ране;
- устья (эстуарии) рек Англии, впадающих в Ирландское море;
- побережье Кимберли в Австралии;
- побережье Белого моря в России.

В случае полного освоения этих пяти зон и при 20% извлечения энергии приливов на ПЭС можно получить 30 тыс. МВт, т.е. примерно мощность 10 современных крупных АЭС. Этого достаточно для местного энергоснабжения.

6.3. Приливные электростанции

Приливная электростанция — электростанция, преобразующая энергию морских *приливов* в электрическую. ПЭС использует перепад уровней «полной» и «малой» воды во время прилива и отлива. Перекрыв плотиной залив или устье впадающей в море (океан) реки (образованный водоем называют бассейном ПЭС), можно при достаточно высокой амплитуде прилива (более 4 м) создать напор, достаточный для вращения *гидротурбин* и соединенных с ними *гидрогенераторов*, размещенных в теле плотины. При одном бассейне и правильном полусуточном цикле приливов ПЭС может вырабатывать электроэнергию непрерывно в течение 4...5 ч с перерывами соответственно 2...1 ч четырежды за сутки (такая ПЭС называется *однобассейновой* *двухстороннего действия*). Для устранения неравномерности выработки электроэнергии бассейн ПЭС можно разделить плотиной на два или три меньших бассейна, в одном из которых поддерживается уровень «малой», а в другом — «полной» воды; третий бассейн — резервный; гидроагрегаты устанавливаются в теле разделительной плотины. Но и эта мера полностью не исключает пульсации энергии, обусловленной цикличностью приливов в течение полумесячного периода. При совместной работе в одной энергосистеме с мощными тепловыми (в том числе и атомными) электростанциями энергия, вырабатываемая ПЭС, может быть использована для участия в покрытии пиков нагрузки энергосистемы, а входящие в эту же систему ГЭС, имеющие водохранилища сезонного регулирования, могут компенсировать внутримесячные колебания энергии приливов.

На ПЭС устанавливают *капсульные гидроагрегаты*, которые могут использоваться с относительно высоким КПД в генераторном (пря-

мом и обратном) и насосном (прямом и обратном) режимах, а также в качестве водопропускного отверстия. В часы, когда малая нагрузка энергосистемы совпадает по времени с «малой» или «полной» водой в море, гидроагрегаты ПЭС либо отключены, либо работают в насосном режиме — подкачивают воду в бассейн выше уровня прилива (или откачивают ниже уровня отлива) и таким образом аккумулируют энергию до того момента, когда в энергосистеме наступит пик нагрузки. В случае, если прилив или отлив совпадает по времени с максимумом нагрузки энергосистемы, ПЭС работает в генераторном режиме. Таким образом, ПЭС может использоваться в энергосистеме как *пиковая электростанция*.

Использование приливной энергии ограничено главным образом высокой стоимостью сооружения ПЭС.

В целях ее снижения в СССР впервые в мировой практике строительства ГЭС при возведении ПЭС был предложен и успешно осуществлен так называемый наплавной способ, применяющийся в морском гидротехническом строительстве (тоннели, доки, дамбы и другие сооружения). Сущность способа состоит в том, что строительство и монтаж объекта производятся в благоприятных условиях приморского промышленного центра, а затем в собранном виде объект буксируется по воде к месту его установки. Таким способом в 1963—1968 гг. на побережье Баренцева моря в губе Кислой (Шалимской) была сооружена первая в СССР опытно-промышленная ПЭС.

Здание ПЭС (36×18×15 м) из тонкостенных элементов (толщиной 15...20 см), обеспечивающих высокую прочность при небольшой массе сооружения, было возведено в котловане на берегу Кольского залива, близ г. Мурманска. После монтажа оборудования и испытания корпуса здания на водонепроницаемость котлован был затоплен, здание на плаву вывели в море и отбуксировали в узкое горло губы Кислой. Здесь во время отлива оно было установлено на подводное основание и соединено сопрягающими дамбами с берегами; тем самым было перекрыто горло губы и создан бассейн ПЭС. В здании ПЭС размещены два обратимых гидроагрегата мощностью 400 кВт каждый. ПЭС 28 декабря 1968 г. дала промышленный ток.

В России выполнены проекты Тугурской ПЭС и Пенжинской ПЭС на Охотском море, энергия которых может быть передана в энергодефицитные районы Юго-Восточной Азии. На Белом море проектируется Мезенская ПЭС, энергию которой предполагается направить в Западную Европу по объединенной энергосистеме «Восток — Запад».

Наплавная «российская» технология строительства ПЭС, апробированная на Кислогубской ПЭС и на защитной дамбе Санкт-Петербурга, позволяет на треть снизить капитальные затраты по сравнению с классическим способом строительства гидротехнических сооружений за перемычками.

6.4. Состояние использования энергии океанов в мире

Первая в мире крупная ПЭС была введена в действие в 1967 г. в устье р. Ране (Франция). Она имела мощность 240 МВт и состояла из 24 капсульных агрегатов по 10 МВт. В год здесь вырабатывается 544 млн кВт·ч, удельные капитальные вложения составили около 1000 дол. США/кВт, что в 2...2,5 раза выше стоимости ГЭС аналогичной мощности. Однако эксплуатационные расходы здесь в 2 раза ниже, чем на ГЭС, поэтому вырабатываемая на ПЭС энергия одна из самых дешевых во Франции.

В Канаде в 1983 г. введена в эксплуатацию ПЭС «Анаполис» мощностью 20 МВт, годовая выработка электроэнергии 54 млн кВт·ч, удельные капитальные вложения превышают 2000 дол. США.

В Китае в 1959 г. на побережье Южно-Китайского моря введена в эксплуатацию опытная ПЭС мощностью 40 кВт, доведенная до 200 кВт, там же в 1970 г. введена вторая станция (три агрегата по 55 кВт (165 кВт)). В 1981 г. на побережье Восточно-Китайского моря введена в действие ПЭС «Джангксия» с одним агрегатом мощностью 500 кВт, в 1986 г. мощность станции увеличена до 3,9 МВт. Предполагается построить ПЭС на 10 МВт.

В настоящее время в США, Канаде, Великобритании и Индии (всего в 13 странах) разрабатываются проекты крупных ПЭС, мощностью до сотен и тысяч мегаватт.

Однако ПЭС «Ране» во Франции до сих пор остается единственной крупной приливной электростанцией.

В нашей стране разработки в области приливной энергетики велись давно. В 1950-х гг. созданы теоретические основы приливной энергетики. В 1960 г. Гидропроектом подготовлен проект Кислогубской опытно-промышленной ПЭС (г. Мурманск) мощностью 1,2 МВт (три турбины по 400 кВт), годовая выработка электроэнергии 3,9 млн кВт·ч. Далее он был значительно переделан. Разрабатывались проекты и других крупных ПЭС для районов: Мезенский залив (Белое море) — мощ-

ность 15,2 МВт (41 млрд кВт·ч), Тургутской и Пенжинской створы (Охотское море) (8...31 МВт).

По некоторым оценкам, строительство Мезенской ПЭС будет возможно в начале 2012 г., а Тургутской и Пенжинской не ранее 2020 г. Основное препятствие к строительству ПЭС — низкие экономические показатели.

Энергия, выделяемая при волновом движении масс воды в океане, очень велика. Среднее количество энергии, которое можно получить от волны высотой 3 м, составляет около 90 кВт на 1 м побережья. Однако практическая реализация этой энергии весьма затруднительна. В настоящее время запатентован ряд технических решений, позволяющий с определенной эффективностью решать эту проблему. К ним, в частности, относятся преобразователи энергии:

- «Утка Солтера» (Эдинбургский университет, Англия) (системы поплавков), его КПД около 85% (другие системы около 50%), по оценкам, 12 ВолЭС длиной 50 миль каждая могли бы обеспечить потребности Великобритании в электроэнергии;
- «Волновой насос» (Г.И. Денисенко, Россия), многомодульная конструкция из полых сфер;
- «Шарнирный плот Кокерелла», состоящий из поплавков-пontoнов.

В 1978 г. в Японии начала давать ток небольшая плавучая ВолЭС мощностью 2 кВт. Здесь волны сжимают воздух, который поступает на лопатки турбины электрогенератора. ВолЭС смонтирована на судне водоизмещением 500 т.

Отрицательное воздействие ВолЭС связано с блокировкой значительных площадей морских лагун, заливов и т.д.

Кроме того, для ВолЭС характерна очень малая плотность использования энергии; с 1 км² площади океана можно получить не более 1 МВт, а для СЭС — 30...100 МВт, ВЭС — 10 МВт.

В недавнем прошлом определенный интерес вызывала идея использования морских течений для выработки электроэнергии. В США был разработан проект установки (в районах относительно сильных течений) турбины с диаметром рабочего колеса 170 м и длиной ротора 70 м. Однако в дальнейшем, по мере выявления трудностей реализации проекта, работы были остановлены. Не нашли достаточного практического воплощения и реализации выработки электроэнергии на океанских ТЭС.

Эти исследования проводятся в ряде стран (США и Япония) в течение более 15 лет и направлены на создание ОТЭС, использующих разность температуры воды на поверхности океана (28...30 °С) и на глу-

бине (4...7 °С). В 1978 г. в США вблизи Гавайских островов испытана плавучая ОТЭС мощностью 50 кВт. С 1980 г. действует государственная программа по разработке ОТЭС мощностью 40 МВт на шельфе о. Оаху (Гавайи).

В Японии в 1977 г. испытана тропическая ОТЭС мощностью 1 кВт (разница температур 21 °С), а в 1980 г. пущена опытная ОТЭС мощностью 100 кВт. С 1982 г. ведется разработка проекта ОТЭС мощностью 400 МВт.

Выполненные проекты показали, что на ОТЭС можно добиться следующих показателей: удельный расход морской воды 5 кг/с/кВт и более, удельные капитальные вложения 800...1500 дол. США/кВт, стоимость вырабатываемой энергии 0,02...0,04 дол. США/кВт·ч, КПД нетто станции 0,02...0,025.

Единственной страной в мире, которая занимается разработкой арктической ОТЭС, являлся бывший СССР, а теперь Россия. Идея ее создания была высказана еще в 1932 г. акад. А. Иоффе. В 1979 г. были проработаны фреоновые турбины. Принципиальные схемы АОТЭС проработаны в Институте проблем морских технологий Дальневосточного отделения Российской академии наук (ДОРАН).

Дополнительным видом энергии для ОТЭС является энергия, которую можно получить на основе разности соленостей воды. Потенциал этого источника оценивается в 1 млрд кВт, соизмеримый с тепловым потенциалом океана. Совместное использование тепловой и химической энергии возможно, если температура менее соленой воды будет выше температуры более соленой.

Повышение эффективности ОТЭС возможно за счет комбинированного использования этой энергии и солнечной энергии для нагрева рабочего тела ОТЭС (подогрев жидкости до кипения или перегрев пара перед турбиной в солнечном нагревателе).

Экспертами ЮНЕСКО оценены основные удельные экономические показатели для различных типов ЭС, которые надо рассматривать как очень приближенные (табл. 6.1).

Арктические океанические тепловые электростанции могут работать по обычной схеме ОТЭС, основанной на закрытом цикле с низкокипящей рабочей жидкостью. В ОТЭС входят: парогенератор для получения пара рабочего вещества за счет теплообмена с морской водой, турбина для привода электрогенератора, устройства для конденсации отработавшего в турбине пара, а также насосы для подачи морской воды и холодного воздуха. Более перспективна схема арктической ОТЭС с промежуточным теплоносителем, охлаждаемым воздухом в «оросительном режиме».

Таблица 6.1

Удельные экономические показатели различных типов электростанций

Тип электростанции	Мощность, МВт	Удельные капитальные затраты, дол/кВт	Стоимость энергии у потребителя, цент/ кВт·ч
ТЭС на мазуте	1000	500	4
АЭС	1100	1000	7
ЭСМТ с гидротурбиной типа «Корнолис»	80	1300	7
ОТЭС на градиенте температур	250	2400	7
ВЭС	2	1600	9
Системы ВЭУ у побережья моря	—	3200	12
Приливные:			
ПЭС «Ране»	240	1000	5
ПЭС «Мэц»	500	3500	9
Волновые ЭС	100	13 000	15
Установка на градиенте солености воды	100	4000	10

Примечание. Стоимость энергии у потребителя обычно на 2 цента дороже себестоимости.

Такая установка может быть изготовлена уже в настоящее время. В ней могут быть использованы:

а) для испарителя — кожухопластинчатый теплообменник APV тепловой мощностью 7000 кВт;

б) для конденсатора — кожухопластинчатый теплообменник APV тепловой мощностью 6600 кВт или любой другой конденсационный теплообменник такой же мощности;

в) турбогенератор — турбина Юнгстрем на 400 кВт и два встроенных генератора с дисковыми роторами на постоянных магнитах общей мощностью 400 кВт;

г) насосы — любые, производительностью для теплоносителя — 2000 м³/ч, для рабочего вещества — 65 м³/ч, для охладителя — 850 м³/ч;

д) градирня — сборно-разборная 5...6 м высотой, диаметром 8...10 м. Установка может быть собрана в 20-футовом контейнере и перебрасываться в любое необходимое место, где имеется река с потоком воды более 2500 м³/ч, с температурой воды не менее +30 °С или большое озеро, из которого можно брать такое же количество воды, и холодный воздух температурой ниже –30 °С. На сборку градирни по-

требуется всего несколько часов, после чего, если обеспечена подача воды, установка будет работать и выдавать для полезного использования более 325 кВт электроэнергии без какого-либо топлива.

Из вышеизложенного видно, что уже и настоящее время можно обеспечить человечество альтернативной электроэнергией, если вкладывать в это средства.

6.5. Специфика энергетического расчета ПЭС

В настоящее время в мире накоплен значительный опыт проектирования средних и крупных ПЭС.

В энергетическом расчете учитывается основная благоприятная особенность энергии приливов — постоянство (и, следовательно, полная предсказуемость) среднегодовой и среднемноголетней энергоотдачи. С другой стороны, для ПЭС характерны резкая неравномерность энергоотдачи в течение суток (от нулевой до максимальной) и ежесуточное смещение амплитуды энергоотдачи, а также наличие полумесячных циклов. Все это определяет сравнительно малое число часов использования мощности ПЭС.

Поскольку естественный режим работы ПЭС не согласуется с режимом электропотребления, неизбежны либо непосредственная компенсация колебаний энергоотдачи с помощью ТЭС, либо аккумулярование приливной энергии в водохранилищах ГЭС (или АЭС) с последующей выдачей энергии по требуемому для потребителей (или энергосистемы) режиму.

Итак, могут рассматриваться две принципиальные схемы использования ПЭС, существенно отличающиеся по режиму дублирования мощности.

1. Прямое зеркальное отображение графика работы ПЭС графиком работы ТЭС. Очевидно, это возможно, если ТЭС постоянно сохраняют вращающийся резерв мощности, который реагирует на быстрое снижение (или повышение) нагрузки, причем на всю величину колебаний. В энергосистемах, где с помощью ТЭС покрывается весь график нагрузки, колебания энергоотдачи ПЭС могут частично компенсироваться маневренными газотурбинными или другими установками. В смешанной теплогидроэнергетической системе, где ТЭС покрывают базисную нагрузку, компенсация колебаний энергоотдачи ПЭС прямо зависит от соотношения между мощностью ПЭС и величиной вращающегося резерва мощности ТЭС.

2. В смешанных энергосистемах, где пик графика покрывают гидроэлектростанции, возможность компенсации колебаний энергоотдачи ПЭС определяется наличными или специально создаваемыми свободными мощностями на ГЭС и свободными полезными емкостями их водохранилищ.

6.6. Непосредственное использование в графике нагрузки энергоотдачи приливов

На рисунках 6.1 и 6.2 приведены характерные графики суточной энергоотдачи ПЭС. Из сопоставления этих графиков видно, что ПЭС могут быть привлечены к покрытию суточного графика электрической нагрузки лишь в течение 50...60% времени, в том числе на полную мощность — в течение 5...10% времени.

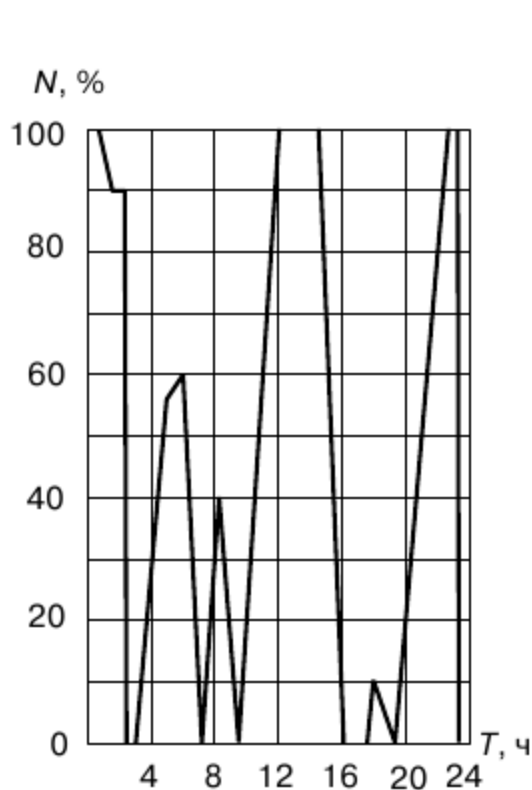


Рис. 6.1. Характерный график суточной энергоотдачи ПЭС

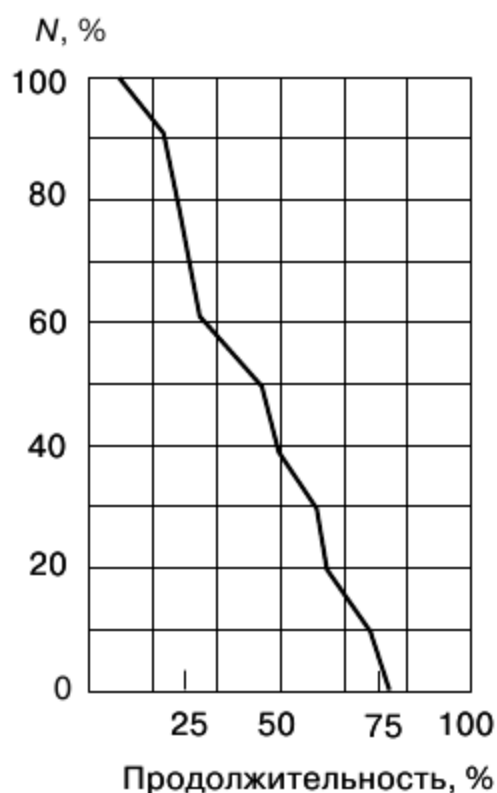


Рис. 6.2. Кривая продолжительности работы ПЭС

На рисунке 6.3 показано возможное участие ПЭС в покрытии суточного графика электрической нагрузки энергосистемы. Заштрихованная площадь соответствует той энергоотдаче ПЭС, которая не может быть поглощена энергосистемой из-за недостатка нагрузки потребителей.

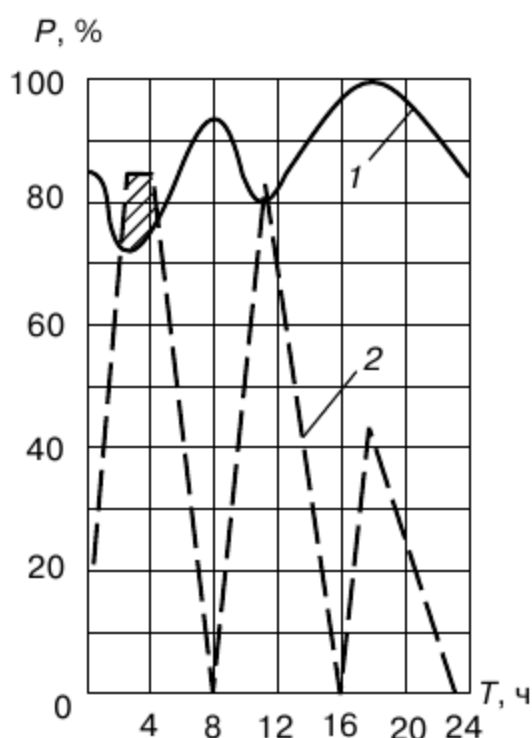


Рис. 6.3. Покрытие суточного графика электрической нагрузки системы при значительном удельном весе ПЭС:
1 — максимум нагрузки энергосистемы; 2 — мощность ПЭС

Рассматривая отдачу мощности и энергии ПЭС, учтем смещение ординат графика нагрузки по солнечному календарю и ежесуточное смещение почти на 1 ч ординаты графика нагрузки ПЭС по лунному календарю. Ввиду малой вероятности совпадения мощности ПЭС с максимумом нагрузки ввод ПЭС в энергосистему не приводит к изъятию из баланса части мощности других электростанций, а следовательно, и к отказу от их сооружения.

Что касается размера экономии топлива, то он определяется, с одной стороны, полнотой использования энергоотдачи, зависящей от соотношения максимальной мощности ПЭС и ТЭС, и, с другой стороны, топливной характеристикой ТЭС при колебании ее нагрузки в компенсационном режиме. Повсеместный рост напряженности топливно-энергетического баланса и затрат на энергообеспечение влияет в перспективе на повышение топливного эффекта ПЭС.

Большинство перспективных створов ПЭС расположено в далеких от энергосистем прибрежных изолированных районах, а мощности ТЭС может оказаться недостаточно, чтобы использовать высокую энергоотдачу ПЭС. Поэтому при заведомой нехватке вращающегося резерва мощности ТЭС для компенсации энергоотдачи ПЭС и при значительном удельном весе ПЭС в балансе системы становится актуальной приведенная ниже схема компенсации.

При наличии в энергосистеме непокрытой остропиковой электрической нагрузки может оказаться целесообразным обеспечивать некоторую отдачу мощности ПЭС в пиковые часы путем предварительной насосной подкачки. При этом, естественно, снизятся выработка и топливный эффект ПЭС.

6.7. Использование ПЭС в комплексе с ГЭС (ГАЭС)

В смешанной энергосистеме, где ГЭС покрывают пиковую и полупиковую, а ТЭС — базисную нагрузку, использование ПЭС зависит от наличия свободной мощности и емкости водохранилищ ГЭС. Если ГЭС избыточной энергоемкостью не располагают (а именно так обстоит дело на действующих ГЭС), реализуется описанная выше схема дублирования мощности ПЭС.

Энергетический расчет осуществляется при этом в два приема. Сначала выработкой ГЭС покрывается пик графика нагрузок, затем в расчет включается энергоотдача ПЭС и после этого находятся требуемые колебания нагрузки на ТЭС (рис. 6.4, *а*).

Ничего не меняется в результатах расчета, если пик графика нагрузки покрывать выработкой ПЭС, а оставшуюся часть графика — от ГЭС (рис. 6.4, *б*).

Более благоприятные перспективы энергетического использования открываются перед ПЭС, если имеются или специально созданы дополнительные мощность и емкость водохранилищ на ГЭС в целях аккумуляции приливной энергии и последующей выдачи ее в виде дополнительной выработки и мощности ГЭС. В этом случае в отличие от вышеописанной схемы дублирование мощности ПЭС осуществляется от ГЭС (или ГАЭС), где единовременные и особенно эксплуатационные затраты по дополнительным агрегатам (с учетом затрат по водохранилищу и ВЛ) могут быть ниже, чем на ТЭС. Кроме того, при расширении мощности ГЭС, имеющей невысокую степень регулирования стока, может быть получена дополнительная сезонная выработка электроэнергии.

Определенный мощностной эффект может быть получен «бесплатно» за счет последовательного доиспользования вводимых ГЭС в период освоения их мощности.

Энергетический расчет в схеме компенсации мощности сводится к определению преобразованной средней гарантированной отдачи

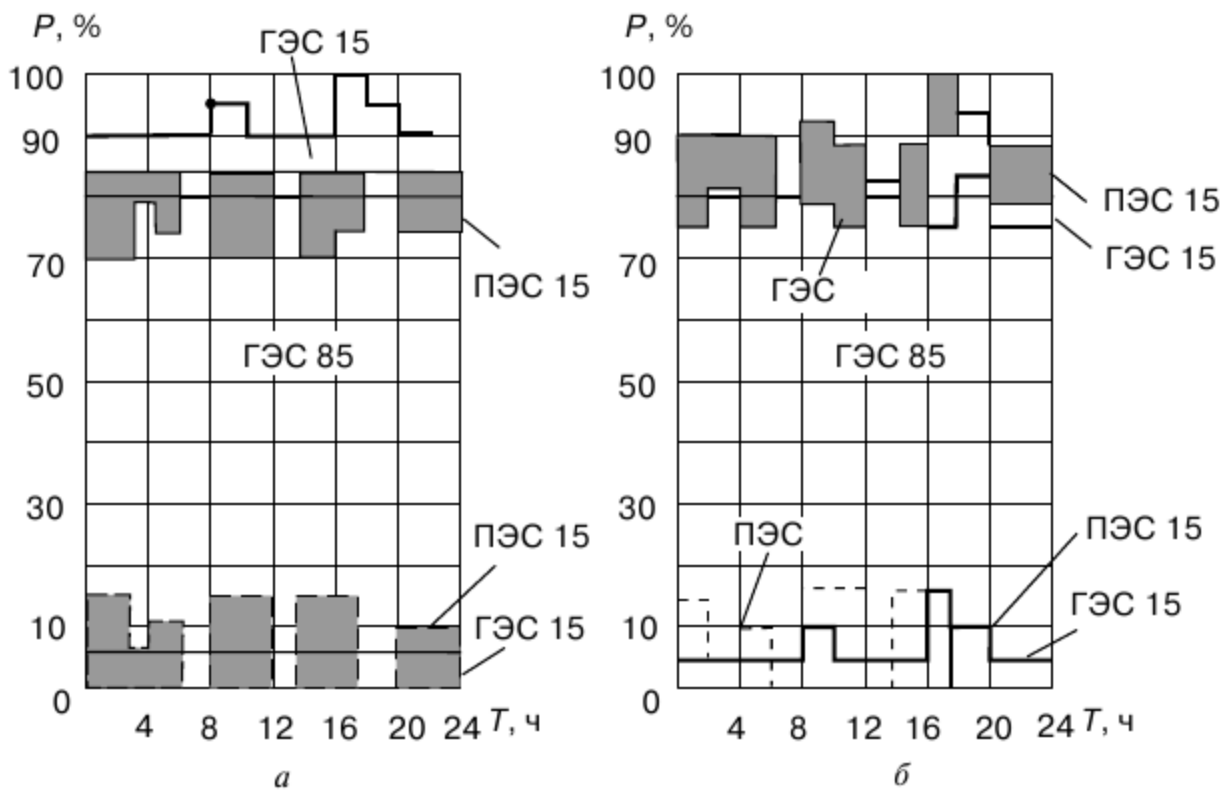


Рис. 6.4. Покрытие пика графика нагрузки:
a — сначала от ГЭС, потом от ПЭС; *б* — сначала от ПЭС, затем от ГЭС

ПЭС (за весь цикл колебаний энергоотдачи, т.е. примерно за 29 сут) и оценке мощностного эффекта, исходя из предполагаемой зоны графика нагрузки, покрываемого с помощью ГЭС и ТЭС.

Покрытие всей пиковой зоны графика нагрузки с помощью ГЭС предусматривается при проектировании Тугурской ПЭС. Для ПЭС, которые размещаются в районе с крупными энергосистемами (Мезенская, Фанди в Канаде), представляется вероятной необходимость преобразования энергоотдачи ПЭС в полупиковый режим (12...16 ч в сутки с недельным регулированием).

В общем виде мощность ПЭС, которая с помощью ГЭС заменяет некоторую мощность ТЭС, составит:

$$N_{\text{ПЭС}}^{\text{исп}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{ПЭС}} 24 \eta_{\text{нед}} \eta_{\text{рез}}}{8760 h_{\text{сут}}}, \quad (6.1)$$

где $\mathcal{E}_{\text{ПЭС}}$ — годовая выработка ПЭС; $\eta_{\text{нед}}$ — коэффициент недельного регулирования мощности; $\eta_{\text{рез}}$ — коэффициент резерва; $h_{\text{сут}}$ — число часов использования максимума нагрузки после покрытия пиковой зоны графика с помощью ГЭС.

При базисном режиме использования преобразованной энергоотдачи ПЭС и 2500 ч работы мощностной эффект, реализуемый с помощью ГЭС, составит около $1/3$ номинальной мощности ПЭС. При полу-

пиковом режиме мощностной эффект может увеличиться до 50...60% номинальной мощности.

Поскольку критическими ситуациями для баланса энергии являются совпадения наибольшей мощности ПЭС с наименьшей нагрузкой по графику, должна быть проверена целесообразность неполного использования мощности ПЭС. Как свидетельствует график, приведенный на рис. 6.5, недоиспользование выработки при допущении холостых сбросов мало.

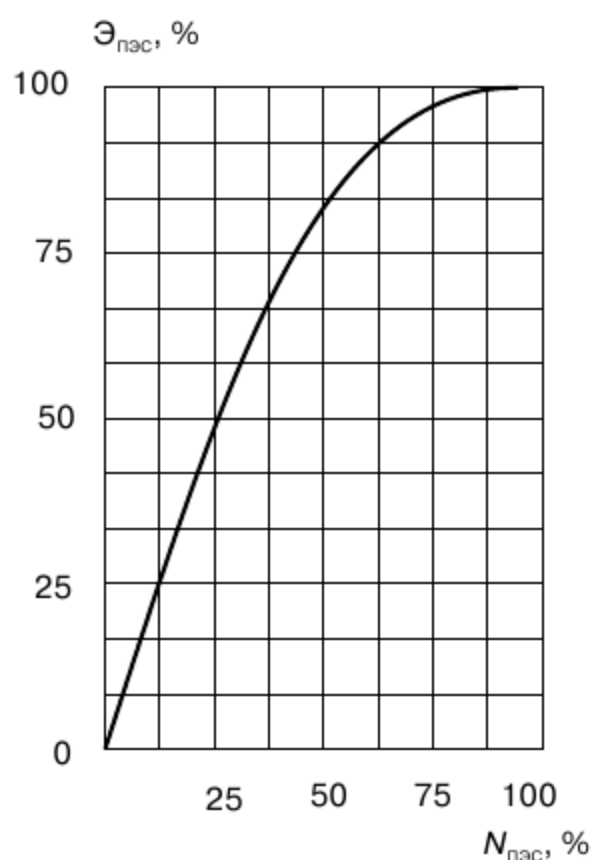


Рис. 6.5. Примерная выработка энергии на ПЭС при различном использовании ее мощности

Анализ тенденций изменения топливно-энергетического баланса подтверждает актуальность проблемы включения в перспективное электроснабжение таких нетрадиционных источников возобновляемой энергии, как приливные электростанции.

При оценке сравнительной эффективности ПЭС существенное значение приобретает их экологическая нейтральность.

Вследствие особенностей компенсации энергоотдачи ПЭС их эффект по мощности и выработке прямо зависит от возможности совместной работы с ГЭС и ТЭС.

Наиболее вероятны две схемы использования ПЭС: непосредственное восприятие колебаний их выработки вращающимся резервом мощности ТЭС и погашение этих колебаний с помощью сво-

бодных или специально создаваемых мощностей ГЭС и емкостей их водохранилищ. Первая схема зависит от кратности соотношения мощности ТЭС и ПЭС и топливных характеристик ТЭС. Во второй схеме может быть использовано (в зависимости от графика нагрузки) от $1/3$ до $3/5$ мощности ПЭС путем ее дублирования более дешевой мощностью ГЭС.

Выявленный по той или иной схеме энергетический эффект ПЭС и связанные с этим капиталовложения в ГЭС и ВЛ служат основой для оценки экономической эффективности ПЭС как источника электроэнергии.

Контрольные вопросы

1. Как влияют Луна и Солнце на поднятие и опускание поверхности морей и океанов?
2. Какова энергия морей и океанов?
3. Как работают приливные электростанции?
4. Как используется энергия морей и океанов в мире?
5. В чем состоит особенность сооружения ПЭС «наплавным» способом?
6. В чем состоит особенность сооружения арктических океанических тепловых электростанций?
7. Расскажите об особенностях энергетического расчета ПЭС.
8. Как целесообразно использовать ПЭС в комплексе с ГЭС (ГАЭС)?

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВТОРИЧНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ

7.1. Система определений, понятий и классификация вторичных энергетических ресурсов

Под понятием «вторичные энергетические ресурсы» (ВЭР) подразумевается энергетический потенциал продукции, отходов, побочных и промежуточных отходов, образующихся в технологических установках (агрегатах), который не используется в самом агрегате, но может быть частично или полностью использован для энергоснабжения других установок.

Понятие «энергетический потенциал» означает наличие определенного запаса энергии (химически связанной теплоты, физической теплоты, потенциальной энергии избыточного давления). К ВЭР не относится химически связанная теплота продукции топливоперерабатывающих, газогенераторных, углеобогащительных производств и те энергетические отходы, которые используются в самом агрегате — источнике ВЭР (регенерация теплоты).

По виду энергии ВЭР разделяются на три группы:

- топливные (горючие). Под горючими ВЭР подразумеваются непосредственно сами горючие отходы, не пригодные для дальнейшей технологической переработки: доменный газ, отходящий газ сажевых печей, абсорбционный газ при производстве мономеров для синтетических каучуков и т.д.;
- тепловые — физическая теплота отходящих газов технологических установок, физическая теплота продукции и отходов основного производства, отработанной в технологическом процессе воды, пара, теплота конденсата. К тепловым ВЭР относятся также: низкопотенциальная теплота вентиляционных выбросов, сбросных жидкостей и газов от теплотехнологических установок;

- избыточное давление — потенциальная энергия газов и жидкостей, покидающих технологические агрегаты с избыточным давлением, которое необходимо снижать перед последующей ступенью использования этих жидкостей или газов при выбросе в атмосферу.

Использование ВЭР является важнейшим направлением экономии энергии на промышленном предприятии.

Под агрегатом-источником ВЭР следует понимать агрегат, в котором образуется и получает потенциал носитель ВЭР (технологические печи, реакторы, холодильники, пароиспользующие установки и т.п.).

Вторичные энергетические ресурсы могут использоваться либо непосредственно без изменения вида энергоносителя для удовлетворения потребности в топливе и теплоте, либо с изменением энергоносителя путем выработки тепловой энергии, электроэнергии, холода или механической работы в утилизационных установках.

Принципиальная схема использования энергетических ресурсов и распределения энергетических потоков при утилизации ВЭР показана на рис. 7.1. На схеме указаны названия отдельных потоков и даны сечения, по которым определяются количественные значения этих показателей, причем наименования справа относятся только к правому потоку, а наименования слева — к обоим потокам.

При утилизации ВЭР следует различать следующие термины и понятия:

Выход ВЭР — количество ВЭР, образующихся в процессе производства в данном технологическом агрегате за единицу времени.

Выработка за счет ВЭР — количество теплоты, холода, электроэнергии или механической работы, получаемых за счет ВЭР в утилизационных установках.

Различают возможную, экономически целесообразную, планируемую и фактическую выработку.

Возможная выработка — максимальное количество теплоты, холода, электроэнергии или механической работы, которые могут быть практически получены за счет данного вида ВЭР с учетом режимов работы агрегата-источника ВЭР и утилизационной установки.

Экономически целесообразная выработка — максимальное количество теплоты, холода, электроэнергии или механической работы, целесообразность получения которых в утилизационной установке (в течение рассматриваемого периода) подтверждается экономическими расчетами.

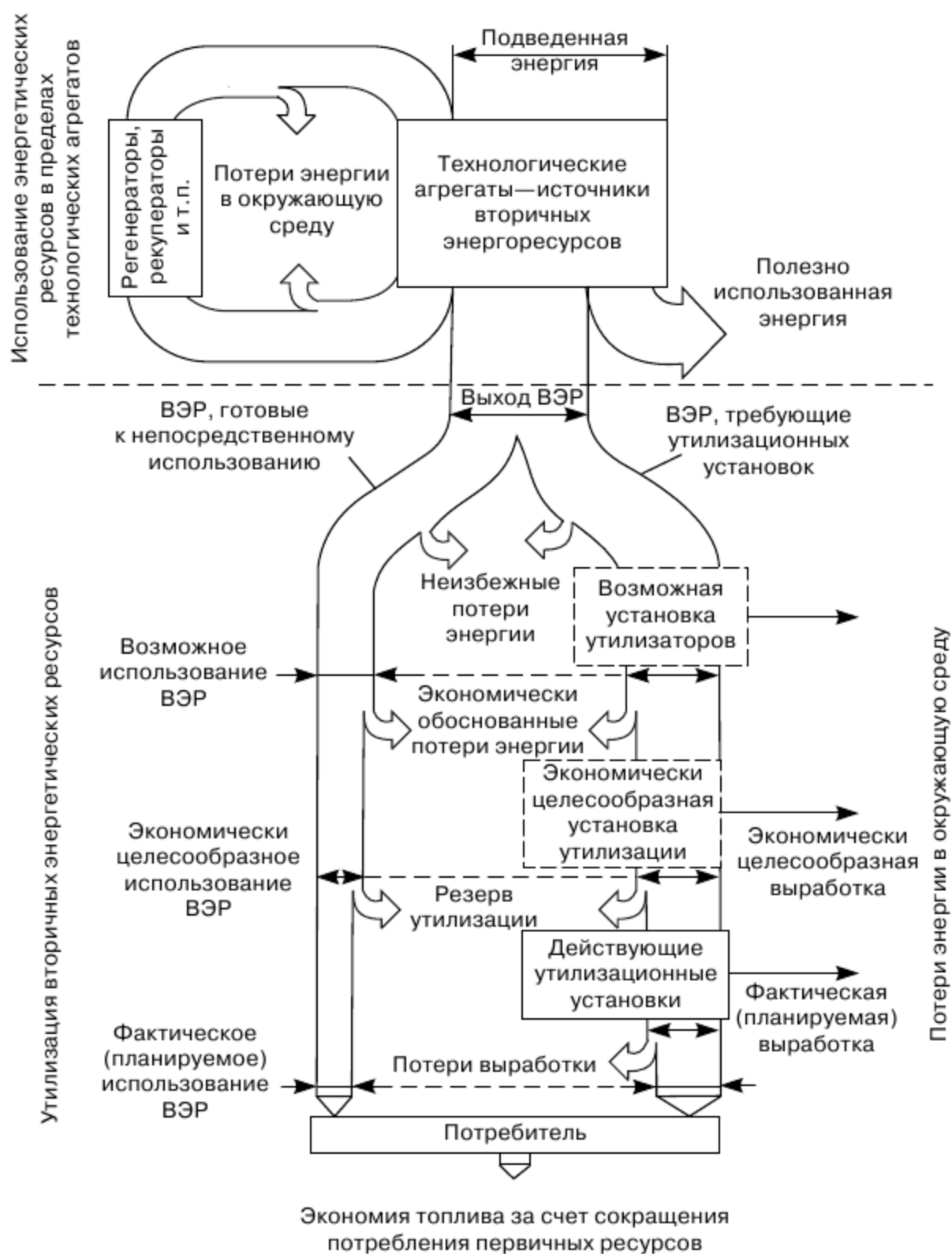


Рис. 7.1. Принципиальная схема использования энергоресурсов

Для проектируемых установок экономически целесообразная выработка — такое количество теплоты, холода, электроэнергии или механической работы, получение которого за счет ВЭР и использование потребителями дает наибольший экономический эффект.

Поскольку параметры утилизационных установок выбирают из условия их наибольшей эффективности, то возможная выработка

тепловой энергии в данной утилизационной установке экономически целесообразна.

Планируемая выработка — количество теплоты, холода, электроэнергии или механической работы, которое предполагается получить за счет ВЭР при осуществлении плана развития данного производства, предприятия, отрасли в рассматриваемый период с учетом ввода новых, модернизации действующих и вывода устаревших утилизационных установок.

Фактическая выработка — фактически полученное количество теплоты, холода, электроэнергии или механической работы на действующих утилизационных установках за отчетный период.

Коэффициент выработки за счет ВЭР — отношение фактической (планируемой) выработки к экономически целесообразной (возможной).

Коэффициент выработки может определяться для одного агрегата-источника ВЭР, для группы однотипных агрегатов, для цеха, предприятия, отрасли по каждому виду ВЭР.

Использование ВЭР — количество используемой у потребителей энергии, вырабатываемой за счет ВЭР в утилизационных установках, а также топлива и теплоты, получаемых непосредственно как ВЭР.

Использование ВЭР, как и выработка за счет ВЭР, могут быть возможными, экономически целесообразными, планируемыми и фактическими (см. рис. 7.1).

При определении возможного и экономически целесообразного использования ВЭР учитывают наличие технически разработанных и проверенных методов и конструкций по утилизации ВЭР, наличие места для размещения утилизационных установок, наличие потребителей энергии и пр.

При использовании ВЭР с преобразованием энергоносителя в утилизационной установке возможное использование ВЭР равнозначно возможной выработке за счет ВЭР и численно равно ей.

Экономия топлива за счет ВЭР — количество первичного топлива, которое экономится за счет использования вторичных энергетических ресурсов. Экономия топлива соответственно использованию ВЭР также может быть возможной, экономически целесообразной, планируемой и фактической. По величине экономии топлива осуществляют суммирование различных видов ВЭР.

Коэффициент утилизации ВЭР — отношение фактической (планируемой) экономии топлива за счет ВЭР к экономически целесообразной (возможной). Коэффициент утилизации может определяться для одно-

го агрегата-источника ВЭР или для группы агрегатов, для предприятия, отрасли по каждому виду ВЭР и суммарно — для всех видов ВЭР.

Вторичные энергетические ресурсы одной группы классифицируются также по источникам их образования. Например, теплота уходящих газов мартеновских печей, теплота уходящих газов нагревательных печей, теплота уходящих газов трубчатых печей нефтепереработки и т.д.

В зависимости от видов и параметров ВЭР различают четыре основных направления использования вторичных энергоресурсов:

- *топливное* — непосредственное использование горючих ВЭР в качестве топлива;
- *тепловое* — использование теплоты, получаемой непосредственно в качестве ВЭР или вырабатываемой за счет ВЭР в утилизационных установках. К этому направлению относится также выработка холода за счет ВЭР в абсорбционных холодильных установках;
- *силовое* — использование механической или электрической энергии, вырабатываемой в утилизационных установках (станциях) за счет вторичных энергоресурсов;
- *комбинированное* — использование тепловой и электрической (или механической) энергии, одновременно вырабатываемых за счет ВЭР в утилизационных установках (утилизационных ТЭЦ) по теплофикационному циклу.

Классификация ВЭР по видам и направлениям использования приведена в табл. 7.1.

7.2. Определение выхода и использования ВЭР

Выход и возможное использование ВЭР рассчитывают в удельных показателях на единицу продукции или единицу времени (1 ч) работы агрегата-источника ВЭР.

Удельные показатели выхода ВЭР, выработки энергии и их использования относят к единице продукции основного производства в случае многопродуктового производства или к единице расхода сырья (топлива).

Удельный (часовой) выход ВЭР определяют как произведение удельного (часового) количества энергоносителя на его энергетический потенциал. В качестве единиц измерения количества энергоносителя используют единицы массы (килограмм, тонна); для газообразных энергоносителей — единицы объема (кубический метр при нормальных условиях: ($P = 10^5$ Па, $t = 0$ °С)).

Таблица 7.1

Классификация ВЭР				
Вид ВЭР	Носители ВЭР	Энергетический потенциал	Выход ВЭР	Способ использования
Горючие	Твердые, жидкие и газообразные горючие отходы	Теплота сгорания	$Q = Q_N^P m_{ВЭР},$ $B = \frac{Q_N^P m_{ВЭР}}{7000}$	Сжигание в топливоиспользующих установках (топливное)
Тепловые	Отходящие газы Охлаждающая вода Конденсат Отходы производства Промежуточные продукты Готовая продукция	Физическое тепло	$Q = c(t - t_0) m_{ВЭР}$	Выработка в теплоутилизационной установке теплоэнергии в виде водяного пара или горячей воды (тепловое)
	Вторичный или отработанный водяной пар	Энтальпия	$Q = (i_t - i_0) m_{ВЭР}$	В теплоиспользующих установках (тепловое) либо в утилизационной турбине для выработки электроэнергии (силовое и комбинированное)
ВЭР избыточного давления	Газы и жидкости с избыточным давлением	Работа изотропного расширения	$W = l m_{ВЭР}$	Производство электроэнергии или механической работы в утилизационной турбине (силовое)

Примечание. Q_N^P — низшая теплота сгорания; $m_{ВЭР}$ — удельное (часовое) количество энергоносителя в виде твердых, жидких или газообразных продуктов; l — работа изотропного расширения; c — теплоемкость энергоносителя; i_t — энтальпия газа перед расширением, К; i_0 — энтальпия газа в конце изотропного расширения, К.

Энергетический потенциал энергоносителей определяется:

- для горючих ВЭР — низшей теплотой сгорания Q_H^P ;
- для тепловых ВЭР — перепадом энтальпий Δi ;
- для ВЭР избыточного давления — работой изоэнтропного расширения l .

В качестве единиц измерения потенциала используют единицы для измерения энергии (килокалория, килоджоуль, киловатт-час).

Таким образом, удельный (часовой) выход ВЭР определяется: для горючих ВЭР:

$$q_{\text{ВЭР}}^{\Gamma} = m_{\text{ВЭР}} Q_H^P. \quad (7.1)$$

Обычно количество горючих ВЭР выражают в килограммах или тоннах условного топлива, тогда

$$q_{\text{ВЭР}}^{\Gamma} = \frac{m_{\text{ВЭР}} Q_H^P}{Q_y}; \quad (7.2)$$

для тепловых ВЭР:

$$q_{\text{ВЭР}}^{\Gamma} = m_{\text{ВЭР}} c (t - t_0) = m_{\text{ВЭР}} \Delta i; \quad (7.3)$$

для ВЭР избыточного давления:

$$q_{\text{ВЭР}}^{\Pi} = m_{\text{ВЭР}} l, \quad (7.4)$$

где $m_{\text{ВЭР}}$ — удельное (часовое) количество энергоносителя в виде твердых, жидких или газообразных продуктов; Q_y — теплота сгорания условного топлива ($Q_y = 7000$ ккал/кг, или 29 300 кДж/кг).

Удельное (часовое) количество энергоносителя $m_{\text{ВЭР}}$ определяют путем расчета материального баланса агрегата — источника ВЭР или из его энерготехнологических характеристик, регламентов производства или по показателям соответствующих приборов.

Низшую теплоту сгорания горючего ВЭР определяют экспериментальным путем или по известным в теплотехнике формулам в зависимости от его элементарного состава.

Перепад энтальпий Δi для тепловых ВЭР определяют в зависимости от температуры энергоносителя на выходе из агрегата-источника ВЭР, а также температуры окружающей среды (которую для простоты расчетов можно условно принять равной 0 °С), если энергоноситель выбрасывается в атмосферу, или температуры, до которой должен быть охлажден энергоноситель при поступлении его на следующую стадию технологического процесса в случае его промежуточного охлаждения. В общем случае:

$$\Delta i = c_1 t_1 - c_0 t_0, \quad (7.5)$$

где t_1 — температура энергоносителя на выходе из агрегата — источника ВЭР, °С; c_1 — теплоемкость энергоносителя при этой температуре (для газов берется теплоемкость при постоянном давлении); t_0 — температура энергоносителя при поступлении его на следующую стадию технологического процесса либо температура окружающей среды, °С; c_0 — теплоемкость энергоносителя при температуре t_0 .

Для водяного пара энтальпию находят по специальным таблицам либо по i - s -диаграмме. Перепад энтальпий Δi определяется разностью энтальпий водяного пара и питательной воды, поступающей на испарение.

Температуру энергоносителя t_1 на выходе из агрегата — источника ВЭР определяют из расчета его теплового баланса либо из его энерготехнологических характеристик, а также путем замера соответствующими приборами. Теплоемкость энергоносителя в зависимости от его состава определяют по соответствующим справочникам.

Работу изоэнтропного расширения (кВт·ч/кг) для жидкостей определяют из выражения:

$$l = \frac{0,027(p_1 - p_2)}{\gamma}, \quad (7.6)$$

где p_1 — давление жидкого энергоносителя на выходе из технологического агрегата, Па; p_2 — давление энергоносителя при поступлении на следующую ступень использования или давление окружающей среды при выбросе в атмосферу, Па; γ — удельный вес жидкости, кг/м³.

Для газообразных энергоносителей:

$$l = \frac{i_1 - i_2}{860}, \quad (7.7)$$

где i_1 — энтальпия газа перед расширением при давлении p_1 и температуре t_1 К, ккал/кг; i_2 — энтальпия газа в конце изоэнтропного расширения до давления p_2 при температуре t_2 К, ккал/кг.

Температуру газа t_2 в конце изоэнтропного расширения рассчитывают по формуле

$$t_2 = t_1 \left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{k-1}{k}}, \quad (7.8)$$

где k — средний показатель изоэнтропы в интервале температур t_1 и t_2 , определяемый по истинным теплоемкостям газа.

Выход ВЭР определяется рядом факторов технологического характера, поэтому в общем случае суточный график выхода ресурса отличается значительной неравномерностью. В этой связи различают показатели удельного (часового) выхода: максимальный, минимальный (гарантированный) и средний. В расчетах ВЭР обычно определяют средний выход.

Для целей учета и планирования использования ВЭР необходимо определять объем выхода ВЭР за рассматриваемый период (месяц, год) по формуле:

$$Q_{\text{ВЫХ}} = q_{\text{ВЫХ}}^{\text{УД}} M \quad (7.9)$$

или

$$Q_{\text{ВЫХ}} = q_{\text{ВЫХ}}^{\text{Ч}} \tau, \quad (7.10)$$

где $q_{\text{ВЫХ}}^{\text{УД}}$ — удельный выход ВЭР; M — выпуск основной продукции (или расход сырья, топлива), к которой отнесен удельный выход ВЭР за рассматриваемый период; $q_{\text{ВЫХ}}^{\text{Ч}}$ — часовой выход ВЭР; τ — число часов работы агрегата — источника ВЭР в рассматриваемый период.

Использование горючих ВЭР в качестве топлива, как правило, равно выходу ВЭР. Однако в некоторых случаях имеют место неизбежные потери энергоносителя, связанные с особенностями технологического процесса либо с условиями утилизации ВЭР, предварительной его подготовкой (очисткой, аккумуляцией и т.п.). При этом использование ВЭР меньше выхода на величину неизбежных потерь.

Использование ВЭР, утилизируемых с преобразованием энергоносителя, равно возможной выработке энергии за счет ВЭР в утилизационной установке.

Возможную выработку электроэнергии в утилизационной установке за счет ВЭР избыточного давления можно определить по формуле

$$W = M m_{\text{ВЭР}}^{\text{УД}} \eta_{oi} \eta_M \eta_G M \quad (7.11)$$

или

$$W = m_{\text{ВЭР}}^{\text{Ч}} \tau \eta_{oi} \eta_M \eta_G, \quad (7.12)$$

где η_{oi} — относительный внутренний КПД турбины; η_M — механический КПД турбины; η_G — КПД электрогенератора.

При выработке механической работы (использование утилизационных турбин для привода рабочих машин) в приведенных выше формулах коэффициент η_G опускают.

Если в утилизационной, технологической или энерготехнологической установках вырабатывается пар высоких параметров, то он может быть использован по комбинированному направлению в теплофикационных турбинах.

Основными характеристиками теплофикационной турбины являются: удельный расход теплоты на производство электроэнергии на тепловом потреблении q_T ккал/ (кВт·ч) и удельная выработка электроэнергии на единицу отпущенного тепла ε — кВт·ч/ккал. Зная эти характеристики теплофикационной турбины, можно определить отпуск тепла Q_0 и выработку электроэнергии W в зависимости от количества теплоты Q_T , поступающего на турбину от теплоутилизационной установки:

$$Q_0 = \frac{Q_T}{1 + \varepsilon q_T}, \quad (7.13)$$

$$W = \frac{\varepsilon Q_T}{1 + \varepsilon q_T}. \quad (7.14)$$

При поступлении пара высоких параметров от теплоутилизационных установок на конденсационную турбину выработка электроэнергии может быть определена по формуле:

$$W = \frac{Q_T}{q_K}, \quad (7.15)$$

где q_K — удельный расход теплоты на производство электроэнергии в конденсационной турбине.

7.3. Определение экономии топлива от использования ВЭР

Основой эффективности использования ВЭР является достигаемая при этом экономия первичного топлива и обеспечиваемая за этот счет экономия затрат на добычу и транспортирование топлива. Важнейшим условием для определения экономической эффективности использования ВЭР является определение вида и количества топлива, которое экономится при утилизации ВЭР. Величина экономии топлива зависит от направления использования ВЭР и схемы энергоснабжения предприятия, на котором они используются.

При использовании тепловых ВЭР экономию топлива определяют его расходом в основных (замещаемых) энергетических установках

на выработку такого же количества и тех же параметров тепла, что получено за счет ВЭР. При силовом направлении использования ВЭР экономию топлива определяют затратами его на выработку в основных энергетических установках количества электроэнергии, равного выработке ее в утилизационных установках.

Экономию топлива за счет использования ВЭР определяют по величине утилизированных ВЭР. При тепловом направлении использования ВЭР и отдельной схеме энергоснабжения предприятия экономию топлива определяют по формулам:

при использовании теплоэнергии, выработанной за счет ВЭР в утилизационных установках или полученной непосредственно в качестве ВЭР:

$$B_{\text{ЭК}} = b_3 Q_{\text{T}} \sigma = b_3 Q_{\text{И}}; \quad (7.16)$$

при использовании холода, полученного в утилизационной абсорбционной холодильной установке:

$$B_{\text{ЭК}} = b_3 \frac{Q_{\text{Х}}}{\varepsilon}, \quad (7.17)$$

где Q_{T} — выработка тепловой энергии в утилизационной установке за счет ВЭР; $Q_{\text{И}}$ — использование тепловых ВЭР; σ — коэффициент использования выработки; $Q_{\text{Х}}$ — выработка холода за счет ВЭР; ε — холодильный коэффициент; b_3 — удельный расход топлива на выработку тепловой энергии в замещающей котельной установке, т у.т. /Гкал или т у.т. /ГДж:

$$b_3 = \frac{0,143}{\eta_{\text{ЗАМ}}} \quad \text{или} \quad b_3 = \frac{0,0342}{\eta_{\text{ЗАМ}}}, \quad (7.18)$$

где 0,143; 0,0342 — коэффициенты эквивалентного перевода соответственно 1 Гкал и 1 ГДж в тонну условного топлива; $\eta_{\text{ЗАМ}}$ — КПД энергетической установки, с показателями которой сопоставляется эффективность использования ВЭР.

Такого рода энергетические установки именуется обычно «замещаемыми установками». В зависимости от конкретных условий энергоснабжения в качестве замещаемой установки могут рассматриваться промышленные котельные, котельные ТЭЦ с соответственно различными КПД.

Коэффициент σ , представляющий собой долю используемой потребителями выработки тепловой энергии за счет ВЭР, в значительной мере зависит от несовпадения режимов выхода ВЭР и потребления утилизационной тепловой энергии в часовом, суточном и годовом разрезе. Путем соответствующего подбора потребителей и их коопериро-

вания следует обеспечить максимальное использование выработки и повышение значения коэффициента σ до единицы.

При комбинированном энергоснабжении предприятия от заводской или районной теплоэлектроцентрали использование тепловых ВЭР для теплоснабжения приводит к снижению экономичности работы ТЭЦ вследствие уменьшения тепловой нагрузки отборов турбин. В этом случае экономию топлива за счет ВЭР определяют с учетом перерасхода топлива на ТЭЦ по формуле:

$$B_{\text{ЭК}} = Q_{\text{И}} \left[1 - \varepsilon (q_{\text{К}} - q_{\text{Т}}) \right] \frac{0,143}{\eta_{\text{ТЭЦ}}}, \quad (7.19)$$

где ε — удельная выработка электроэнергии по теплофикационному циклу турбинами замещаемой ТЭЦ на единицу отпущенной потребителям тепловой энергии; $\eta_{\text{ТЭЦ}}$ — КПД котельной ТЭЦ; $q_{\text{К}}$ — удельный расход тепловой энергии на выработку электроэнергии в энергетической системе или теплофикационной турбиной по конденсационному циклу; $q_{\text{Т}}$ — удельный расход тепловой энергии на выработку электроэнергии на замещаемой ТЭЦ по теплофикационному циклу.

При силовом направлении использования ВЭР экономию первичного топлива определяют по формуле:

$$B_{\text{ЭК}} = b_{\text{Э}} W, \quad (7.20)$$

где $b_{\text{Э}}$ — удельный расход топлива на выработку электроэнергии в энергетической системе или на замещаемой установке, с показателями которой сравнивается эффективность использования ВЭР; W — выработка электроэнергии или механической работы утилизационными установками за счет ВЭР.

При комбинированном направлении использования ВЭР и комбинированной схеме энергоснабжения предприятия экономию топлива за счет ВЭР можно определять по формуле:

$$B_{\text{ЭК}} = \frac{0,143 Q_{\text{Т}}}{\eta_{\text{ТЭЦ}}} \frac{1 + \varepsilon q_{\text{Т}} - q_{\text{К}} (\varepsilon - \varepsilon_{\text{У}})}{1 + \varepsilon_{\text{У}} q_{\text{ТУ}}}, \quad (7.21)$$

где $Q_{\text{Т}}$ — количество пара теплоутилизационных установок, поступающего на утилизационную турбину; $\varepsilon_{\text{У}}$, $q_{\text{ТУ}}$ — удельная выработка электроэнергии и удельный расход тепловой энергии на выработку электроэнергии на утилизационной ТЭЦ; ε , $q_{\text{Т}}$ — то же на замещаемой ТЭЦ.

Если известны величины отпуска тепловой энергии и выработки электроэнергии утилизационной турбиной, экономию топлива можно определить как сумму экономии топлива за счет использования тепловой энергии и электроэнергии.

При топливном направлении использования горючих ВЭР экономию топлива определяют из выражения:

$$B_{\text{ЭК}} = 0,143 Q_{\text{И}} \frac{\eta_{\text{ВЭР}}}{\eta_{\text{Т}}} = B_{\text{И}} \frac{\eta_{\text{ВЭР}}}{\eta_{\text{Т}}}, \quad (7.22)$$

где $Q_{\text{И}}$ — величина использования горючих ВЭР, Гкал; $B_{\text{И}}$ — то же в единицах условного топлива; $\eta_{\text{ВЭР}}$ — КПД топливоиспользующего агрегата при работе на горючих ВЭР; $\eta_{\text{Т}}$ — КПД того же агрегата при работе на первичном топливе.

Величина отношения КПД в формуле (7.22) зависит в основном от физических свойств горючих ВЭР. Для высококалорийных горючих ВЭР это отношение в большинстве случаев может быть принято равным единице. При использовании горючих ВЭР в специальных теплоутилизационных установках для выработки пара (как, например,

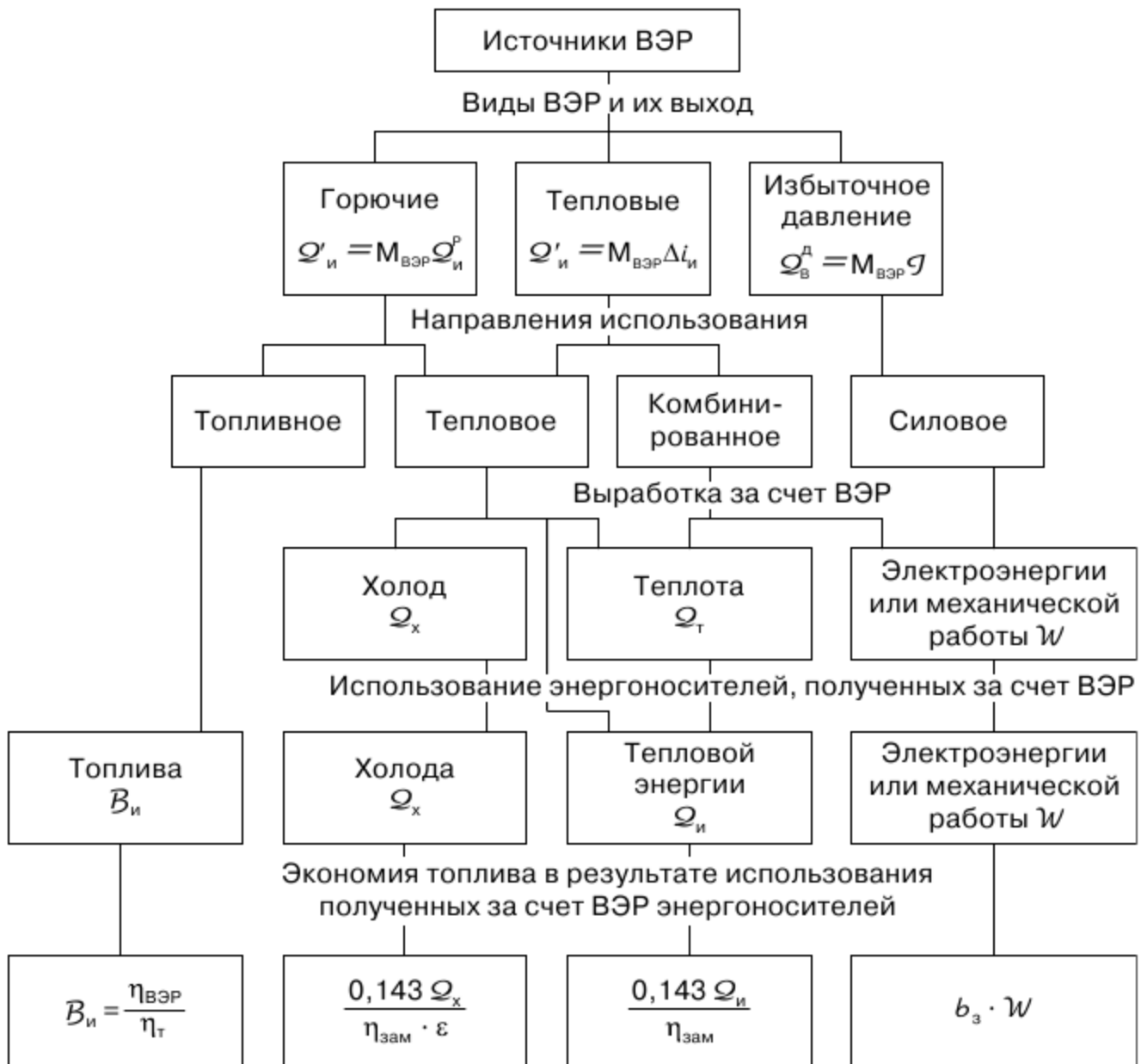


Рис. 7.2. Схема расчета экономии топлива за счет использования ВЭР

химическая энергия конверторных газов в охладителях с доступом воздуха) экономию топлива нужно определять по формулам (7.16, 7.19 или 7.21).

Формулы 7.19, 7.21 и 7.22 используют при измерении тепла в Гкал. Если тепловая энергия измеряется в ГДж, то коэффициент 0,143 в этих формулах необходимо заменить на 0,0342.

По вышеприведенным формулам (7.16) — (7.22) определяют экономию топлива для всех категорий использования ВЭР: возможную, экономически целесообразную, планируемую и фактическую.

По результатам расчетов возможной и фактической (планируемой) экономии топлива за счет использования ВЭР определяется коэффициент утилизации ВЭР, характеризующий степень использования отдельных видов ВЭР на предприятии, по республике, по экономическому району и отрасли промышленности в целом.

Обобщенная схема расчетов экономии топлива при использовании ВЭР показана на рис. 7.2.

7.4. Технологии использования ВЭР при эксплуатации и их учет при проектировании

Горючие ВЭР как дополнительные ресурсы топлива образуются, в основном, в четырех отраслях промышленности: черной металлургии, химической, нефтехимической и целлюлозно-бумажной.

На предприятиях черной металлургии к горючим ВЭР относят доменный, конвертерный и ферросплавный газы. Из трех видов горючих ВЭР наиболее полно используется *доменный газ* в качестве котельно-печного топлива на ТЭЦ, в котельных и технологических печах. Значительная часть этого газа (34%) потребляется в самом доменном цехе на отопление воздухонагревателей.

Потери доменного газа в среднем по отрасли составляют 5,5% и приближаются к технически неизбежным, которые оценивают в 5% выхода.

Ресурсы *конвертерного газа* при охлаждении его без доступа воздуха составляют в настоящее время около 400...450 тыс. т у.т., но в современных условиях ввиду неравномерного выхода и трудности аккумуляции конвертерные газы практически не используются в качестве топлива, а сжигаются на свечах.

Ферросплавный газ применяется в качестве топлива в энергетических котлах и технологических печах для обжига извести.

В настоящее время на металлургических заводах утилизируется примерно 30% имеющихся ресурсов ферросплавного газа.

В химической промышленности горючие ВЭР образуются в производствах аммиака, метанола, капролактама, ацетилена, каустической соды, фосфора и в производствах органического синтеза. В производстве аммиака горючими ВЭР являются *оксид-углеродная фракция, танковые, ретурные и продувочные газы*, а также жидкие углеводороды, в производствах метанола и капролактама — *продувочные газы*, в производстве ацетилена — *сажевый шлам*, в производстве каустической соды — *водородный газ*, в производстве фосфора *печной газ*.

Недостаточный уровень использования горючих ВЭР в отрасли объясняется тем, что некоторые их виды в силу ряда объективных причин совсем не используются. В настоящее время практически не применяется печной газ производства фосфора из-за его взрывоопасности, не совсем решен еще вопрос об использовании избыточного водорода в производстве каустической соды. С низкой степенью используются продувочные газы в производстве метанола по старым схемам и ретурные газы в производстве аммиака. В отрасли ведутся разработки использования указанных ВЭР в качестве топлива.

В нефтехимической промышленности образуются следующие виды горючих ВЭР: *абгаз и мототопливо* (жидкие углеводороды) производства синтетического каучука (СК), *метановодородная фракция* (МВФ) производства этилена и *отходящие газы производства технического углерода* (сажи).

Значительным резервом экономии топлива является использование отходящих газов производства технического углерода.

В целлюлозно-бумажной промышленности горючими ВЭР являются: *сульфатный и сульфитный щелоки, кора и древесные отходы*. Наряду с использованием в качестве топлива сульфитный щелок, кора и древесные отходы используются также по товарному направлению.

Одним из перспективных направлений энергосбережения, требующим для своей реализации совместных координированных усилий предприятий — с одной стороны, и научно-исследовательских и проектных организаций, обеспечивающих разработку схем теплоснабжения и служб эксплуатации источников теплоснабжения — с другой стороны, является комплексное использование ВЭР в схемах теплоснабжения. Хозяйственный механизм до недавнего времени не способствовал проведению таких работ, часто ведомственные интересы

поставщиков тепловой энергии и его потребителей сводились к стремлению, с одной стороны, увеличить мощности источников теплоты, а с другой, исключить его экономное потребление. По установившейся традиции проектировщики схем теплоснабжения вынуждены и сегодня разрабатывать схемы теплоснабжения на основе выданных предприятиям и потребителям завышенных тепловых нагрузок. Такая практика разработки схем теплоснабжения становится своего рода защитой для предприятий промузлов от необходимости проводить энергичную энергосберегающую политику. Выборочная экспертиза проектов промышленных предприятий показывает, что с учетом реальных возможностей энергосбережения тепловые нагрузки многих потребителей могут быть снижены на 20...30% и более.

Если сопоставить потребность отраслей в тепловой энергии без учета энергосбережения, т.е. по заявляемым перспективным нагрузкам, с данными, учитывающими возможности резервов энергосбережения, то в таких теплоемких отраслях, как химия и нефтехимия, без учета энергосбережения на перспективу необоснованно планируется рост теплопотребления по предприятиям на 20...50%. Анализ показывает, что с учетом реальных резервов энергосбережения потребность в тепловой энергии на тех же предприятиях может быть уменьшена на 30...40%.

Данные анализа энергопользования на промузлах показывают, что основным резервом экономии тепловой энергии являются ВЭР. К ним относятся: потери теплоты с отработанным энергоносителем (уходящие газы топливных агрегатов, конденсат теплопотребляющих агрегатов и т.п.), потери теплоты в окружающую среду и потери теплоты, обусловленные особенностями технологии (это потери с отходами производства, полупродуктом и продуктом). Наименьший КПД в промышленности и соответственно наибольший выход ВЭР имеют топливноиспользующие агрегаты — различного рода печи во всех отраслях промышленности. Теплота уходящих газов от этих агрегатов представляет собой наиболее распространенный вид ВЭР. Поэтому, чем больше предприятия промузла потребляют топлива прямого использования, т.е. для энергоснабжения технологических агрегатов, тем больше выход ВЭР и тем больше возможность покрытия тепловых нагрузок за счет их использования.

По промышленности в целом выход ВЭР, включая низкопотенциальную теплоту уходящих газов, тепловых стоков и вентиляционных выбросов, составляет около половины всего их энергопотребления. Следовательно, важнейшей задачей при оценке возможностей энер-

госбережения на промузлах является анализ их энергопотребления, структуры, характеристики потребителей с целью выявления объемов выхода ВЭР и их возможного использования. Приступая к разработке схем теплоснабжения, целесообразно предварительно провести анализ заявляемых тепловых нагрузок с учетом данных о выходе и возможном использовании ВЭР на промузле. Техничко-экономические расчеты эффективности реализации резервов энергосбережения, сопоставление затрат на энергосбережение с затратами на сооружение дополнительных источников теплоснабжения позволяют обоснованно снижать заявляемые тепловые нагрузки предприятий.

При таких расчетах необходимо учитывать, кроме того, экологический эффект как от использования ВЭР (обычно не учитывается), так и от уменьшения мощности источников теплоснабжения. Во многих случаях экологический эффект от использования ВЭР превышает энергетический и является дополнительным важным стимулом в реализации мероприятий по использованию ВЭР.

Проводимые исследования на промузлах показывают, что при анализе резервов экономии тепловой энергии на предприятиях, кроме использования ВЭР, большой эффект дают следующие крупные мероприятия:

- регулирование режимов теплопотребления;
- внедрение систем автоматического контроля и учета за расходом тепловой энергии на стадии потребления;
- анализ возврата конденсата и повышение степени его использования;
- анализ удельных расходов тепловой энергии основного технологического оборудования, сравнение их с современным уровнем и рекомендации по внедрению современного оборудования и технологических процессов;
- обоснованное использование теплоты вентиляционных выбросов.

Учет этих мероприятий на промузле должен явиться серьезным фактором снижения заявляемых нагрузок. Проведение таких технико-экономических расчетов обосновывает не только снижение тепловых нагрузок, но и экономию энергоресурсов, получаемую от разработки оптимизированной схемы с учетом этих мероприятий, экономию капитальных затрат из-за уменьшения количества производимой и распределяемой тепловой энергии и улучшение экологических показателей на предприятиях и источниках теплоснабжения.

Проведение таких технико-экономических расчетов позволит разрабатывать схемы теплоснабжения с учетом реальных возможностей энергосбережения.

7.5. Опыт экономии тепловой энергии за счет использования ВЭР

Пример эффективной утилизации тепла в производстве серной кислоты показан на рис. 7.3. На нефтеперерабатывающих заводах при переработке сернистых нефтей образуется сероводород, который используется для получения серной кислоты и элементарной серы.

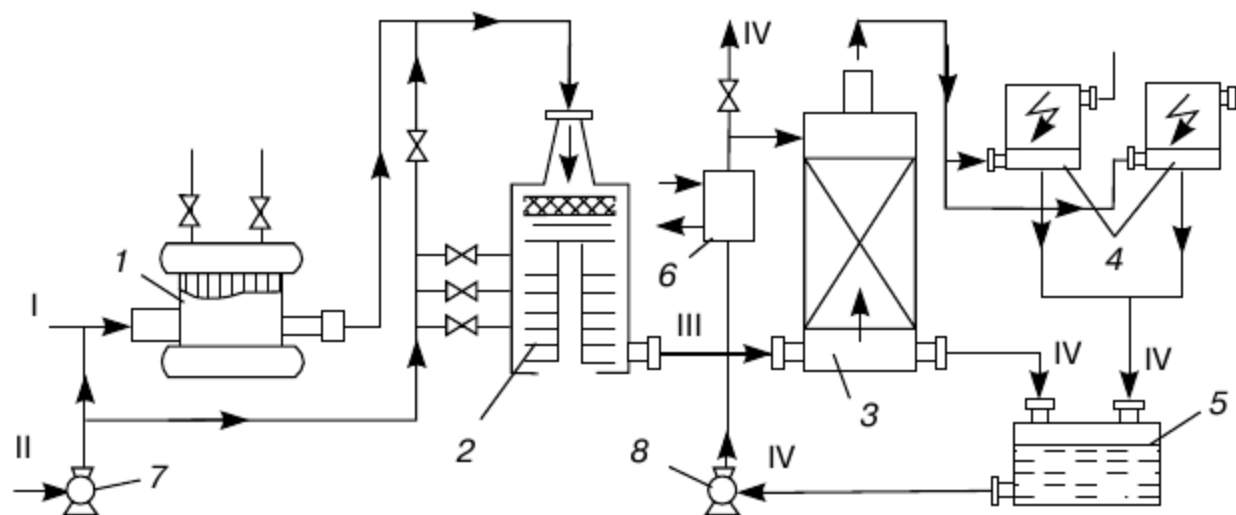


Рис. 7.3. Схема производства серной кислоты и утилизации тепловой энергии:
 1 — котел-утилизатор ПСК-10/40; 2 — контактный аппарат, 3 — башня-конденсатор; 4 — электрофилтры; 5 — сборник серной кислоты;
 6 — холодильник; 7 — воздуходувка; 8 — насос; I — сероводородный газ; II — воздух; III — $\text{SO}_3 + \text{H}_2\text{O}$; IV — серная кислота на склад

Получение серной кислоты на нефтеперерабатывающих заводах осуществляется с помощью процесса мокрого катализа, состоящего из сжигания сероводорода, окисления образующегося сернистого ангидрида в серный и выделения серной кислоты. Сероводород сжигается в топке котла-утилизатора типа ПКС-10/40.

При сжигании сероводорода образуется значительное количество тепловой энергии, которая используется для получения перегретого пара давлением 4 МПа и температурой 360 °С. Выработка тепла на 1 т серной кислоты достигает 0,75 Гкал.

При сжигании сероводорода (см. рис. 7.3) образующийся сернистый ангидрид SO_2 и пары воды направляются в контактный аппарат 2, где, пройдя через слой катализатора, сернистый ангидрид окисляется в серный SO_3 . Из контактного аппарата газ, содержащий SO_3 , и пары воды поступают в башню-конденсатор 3, заполненную кольцевой насадкой, орошаемой слабой серной кислотой. Температура орошающей кислоты на входе в башню составляет 50...60 °С, на выходе из башни 80...90 °С. При охлаждении газа серный ангидрид и пары воды образуют пары сер-

ной кислоты. В нижней части башни происходит быстрое охлаждение газа и возникает его перенасыщение парами серной кислоты. Часть паров конденсируется в виде тумана, который выделяется в электрофилт্রে.

Использование низкопотенциальной тепловой энергии отопительно-вентиляционным агрегатом. Предусмотрено использование тепловой энергии охлаждающей воды с температурой 28...35 °С от технологического оборудования для подогрева в специальном агрегате наружного воздуха, поступающего в приточные камеры отопительно-вентиляционных систем.

Отопительно-вентиляционный агрегат (рис. 7.4) состоит из калорифера 1, контактной камеры, разделенной на ступени промежуточного 2 и предварительного 3 нагрева, дополнительного водораспределителя 5, установленного между ступенями 2 и 3. Агрегат имеет систему защиты от обмерзания, состоящую из обогреваемой опорной решетки 6, насадки ступени 3, греющей рубашки 7 нижней части ступени 3; каплеуловителя 8, поддона 9, вентилятора с электродвигателем 10, промежуточного поверхностного теплообменника 11, циркуляционного насоса 12 с регулировочным клапаном 13 для подачи воды в градирню.

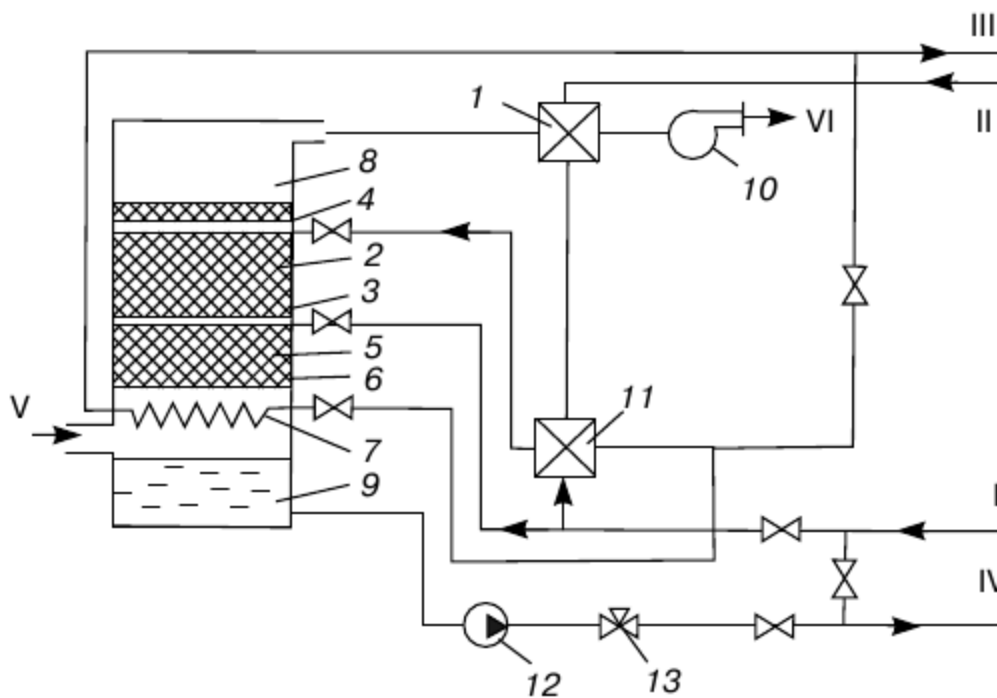


Рис. 7.4. Принципиальная схема отопительно-вентиляционного агрегата:
 1 — калорифер; 2 — ступень промежуточного нагрева; 3 — ступень предварительного нагрева; 4 — водораспределитель; 5 — дополнительный водораспределитель; 6 — опорная решетка; 7 — греющая рубашка; 8 — каплеуловитель; 9 — поддон; 10 — вентилятор с электродвигателем; 11 — теплообменник; 12 — насос; 13 — клапан; I — линия оборотной воды от оборудования; II — линия высокотемпературного теплоносителя (горячая вода из теплосети); III — линия обратной воды в теплосеть; IV — линия воды на градирню; V — линия холодного воздуха; VI — линия нагретого воздуха

Отопительно-вентиляционный агрегат работает следующим образом.

Наружный воздух с отрицательной температурой подается вентилятором 10 под насадку ступени 3 предварительного нагрева. В насадке воздух контактирует с водой, подаваемой через дополнительный водораспределитель 5, и водой, стекающей с насадки 2 промежуточного нагрева. Нагревание и увлажнение происходят в насадке ступени 2 промежуточного нагрева при контактировании с водой, подаваемой через водораспределитель 4. После прохождения через каплеуловитель 8 воздух подогревается до требуемой температуры в калорифере 1 и подается в систему приточной вентиляции.

Нагретая охлаждающая вода, поступающая из производственных цехов от охлаждения оборудования, разделяется на два потока: первый поступает в водораспределитель 5 и, отдавая тепло холодному воздуху в насадке 3, стекает в поддон 9, а второй — направляется в теплообменник 11, где подогревается обратной водой и направляется в водораспределитель 4.

Вода из поддона насосом 12 направляется по обратному трубопроводу в градирню.

Высокотемпературный теплоноситель из подающей магистрали системы теплоснабжения последовательно проходит калорифер 1 и промежуточный поверхностный теплообменник 11 циркуляционного контура агрегата и при 20...30 °С поступает в обратную магистраль системы теплоснабжения.

Годовая экономия от его использования составляет 14 тыс. ГДж тепловой и 66 тыс. кВт·ч электрической энергии. Срок окупаемости затрат — 2 года. Применяется на предприятиях машиностроения и других отраслей промышленности.

Использование теплоты уходящих газов в производственной котельной. Теплоснабжение одного из цехов ПО Моспроммеханизация осуществляется от котельной, в которой установлены три паровых котла МЗК-7 производительностью 1 т/ч каждый. Котлы оснащены горелочными устройствами для работы на природном газе низкого давления (резервное топливо — мазут). Конструкция котлов предусматривает их работу под наддувом, осуществляемым индивидуальными дутьевыми вентиляторами. Удаление продуктов сгорания из котлов производится за счет давления наддува через индивидуальные металлические дымовые трубы.

В целях использования тепловой энергии уходящих газов для нужд горячего водоснабжения и нагрева воды для котельной

была спроектирована и смонтирована за одним из котлов теплоутилизационная установка с контактным экономайзером (рис. 7.5), расположенным над котлом на отметке 3 м. Для подачи газов через экономайзер на выходе их установлен отсасывающий вентилятор Ц13-50 № 3 ($n = 1440 \text{ мин}^{-1}$). Предусмотрена возможность работы котла как с утилизационной установкой, так и без нее (с помощью переключающих заслонок). При отключенном экономайзере заслонка 3 закрыта, а заслонка 2 открыта. При подключении экономайзера заслонка 2 закрывается, открывается заслонка 3, включается отсасывающий вентилятор 5, и газы из котла 1 направляются в экономайзер 4.

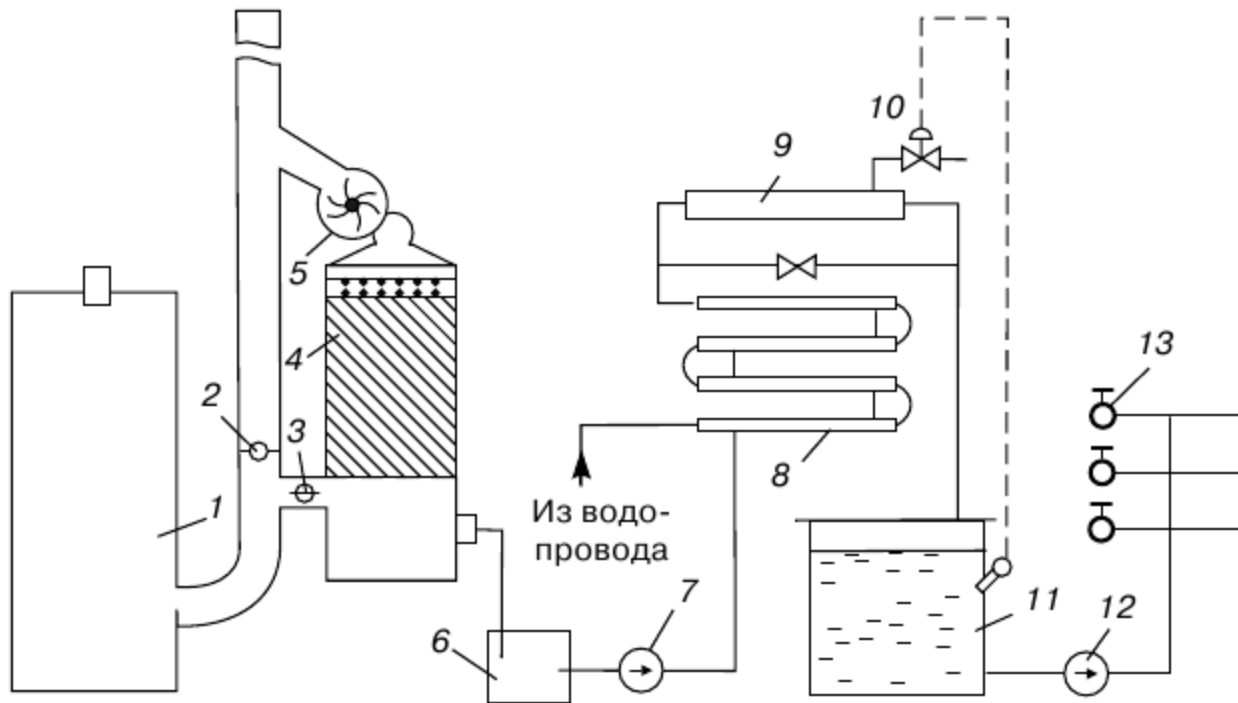


Рис. 7.5. Теплоутилизационная установка с контактным экономайзером:
 1 — котел; 2, 3 — заслонки; 4 — экономайзер; 5 — вентилятор; 6 — бак;
 7 — насос; 8 — теплообменник; 9 — пароводяной бойлер; 10 — регулирующий клапан; 11 — бак горячей воды; 12 — насос; 13 — душевые

Установка работает следующим образом. Уходящие газы из котла 1 поступают в нижнюю зону экономайзера 4, проходят через слой насадки и выбрасываются в дымовую трубу. Подлежащая нагреву вода из оросителя струями подается на слой насадки, стекает в поддон, из которого по переточной трубе сливается в промежуточный бак 6, отсюда циркуляционным насосом 7 направляется в водо-водяной теплообменник 8, затем охлажденная вода через ороситель поступает в экономайзер. Холодная вода из водопровода направляется в теплообменник 8, нагревается в нем и сливается в бак горячей воды 11. Отсюда нагретая вода насосом 12 направляется в душевые 13.

Испытания показали, что при использовании контактного экономайзера КПД МЗК-7 увеличился с 82 до 93% (по высшей теплоте сгорания топлива). Наряду с этим был выявлен и существенный недостаток установки. При эксплуатации наблюдались крайне низкие скорости движения нагреваемой воды в трубках (0,05...0,09 м/с) и особенно греющей воды в межтрубном пространстве (0,01...0,014 м/с).

В связи с указанным недостатком теплоутилизационная установка была оборудована секционными водо-водяными теплообменниками с требуемыми характеристиками: диаметр трубок секций — 57/50 мм, длина — 4 м, площадь поверхности нагрева секций — 0,75 м², число секций — 7.

Согласно новой схеме предусмотрен двухступенчатый нагрев водопроводной воды в водо-водяных теплообменниках 8 и пароводяном бойлере 9.

При испытании модернизированной схемы было установлено, что в водо-водяных теплообменниках водопроводная вода в количестве 2,4 м³/ч нагревалась до 44...45 °С, КПД установки составил 95% (по высшей теплоте сгорания топлива). Догрев воды до более высокой температуры (50...60 °С) должен производиться в пароводяном бойлере. Изменение подачи пара на бойлер производится регулирующим клапаном 10 по импульсному сигналу о температуре воды в баке-аккумуляторе. Для производственных душевых нормативная температура воды составляет 37 °С, т.е. достаточен нагрев воды только в водо-водяных теплообменниках. Если же требуется более горячая вода, то после водо-водяных теплообменников ее следует догреть в пароводяном бойлере. Так, в случае нагрева воды до 50 °С на пар приходится небольшая часть полезной теплопроизводительности.

Рациональное использование теплоты сгорания сбросных технологических газов термических печей. В машиностроении широко применяют термическую обработку изделий в контролируемой атмосфере эндогаза (отжиг, нормализация, закалка, а также цементация малоуглеродистых сталей).

В настоящее время тепловая энергия сгорания эндогаза не используется из-за невысокой калорийности и низкого давления, при котором он сжигается в свечах. Однако на крупных предприятиях общее количество теряемой при этом теплоты весьма значительно. Так, в термическом цехе долотного завода, где установлены химико-термические агрегаты ОКБ-2148, сжигается 350 м³/ч эндогаза, что соответствует тепловой мощности 645 кВт. Эту теплоту целесообразно использовать

для нагрева воды на технологические нужды и для теплоснабжения предприятия.

На заводе наиболее простой оказалась схема (рис. 7.6) местного технологического горячего водоснабжения моечных машин, входящих в состав химико-термических агрегатов ОКБ-2148. Как показали расчеты, за счет сжигания эндогаза можно также покрыть расход теплоты на нужды системы горячего водоснабжения бытовых помещений цеха (рис. 7.7).

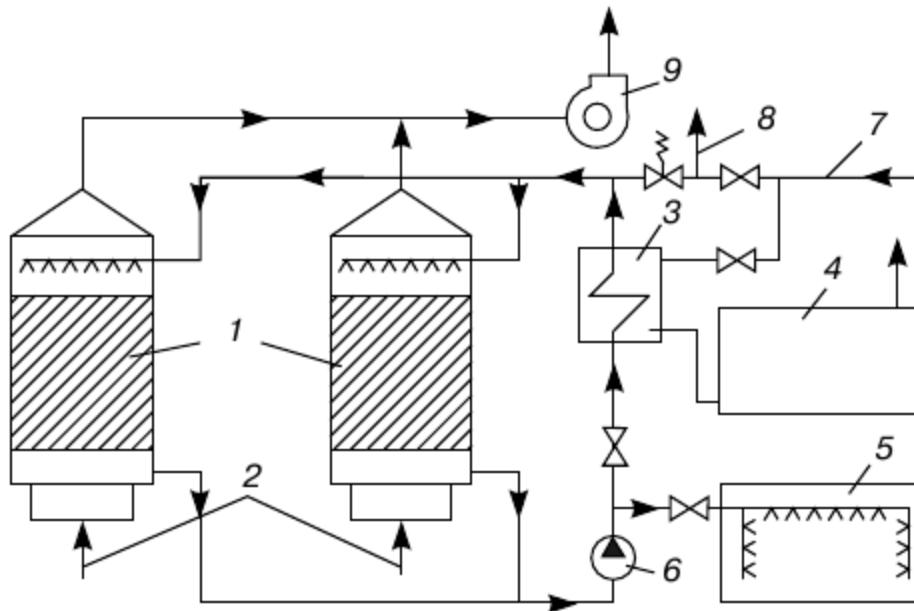


Рис. 7.6. Схема утилизации тепла сбросных технологических газов:
 1 — контактно-поверхностные водонагреватели; 2 — подвод эндогаза;
 3 — промежуточный водонагреватель; 4 — бак-аккумулятор; 5 — моечная машина; 6 — циркуляционный насос; 7 — подвод холодной воды;
 8 — регулятор расхода подпиточной воды; 9 — вентилятор

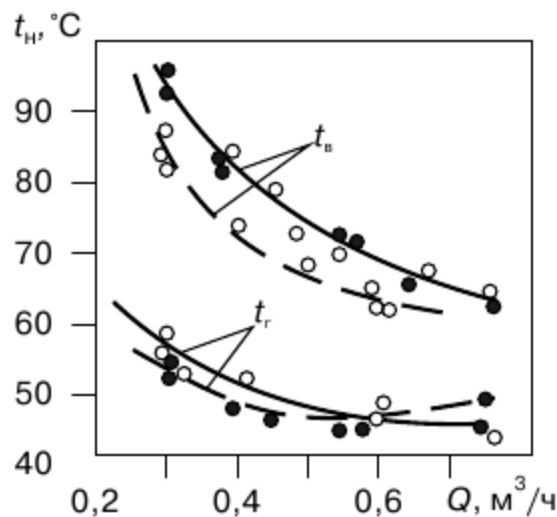


Рис. 7.7. Зависимости температуры нагрева воды $t_{\text{в}}$ и отходящих газов t_{r} от расхода при разной высоте насадочной камеры H

Для утилизации теплоты сжигания эндогаза предложено использовать контактно-поверхностный водонагреватель с контактной каме-

рой насадочного типа. Проведены натурные исследования теплотехнических характеристик аппарата, в котором высота насадочной камеры из керамических колец Рашига (60×50×5 мм) изменялась от 0,3 до 0,5 м, при этом объем насадочной камеры составлял 0,043...0,072 м³, а площадь поверхности топки аппарата — 0,6 м².

С помощью такого аппарата можно нагреть воду до 90 °С, при этом температура отходящих газов не превышает 55 °С. При работе аппарата в режиме горячего водоснабжения его тепловая мощность составляет 34 кВт.

В связи с тем, что нагретая контактным способом вода имеет повышенное содержание кислорода и углекислого газа и является коррозионно-активной, целесообразно присоединение потребителей по независимой схеме. Учитывая, что режимы нагрева воды и ее потребления не совпадают по времени, необходимо устройство бака-аккумулятора. В качестве промежуточного водонагревателя могут использоваться как скоростные водо-водяные нагреватели, так и емкостные» в виде змеевика, встроенного в бак-аккумулятор.

Применение предложенного способа в условиях термического цеха долотного завода позволило обеспечить цех горячей водой для технологических и бытовых нужд, повысить энергетические показатели оборудования и сэкономить около 650 т у.т. в год.

Контрольные вопросы

1. Что понимают под ВЭР?
2. Что понимают под коэффициентом утилизации ВЭР?
3. Как определяют выход и использование ВЭР?
4. Как определяют экономию топлива от использования ВЭР?
5. Как повысить эффективность использования ВЭР в схемах теплоснабжения при эксплуатации и проектировании?
6. Расскажите об опыте утилизации теплоты в производстве серной кислоты.
7. Как можно использовать низкопотенциальную тепловую энергию в отопительно-вентиляционном агрегате?
8. Как можно использовать теплоту уходящих газов в производственной котельной?
9. Как можно рационально использовать теплоту сгорания сбросных технологических газов термических печей?

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ И СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННЫХ ОТХОДОВ, ЭНЕРГИИ МАЛЫХ РЕК И ТЕПЛОВЫХ НАСОСОВ

8.1. Рациональное использование биомассы

Реальная возможность экономии традиционных топлив может быть достигнута в ближайшее время и на перспективу за счет утилизации отходов лесной, деревообрабатывающей, гидролизной, целлюлозно-бумажной промышленности, сельскохозяйственного производства (животноводства и птицеводства), осадков сточных вод, органических отходов ряда отраслей промышленности, в том числе пищевой, мясомолочной, а также твердых отходов коммунального хозяйства.

Общий запас древесины в стране — 85 млрд м³, в том числе запас спелых и перестойных насаждений — 54,4 млрд м³. Средний ежегодный прирост древесины в настоящее время оценивают в размере 800...900 млн м³, а ежегодный (общий) объем лесозаготовок составляет около 400 млн м³. Санитарные рубки, рубки ухода дают около 40 млн м³ древесины, т.е. примерно $\frac{1}{10}$ общего объема лесозаготовок. Их удельный вес в перспективе может достигать 30...50%.

Около 60 млн м³ древесины, или 15 млн т у.т., используют в качестве топлива, что составляет примерно 1% в топливном балансе страны. Из 60...80 млн м³ ежегодных древесных отходов всего лишь 6...8% утилизируют, несмотря на то, что это самое высококачественное сырье для целлюлозно-бумажной промышленности.

В энергетических целях древесина может использоваться в двух направлениях: непосредственное сжигание в топках и производство на ее основе твердого, жидкого и газообразного топлива. Для сжигания древесины разработаны и эксплуатируются на Братском лесоперерабатывающем и Котласском целлюлозно-бумажном комбинатах вы-

сокопроизводительные агрегаты (до 75 т/ч). В 1980 г. за счет сжигания только коры было замещено около 600 тыс. т у.т.

Начато производство топливных брикетов из отходов деревообрабатывающей промышленности — опилок, стружки, древесной пыли, технологической щепы и разных видов малоценной древесины, не используемых до последнего времени в промышленности. Такое производство позволит превратить неиспользуемое сырье, вывозимое на свалку, в продукцию народнохозяйственного назначения.

В настоящее время Научно-исследовательский институт лесной промышленности разработал технологию и подобрал эффективное оборудование для производства брикетов, при этом топливные брикеты из древесных отходов близки по свойствам к торфяным и угольным.

Масштаб рациональной мощности цехов (линий) брикетирования древесных отходов составляет 0,26...2,5 т/ч, что позволяет утилизировать древесные отходы на предприятиях с концентрацией их от 2 до 10 тыс. м³. Использование побочных продуктов лесного комплекса в качестве источника энергии в виде брикетов существенно повышает экономическую ценность древесины. Для осуществления безотходной технологии лесопиления и деревообработки Гипроторф (Москва) предложил технологические схемы брикетирования не только для производства топливных и технологических брикетов, но и строительных материалов с использованием торфяных брикетных прессов с оптимальной производительностью для каждого конкретного варианта.

Предпринята попытка организации выпуска топливных брикетов из сухих древесных отходов на Одинцовском ДСК (Московская область) по технологии прибалтийских предприятий на отечественной линии мощностью 4 тыс. брикетов в год.

Низкий уровень использования окорки и влажных древесных отходов (стружки, опилки) также связан с отсутствием оборудования для их переработки. Влажные опилки, стружка и кора в настоящее время брикетируются на Камском ЦБК и Пермском лесозаводе. На Нововятском комбинате древесных плит кора используется в виде брикетов в количестве 10 тыс. м³. Были попытки создания цеха по производству топливных брикетов из коры на Кондопожском ДОЗе (Карелия), топливные брикеты поставлялись для отопления вагонов МПС.

Ресурсами для газогенераторных установок могут служить древесные отходы, в настоящее время используемые в качестве топлива во многих промышленных котельных лесопильной подотрасли. Газогенераторные установки позволяют увеличить мощность промышленных котельных,

тепловая энергия которых на многих предприятиях в связи с организацией сушки пиломатериалов является дефицитной. Основным видом топлива для газогенераторов могут служить окорки древесины, которые не используются котельными из-за большой влажности.

В условиях леспромхозов и лесхозов *генераторный газ* может использоваться в качестве топлива для газовой котельной, предназначенной для отопления и горячего водоснабжения жилых домов лесорубов.

В настоящее время интенсивные исследования в области газификации биомассы (древесные и растительные отходы, лигнин, твердые бытовые отходы) и разработки газогенераторов различных типов ведутся в Лесотехнической академии, Академии коммунального хозяйства. Целевой программой «Экологически чистая энергетика» как одно из приоритетных направлений предусмотрена разработка и организация серийного выпуска газогенераторов.

В промышленном теплоснабжении используется *лигнин* — крупнотоннажный отход гидролизной и целлюлозно-бумажной промышленности. На большинстве заводов лигнин все еще вывозится на свалки — отвалы. Лигнин как котельное топливо полностью используется в системе лесной промышленности (ПО «Сыктывкарский лесопромышленный комплекс», Сегежский ЦБК, Усть-Илимский ЛПК, Братский ЛПК).

К настоящему времени сформированы три основных направления производства энергетического топлива из лесного и растительного сырья: гидролиз с получением спиртов; получение синтетической нефти; пиролиз с получением пиролитического топлива и газа.

Спирты (этиловый и метиловый), получаемые из древесины, представляют значительный интерес как энергетическое топливо, а также как сырье для микробиологической промышленности, производящей кормовые белки, аминокислоты и др. Синтез метанола на основе биомассы в стране ни в промышленном, ни в опытно-промышленном масштабах не проводят. Этиловый спирт получают в промышленном масштабе путем гидролиза целлюлозосодержащего растительного сырья. При этом объем производства составляет около 5% всего производимого в стране этилового спирта. Остальное количество спирта производят из пищевого и нефтяного сырья.

При гидролизе 1 т сухого древесного сырья производят порядка 200 л этилового спирта. Поскольку ресурсы древесного сырья (отходы лесопиления и деревообработки и т.д.) у нас значительны и возобновляемы, имеется реальная возможность экономии нефтяного сырья за счет расширения производства этилового спирта из биомассы по освоенной в промышленности технологии.

Получение *синтетической нефти*, газообразного и жидкого топлива из растительного сырья находится еще в лабораторно-исследовательской стадии несмотря на то, что газообразное топливо получали в газогенераторах еще в 1930-е гг. В период 1955—1960 гг. вырабатывалось до 35 млрд м³ газа в год. Газификация древесных отходов в газогенераторах небольшой мощности может представлять интерес в связи с возможностью их использования на месте, поскольку заготовка и обработка древесины происходит в местах, удаленных от централизованного энергоснабжения.

Особую роль в системе ВИЭ отводят органическим отходам сельскохозяйственного, промышленного производства, а также органическим отходам коммунально-бытового сектора.

Отходы сельскохозяйственного производства (пожневые остатки, побочные продукты переработки сырья и т.д.) составляют ежегодно миллионы тонн и их можно рассматривать как достаточно крупный источник энергии. При переработке 100 млн т соломы может быть получено до 10 млн т жидкого топлива (этилового спирта), 1 млн т кормовых дрожжей, а из отходов переработки — до 15 млрд м³ метана, что в сумме может обеспечить экономию органического топлива в размере до 24 млн т у.т. в год. Одновременно будет возвращено в почву около 1,5 млн т высококачественных удобрений.

Отходы животноводства составляют ежегодно до 220 млн т (по сухому веществу), что эквивалентно 50—60 млрд м³ товарного метана и около 100 млн т минеральных удобрений.

В 1990 г. при Мосгорисполкоме зарегистрировано государственное межотраслевое научно-производственное объединение «Экоэнергетика» по созданию и освоению экологически чистых технологий в промышленности, энергетике и агрокомплексе (акционерное общество «Экоэн»). В рамках НПО работает несколько научно-исследовательских институтов и научно-инженерных центров. Научно-инженерный центр «Биомасса» разрабатывает, проектирует и строит биогазовые установки и станции под все типоразмерные животноводческие фермы, комплексы и птицефабрики, установки индивидуального (семейного типа) для фермерских хозяйств и арендаторов. Работы в области биогазовых технологий проводятся по полному инновационному циклу, включая НИОКР, разработку сметной документации, исполнение строительно-монтажных и наладочных работ вплоть до сдачи объектов «под ключ». На основе разработанных биогазовых технологий строятся биоэнергетические установки в городах Саратове, Кимрах и Подмосковье.

На рисунке 8.1 представлена схема комплексного энерготехнологического обеспечения фермы-комбината, гарантирующая ее полную автономность и экологическую чистоту, достигаемую за счет безотходного характера хозяйственного цикла. В производственно-технологический цикл включаются: животноводческий объект (коровник), цех молочной продукции, теплично-парниковое хозяйство, земельный участок под зерновые, кормовые и овощные культуры, фрукто- и овощехранилище с регулируемой газовой средой, биогазовая установка, водонапорная башня, энерготехнологический комплекс и жилая зона.

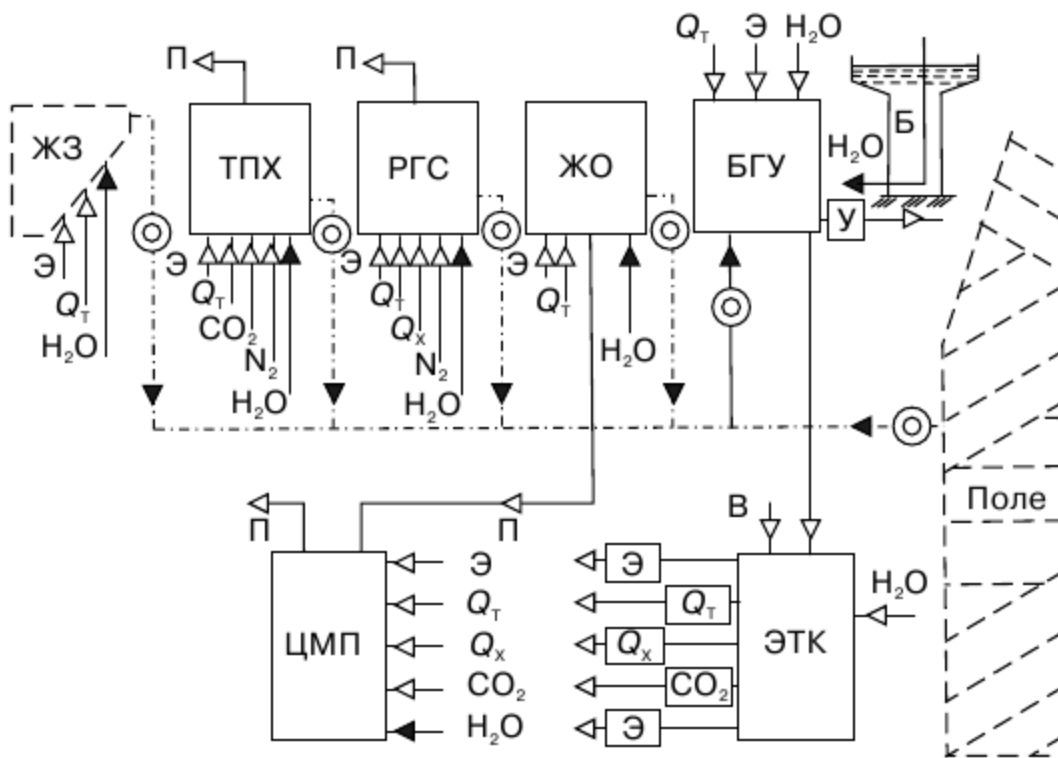


Рис. 8.1. Схема комплексного энерготехнологического обеспечения агропромышленного объекта:

ЖЗ — жилая зона; БГУ — биогазовая установка; ЭТК — энерготехнологический комплекс; Э — электроэнергия; Q_T — теплый воздух; Q_X — холодный воздух; ТПХ — теплично-парниковое хозяйство; ЖО — животноводческий объект; РГС — регулируемая газовая среда; Б — башня водонапорная; ЦМП — цех молочной продукции; П — пар; В — воздух

Биогазовая установка (БГУ) предназначена для выработки горючего газа, состоящего на 70...80% объема из метана (CH_4) и на 20...30% объема из CO_2 , а также высококачественного удобрения. Производимый в БГУ горючий газ по своей теплотворной способности (5...6 тыс. ккал/ m^3) сопоставим с керосином, углем и бутаном, будучи в 1,5—3 раза дешевле их по стоимости и экологичнее. С помощью БГУ не только производится необходимое топливо, но и утилизируются разнообразные хозяйственные отходы (навоз и стоки животноводческих объектов, отходы жилой

зоны, растениеводства), вследствие чего делаются ненужными очистные сооружения, а также другие меры, связанные с защитой окружающей среды. Нуждаясь в электро-, теплоэнергии и воде, биогазовая установка «переваривает» практически все отходы биологического происхождения, вырабатывая топливо и высококачественные удобрения для поля и тепличного хозяйства.

Энерготехнологический комплекс (ЭТК) предназначен для сжигания биогаза с целью выработки широкого ассортимента энергоресурсов (электроэнергии \mathcal{E} , тепла Q_T , холода Q_X), а также «сухого» льда или сжиженной углекислоты (CO_2) и газообразного технического азота путем утилизации образующихся продуктов сгорания. Принципиальная схема комплексной теплохладоэнергетической установки представлена на рис. 8.2.

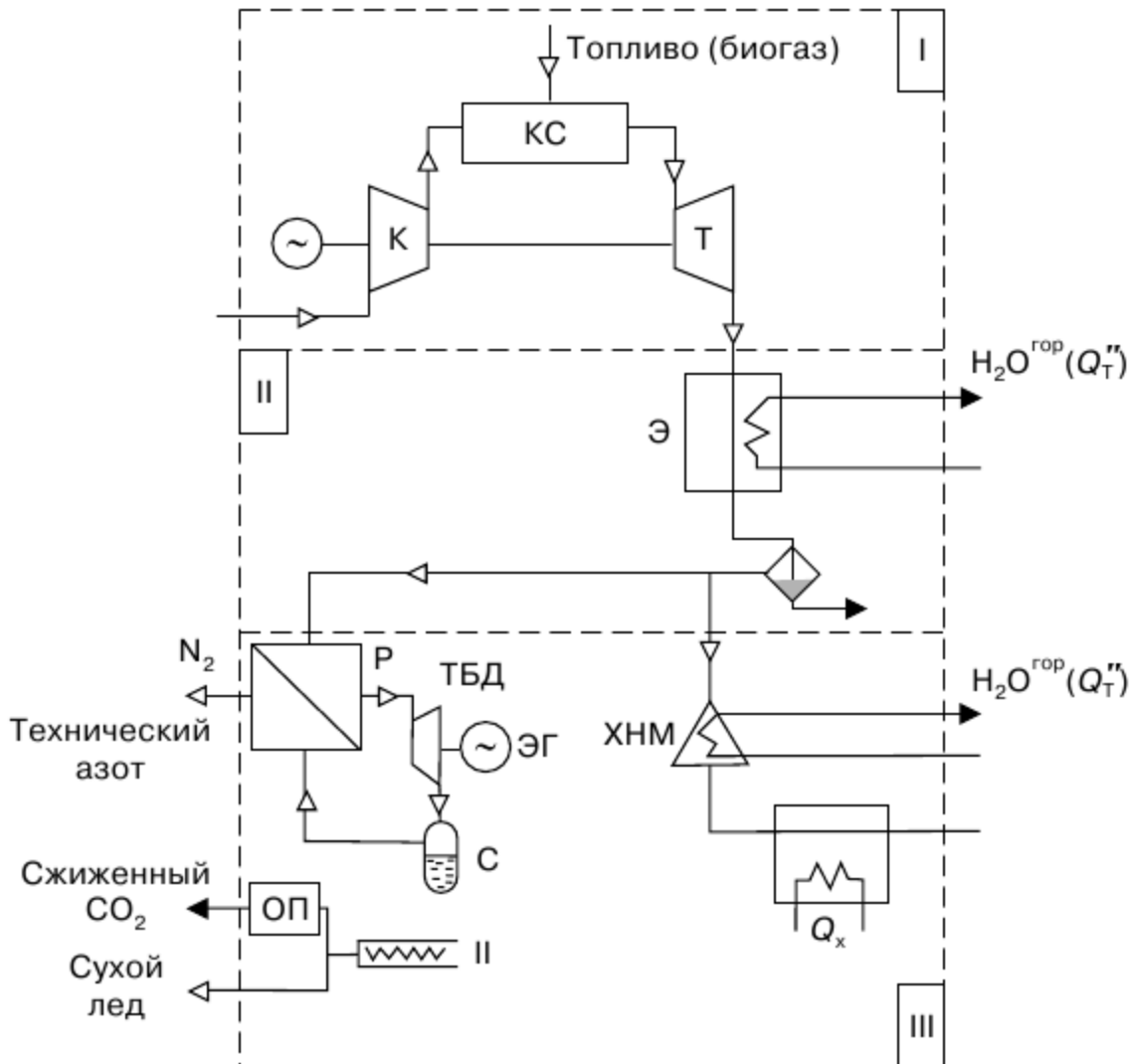


Рис. 8.2. Принципиальная технологическая схема комплексной теплохладоэнергетической установки:

КС — камера сгорания; Т — газовая турбина; К — компрессор;
 Э — теплообменный аппарат; ХНМ — холодно-нагревательная машина; ТБД — турбодетандер; Р — регенератор; П — прессователь;
 С — сепаратор; ОП — оживительная приставка; ЭГ — электрогенератор

Схема состоит из трех ступеней: I — сжигания биогаза и генерации продуктов сгорания; II — выработки теплоты Q'_T или пара; III — выработки тепла Q''_T , холода Q_X и CO_2 . В камере КС осуществляется сжигание биогаза в среде подаваемого компрессором К сжатого атмосферного воздуха. Образующиеся здесь продукты сгорания при повышенном давлении и температуре направляются в газовую турбину Т, используемую для привода компрессора К. В турбине продукты сгорания расширяются до промежуточного давления и температуры 500...550 °С. Теплообменный аппарат Э служит для выработки горячей воды (60...90 °С) либо пара (110...150 °С), подаваемых в систему горячего водоснабжения.

Задача выработки электроэнергии и холода может решаться с использованием различного вида оборудования. На рисунке 8.2 показан наиболее общий случай. Согласно схеме холод вырабатывается двумя технологическими линиями. Первая из них снабжена холодильно-нагревательной машиной волнового типа (ВРМ), с помощью которой вырабатывается холод Q_X на уровне 0...+1 °С и тепло Q''_T на уровне 60...80 °С. Производимый холод используется для охлаждения холодильной камеры в цехе молочных продуктов, а тепло Q''_T — для подогрева воды в системе теплоснабжения.

Вторая технологическая линия ступени III снабжена турбодетандером (ТБД) в комплекте с электрогенератором. Будучи включенным в цикл после регенератора Р, турбодетандер обеспечивает охлаждение продуктов сгорания в процессе их расширения до конечного давления. Посредством электрогенератора ЭГ работа расширения продуктов сгорания преобразуется в электроэнергию, которая расходуется на технологические и бытовые нужды хозяйства.

Достижимые после турбодетандера температура и давление достаточны для осуществления процесса вымораживания CO_2 . Хлопья этого вещества брикетируют с помощью прессователя П и отгружают потребителю в виде «сухого» льда. При необходимости в состав установки включается ожижительная приставка ОП, позволяющая производить сжиженную углекислоту. Отводимые из сепаратора С через регенератор Р остаточные газы, состоящие на 95...97% объема из азота, направляются в качестве консервирующей среды во фрукто- и овощехранилище (или хранилище зерна, комбикормов) в целях сохранения качества продукции.

Преимуществами предлагаемого энерготехнологического обеспечения являются его широкие функциональные возможности, экологическая чистота и высокая экономичность. Экономия условного то-

плива по сравнению с отдельной выработкой энергоресурсов и CO_2 составляет 40...45% только благодаря отсутствию потерь теплоты с уходящими газами, утилизации высшей теплотворной способности биогаза, использованию теплонасосного эффекта.

Технико-экономические показатели биоэнергетической установки, рассчитанной для ферм среднего размера с численностью в 400 голов крупного рогатого скота (КРС), приведены далее.

Основные технико-экономические показатели

Количество голов КРС	300...400
Суточный выход навоза, т	15...20
Суточный выход биогаза, м^3	1100...1400
Суточный выход экологически чистых органических удобрений при влажности 30%, т	26...35
Суточное количество добавляемого торфа, т	11...15
Суммарная стоимость объекта, млн усл. ед.	6,62
Окупаемость капитальных вложений, лет	1
Стоимость эксплуатационных расходов (фонд оплаты труда, электроэнергия, торф и т.д.), млн усл. ед.	1,0
Общие затраты в год окупаемости, млн усл. ед.	7,62
Годовой объем биогаза, тыс. м^3	300
Годовой объем органических удобрений, т	8500...11 500
Себестоимость 1 т удобрений, усл. ед.	900
Ориентировочная рыночная стоимость 1 т удобрений, усл. ед.	2000
Предполагаемая чистая прибыль от реализации 1 т, усл. ед.	1100
Годовая прибыль, млн усл. ед.	9,4
Ресурс эксплуатации установки (лет)	10

Этот тип хозяйств широко распространен у нас в стране. В Москве в институте ВНИИГАЗ разработаны электростанции мощностью от 3,5 до 48 и 100 кВт. Это модульный тип электростанции, оборудование которой смонтировано в вагоне, что предполагает сооружение только фундамента-платформы.

Биогаз экономически выгодно применять для получения электроэнергии на свиноводческих и молочных фермах.

Процесс анаэробной ферментации лежит в основе переработки осадков сточных вод ряда отраслей промышленности, преимущественно пищевой, мясомолочной, сахарной и других, которые являются крупными потребителями воды и источником ее загрязнения.

Так, средний мясокомбинат дает 4 тыс. м³ сточных вод в сутки. Выход биогаза из каждого кубометра составляет около 5 м³. Всего за сутки может быть получено более 20 тыс. м³ биогаза.

Большие возможности по экономии энергии и затрат имеются в спиртодрожжевой промышленности, сахарной, крахмалопаточной и др. Во всех случаях при использовании анаэробной ферментации предприятия могут экономить до 20% жидкого и газообразного топлива. Однако работы в этом плане ведутся слабо.

Объем использования биогаза, полученного из осадков коммунальных сточных вод, составляет около 50 тыс. т у.т.

Научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы по созданию эффективных установок по использованию биогаза и сокращению энергозатрат на технологические процессы очистных сооружений ведутся рядом организаций.

Разработаны принципиально новые газогорелочные устройства, позволяющие организовать оптимальный режим работы котельной с учетом неравномерности выхода биогаза и изменяющейся теплопотребностью станции аэрации, а также теплоизоляционные установки к биогазовым двигателям, блоки КИП и автоматики.

8.2. Энергетическое использование твердых бытовых отходов

Широкое распространение получили электростанции (США, Дания), на которых сжигаются твердые бытовые отходы (ТБО) городов, а также электростанции, работающие на биогазе свалок ТБО (Италия).

Проблема обезвреживания и уничтожения твердых бытовых, бытовых, промышленных и других видов отходов — одна из актуальных современных задач — решается во всем мире различными путями. Учитывая возможность наличия в этих отходах токсичных, бактериальных и других составляющих, повсеместно возрастают масштабы их радикального термического уничтожения.

Наиболее рациональным, в первую очередь для крупных многонаселенных городов, является создание централизованной системы обезвреживания отходов, включающих технологические линии их термической переработки и обеспечивающих потребности территорий с большой численностью населения.

Пилотный образец установки производительностью до 1000 т в год изготовлен и эксплуатируется с 1992 г. Его основное назначение — ис-

пытание и отладка основных узлов и агрегатов, а также отработка технологических процессов применительно к различным видам отходов.

Установка производительностью 10 000 т в год спроектирована, изготовлена и поставлена в г. Челябинске. Ее основным назначением является переработка твердых бытовых отходов в смеси с низкотоксичными отходами других типов. Установка размещена на городском полигоне захоронения твердых отходов. Установка производительностью 25 000 т в год для переработки твердых бытовых отходов спроектирована, изготовлена и смонтирована в г. Москве.

Фирмой ТЕРМОЭКОЛОГИЯ (АО ВНИИЭТО) разработана серия установок термической переработки отходов (табл. 8.1, рис. 8.3), которые включают устройства, позволяющие осуществить следующие основные стадии обработки отходов: сушку и частичный низкотемпературный пиролиз, горение отходов, обработку твердого остатка горения газовой фазы в барботируемой шлаковой ванне, химико-термическое обезвреживание дымовых газов, утилизацию избыточной теплоты газовой фазы, ее окончательную очистку. Твердый осадок сжигания, расплавляясь в шлаковой ванне и подвергаясь корректировке путем введения минеральных добавок, образует нетоксичный продукт, который может быть использован в строительной промышленности.

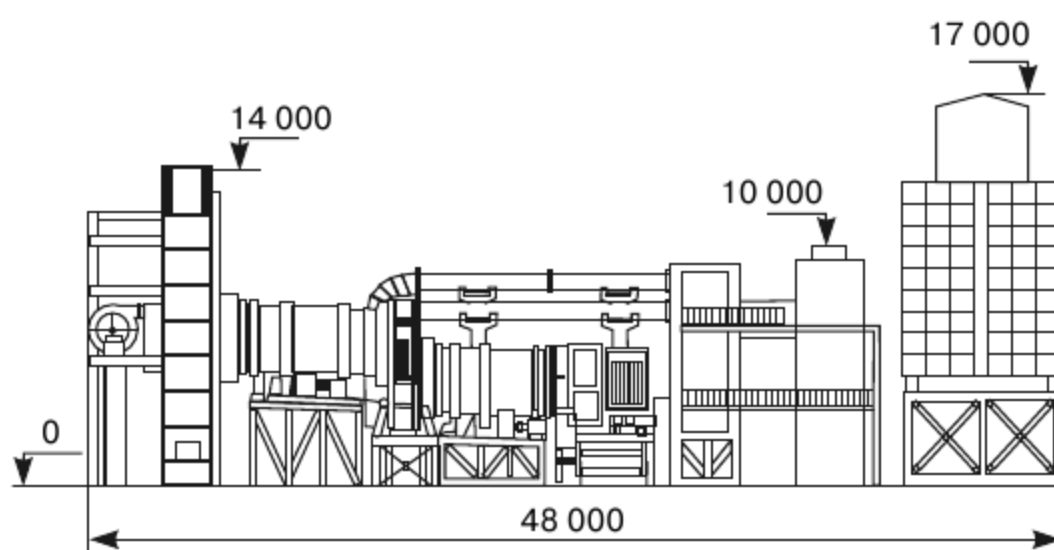


Рис. 8.3. Общий вид установки ТПО-25.01:
масса установки — 760 т; занимаемая площадь — 865 м²

Многостадийность термохимической обработки позволяет достигнуть полноты обезвреживания токсичных составляющих, содержащихся в отходах.

Установка для обезвреживания и уничтожения твердых бытовых отходов производительностью 25 000 т в год наиболее подготовлена к серийному производству, поэтому описание технологии и оборудо-

Таблица 8.1

**Технические характеристики размерного ряда установок
для термической переработки, обезвреживания и уничтожения
твердых бытовых отходов с получением шлака**

Характеристика установки	Тип установки				
	ТПО-2,5	ТПО-10	ТПО-25	ТПО-100	ТПО-250
Годовой объем переработки отходов, тыс. т	2,5	10	25	100	250
Мощность источника питания, кВА	250	1 000	1 800	8 000	16 000
Диаметр графитированных электродов, мм	150	200	250	350	500
Объем дутьевого воздуха, нм ³ /ч	500	3 000	9 000	15 000	30 000
Расход электроэнергии, кВт·ч/т	210	170	130	100	80
Расход подпиточной воды на охлаждение, м ³ /ч	3	4	6	15	30
Требуемая численность персонала, чел.	10	25	44	65	136
Количество утилизированной теплоты, используемой на собственные нужды, Гкал/год	500	2 000	5 000	20 000	40 000

вания дано на примере этой установки. Сводные экономические показатели оборудования для термической переработки отходов приведены в табл. 8.2.

Аппаратурно-технологическая схема процесса термической переработки отходов представлена на рис. 8.4.

Загрузочное устройство отходов конструктивно представляет собой приемную воронку. Для отходов, поступающих в контейнерах, предусмотрено устройство подъема и опрокидывания контейнеров в жерло загрузочной воронки.

Нижнее основание соединяется с шлюзовой камерой. Верхняя крышка и днище камеры имеют возможность перемещаться вокруг горизонтальной оси под действием массы отходов, что обеспечивает ритмичность загрузки.

Таблица 8.2

**Сводные экономические показатели оборудования
для термической переработки отходов**

Характеристика установки	Тип установки		
	ТПО-25	ТПО-100	ТПО-250
Годовой объем переработки отходов, тыс. т	25	100	250
Стоимость оборудования, тыс. дол.	1 000	3 520	8 000
Ежегодное возмещение затрат на переработку отходов (при цене приема отходов 40 дол. за 1 т), тыс. дол. в год	1 100	4 300	11 000
Объем производимой продукции, т/год			
В том числе:	750	3 000	7 500
гранулированного металла			
гранулированного шлака	4 000	16 000	40 000

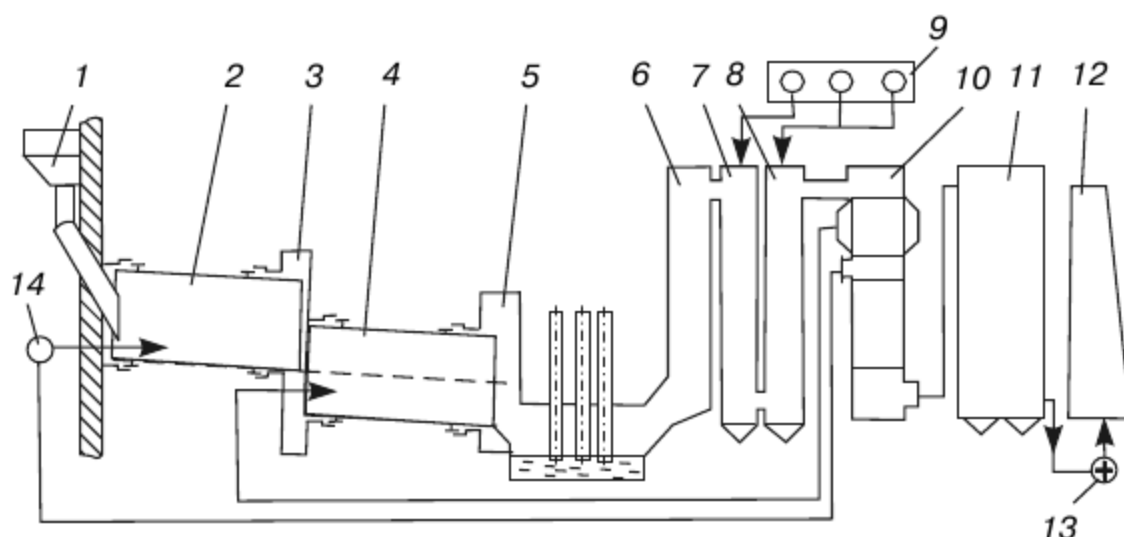


Рис. 8.4. Принципиальная схема установки ТПО-25.01:

1 — устройство загрузочное; 2 — барабан сушильный; 3 — камера промежуточная; 4 — барабан сжигания; 5 — электропечь плавильная; 6 — камера дожигания; 7 — камера нейтрализации; 8 — камера восстановления; 9 — станция реагентного хозяйства; 10 — котел-утилизатор; 11 — фильтр рукавный; 12 — труба; 13 — дымосос; 14 — воздуходувка

Основная задача, выполняемая загрузочным устройством, — обеспечение непрерывной регулируемой подачи отходов в установку. При этом конструктивное исполнение устройства исключает возможность выброса в атмосферу вредных веществ и пыли.

Устройство предварительной сушки отходов представляет собой вращающийся барабан, состоящий из обечайки, упорных колец для роликов, привода и рамы. Барабан размещен под углом 3° к горизонту. К верхнему торцевому фланцу подводится выход загрузочной воронки, нижний конец входит в промежуточную камеру. Поступа-

ющие в барабан отходы за счет наклонного его расположения и вращения перемещаются от одного его конца к другому.

В барабан поступают влажные отходы (до 50%), что сильно снижает калорийность отходов и возможность эффективного протекания последующих стадий технологической обработки.

Сушка осуществляется попутным потоком дымовых газов ($t_{д. г.} = 400 \text{ }^\circ\text{C}$), подаваемых из рециркуляционного контура технологической линии. Дымовые газы являются высокоэффективным сушильным агентом. В массе отходов, кроме процесса сушки, протекает низкотемпературный пиролиз, т.е. выход летучих газов из некоторых составляющих, имеющих низкую (до 100...200 $^\circ\text{C}$) температуру разложения. В результате поток отводимого сушильного агента, кроме исходных составляющих (CO , N_2 , H_2O пар), содержит значительное количество паров воды, а также углеводороды C_nH_m .

Этот поток газовой фазы отводится из промежуточной камеры непосредственно в реактор термохимической обработки, где при дожигании может повысить теплосодержание дожигаемого потока.

Промежуточная камера конструктивно состоит из опоры, корпуса и переходного лотка. Последний обеспечивает подачу подсушенных отходов в барабан сжигания. Корпус представляет собой металлический кожух, футерованный изнутри огнеупорным кирпичом. Камера герметизирована и снабжена двумя отверстиями — для отвода продуктов сушки и для подачи дутьевого воздуха в барабан сжигания отходов.

Конструктивные параметры барабана сушки выбраны из расчета наиболее полного протекания процесса сушки (с 40 до 15...18% массового содержания влаги в отходах). Это позволяет повысить теплоту сгорания отходов с 1800 до 3000...4000 ккал/кг, что дает возможность эффективно осуществлять последующее сжигание.

Барабан для сжигания подсушенных отходов представляет собой вращающуюся печь, установленную под углом 4—5° к горизонту, скорость вращения 1...3 мин⁻¹. Это обеспечивает равномерное перемещение сжигаемой массы и эффективный доступ окислителя (нагретый воздух) ко всем частям загрузки. Очаговое горение подсушенных отходов приводит к разложению органической части и элементарных составляющих в дымовые газы. Твердый остаток сжигания представляет собой минеральную часть с небольшой долей не сгоревшего кокса (не более 3...5%). Твердый шлак поступает в электрошлаковую печь.

Электрошлаковая плавильная печь конструктивно выполнена в виде кожуха, футерованного изнутри теплоизоляционным и огнеупорным кирпичом. Ее нижняя часть является одновременно реакци-

онным объемом и накопителем жидкого шлака и металла. Температура жидкой шлаковой ванны поддерживается на уровне 1400...1500 °С (в зависимости от состава шлака).

В печи предусмотрены фурмы для подачи дутья и организации эффективного перемешивания шлака.

При поступлении твердого остатка сжигания в жидкую шлаковую ванну в ней параллельно протекают два основных процесса: дожигание остаточного углерода и расплавление минеральной части.

Дожигание остаточного углерода осуществляется только при правильной организации поступления реагентов к поверхности реакции кокс-кислород, т.е. полнота протекания реакции определяется правильно организованным гидродинамическим режимом плавильной ванны.

Кислые составляющие дымовых газов, проходящие над вспененным шлаком и через него, вступают в соединение с основными окислами, образуя такие соединения, как CaF_2 , CaCl_2 , CaSO_4 или аналогичные соли магния, и частично ассимилируются шлаком.

Плавление минерального остатка протекает в объеме ванны с постепенным изменением начального ее состава. Перед выпуском товарного шлакопродукта состав должен быть усреднен до предусмотренного технологическим регламентом за счет присадок. Температура шлаковой ванны регулируется изменением мощности, выделяемой в межэлектродном промежутке.

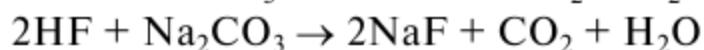
Система термохимического обезвреживания дымовых газов, образующихся в процессе переработки отходов, осуществляется в две стадии:

- в электрошлаковой плавильной электропечи в процессе контакта дымовых газов с расплавом жидкого шлака;
- в реакторе термохимического обезвреживания, состоящем из камеры дожигания, камеры нейтрализации и восстановительной камеры.

В ванне расплава кислые газы контактируют с CaCO_3 с образованием CaSO_4 , CaCl_2 , CaF_2 по следующим реакциям:



Непрореагировавшие кислые газы в камере нейтрализации контактируют с содой по следующим реакциям:



Избыток соды в камере нейтрализации составляет 20%, что обеспечивает на практике 100%-ную нейтрализацию кислых газов и содержание вредных веществ на уровне требований, например, законодательства Германии (17BlmSchV):



При сжигании отходов в потоке воздуха образуются оксиды азота NO_x и оксиды углерода CO .

Оксид углерода устраняется в камере дожигания при подаче острого дутья и температуре свыше 950°C .

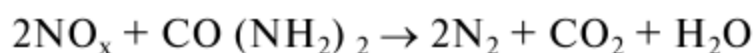
В разработанной установке в камере дожигания поддерживается температура $1000\text{...}1135^\circ\text{C}$. Время пребывания газов в камере составляет $0,6$ с.

После камеры дожигания ожидаемый теоретический выход CO должен быть менее 50 мг/м^3 (в расчете на сухие газы).

Оксиды азота устраняются в камере восстановления NO_x в присутствии карбамида.

Теоретический выход NO_x при горении отходов с учетом содержания паров воды и рециркуляции дымовых газов $300\text{...}400 \text{ мг/м}^3$.

Восстановление NO_x карбамидом осуществляется в диапазоне температур $1050\text{...}960^\circ\text{C}$ по следующей реакции:



При поддержании температурного уровня и условий перемешивания на практике достигается восстановление оксидов до 85%.

Таким образом, ожидаемая концентрация NO_x после камеры восстановления составит менее 80 мг/м^3 сухих газов.

Диоксины и фураны, содержащиеся в исходных отходах или образующиеся при сжигании, устраняются при обеспечении температурного уровня 1200°C , наличии кислорода 3% и времени пребывания газов в этих условиях 2 с. Суммарное время пребывания газов в электропечи, камерах дожигания, нейтрализации и восстановления составляет $3,6\text{...}3,8$ с.

Образование вторичных диоксинов в тракте охлаждения дымовых газов исключено в результате полной нейтрализации кислых газов и отсутствия свободного хлора.

Система утилизации тепловой энергии состоит из воздухо- и водонагревателей. Воздухонагреватель служит для нагрева воздуха, подаваемого в барабан сжигания отходов. Он представляет собой два коаксиальных вертикальных цилиндра, в средней части которых проходит

дым, а в периферийной кольцевой — воздух. Цилиндры соединяются внизу горизонтальной футерованной перемышкой, а подвод и отвод воздуха и дыма осуществляется сверху. Нагрев воздуха до температуры 400 °С повышает интенсивность процесса окисления, что наряду с предварительной сушкой позволяет реализовать процесс сжигания в автотермическом режиме.

Отвод дымовых газов в сушильный барабан осуществляется из камеры, соединяющий воздухоподогреватель и котел-утилизатор. В соединительной камере для эффективной сушки в дым вводится вода.

Котел-утилизатор снимает избыточную теплоту дымовых газов, охлаждая их до 250 °С. Теплота используется на нагрев воды для собственных нужд.

Система пылегазоочистки предусматривает окончательную очистку потока дымовых газов от вредных веществ и состоит из рукавного фильтра, рассчитанного на работу при температуре 250 °С.

Теоретически возможна очистка газов от пыли до остаточной запыленности 10 мг/м³.

Содержание вредных веществ (мг/м³) в дымовых газах после системы очистки:

	Менее	50
NO _x CO	»	80
SO ₂ + HCl	»	10
HF	»	1
Диоксины	»	100
Пыль	»	10,

что соответствует стандарту Германии 17BlmSchV.

Система очистки дымовых газов включает в себя рукавный фильтр, дымосос, продувочный вентилятор, устройство для выгрузки пыли, уловленной в фильтре, средства контрольно-измерительных приборов и автоматики.

Рукавный фильтр состоит из двух блоков, каждый из которых включает четыре отдельные секции. Каждая секция имеет прямоугольный корпус, в котором располагаются фильтровальные рукава. В нижней части каждой секции предусмотрен бункер пирамидальной формы. Со стороны одной из торцевых стенок каждого бункера расположен участок газохода диаметром 350 мм для подвода запыленного газа, на котором расположен шибер, дающий возможность отключения входного газохода секции. С противоположной стенки бункера смонтирован люк обслуживания. На верхней крышке каждой секции предусмотрена установка выпускного и продувочного клапанов.

Выпускной клапан сообщается с коллектором очищенного газа, а продувочный клапан — с коллектором продувочного газа.

Общее количество пыли, осаждающейся на рукавах, составляет 100...200 кг/ч, поэтому необходимы периодические встряхивания посредством подачи встречного потока воздуха и разгрузки через предусмотренный шлюзовой затвор в специальные емкости-контейнеры.

После фильтра дымовые газы поступают в дымовую трубу. Между фильтром и трубой находится дымосос, обеспечивающий по всему тракту давление меньше атмосферного, что наряду с герметизацией неплотностей исключает выбросы дымовых газов в окружающую среду.

Возможные технологические схемы утилизации минеральной части

При расплавлении минерального остатка сжигания отходов решаются следующие задачи:

1) получение шлаков, кристаллизирующихся с преобладанием стекловидной фазы;

2) достижение соответствия полученного состава требованиям, предъявленным к продукции промышленных строительных материалов.

Решение первой из них позволяет получить устойчивую упаковку вредных соединений, содержащихся в шлаке фторидов, хлоридов и солей тяжелых металлов. При переходе шлака в стеклофазу вымывание солей при любой степени измельчения шлакопродукта исключается.

Соответствие состава шлакопродукта требованиям санитарных и технических норм позволяет полностью утилизировать минеральную часть отходов и вернуть ее в хозяйственный оборот.

Результаты санитарно-гигиенической экспертизы, выполненной лабораторией Государственного комитета санитарно-эпидемиологического надзора Российской Федерации, свидетельствуют, что шлак не содержит солей тяжелых металлов (медь, цинк, кадмий, свинец, хром) и не токсичен.

Исследования шлака показали возможность получения из него путем регулирования состава шихты (смесь молотого шлака с добавками) теплоизоляционного засыпного утеплителя (с насыпной плотностью от 180 до 250 кг/м³) либо пористого заполнителя конструктивных бетонов плотностью до 900 кг/м³. В этом случае насыпная плотность пористого заполнителя составляет 250...300 кг/м³. Возможно получение пирозита для конструктивных легких бетонов прочностью 20...30 МПа, а также пирозитового песка.

Сравнительные характеристики пирозита и керамзита и строительных материалов на их основе приведены далее:

Свойства	Керамзит	Пирозит
<i>Пористые заполнители</i>		
Насыпная плотность, кг/м ³	580	275
Прочность, МПа	2,3	1,4
Теплопроводность, Вт/ (м·°С)	0,20	0,12
Водопоглощение, %	12	13
Морозостойкость, циклы	15	15
<i>Легкий бетон</i>		
Плотность, кг/м ³	1200	800
Прочность, МПа	10	10
Теплопроводность, Вт/ (м·°С)	0,45	0,18
Морозостойкость, циклы	25	25
Водопоглощение, %	13	12

Стеновые ограждения из бетонов на пирозите обладают более высоким термическим сопротивлением, а использование такого рода бетона позволяет снизить расход тепловой энергии на поддержание комфортных условий в зданиях в отопительный сезон. Технология производства пирозита основывается на грануляции существующего шлакового порошка с добавками и последующим обжигом гранул во вращающейся обжиговой печи.

8.3. Малая гидроэнергетика

Экономический потенциал гидравлической энергии в мире оценивается в 8100 ТВт·ч. Установленная мощность всех гидроэлектростанций составляет 669 ГВт, а вырабатываемая электроэнергия — 2691 ТВт·ч. Таким образом, экономический потенциал используется на 33%. В России экономический потенциал гидроэнергии составляет 600 ТВт·ч и используется на 26% (157,5 ТВт·ч). Установленная мощность ГЭС России оценивается 43 940 МВт. Доля малых и микроГЭС в экономическом потенциале составляет примерно 10%. Его используют только на 0,5%. Это обусловлено сокращением числа малых ГЭС с 5000 в 1950-х гг. до 300 в 1990-х гг. Сейчас начинается процесс восстановления разрушенных и строительство новых малых и микроГЭС. Мировым лидером в малой гидроэнергетике является Китай, где с 1950 по 1996 г. общая мощность малых ГЭС выросла с 5,9 до 19 200 МВт. В ближайшем десятилетии в Китае планируется строительство более

40 000 малых ГЭС с ежегодным вводом до 1000 МВт. В Индии на конец 1998 г. установленная мощность малых ГЭС (единичной мощностью до 3 МВт) составляла 173 МВт и в стадии строительства находятся ГЭС общей мощностью в 188 МВт. Определены места строительства еще около 4000 станций с общей проектной мощностью 8370 МВт. Эффективно работают малые ГЭС в ряде европейских стран, в том числе в Австрии, Финляндии, Норвегии, Швеции и др.

В последние годы рядом специализированных организаций России разработаны схемы использования гидроресурсов и определены первоочередные объекты возможного строительства с учетом нужд потребителей и дефицита энергопотребления, проведено обследование состояния существующих сооружений малых гидроэлектростанций (МГЭС) и определена возможность их восстановления или реконструкции.

НТА «Прогрессэлектро», отдел электроэнергетических проблем Российской академии наук и АО «Гидропроект» (г. Санкт-Петербург) разработали программу строительства на реках Камчатки малых ГЭС.

Разработчики предложили до 2012 г. построить на Камчатском полуострове 20 малых ГЭС. В первую очередь намечено ввести в эксплуатацию шесть ГЭС общей установленной мощностью 50,2 МВт. Эти электростанции будут возводиться на реках, где не развито промысловое рыболовство или же они будут строиться без плотин.

Вторая очередь строительства охватывает период до 2012 г. За это время будут введены в строй еще 11 ГЭС общей мощностью 132,8 МВт. При проектировании также будут максимально отрабатываться вопросы экологии и сохранения рыбных запасов. К 2015 г. завершится строительство еще трех ГЭС, суммарная мощность которых составит 300 МВт.

Эффективное использование вводимых энергетических мощностей возможно только в комплексе развития сети линий электропередачи. Поэтому программа предусматривает строительство десяти ЛЭП напряжением 35...220 кВ, общей протяженностью 490 км. Как только малые ГЭС первой очереди начнут входить в строй, жители Камчатки смогут более продуманно подходить к использованию близлежащих природных богатств. Очень скоро они почувствуют немалые выгоды, которые принесет им ликвидация лимитов на электроэнергию. Они свободно смогут разрабатывать небольшие, но имеющие коммерческий спрос залежи полезных ископаемых или же создавать в леспромпхозах комплексы по переработке древесины, утилизировать отходы этой переработки и т.д. Сооружение ГЭС будет сопровождаться развитием дополнительных объектов инфраструктуры: на полуострове появятся

карьеры, жилье, производственные здания, мастерские, склады, линии связи и электропередачи, автодороги и пр. Все это может быть использовано в интересах жителей близлежащих районов.

По использованию располагаемых гидроресурсов МГЭС можно условно разделить на следующие основные группы:

- новое строительство русловых, приплотинных или деривационных МГЭС с водохранилищами суточного или сезонного регулирования;
- восстановление или реконструкция ранее действовавших гидрозловов;
- утилизация существующих перепадов уровней в водохозяйственных объектах (ирригация, водоснабжение, судоходные сооружения, плотины и запруды в зонах отдыха) или технологических процессах (сбросы бытовых и промышленных очищенных стоков, отепленных вод ТЭС, гидросооружения для водоснабжения тепловых и атомных станций и промышленных предприятий);
- использование скоростной энергии свободного течения больших и малых рек, в том числе в условиях ледостава.

В связи с сокращением объемов крупного гидроэнергетического строительства в России предприятия, традиционно производившие гидроэнергетическое оборудование, частично переориентировали свое производство на нужды малой гидроэнергетики.

Одновременно в ряде промышленных центров возникли малые предприятия и акционерные компании, в том числе в рамках конверсии, производящие оборудование для МГЭС. Тем самым снята декларировавшаяся в течение ряда лет проблема с приобретением оборудования для МГЭС за рубежом.

В настоящее время в России может быть обеспечена потребность внутреннего рынка с полностью автоматизированными гидроагрегатами единичной мощностью до 1000 кВт, по индивидуальным разработкам могут быть изготовлены агрегаты значительно большей мощности.

Номенклатура электрогенераторов также позволяет укомплектовать серийными машинами гидроагрегаты мощностью до 1000 кВт.

Стоимости комплектных гидроагрегатов мощностью свыше 100 кВт в зависимости от располагаемого напора составляют 200...400 дол. за 1 кВт установленной мощности.

В соответствии с разработанной в 1993 г. программой строительства малых ГЭС в России до 2012 г. может быть введено около 800 МВт установленных мощностей с выработкой электроэнергии свыше

3000 МВт·ч/год. Распределение вводимых мощностей — техническое перевооружение, восстановление, модернизация списанных и законсервированных МГЭС — 250 МВт; новое строительство в районах изолированного энергоснабжения — 200 МВт.

Наибольшие гидроресурсы и гидроузлы, подлежащие техническому перевооружению, находятся в следующих энергосистемах (мощности приведены округленно): АО «Краснодарэнерго» (45 МВт), АО «Ставропольэнерго» (100 МВт), АО «Каббалкэнерго» (115 МВт), АО «Севкавказэнерго» (60 МВт), АО «Дагэнерго» (60 МВт), АО «Ростовэнерго» (65 МВт), АО «Хабаровскэнерго» (70 МВт), АО «Карелэнерго» (75 МВт), АО «Красноярскэнерго» (25 МВт).

Эта программа в зависимости от экономических условий и спроса на объекты малой гидроэнергетики может быть уточнена и существенно расширена.

Основными проблемами остаются относительно высокая себестоимость оборудования и строительно-монтажных работ, отсутствие средств у заказчиков в условиях прекращения государственной поддержки развития энергетической отрасли.

Стоимость сооружения МГЭС «под ключ» составляет от 100 до 400% к стоимости оборудования в зависимости от типа сооружения и количества агрегатов на станции. Такие стоимости бесперспективны для большинства заказчиков в регионах, где энергия малых рек могла бы обеспечить основные потребности. Предварительный маркетинг показывает, что цена электроэнергии МГЭС должна определяться из условия стоимости 1 т у.т. не более 200 дол. в регионах децентрализованного энергоснабжения или 4...5 центов за 1 кВт·ч в регионах централизованного энергоснабжения с дефицитом электроэнергии.

8.4. Использование тепловых насосов

Определенная роль в решении проблем использования НВИЭ принадлежит теплонасосным установкам (ТНУ), обеспечивающим эффективную утилизацию низкопотенциальной теплоты окружающей среды, промышленных и бытовых стоков.

Использование теплового насоса получило интенсивное развитие в мире в последние годы в связи с энергетическими и экологическими проблемами.

Теловой насос — машина, переносящая теплоту с более низкого на более высокий температурный уровень, затрачивающая при этом

меньшее количество энергии, чем переносимая тепловая энергия. Он способен во многих случаях обеспечивать экономию топлива и уменьшать тепловое загрязнение окружающей среды. С помощью ТНУ природную теплоту и тепловые отходы можно использовать для различных целей теплоснабжения.

Так, для одного отечественного предприятия был разработан проект системы технологического кондиционирования воздуха с холодильной станцией на базе серийных холодильных парокомпрессионных машин типа МКТ-350-2-1 с винтовыми компрессорами (перевод их в режим теплового насоса согласован с заводом-изготовителем). Для получения в теплонасосной установке (ТНУ) теплоносителя с температурой 65 °С произведена замена хладагента Р-22 на Р-12 с более высокой температурой конденсации при допускаемых заводом-изготовителем давлениях конденсации. Эффективность применения ТНУ для комплексного тепло- и холодоснабжения на данном предприятии возросла при наличии сбалансированного потребления холода и теплоты и сбросной теплоты технологического оборотного водоснабжения.

На рисунке 8.5 приведена принципиальная схема разработанной системы выработки холода и утилизации теплоты с ТНУ. Тепловая мощность ТНУ определяется требуемой холодопроизводительностью. В летний период в качестве низкопотенциальной теплоты используется отепленная вода оборотного водоснабжения системы кондиционирования воздуха 4, которая охлаждается в испарителях парокомпрессионных машин 1 с 11 до 6 °С и далее используется как хладоноситель. В отопительный период, когда отсутствует нагретая вода системы кондиционирования воздуха, к испарителям подводится вода технологического оборотного водоснабжения 3 с температурой около 25 °С, которая при традиционной схеме охлаждалась в градирнях 5.

Для отбора получаемой в ТНУ теплоты организован специальный контур циркуляционной воды с насосной группой 6. Проходя через конденсаторы 2 ТНУ, вода нагревается до 65 °С и используется в качестве теплоносителя для технологических нужд котельной и горячего водоснабжения предприятия. Отработавшая во всех элементах тепловой схемы циркуляционная вода с температурой около 42 °С возвращается в конденсаторы ТНУ для последующего подогрева.

В отопительный период наряду с покрытием указанных тепловых нагрузок циркуляционная вода от ТНУ используется для предварительного подогрева обратной сетевой воды систем теплоснабжения предприятия перед поступлением ее в котельную. Для этого системы отопления и вентиляции промышленных корпусов 7 были спроекти-

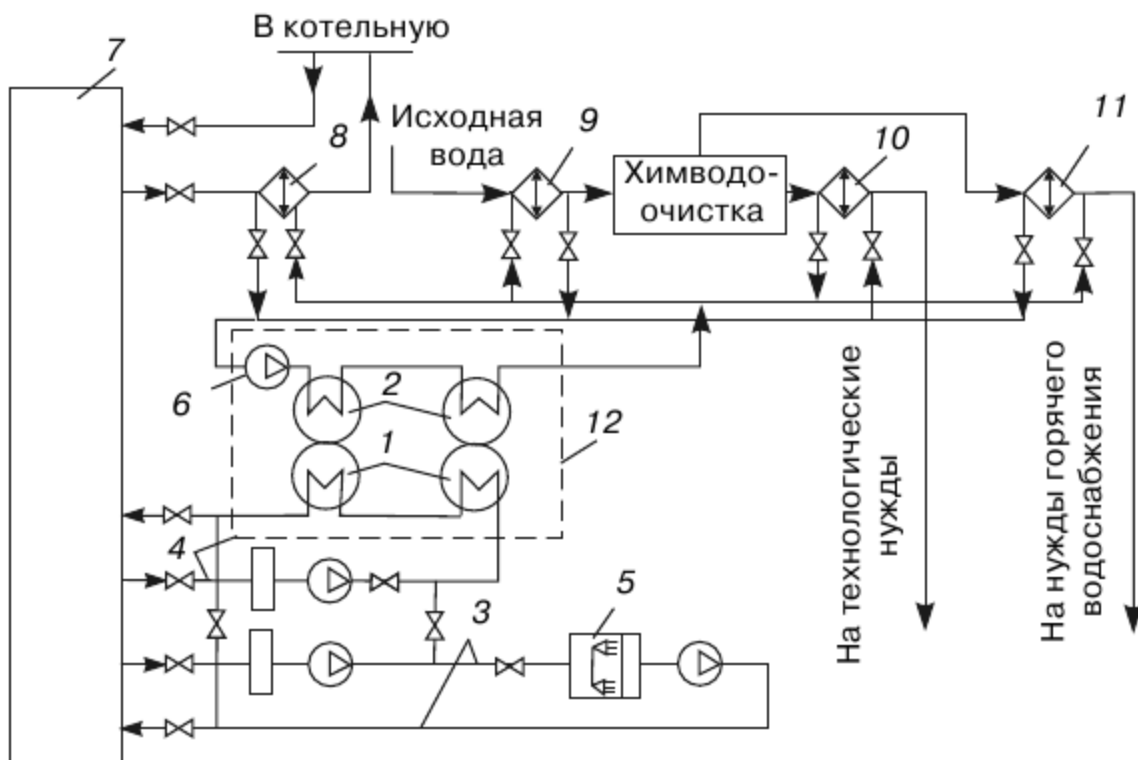


Рис. 8.5. Схема утилизации теплоты:

- 1 — парокompрессионная машина; 2 — конденсаторы; 3 — обратное водоснабжение; 4 — система кондиционирования воздуха; 5 — градирня; 6 — насосная группа; 7 — промышленный корпус; 8—11 — теплообменные аппараты; 12 — система утилизации

рованы на температурный график 150/50 °С, что дало возможность значительно снизить температуру обратной сетевой воды систем теплоснабжения предприятия и тем самым более полно использовать утилизируемую в ТНУ теплоту.

В разработанной системе утилизации 12 применена схема последовательного соединения тепловых насосов по нагреваемому и охлаждаемому теплоносителям с противоточным их движением. Среднегодовой расчетный коэффициент комплексной эффективности (отношение эквивалентных количеств выработанных теплоты и холода к количеству электроэнергии, затраченной на привод ТНУ) разработанной системы составил 5,4. В качестве теплообменных аппаратов 8—11 в тепловой схеме применены пластинчатые подогреватели типа Р. 06, обеспечивающие наиболее эффективное использование располагаемого напора.

На рисунке 8.6 приведен график тепловых нагрузок предприятия в зависимости от времени года. Заштрихованная область соответствует доле тепловой нагрузки, покрываемой ТНУ (Q — среднемесячная часовая тепловая нагрузка предприятия).

Расчеты показывают, что количество утилизируемой теплоты в общем тепловом балансе предприятия составляет около 30%.

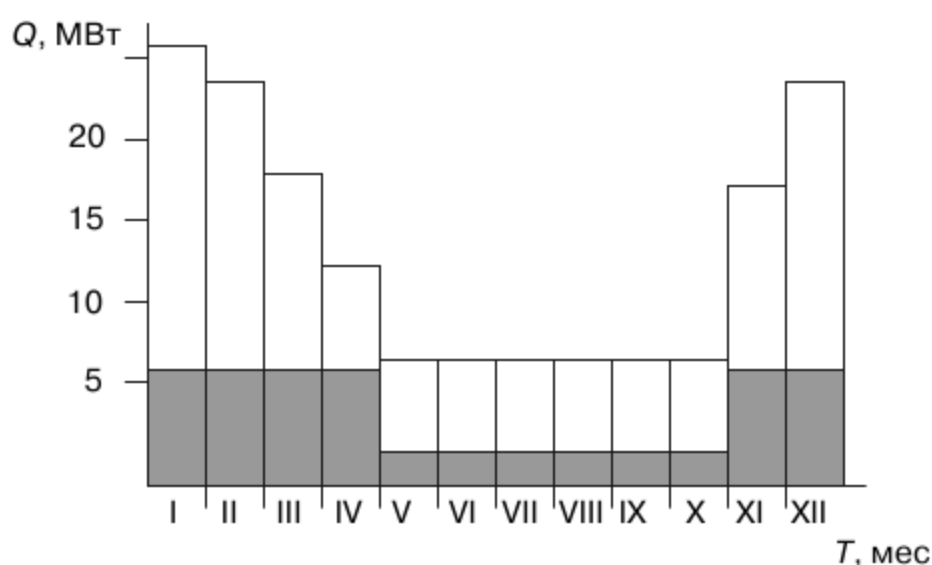


Рис. 8.6. График тепловых нагрузок

Разработанные технические решения позволяют круглогодично покрывать тепловую нагрузку горячего водоснабжения за счет утилизации ВЭР предприятия и существенно уменьшить потребление органического топлива на нужды отопления, вентиляции и технологии. Расчетная годовая экономия тепловой энергии составила более 12 тыс. Гкал. Кроме того, значительно уменьшаются нагрузки градиен и улучшается экологическое состояние воздушного бассейна.

С термодинамической и конструктивной точки зрения ТНУ аналогичны холодильной машине, отличаясь от нее лишь температурным режимом работы.

Существует большое разнообразие типов ТНУ, которые могут быть классифицированы по различным признакам: по принципу действия (парокомпрессионные, абсорбционные, термоэлектрические и др.), схеме применения (ТНУ в чистом виде либо в комбинации с дополнительным источником теплоты), используемому источнику низкопотенциальной теплоты (наружный воздух, поверхностные или подземные воды, грунт, тепловые отходы и др.), сочетанию сред — источника низкопотенциальной теплоты и нагреваемой (воздух-воздух, воздух-вода, вода-воздух, грунт-воздух и др.), источнику затрачиваемой энергии (электричество, органическое топливо, солнечная энергия, тепловые отходы производства и т.п.), типу привода компрессора (электродвигатель, ДВС, турбина и др.).

Тепловые насосы с передачей тепла от воздуха к воздуху имеют не слишком хорошую репутацию. Однако новые модели, использующие воду в качестве источника низкопотенциальной теплоты, полностью свободны от недостатков, свойственных тепловым насосам «воздух-воздух», и обладают преимуществами, которых эти насо-

сы лишены. К числу таких преимуществ относятся: лучшие эксплуатационные показатели при низких температурах наружного воздуха (поскольку источником низкопотенциального тепла служит вода), меньшая потребность в подаче дополнительного тепла и более высокий КПД.

В настоящее время тепловые насосы с водяным контуром используются при сооружении новых и реконструкции существующих общественных зданий. Их почти всегда располагают в надпотолочном пространстве и они не нуждаются в дорогостоящей площади пола. В современных административных зданиях, состоящих из большого количества помещений, вполне возможна ситуация, при которой одни помещения, расположенные по периметру, нуждаются в отоплении, а в то же самое время другие помещения, расположенные по периметру, нуждаются в кондиционировании воздуха. Внутренняя зона здания будет почти круглый год нуждаться в кондиционировании. Тепловые насосы, расположенные во внутренней зоне, подают теплоту в контур, а насосы, расположенные по периметру здания, отбирают теплоту из контура. Во многих случаях дополнительный нагрев не требуется, поскольку все здания отапливаются за счет повторно используемой электроэнергии.

Бытовым вариантом теплового насоса с водяным контуром является насос, для которого источником низкопотенциальной теплоты служит грунт. Не требуется ни башенный охладитель воды, ни бойлер: вместо них в качестве поглотителя или источника теплоты используется грунт.

Петля из труб, содержащих жидкий теплоноситель, укладывается в горизонтальную траншею либо помещается в вертикальную скважину или в пруд. Тепловая энергия, выделяемая системой, передается грунтовым водам; при обогреве помещения грунтовые воды служат источником низкопотенциальной теплоты. Поскольку температура грунтовых вод колеблется лишь в пределах от 3 °С до 26 °С, требуется лишь незначительный подогрев, а иногда и не требуется вовсе. При использовании отопительных систем подобного рода период окупаемости капиталовложений обычно составляет от 3 до 5 лет.

Тепловые насосы используются также и для нагрева воды. В этом случае они отбирают тепловую энергию из воздуха, находящегося внутри здания; вода нагревается примерно до 60 °С. Работая в этом режиме, тепловой насос обладает коэффициентом преобразования, равным 2—4. Для сравнения укажем, что наиболее совершенные газовые водонагреватели имеют коэффициент преобразования, равный 0,6—0,9,

а электронагреватели обладают коэффициентом преобразования, равным 0,9—1,0.

На практике в большинстве случаев применяются парокомпрессионные ТНУ с электроприводом компрессора.

Наибольшее применение ТНУ нашли в следующих областях: теплоснабжение (централизованное и децентрализованное) жилых, административных и производственных объектов; обеспечение теплотой нужных параметров некоторых технологических процессов (сушка, дистилляция, тепловая обработка); теплохладоснабжение сельскохозяйственных объектов (молочно-товарные фермы, фрукто- и овощехранилища и др.). Новой областью применения ТНУ стало создание высокотемпературных ТНУ открытого цикла для получения пара промышленных параметров, а также высокотемпературных абсорбционных термотрансформаторов для получения горячей воды и пара с температурой до 250 °С. Применение ТНУ открытого цикла на водяном паре перспективно на маневренных ТЭЦ, в системах пароснабжения от крупных загородных ТЭЦ, на ТЭЦ при выпаривании солевых растворов. Ведется освоение крупной ТНУ под Выборгом и проектируется комбинированная установка ДЭС + ТНУ в г. Владимире.

Теплопроизводительность ТНУ может составлять от нескольких сотен ватт до 100 МВт в одном агрегате.

В мире ТНУ применяются широко. Они заняли прочное место в ряду других средств теплоснабжения. Так, в США эксплуатируется около 7 млн ТНУ, половина из которых составляет ТНУ для коттеджей тепловой мощностью 3...30 кВт. В Германии имеется около 300 тыс. ТНУ, в том числе около 500 ТНУ большой мощности, десятки ТНУ по 500 кВт с приводом от газовых ДВС для теплиц. Для Швеции (общее количество ТНУ около 150 тыс.) характерно применение крупных ТНУ, эксплуатируется около 50 ТНУ по 20...90 МВт.

В 1986—1989 гг. в бывшем СССР был разработан ряд парокомпрессионных ТНУ на фреоне-12 теплопроизводительностью от 17 кВт до 11,5 МВт типа «вода-вода» и «вода-воздух». Большая часть ТНУ этого ряда прошла стадию изготовления и испытания опытных образцов на пяти заводах холодильного машиностроения. Четыре типоразмера выпускались серийно (ТНУ теплопроизводительностью 14, 100, 300, 8500 кВт). Общий их выпуск с 1987 г. составил более 3000 единиц. Кроме того, АО «ИН-СОЛАР» осуществило поставку заказчикам около 25 ТНУ на 1,5 и 5 кВт для горячего водоснабжения и отопления коттеджей «воздух-вода» и «грунт-вода», базирующихся на импортных компрессорах.

Отечественные ТНУ по достигаемому коэффициенту преобразования (отношение тепловой энергии, отданной потребителю, к энергии, затраченной на привод ТНУ) не уступают лучшим мировым образцам. При эффективном применении ТНУ обеспечивается экономия топлива в сравнении с прямым электрообогревом до 270 кг у.т. и в сравнении с котельными до 55 кг на 1 МВт·ч тепловой энергии.

Экономическая целесообразность применения ТНУ в значительной степени определяется отношением стоимости электроэнергии к стоимости топлива в перерасчете на его теплотворную способность. Для нашей страны характерно завышенное в 3—4 раза по сравнению со странами Запада значение данного отношения, что сдерживает широкое распространение ТНУ.

Важным резервом экономии топлива и защиты окружающей среды является использование таких источников энергии, как воздух, вода и грунт, температура которых изменяется во времени под воздействием различных природных и антропогенных факторов. При огромной суммарной мощности эти низкопотенциальные источники могут рационально использоваться многочисленными малоэнергоемкими потребителями, удаленными от систем энергоснабжения.

В технико-экономическом докладе ВНИПИэнергопрома «Развитие теплонасосных станций» определены целесообразные области использования тепловых насосов в Российской Федерации:

- на объектах курортной зоны;
- в электростанциях, вблизи которых находятся источники низкопотенциального тепла (водохранилища ГЭС);
- на электростанциях 220...500 кВт;
- на ТЭЦ, переводимых в режим котельных и котельных на органическом топливе вблизи источников тепловой энергии;
- на ГЭС для использования теплоты охлаждения гидрогенератора и трансформаторов для теплоснабжения;
- для охлаждения обратной сетевой воды в системах дальнего транспортирования тепла отходящих и дымовых газов.

В Краснодаре ведется сооружение опытной теплонасосной установки теплопроизводительностью 100 кВт с использованием взамен фреона специальной пропан-бутановой фракции.

«Роскоммунэнерго» в 2005 г. совместно с институтом теплофизики Сибирского отделения Академии наук РФ создает компрессионно-ресорбционный водоаммиачный тепловой насос теплопроизводительностью 1...1,5 МВт для систем теплоснабжения и горячего водоснабжения на базе низкопотенциальной теплоты 15...30°C.

Для использования тепловой энергии от сжигания твердых и жидких бытовых отходов Сибирский филиал «Техэнергохимпром» (г. Бердск) разработал ряд установок различной мощности и различного конструктивного исполнения в зависимости от вида преобладающей части бытовых отходов.

Применение ТНУ, даже при современном уровне оборудования, выпускаемого отечественными заводами, позволяет использовать их для отопительных нужд (с трансформацией тепловой энергии грунта и Солнца, сбросной тепловой энергии от крупных предприятий, холодильных станций и т.д.).

В отдаленных районах севера и северо-востока страны нашли применение подземные машинные распределительные холодильники с зимним холодозарядным атмосферным воздухом. Строительство подземных холодильников дешевле наземных на 20...25%, расход энергии при эксплуатации сокращается на 30%.

Контрольные вопросы

1. Какие источники энергии относятся к возобновляемым?
2. Какой энергетический потенциал у Солнца, Земли и ветра?
3. В каких регионах России целесообразно использовать ветроэнергетику?
4. Как конструктивно устроена ветроэлектроустановка?
5. Каковы перспективы развития геотермальной энергетики?
6. В каких регионах России размещены основные запасы природных теплоносителей?
7. В чем специфическое отличие турбин Верхне-Мутновской ГеоЭС?
8. Каковы перспективы развития солнечной энергетики?
9. Как работает солнечный элемент?
10. Где построены и как работают СФЭС?
11. Как рационально использовать энергию биомасс?
12. Какой опыт эффективного использования ТБО Вы знаете?
13. Как работает установка по термической переработке отходов?
14. Каковы перспективы развития малой гидроэнергетики?
15. Каковы перспективы использования энергии морей и океанов?
16. Роль ТНУ в экономии ТЭР.
17. Чем определяется экономическая целесообразность применения тепловых насосов?

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НОВЫХ ВИДОВ ТОПЛИВА И РАЗВИТИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

9.1. Новые виды жидкого и газообразного топлива

Нефть «синтетическую» и газ, полученные из угля дополнительные углеводородные ресурсы, представленные органической составляющей горючих сланцев, битуминозных пород, топливные спирты, а также водород относят к новым видам жидкого и газообразного топлива.

Уголь, горючие сланцы и битуминозные породы являются главными перспективными источниками получения жидкого и газообразного топлива. Потенциальные запасы содержащегося в них углеводородного сырья намного превосходят известные запасы нефти и природного газа.

Широко доступная и разнообразная сырьевая база и полностью отработанная и освоенная технология их производства являются одним из основных преимуществ энергетического использования спиртов в качестве топлива или добавки к нему. По мнению многих специалистов, водород способен заменить ископаемое органическое топливо в таких сферах его потребления, как авиация, автотранспорт, коммунально-бытовой сектор и т.д. При этом ресурсы водорода (если в качестве его источника рассматривать воду) практически не ограничены.

Самым важным свойством водорода является универсальность его использования. Он может применяться в качестве основного топлива или как добавка к нефтяному при относительно небольших конструктивных переделках двигателя; энергия водорода может также преобразовываться в топливных элементах в электроэнергию; водород способен заменить природный газ и нефть почти во всех крупных химических производствах и т.д.

9.2. Синтетическое топливо из углей

Большое значение имеет создание промышленной технологии получения синтетических жидких топлив на базе огромных запасов бурых и каменных углей, в состав которых входят органические и минеральные компоненты. Перечень и вещественное содержание этих компонентов предопределяет выбор направлений использования и методов комплексной переработки углей. Существенное влияние на дальнейшее расширение глубокой переработки углей оказывает технический прогресс, представляющий собой непрерывное развитие и совершенствование орудий труда и технологических процессов в этой области.

К настоящему времени разработаны и проходят проверку новые технологические схемы и процессы, внедрение которых значительно расширит масштабы комплексной переработки углей. К таким процессам в первую очередь относятся высокоскоростной пиролиз, гидрогенизация и термическое растворение.

Высокоскоростной пиролиз (полукоксование) — процесс последовательного нагрева предварительно измельченного до пылевидного состояния угля сначала газовым до температуры 300 °С (сушка), а затем твердым теплоносителем до температуры 650 °С (разложение с выделением основной массы паров смол и тяжелых углеводородов). При взаимодействии с твердым теплоносителем происходит теплообмен с высокими скоростями. Это позволяет резко интенсифицировать процесс по сравнению с традиционными схемами полукоксования и обеспечить более чем в 2 раза выход продуктов пиролиза.

В результате такого интенсивного разложения получают полукокс (68%), энергетический газ (15%) и смола (17%), которые характеризуются следующими качественными показателями:

<i>Полукокс</i>	
Зольность, %	12...20
Содержание летучих, %	5...19
Теплота сгорания, кДж.	27,21...28,05
Насыпная масса, кг/м ³760
<i>Смола, %</i>	
Карбены-карбоиды.	5
Асфальтены	5
Фенолы.	26
Нейтральные масла.	47
Осмоляющиеся	14
Пиридиновые основания	2
Карбоновые кислоты.	1

<i>Энергетический газ, %</i>	
Углекислоты	23
Оксиды	
углерода	16,8
водорода.	24,2
Удельные углеводороды	25,0
Непредельные углеводороды	4,7
Кислород.	0,5
Азот	6,2
Сероводород.	0,3
Теплота сгорания, кДж/кг.	20,09
Удельный вес, кг/м ³	1,04

Исследованиями установлена возможность выделения из смолы до 47% дистиллятной части, из которой около 50% отгоняется в виде бензиновой фракции. Жидкие топлива из тяжелой части смолы могут быть получены при ее замедленном коксовании.

Гидрогенизация — процесс получения жидких и газообразных продуктов из углей под давлением 10 МПа при температуре 420...430 °С и объемной скорости 0,8...1 ч⁻¹ в присутствии пастообразователя — донора водорода, катализаторов (солей железа и молибдена) и надбавок ингибиторов радикальной полимеризации.

К настоящему времени разработан ряд новых решений. В частности, это относится к предварительной сушке угля газовым теплоносителем в вихревых камерах, механохимической подготовке углемаляных суспензий, очистке газов низкотемпературной короткоциклонной адсорбцией, сжиганию шламов и сточных вод и регенерации катализаторов. Количество органической массы угля (ОМУ), превращаемое в жидкие и газообразные продукты, составляет 90...92%. Жидкие продукты с температурой кипения до 300 °С подвергаются переработке с применением процессов гидроочистки, каталитического риформинга и гидрокрекинга с получением высокооктанового бензина и дизельного топлива, выход которых составляет 45...50% по отношению к исходному количеству ОМУ.

Термическое растворение — технология получения из углей тяжелых жидких экстрактов и выработки синтетической нефти и моторных топлив путем деструктивной гидрогенизации продуктов термического растворения. Работы ведутся в Институте горючих ископаемых, носят поисковый характер и проводятся на лабораторной аппаратуре. Процесс ведется при давлении 5 МПа, температуре 415 °С, объемной скорости 1...1,3 ч⁻¹ по пасте с использованием дистиллятного растворителя с температурой кипения 200...350 °С (содержащего до 33% донора водо-

рода) в количестве 1,8 по отношению к углю. Последующая переработка жидких продуктов включает фильтрование, коксование беззольного экстракта, гидрогенизационную переработку сырого бензина и части регенерированного растворителя. Выход продуктов составляет: бензин автомобильный — 7,45, электродный кокс — 12,45, битум — 25,92, газы — 12,17, остаточный уголь — 25,92, потери — 8,63. Полученные предварительные результаты свидетельствуют о значительно меньшем выходе моторных топлив, чем в процессе прямой гидрогенизации.

9.3. Горючие сланцы

Кроме России, добычу горючих сланцев и производство синтетического топлива в промышленных масштабах осуществляют в КНР, где производство составляет 0,3 млн т/год, и в Бразилии, где производство сланцевой смолы доведено до 50 тыс. т/год. На пороге промышленного освоения месторождений горючих сланцев находятся США, Марокко, Австралия. Разработаны различные варианты добычи и переработки сланцев. Все они предусматривают термическое разложение с получением синтетических топлив и побочных продуктов — серы, аммиака, кокса и т.д.

Перспективными способами переработки сланцев являются газификация на парокислородном дутье под давлением и термическое растворение. Исходя из предварительных разработок при газификации, возможно получение газа с калорийностью 3000 ккал/кг в объеме 9 млн т у.т. (если газифицировать все сланцы), что позволит в перспективе в Поволжье сэкономить до 10% котельно-печного топлива.

При термическом растворении 40 млн т горючих сланцев возможно производство около 20 млн т у.т. высококипящего беззольного экстракта и 2 млн т у.т. газа. По расчетам, целесообразно беззольный экстракт прямо использовать в качестве дорожных битумов, а высвобожденные битумы — в дальнейшей переработке с производством энергетической продукции.

Большое значение для повышения экономичности использования волжских сланцев имеет выделение и утилизация попутно залегающих полезных ископаемых, микрокомпонентов, редкоземельных металлов и серы.

Исходя из запасов, уровней подготовленности к промышленному освоению и имеющегося опыта разработки сланцевых месторождений возможна, начиная с 2012 г., разработка месторождений горючих сланцев Поволжья с доведением в перспективе до 30...40 млн т в год.

9.4. Битуминозные породы

Значительным резервом развития в стране индустрии дополнительного углеводородного сырья являются битуминозные породы. Это комплексное органоминеральное сырье, которое при термическом воздействии способно выделять органическую составляющую, являющуюся заменителем нефти, а минеральные остатки, остающиеся после отделения «синтетической» нефти, являются прекрасным сырьем для строительной и дорожной индустрии.

Месторождения и скопления битуминозных пород довольно многочисленны и географическое размещение их крайне неравномерно. В связи с плохой изученностью прогнозные запасы «синтетического» топлива, содержащегося в битуминозных породах, варьируют от 20 до 30 млрд т.

Значительные разведанные запасы размещаются на территории Татарстана, Ульяновской и Самарской областей, где они залегают на глубинах до 400 м. Имеются месторождения природных битумов на Северном Кавказе, Восточной Сибири, в Коми и других районах нашей страны.

За исключением Татарстана и Якутии специальных геолого-разведочных работ на битумы в стране не проводили.

Наиболее изученными считаются скопления битуминозных пород в пермских отложениях Татарстана. В соответствии с решением ГКЗ в качестве основы для планирования геолого-разведочных работ приняты запасы в размере 1 млрд т с битумонасыщенностью свыше 5%. По степени разведанности эти запасы относятся к категории прогнозных.

9.5. Спиртовые топлива

Как компоненты моторных топлив спирты — метанол, этанол ранее в периоды острой нехватки топлива уже использовались. В настоящее время за рубежом наибольший практический опыт накоплен по использованию этилового спирта.

В начале 1970-х гг. в связи с возрастающими требованиями к качеству используемых топлив, необходимостью расширения сырьевой базы производства моторных топлив возрос интерес и к использованию метанола как топлива или добавки к нему. Известны такие топлива, как «газохол», «дизохол».

Значительный интерес к спиртовым топливам, особенно метанольному, обусловлен рядом причин, из которых главными являют-

ся: в экологическом отношении такие топлива более приемлемы, чем синтетический бензин и другие не нефтяные топлива, хранение и распределение аналогично бензину, их применение дает возможность достичь повышения топливной экономичности двигателя. Все это достигается при одновременном расширении ресурсов моторных топлив нефтяного происхождения.

Технически доказана возможность использования метанола: в качестве 5 и 15%-ной добавки к бензину; для производства высокооктановой добавки к топливу — МТБЭ (метил-трет-бутиловый эфир); для производства бензина из метанола; в чистом виде.

Бензометанольная смесь, содержащая 5% метанола, ввиду расслаивания при температуре -3°C может быть использована как летний вид топлива. Если использовать 1,5 млн т метанола в качестве такой добавки, расширение ресурсов моторных топлив может составить 0,8 млн т. В целом бензометанольные смеси стабильны в эксплуатации, выхлопы компонентов в отработанных газах значительно снижены: углеводородов на 10...20%, оксидов азота — на 30...35%.

В настоящее время в лабораториях проводят работы по использованию метанола в чистом виде. Однако такое использование требует значительных изменений конструкций серийных двигателей, которые не могут быть осуществлены на современном уровне развития техники. Отрабатывают отдельную подачу метанола от бензина. Такие двойные топливные системы имеют ряд преимуществ. По данным ГосНИИметанолпроекта при внедрении двойных топливных систем потребуется расход метанола в объеме до 10% объема бензина и он может использоваться во всех климатических зонах. Такая подача топлива позволяет также использовать низкооктановый бензин.

9.6. Водородная энергетика

В настоящее время основным сырьем в России для производства водорода является природный газ, из которого производят более 90% водорода.

Уже разработаны и внедряются перспективные методы извлечения водорода из водородосодержащих газов различных производств: низкотемпературная конденсация, адсорбция, абсорбция, мембранная технология. Производство водорода этими методами значительно экономичнее, чем на специальных установках паровой конверсии углево-

дородных газов, считающейся наиболее дешевым методом производства водорода. Перспективным источником является уголь. Однако в программе развития водородной энергетики в стране на перспективу предусмотрено, что основным сырьевым источником получения водорода станет вода, для разложения которой должно быть использовано тепло высокотемпературного ядерного реактора (ВТЯР).

Водород обладает очень высокой теплотой сгорания: при сжигании 1 г водорода получают 28,6 кал тепловой энергии (при сжигании 1 г бензина — 11,2 кал), его можно транспортировать и распределять по трубопроводам как природный газ.

Главным преимуществом водородной энергетики является возможность экономии традиционного энергетического сырья за счет широкого использования водорода в качестве топлива для двигателей внутреннего сгорания (как в чистом виде, так и в виде добавки) и газотурбинных двигателей (авиатранспорт, электроэнергетика).

Испытания показали, что более эффективно использовать водород в виде 5...10%-ной добавки к бензину, поскольку использование чистого водорода ведет к нарушению рабочего процесса двигателя и выделению больших количеств NO_x , а также к усложнению хранения больших количеств водорода на борту автомобиля. Такая смесь позволяет повысить топливную экономичность двигателя на 20...25%, снизить эксплуатационный расход бензина на 35...40% и токсичность отработавших газов по СО в 15—20 раз, по углеводородам в 1,5—2 раза и окислам азота в 10—15 раз.

В связи с отсутствием товарных ресурсов водорода на начальном этапе перевод автомобильного транспорта на бензоводородные композиции целесообразно проводить по определенным регионам, в которых имеются либо достаточные ресурсы вторичного водорода, являющегося побочным продуктом химических и нефтехимических производств, либо имеются достаточные ресурсы технологических газов, из которых может быть получен дешевый водород.

Для получения пиковой электроэнергии использование водорода в энергетике необходимо рассматривать одновременно с использованием электроэнергии АЭС для производства водорода электролизом воды с дальнейшим сжиганием его для выработки электроэнергии в часы максимальных нагрузок либо в паровой турбине, в парогенераторе и МГД-генераторе, либо в МГД-генераторе и парогенераторе. Расчетные значения затрат на магистральную подачу водорода на большие расстояния при той же передаваемой мощности оказываются в 3—5 раз ниже затрат на транспортирование электроэнергии.

9.7. Перспективы развития ВИЭ

Если в 1980 г. доля производимой электроэнергии на ВИЭ в мире составляла 1%, то, по оценке Американского общества инженеров-электриков, к 2020 г. она достигнет 13 и к 2060 г.— 33%. По данным Министерства энергетики США, в этой стране к 2020 г. объем производства электроэнергии на базе ВИЭ может возрасти с 11 до 22%. В странах Европейского союза планируется увеличение доли использования ВИЭ для производства тепловой и электрической энергии с 6 (1996) до 12% (2010). Исходная ситуация в странах ЕС различна. И если в Дании доля использования ВИЭ с 3% в 2000 г. достигла 10%, то Нидерланды планируют увеличить долю ВИЭ с 3% в 2000 г. до 10% в 2020 г. Основным результатом в общей картине определяет Германия, в которой планируется увеличить долю ВИЭ с 5,9% в 2000 г. до 12% в 2010 г. в основном за счет энергии ветра, солнца и биомассы. Главными причинами, обусловившими развитие ВИЭ, являются:

- обеспечение энергетической безопасности;
- сохранение окружающей среды и обеспечение экологической безопасности;
- завоевание мировых рынков ВИЭ, особенно в развивающихся странах;
- сохранение запасов собственных энергоресурсов для будущих поколений;
- увеличение потребления сырья для неэнергетического использования топлива.

Масштабы роста использования ВИЭ в мире на ближайшие 10 лет представлены в табл. 9.1.

Таблица 9.1

Прогноз роста установленной мощности ВИЭ в мире, ГВт

Вид оборудования или технологии	2005 г.	2015 г.
Фотоэлектричество	0,938 (0,26)	9,2 (1,7)
Ветроустановки, подключенные к сети	14	74
Малые ГЭС	70	175
Электростанции на биомассе	18	92
Солнечные термодинамические станции	0,2	10
Геотермальные электростанции	I	20,7
	II	32,25
Итого	111,1	380,9...392,45

		<i>Окончание</i>	
Вид оборудования или технологии		2005 г.	2015 г.
Геотермальные тепловые станции и установки, ГВт	I	17,174	44,55
	II		69,50
Солнечные коллекторы и системы	ГВт	11	55
	млн м ²	60	300

Примечания: 1. В строке «фотоэлектричество» в скобках указано годовое производство фотоэлементов. 2. I, II — сценарии развития геотермальной энергетики соответственно при ежегодном росте на 10 и 15%.

Контрольные вопросы

1. Какие новые виды жидкого и газообразного топлива могут быть использованы в перспективе?
2. Как можно получить «синтетическое» топливо?
3. Где в России размещены основные залежи сланцев и какова перспектива их вовлечения в ТЭБ страны?
4. Для каких целей можно использовать спиртовые топлива?
5. Каковы перспективы развития водородной энергетики?
6. Каковы перспективы развития ВИЭ?
7. Что образуется из пылеугольного топлива при высокоскоростном пиролизе?
8. Как происходит гидрогенизация углей?
9. В чем преимущества спиртовых топлив по сравнению с синтетическими бензинами и другими не нефтяными топливами?
10. На сколько процентов можно на автомобильном транспорте при эксплуатации снизить расход бензина при использовании 5...10%-ной добавки водорода?

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Будрейко Е.Н., Зайцев В.А.* Введение в промышленную экологию. М. : Профобр., 1991.
2. *Бушуев В.В.* Об энергетической стратегии России // Вестник электроэнергетики. 1998. № 3.
3. *Гриценко А.И.* Нетрадиционные возобновляемые источники энергии. М. : ВНИИГАЗ, 1996.
4. Методические указания по расчету выбросов загрязняющих веществ при сжигании топлива в котлах. М. : Гидрометеиздат, 1985.
5. Основы современной энергетики / А.П. Бурман и др. М. : МЭИ, 2002.
6. Ресурсы и эффективность использования возобновляемых источников энергии. / П.П. Безруких, Ю.Д. Арбузов, Г.А. Борисов и др. СПб. : Наука, 2002.
7. *Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю.* Технология энергосбережения : учебник. М. : Форум-Инфра-М, 2006.
8. Энергосберегающие технологии в СССР и за рубежом : в 2 т. / С.Н. Ятров, Л.В. Жилина, Ю.Д. Сибикин и др. М. : Фирма «Энергосбережение», 1993.