

621.311
Ш 264

Ю. И. Шаров

ОБОРУДОВАНИЕ
ТЕПЛОВЫХ
ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ –
ПРОБЛЕМЫ
И ПЕРСПЕКТИВЫ

Утверждено
Редакционно-издательским советом университета
в качестве учебного пособия

НОВОСИБИРСК
2002

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	5
1. Энергетика начала XXI века	9
1.1. Традиционная энергетика	9
1.1.1. Тепловая энергетика	9
1.1.2. Гидроэнергетика	13
1.1.3. Ядерная энергетика	15
1.2. Альтернативная энергетика	18
1.2.1. Солнечная энергетика	18
1.2.2. Ветровая энергетика	21
1.2.3. Альтернативная гидроэнергетика	24
1.2.4. Геотермальная энергетика	27
1.2.5. Биоэнергетика	29
1.2.6. Водородная энергетика	31
1.2.7. Энергетика на топливных элементах	33
1.2.8. Термоядерная энергетика	35
2. Тепловые электрические станции на углях	38
2.1. Проблемы угольных ТЭС	38
2.2. ТЭС на бурых углях Шварце Пумпе	39
2.3. Китайские угольные ТЭС	42
2.4. ТЭС с сжиганием в кипящем слое	47
3. Парогазовые установки	49
3.1. Пути повышения эффективности и безопасности ПГУ на различных топливах	49
3.2. Математическое моделирование ПГУ с ЦКС	51
3.2.1. Введение	51
3.2.2. Описание установок комбинированной ТЭС с ЦКС	52
3.2.3. Описание модели	52
3.2.4. Результаты моделирования	55
3.2.5. Заключение	59
3.3. Парогазовая электростанция на базе углей и отходов в Шварце Пумпе	59
4. Синтез-газ в энергетике	63
4.1. Проблемы газификации	63
4.1.1. Системы интегрированной внутрицикловой газификации на базе углей	63
4.1.2. Жидкометанольный процесс	64
4.1.3. Газификация нефти	65

УДК 621.311.22.0025 (075.8)
Ш 264

Рецензенты: д-р техн. наук, проф. *Г. В. Ноздренко*
д-р техн. наук, проф. *Т. А. Филиппова*

Работа подготовлена
на кафедре тепловых электрических станций
к курсовому и дипломному проектированию
для студентов-теплоэнергетиков

Шаров Ю. И.

Ш 264 Оборудование тепловых электростанций – проблемы и перспективы: Учебное пособие. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2002. – 122 с.

Рассмотрены тенденции развития Российской и мировой теплоэнергетики. Приводятся схемы использования натуральных и синтетических топлив. Затронуты экологические проблемы.

УДК 621.311.22.0025 (075.8)

© Новосибирский государственный
технический университет, 2002 г.

4.1.4. Газификация черного шелока	66
4.1.5. Биомасса	66
4.1.6. Функция изучения	66
4.2. Будущее интегрированной газификации в комбинированном цикле (IGCC)	67
4.2.1. Общие положения	67
4.2.2. Основные компоненты установки IGCC	67
4.2.3. Синтез	68
4.2.4. Результаты	70
4.2.5. Перспективы	73
4.2.6. Заключение	76
4.3. Синтез-газ из углей и остатков тяжелых фракций нефти	76
4.3.1. Введение	76
4.3.2. ТЭС с газификацией и газовыми турбинами Сименс	77
4.3.3. Концепция ТЭС с газификацией	78
4.3.4. Устройство камеры сгорания и топливной системы	79
4.3.5. Опыт эксплуатации установки в Буггенуме	80
4.3.6. Заключение	81
4.4. Опыт эксплуатации парогазовой ТЭС Вресова на синтез-газе из углей	81
4.4.1. Техническая концепция 400-Мегаваттной комбинированной ТЭС	81
4.4.2. Завод газификации углей	82
4.4.3. Газовые турбины	84
4.4.4. Установки-утилизаторы комбинированных ТЭС	85
5. Экологические проблемы ТЭС	87
5.1. Учет новых достижений по горячей десульфуризации газов	87
5.2. Модернизация польских угольных ТЭС с целью улучшения экологической обстановки	90
Опыт эксплуатации самой мощной в Европе ТЭС с установкой десульфуризации газов	90
5.3. Снижение выбросов SO ₂ при промышленном использовании бурых углей «Марица Ост»	96
6. Стратегия развития энергетики России	101
6.1. Введение	101
6.2. Организационно-экономическая структура российской энергетики	102
6.3. Отраслевые стратегии топливного комплекса России	107
6.3.1. Нефтяная стратегия	107
6.3.2. Газовая стратегия	109
6.3.3. Угольная стратегия	112
6.4. Стратегия развития гидроэнергетики	114
6.5. Стратегия развития ядерно-энергетического комплекса	115
Библиографический список	118

ВВЕДЕНИЕ

Научные основы, прикладные исследования и технические решения должны находить подтверждения на предприятиях тепловых электростанций. Поэтому инженеров тепловых электростанций интересуют вопросы:

- обновления функций оборудования тепловых электростанций при различных видах топлив;
- достижения проектных параметров и потребительской стоимости таких, как: соблюдение отпускной стоимости, коэффициент полезного действия (см. рис. В.1), мощность (электрическая и тепловая);
- производственной безопасности и жизнеспособности при изменяющихся требованиях;
- надежности;
- поддержания в исправном состоянии.

Особенное внимание должно быть уделено коэффициенту полезного действия. Рост КПД отчетливо виден на рис. В.1.

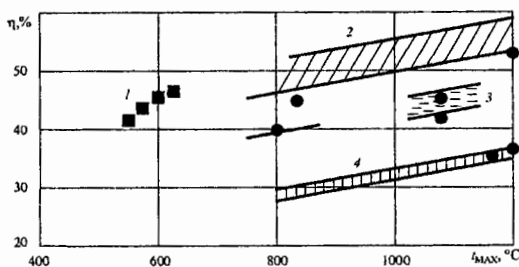


Рис. В.1. Зависимость КПД станционных процессов от температуры:
1 — ПТУ, 2 — ПГУ, 3 — газификация углей, 4 — ГТУ

Прогресс достигнут путем:

- повышения параметров свежего пара до $P_0=300$ атм. и $t_0 = 600 \dots 650$ °С;

- использования тепла отходящих газов для подогрева питательной воды;
- целенаправленного повышения КПД агрегатов (например, КПД турбины $\eta_t > 0,9$), в результате чего порядок КПД станции $\eta_{ТЭС} = 0,45$; и подтвержден прежде всего в Дании, Японии и Германии. И потенциал развития еще есть (рис. В.2).

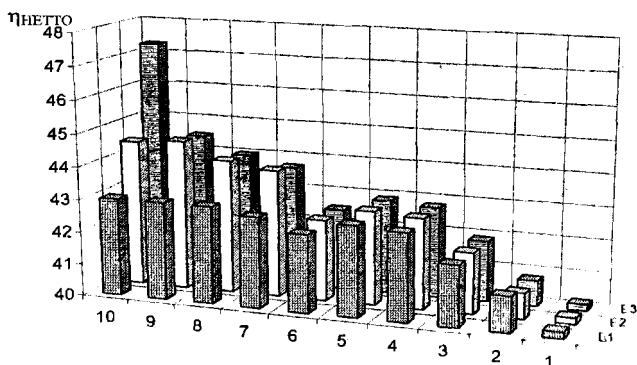


Рис. В.2. Улучшение процесса:
 1 – базис, 2 – изотропный КПД, 3 – параметры пара,
 4 – температура перегрева пара, 5 – давление в конденсаторе,
 6 – шлаковые потоки, 7 – потребность в регенеративном
 тепле, 8 – газовая турбина для привода дымососа,
 9 – двойной промежуточный перегрев,
 10 – внутренняя сушка угля, E1, E2, E3 – параметры
 (см. табл. В.1)

Это технологии циркулирующего слоя (атмосферного или под давлением рис. В.3), интегральной газификации углей (рис. В.4), комбинированного парогазового процесса, который стал перспективным благодаря:

- изготовлению высококачественных топлив и их сжиганию с низкими выбросами;
- достигнутой высокой надежности газовых турбин;
- изготовлению материалов, позволяющих реализовать высокие температуры на входе в турбины.

Известно, что ТЭС, использующие ископаемые топлива, имеют высокие вредные выбросы. Поэтому предельно допустимые концентрации вредностей (рис. В.5) должны быть значительно уменьшены. С 1.07.1996 года в Германии приняты защитные ме-

роприятия, согласно которым ТЭС будут оборудованы первичными и вторичными устройствами очистки газов. Но необходимо также, чтобы аналогичные меры приняла: Польша, Чехия, Венгрия и др. Путь к чистым угольным технологиям преопределен.

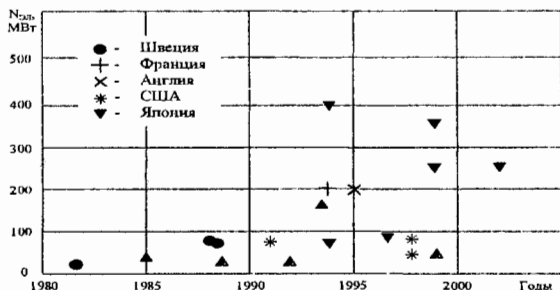


Рис. В.3. ТЭС с сжиганием в псевдоожиженном слое

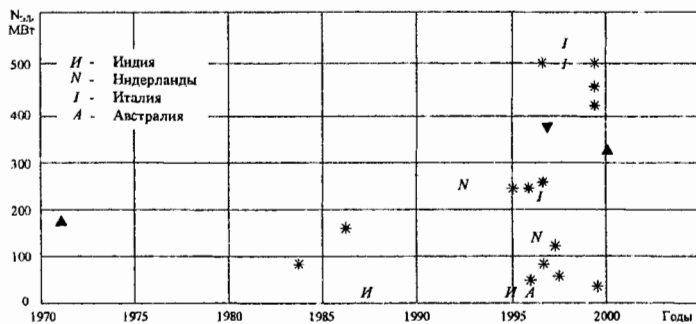


Рис. В.4. ТЭС с интегрированной газификацией

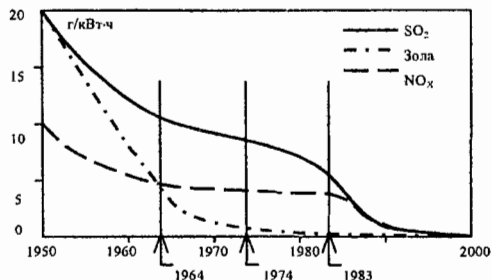


Рис. В.5а. Ограничение выбросов в Германии

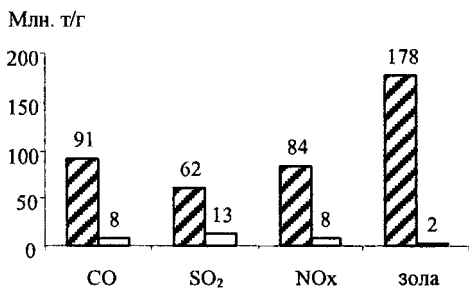


Рис. В.5б. Всемирные выбросы угольных ТЭС в 2020 году: штрих – обычные, белые – с учетом мероприятий по уменьшению выбросов

Таблица В.1

Параметры экономической, экологически чистой угольной ТЭС

Параметр	Размерность	Варианты V ₀ (Базис Шв. Пумпе)	E1	E2	E3
Эл. мощность нетто	МВт	800 (789,6)	800 (800,6)	800 (811,9)	800 (794,2)
Угли			Влажные бурые		
Свежий пар: P ₀	МПа	26	26	30	30
t ₀	°С	547	580	600	600
Поджиг: P _п	МПа	5,14	5,14	8,3/2,6	8,3/2,6
t _п	°С	565	596	620/620	620/620
Конденсатор: P _к	бар	0,04	0,03/0,04	0,03/0,04	0,03/0,04
Питательная вода: t _{пв}	°С	273	300	300	327
η _{БР}	–	0,4309	0,4482	0,4688	0,5066
η _{нет}	–	0,4042	0,4277	0,4479	0,4734
Система отпуска тепла		+	+	+	+
Сушка углей		–	–	–	Внутри процесса

1. ЭНЕРГЕТИКА НАЧАЛА XXI ВЕКА

1.1. ТРАДИЦИОННАЯ ЭНЕРГЕТИКА

1.1.1. ТЕПЛОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Электроэнергия на ТЭС вырабатывается на традиционных видах топлива (угле, газе, мазуте, торфе, горючих сланцах) при помощи мощных паровых турбин, приводящих в действие электрогенераторы. По особенностям технологического процесса ТЭС подразделяются на два вида.

Конденсаторные (КЭС), в которых прошедший через турбину отработанный пар охлаждается, конденсируется и вновь поступает в котел. Тяготая к источникам топлива и к регионам наибольшего потребления электроэнергии, они широко распространены в мире.

Теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), особенностью которых является то, что отработанный в турбине пар или горячая вода затем используются для отопления и горячего водоснабжения промышленной и коммунальной сферы. ТЭЦ строятся преимущественно в крупных городах, поскольку эффективная передача пара или горячей воды из-за высоких тепловых потерь в трубах возможна на расстоянии не более 20...25 км. Кроме того, чтобы уменьшить потери тепла, ТЭЦ необходимо дополнять небольшими подстанциями, которые должны размещаться вблизи от потребителя.

При всех указанных недостатках ТЭЦ представляют собой установки по комбинированному производству электроэнергии и тепла, в связи с чем суммарный коэффициент полезного использования топлива повышается до 70 % против типовых значений 30...35 % на КЭС. При этом, как правило, максимальная мощность ТЭЦ меньше, чем КЭС.

Преимущества тепловых станций по сравнению с другими типами электростанций заключаются в следующем.

1. В относительно свободном территориальном размещении, связанном с широким распространением топливных ресурсов.

2. В способности (в отличие от ГЭС) вырабатывать электроэнергию без сезонных колебаний мощности.

3. В том, что площади отчуждения и вывода из хозяйственного оборота земли под сооружение и эксплуатацию ТЭС, как правило, значительно меньше, чем это необходимо для АЭС и тем более для ГЭС.

4. ТЭС в связи с массовым освоением технологий их строительства сооружаются гораздо быстрее, чем ГЭС или АЭС, и их стоимость на единицу установленной электрической мощности значительно ниже по сравнению с АЭС и ГЭС.

В то же время ТЭС обладают и крупными, в большинстве случаев неустраняемыми недостатками.

1. Для эксплуатации ТЭС обычно требуется гораздо больший персонал, чем для ГЭС и АЭС сопоставимой мощности, связанной с обслуживанием очень масштабного по объему топливного цикла.

2. ТЭС постоянно зависят от поставок невозобновляемых (и нередко привозных) топливных ресурсов (уголь, мазут, газ, реже торф и горючие сланцы).

3. ТЭС весьма критичны к многократным запускам и остановкам; смены режима их работы резко снижают эффективность, повышают расход топлива и приводят к повышенному износу основного оборудования.

4. ТЭС характеризуются сравнительно низким КПД (как правило, до 40 %).

5. Именно ТЭС оказывают прямое и крайне неблагоприятное влияние на экологическую обстановку и являются самыми «грязными» источниками электроэнергии. Наибольший ущерб экологии окружающих регионов приносят станции на угле, особенно высокочольном. Среди ТЭС самыми экологически «чистыми» оказываются станции, использующие в своем технологическом процессе природный газ.

По оценкам экспертов, ТЭС всего мира выбрасывают в атмосферу ежегодно около 200...250 млн т золы, более 60 млн т сернистого ангидрида и большое количество углекислого газа (вызывающего так называемый парниковый эффект и приводящего к долгосрочным глобальным климатическим изменениям), при этом поглощая огромное количество кислорода. Кроме того, к настоящему времени установлено, что избыточный радиационный фон вокруг тепловых электростанций, работающих на угле, в

среднем в мире в 100 раз выше, чем вблизи АЭС такой же мощности (уголь в качестве микропримесей почти всегда содержит уран, торий и радиоактивный изотоп углерода).

Тем не менее хорошо отработанные технологии строительства, оборудования и эксплуатации ТЭС, а также относительная дешевизна их сооружения приводят к тому, что доля ТЭС в мировых энергобалансах в целом повышается, причем эксперты считают, что такая тенденция в обозримом будущем сохранится. По указанной причине совершенствованию технологий ТЭС и снижению влияния их недостатков во всем мире уделяется большое внимание.

В снабжении топливом основным направлением последних лет в наиболее развитых и богатых странах является перевод угольных и мазутных ТЭС на природный газ (прежде всего, для снижения экологической нагрузки на окружающую среду). В Европе это в последние годы закреплено соответствующими директивами ЕС. Кроме того, новые стандарты экологической безопасности для ТЭС в развитых странах предусматривают обязательное оборудование станций многоступенчатыми системами улавливания и утилизации вредных пылевых и газовых выбросов (фильтры, катализаторные каскады и пр.).

В последнее время на ТЭС появляются и получают широкое распространение установки принципиально новых типов.

1. Газотурбинные установки (ГТУ), где вместо паровых турбин действуют газовые турбины на жидком или газообразном топливе, что в основном снимает крайне острую проблему водоснабжения ТЭС и тем самым позволяет размещать их в дефицитных по воде районах.

2. Парогазотурбинные установки (ПГУ), в которых тепло отработавших газов используется для подогрева воды с целью получения пара низкого давления в парогенераторах, за счет чего возможно существенно повысить коэффициент полезного использования топлива.

3. Магнетогидродинамические генераторы (МГДГ) для непосредственного преобразования тепловой энергии в электрическую.

Принцип работы МГДГ такой же, что и обычного электрогенератора: в проводнике, движущемся поперек магнитного поля, возникает электрический ток. При этом роль проводника в МГДГ играет так называемая низкотемпературная (2000...3000 °С)

плазма, возникающая в результате насыщения газообразных продуктов сгорания топлива легко ионизируемыми добавками.

ТЭС комбинированного цикла, использующие МГД-генераторы, считаются перспективными. Комбинация МГДГ с обычной газотурбинной или паротурбинной системой позволяет достичь КПД до 60 %. Станция с комбинированным циклом для получения каждого киловатт-часа электрической энергии расходует топлива на 50 % меньше, чем станция с обычным циклом. Кроме того, такие электростанции меньше загрязняют окружающую среду и имеют еще одно важное преимущество – способность быстро развивать максимальную мощность.

Основной пока до конца не преодоленной проблемой широкого использования МГДГ является создание и промышленный выпуск недорогих конструкционных материалов, способных противостоять коррозии при высоких (2000 °С и выше) рабочих температурах газовой плазмы в МГД-установках. В настоящее время выпуск материалов с подобными характеристиками ограничен сферами специальной, прежде всего, военно-авиационной и ракетной техники.

Еще одной, считающейся достаточно перспективной технологией ТЭС является газовая микроэнергетика. При высокой теплотворной способности газ как топливо создает единственную экологическую опасность – токсичные окислы азота в продуктах горения. При этом в малых котлах их образуется в 5 раз меньше (на единицу вырабатываемой энергии), чем в больших, но существуют освоенные и простые методы снижения образования окислов азота путем подмешивания части дымовых газов к входящему воздуху, т. е. рециркуляции или дожигания дымовых газов.

Малые энергоустановки на газовом топливе, состоящие из газовой турбины (или даже двигателя внутреннего сгорания), турбогенератора и котла-утилизатора для комбинированной выработки электроэнергии и тепла, считаются вполне реальной основой газовой микроэнергетики. Особенно эффективна такая схема в тех случаях, когда потребителю необходимо только тепло (отопление, горячая вода); тогда достаточно установить на чердаке или в подвале здания небольшой, полностью автоматизированный газовый водогрейный котел.

Эффективность газовой микроэнергетики определяется прежде всего тем, что плотность потока энергии в газовой трубе, даже при невысоком давлении, примерно на два порядка выше, чем в

трубе с горячей водой. Поэтому одну и ту же энергию можно передать в газовой трубе десятикратно меньшего диаметра.

Известно, что уложенные 50...70 лет назад газовые трубы в основном служат до сих пор, в то время как тепловые сети горячего водоснабжения и отопления приходится менять и ремонтировать гораздо чаще из-за коррозии металла (впрочем, использование современных полимерных труб частично снимает эту проблему). Наконец, газ передается по трубам практически без потерь, в то время как в длинных магистралях водяного теплоснабжения теряется до 60 % тепла.

1.1.2. ГИДРОЭНЕРГЕТИКА

Самую дешевую электроэнергию, как правило, производят на ГЭС. Гидроэнергетический потенциал, используемый ими, относят к неисчерпаемым ресурсам. Использование ГЭС ограничивается прежде всего тем, что их размещение нельзя ориентировать на потребителя, а можно строить только в определенных местах, где присутствует удачное сочетание мощной реки с удобными для строительства станции формами рельефа.

Первые ГЭС относились к так называемому проточному типу, при котором вода реки не подпруживалась, а просто пропусклась через турбину. Для создания таких станций требовались большие перепады в уровнях реки. Например, знаменитая электростанция у Ниагарского водопада (США) была именно такого типа.

В современных ГЭС для повышения напора воды, его стабилизации (вне зависимости от погодных, сезонных и годовых колебаний уровня выпадающих осадков и речного стока), а также для обеспечения долговременных запасов потенциальной энергии воды сооружают плотины, перед которыми создаются крупные водохранилища.

В горных районах обычно строятся высоконапорные ГЭС, что позволяет более эффективно использовать энергию потока при сравнительно небольших расходах воды.

Однако при всей своей кажущейся экологичности гидроэнергетика тоже далеко не безвредна для окружающей среды. Плотины и водохранилища не только выводят из оборота большие площади земли, но и влияют на качество воды: и той, что накапливается в водохранилищах, и той, что спускается через турбины. Изменение гидрографического режима в зоне водохранилищ и

ГЭС приводит к подтоплению, засолению, заболачиванию больших территорий, а также к неблагоприятным, часто необратимым, изменениям биосистем и ландшафтов.

Страдает и русло реки ниже плотины. В зависимости от сезона вода, поступающая из водохранилища, может содержать очень мало растворенного кислорода, и тогда она становится неблагоприятной средой для рыб и других водных организмов. Наконец, спускаемая через плотину вода, как правило, гораздо сильнее размывает русло и берега ниже ГЭС, чем это делала бы незапруженная река.

Еще одним недостатком мощных гидростанций является то, что их сооружение (особенно все, что связано с оборудованием плотин и гигантских водохранилищ) требует огромных материальных (стройматериалы, оборудование, техника, финансы) и трудовых затрат, значительных (обычно не менее 5 – 6 лет) сроков строительства и немалых эксплуатационных расходов.

По указанным причинам в последние годы в равнинных регионах строительство ГЭС является скорее исключением, чем правилом, и большинство стран ориентируется на эксплуатацию гидроэнергоресурсов лишь в горных и предгорных регионах – там, где строительство ГЭС дешевле и не приводит к слишком масштабным экологическим издержкам.

Наиболее перспективными направлениями развития гидроэнергетики в настоящее время считаются гидроаккумулирующие станции (ГАЭС), малые ГЭС и микро-ГЭС.

ГАЭС представляют собой «обратимые» станции, которые могут работать как в обычном режиме, на внешнего потребителя энергии, так и в обратном режиме, используя свободную (суточную и сезонную) энергию других станций единой сети, для пополнения запаса воды в своем водохранилище. Создание и применение ГАЭС связаны прежде всего с так называемой проблемой пиков – высокой степенью неравномерности расходования энергии в течение суток, а также заметными сезонными колебаниями энергопотребления.

Гидроаккумулирующие станции, которые подключаются в сеть для покрытия пикового потребления энергии, тем самым обеспечивают необходимую маневренность в использовании мощностей энергетических систем. Кроме того, в отличие от ГЭС, строительство ГАЭС требует, как правило, значительно меньших масштабов отчуждения земельных площадей под водохранилища.

Другим направлением повышения эффективности использования гидроэнергетических ресурсов является сооружение малых ГЭС и микроГЭС. К малым ГЭС (МГЭС) принято относить гидроэлектростанции мощностью 0,1...30 МВт (при этом для них введено ограничение по диаметру рабочего колеса турбины – 3 м и по мощности одного гидроагрегата – до 10 МВт). Установки мощностью менее 0,1 МВт выделяются в категорию микроГЭС.

Основными критериями при принятии решения о строительстве малых ГЭС и микроГЭС являются наличие благоприятных местных условий по источнику воды и рельефу, а также отсутствие развитых региональных энергосетей и целесообразность создания автономной системы энергоснабжения.

При этом, по экспертным оценкам, экономический гидроэнергетический потенциал, пригодный к эксплуатации системами малых ГЭС и микроГЭС, в мире составляет около 35 % общего экономического гидропотенциала и в настоящее время используется не более чем на 3...5 %. В связи с этим рынок малых и особенно микро-ГЭС, сдаваемых подрядчиком «под ключ», считается весьма перспективным.

1.1.3. ЯДЕРНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Менее чем за полвека развития ядерная энергетика заняла существенное место в энергопроизводстве практически всех промышленно развитых стран мира. Уже к середине 1950-х годов были достигнуты большие успехи в разработке и крупномасштабном внедрении ядерных реакторов для военных целей (промышленные реакторы для производства плутония, энергетические реакторы для атомных подводных лодок). Опыт их эксплуатации продемонстрировал работоспособность, надежность и простоту обслуживания, т. е. те качества, которые необходимы для использования в энергетике. Были найдены достаточно крупные месторождения урана и разработаны коммерчески эффективные технологии топливного цикла (добыча, обогащение, создание топливных стержней и сборок), что сделало производство энергии на АЭС экономически вполне рентабельным.

Безусловную привлекательность АЭС определила и их практическая независимость от размещения первичного энергоресурса. В отличие от ГЭС сооружения АЭС не требуют привязки к крупным рекам и особенностям рельефа. Для АЭС не имеет

реального значения удаленность от месторождения урана и топливных заводов: энергетический эквивалент урана в миллионы раз выше, чем угля или нефти, а объемы топливных перевозок и связанных с ними расходов составляют ничтожную долю в стоимости производимой энергии.

В основных промышленных регионах мира производство электроэнергии на АЭС оказалось, по крайней мере, не дороже, чем на угольных ТЭС, и заметно дешевле, чем на нефтяных (мазутных) и газовых ТЭС. Это обстоятельство стало особенно важным в начале 1970-х годов, когда разразился энергетический кризис и цены на нефть на мировом рынке повысились в несколько раз. В результате темпы роста мощности ядерной энергетики в мире в эти годы резко увеличились.

Наконец, немаловажное значение для интенсивного развития ядерной энергетики имеет ее относительная экологическая чистота. Действительно, если сжигание органических топлив на тепловых электростанциях приводит к выбросу в окружающую среду больших объемов вредных веществ (оксидов азота, серы и углерода, токсичных углеводородов, золы и пыли) и сопровождается потреблением огромного количества кислорода (до 8 млн т/год для ТЭС мощностью 1 млн кВт), то на АЭС таких веществ просто не образуется, а кислород вообще не расходуется. Наконец, безусловным преимуществом АЭС оказалось то, что даже уровень создаваемой ими избыточной радиоактивности гораздо ниже, чем вокруг ТЭС, и не вносит никакого серьезного дополнительного вклада в естественный радиоактивный фон.

По указанным причинам до конца 1970-х годов ядерная энергетика во всех промышленно развитых странах развивалась ускоренными темпами. Однако происшедшая в 1979 году в Гаррисберге (США) авария на АЭС «Три Майл Айленд» с расплавлением активной зоны реактора, хотя и не привела к выходу значительных количеств радиоактивных веществ за пределы защитной оболочки энергоблока, но заставила специалистов серьезно пересмотреть отношение к уровню безопасности АЭС. Принятые после этой аварии в США и других странах меры по увеличению безопасности реакторов повлекли за собой заметное удорожание энергии АЭС и уменьшение их конкурентоспособности.

Падение на мировом рынке цен на нефть также снизило конкурентоспособность АЭС по отношению к ТЭС на углеводород-

ном топливе. Кроме того, активная политика энергосбережения в промышленно развитых странах Запада привела на некоторое время к избытку энергопроизводящих мощностей, заметно перекрывающему уровень потребления энергии. В результате темп роста мощностей АЭС в мире к середине 1980-х годов несколько снизился (так, только в США с 1979 по 1984 гг. было аннулировано около 70 заказов на ядерные реакторы для АЭС).

Еще более чувствительный удар по ядерной энергетике был нанесен катастрофой на Чернобыльской АЭС 26 апреля 1986 г. В результате в некоторых странах приняли мораторий на дальнейшее развитие ядерной энергетике. Однако в таких государствах, как Франция, Япония (до недавнего времени и ФРГ), ядерная энергетика продолжает последовательно вытеснять энергетика на органическом топливе.

АЭС по себестоимости вырабатываемой электроэнергии близки к ГЭС, но чрезвычайно опасны в случае аварий, во всех остальных отношениях они более приемлемы, чем ТЭС и ГЭС. Судя по последним прогнозам МАГАТЭ, общая мощность АЭС в мире в 2010 г. может достичь 480 млн кВт, хотя доля АЭС в мировой выработке электроэнергии при этом возрастет незначительно.

Франция, Япония, Республика Корея, некоторые другие страны не свернули своих программ и продолжают строительство АЭС. Эксперты считают, что в начале XXI в. неизбежно начнется новый «атомно-энергетический» бум, который затронет прежде всего страны Юго-Восточной Азии (ЮВА), а также Латинскую Америку и приведет к резкому расширению рынка заказов на строительство АЭС.

Сейчас в мире действуют 436 АЭС. В 1999 г. в строй введены четыре АЭС: во Франции, Индии, Корее и Словакии и начато строительство еще семи станций – по две в Японии, на Тайване, в Корее и одна в КНР. Планы на ближайшие годы – ввод в мире 38 новых АЭС.

В настоящее время в США мощность АЭС превышает 90 млн кВт, во Франции – 45 млн кВт, в Японии – 27 млн кВт. В России на долю АЭС приходится немногим более 21 млн кВт установленной электрической мощности.

1.2. АЛЬТЕРНАТИВНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

1.2.1. СОЛНЕЧНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Ежегодно солнечные лучи приносят на Землю энергию, эквивалентную сжиганию 50 трлн т топлива. Но плотность ее на земной поверхности, с учетом суточно-годовых колебаний и облачности, составляет в среднем всего 150...250 Вт на квадратный метр. Главное достоинство этой энергии в том, что она «даровая». Главный недостаток – она крайне рассеянная. Например, для того чтобы получить мощность средней электростанции – 1000 МВт, нужно научиться полностью «собирать» солнечную энергию с площадки размером 2х2 км.

Для использования солнечной энергии применяются три основные технологии. Первая, получившая наибольшее распространение, – теплоснабжение с помощью солнечных коллекторов, дающих низкотемпературное тепло. Солнечная энергия применяется для обогрева зданий, кондиционирования воздуха, опреснения морской воды, сушки сельскохозяйственной продукции и др. В настоящее время больше всего гелиоустановок горячего водоснабжения и солнечного отопления построено в США и Японии, но их самая высокая плотность из расчета на душу населения достигнута в Израиле и на Кипре. Солнечная энергия применяется также в Китае, Индии, ряде стран Африки и Латинской Америки, в некоторых южных районах стран СНГ.

Вторая технология использования солнечной энергии – сооружение солнечных электростанций (СЭС). Солнечные электростанции обеспечивают нагрев теплоносителя при помощи систем, ориентированных на солнце отражателей (параболоидов или параболических цилиндров), в фокусе которых находятся емкости или трубы с теплоносителем. Образовавшийся при кипении теплоносителя (в результате нагрева системой отражателей) пар используется в обычном технологическом цикле для производства электроэнергии по схеме: пар–турбина–электрогенератор.

СЭС башенного типа (котел с теплоносителем на специальной башне, в фокусе множества параболических отражателей) и модульного типа (трубы в фокусах параболических цилиндров) уже несколько десятилетий успешно эксплуатируются в ряде регионов мира: Франции, Испании, Италии, Японии, США.

Однако у СЭС есть несколько крупных недостатков. Высокая установочная стоимость, связанная с необходимостью использования дорогих параболических отражательных систем и (особенно для «башенной» схемы) механизмов их «слежения за Солнцем». Необходимость отчуждения под станцию больших площадей и высокие эксплуатационные расходы, связанные с обязательной регулярной очисткой отражателей. И, наконец, сравнительно низкий КПД преобразования энергии. По указанным причинам разрабатываемые в США в начале 1990-х годов проекты СЭС мощностью до 300...400 МВт были свернуты.

Тем не менее в ряде стран СЭС (в основном модульного типа) по-прежнему уделяется большое внимание. Одним из лидеров здесь является Швейцария, где уже полтора десятилетия на средства частных лиц и муниципалитетов реализуется под лозунгом «за энергонезависимую Швейцарию» программа «СОЛАР» по строительству нескольких тысяч автономных гелиоустановок для электро- и теплоснабжения.

Одним из весьма перспективных направлений использования солнечной энергии в тепловых циклах преобразования считается совмещение в едином комплексе СЭС и газовой ТЭС. В этом случае днем основную нагрузку берет на себя СЭС, а ночью и в пасмурную погоду, а также зимой к тем же турбогенераторам подключается ТЭС. В результате строительства таких станций в Калифорнии оказалось возможным добиться вполне приемлемой для многих потребителей стоимости электроэнергии в пределах 8...10 центов за 1 кВт·ч.

Третья (считающаяся наиболее перспективной) технология использования солнечной энергии заключается в применении прямых преобразований в виде батарей фотоэлементов.

Принцип такого преобразования базируется на открытом еще в прошлом веке явлении фотоэмиссии, когда возбуждаемые фотонами солнечного света электроны проводника (но гораздо эффективнее – полупроводника: легированного кремния, арсенида галлия и др.) создают в нем электрический ток. При промышленном производстве максимальные достигнутые значения КПД полупроводникового фотопреобразования составляют не более 20...25 %.

Тем не менее сейчас уже построен ряд экспериментальных фотоэлектрических станций (ФЭС) мощностью до нескольких тысяч киловатт. Нарастает мощность индустрия массового

производства фотоэлектрических панелей разного типа, в том числе в виде тонколистовых и пленочных материалов, пригодных для покрытия больших неровных поверхностей.

Солнечная энергетика ФЭС довольно быстро развивается, в первую очередь, благодаря уменьшению стоимости фотоэлектрических преобразователей. Эта стоимость в расчете на 1 кВт установленной мощности снизилась со 100 тыс. дол. в начале 1980-х годов до 3...5 тыс. долл. к концу 1990-х годов. Считается, что пороговой цифрой станет снижение стоимости 1 кВт·ч до 40...50 центов, после чего ФЭС окажутся коммерчески конкурентоспособными автономными источниками местного энергоснабжения в сравнении с традиционно используемыми малыми дизельными электростанциями.

Одним из лидеров практического использования ФЭС, в рамках упомянутой программы СОЛАР, стала Швейцария. Здесь уже построено около 2 тыс. гелиоустановок на кремниевых фотопреобразователях мощностью от 1 до 1000 кВт. Такие установки, чаще всего мощностью 2...3 кВт, монтируются на крышах и фасадах зданий, площадью в несколько десятков квадратных метров, и их оказывается достаточно для обеспечения бытовых нужд среднего дома и зарядки аккумуляторов электромобиля. Дневной избыток энергии в летние сезоны направляют в электрическую сеть общего пользования, а зимой, особенно в ночные часы, энергия бесплатно возвращается владельцу гелиоустановки от местной сети.

Крупные фирмы монтируют на крышах производственных корпусов гелиостанции мощностью до 300 кВт. Такая станция может покрыть потребности небольшого предприятия в энергии на 50...70 %. В муниципальной сфере, чтобы не отчуждать для сооружения ФЭС землю, панели фотопреобразователей располагают на крышах и стенах зданий, на шумозащитных ограждениях автодорог, на транспортных и промышленных сооружениях (мостах, цехах, плотинах).

К существенным недостаткам ФЭС, помимо пока слишком высокой установочной стоимости и незначительной мощности, относят и специфику преобразования: КПД фотоэлементов большинства известных типов резко падает при их нагреве. Поэтому для эффективной работы солнечных фотопанелей под ними прокладывают трубопроводы системы охлаждения (водяного или чаще воздушного). Нагретый теплоноситель при этом обычно

дополнительно используют в описанных выше коллекторных системах теплоснабжения.

Однако безусловными и наиболее важными сдерживающими факторами в развитии энергетики ФЭС оказывается проблема малой плотности солнечного лучевого энергопотока, а также проблема его суточных, погодных и сезонных колебаний, что требует использования для ФЭС огромных площадей.

По этим причинам одним из перспективных (хотя и с достаточно далекой перспективой) направлений развития ФЭС считается вынос станций в околоземное пространство. В этом случае по расчетам станция мощностью 5 млн кВт, расположенная на геостационарной орбите, должна иметь площадь панелей порядка 30...40 км² при массе 7...10 тыс. т. А для передачи на Землю выработанная электроэнергия должна преобразовываться в сверхвысокочастотное излучение с частотой, близкой к так называемым окнам радиопрозрачности земной атмосферы. СВЧ-луч принимается наземной антенной и преобразуется в электроэнергию с необходимыми стандартными параметрами (напряжение, частота) общих электросетей.

Принципиальными ограничениями создания данного типа ФЭС являются: стоимость и технические сложности развертывания на орбите систем такой массы и нерешенность проблемы безопасности станции: в случае расфокусировки СВЧ-луча относительно приемной антенны на Земле ФЭС способна превратиться в чрезвычайно мощное и опасное «космическое оружие».

В настоящее время наиболее эффективным направлением гелиоэнергетики считается развитие технологий солнечных коллекторов теплоснабжения и ФЭС малой и средней мощности, в первую очередь для автономного энергообеспечения горных и южных регионов.

При этом перспективы развития гелиоэнергетики и наиболее коммерчески привлекательные сферы инвестиций в ней эксперты связывают прежде всего с улучшением технологичности и снижением стоимости фотоэлектрических преобразователей, а также с повышением их КПД и сроков службы.

1.2.2. ВЕТРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Энергетический потенциал ветроэнергетики определяется прежде всего географической динамикой распределения глобальных и локальных (местных) ветров.

К глобальным относят пассаты и так называемый западный ветер. Пассаты возникают в результате повышенного нагрева экваториальной зоны Земли и поднятия нагретых воздушных масс вверх, в результате чего к экватору постоянно увлекается более холодный воздух с севера и юга. Пассаты дуют в приэкваториальной области между 25° северной и 30° южной широты над поверхностью океана со средней силой 2...3 балла. «Западный ветер» дует круглый год с запада на восток в полосе от 40° до 60° южной широты вдоль кромки дрейфующих льдов Антарктиды со средней скоростью 6...8 баллов.

Из локальных ветров наиболее крупными являются муссоны, связанные с сезонными изменениями разности температур материка и океана, которые являются обычными для региона Индийского океана и зимой дуют с суши на море, а летом – с моря на сушу. Кроме того, для прибрежных зон морей типичны ветры, связанные с суточными различиями температуры суши и воды – дневной морской и ночной береговой бризы.

В глубинах материков ветров постоянного направления, как правило, нет, здесь можно говорить только о преимущественных сезонных направлениях ветра. Кроме того, на разной высоте ветер ведет себя по-разному, причем для высот до 50...70 м характерны так называемые рыскающие воздушные потоки. В то же время на высоте 100 м среднегодовые скорости ветров, как правило, превышают 7 м/с, что оказывается весьма благоприятными условиями для использования в ветроэнергетике.

Принцип действия всех ветроэлектроустановок (ВЭУ) един обычными ветряными мельницами: под напором воздушного потока ветроколесо с лопастями (или винт) вращается, передавая крутящий момент (напрямую или через систему трансмиссии) электрогенератору.

Ветровые двигатели, известные с незапамятных времен, начали активно использовать в качестве электрогенерирующих устройств в начале XX в. Пионерами в этом направлении были США, Германия, Россия, где построено несколько сравнительно крупных ветроагрегатов мощностью 0,1...1,5 МВт. Однако к 1940-м годам попытки использования энергии ветра в «большой энергетике» практически прекращены во всем мире. Причины этого как в сравнительной дешевизне в то время нефти и угля для ТЭС, так и в быстрых темпах освоения гидроэнергетических ресурсов.

Новый этап возрождения интереса к ВЭУ и ветроэлектростанциям (ВЭС) связан с энергетическим кризисом 1970-х годов, ко-

гда в мире вновь начали в больших количествах сооружать малые, средние и большие ВЭС.

Суммарная мощность мировых ВЭС к началу 1990-х годов достигла 2 млн кВт. В их сооружении первенство принадлежит США. Из других стран, активно развивавших ветроэнергетику, можно назвать Данию, Швецию, ФРГ, Великобританию, Нидерланды, Испанию, Грецию, Канаду.

Крупные национальные программы освоения энергии ветра развернуты в США, Канаде, Германии, Франции, Швеции, КНР и других странах. Ряд государств осуществляет строительство крупных ВЭС, базирующихся на объединении в общую систему ВЭУ средней мощности. В частности, в 1980-е годы в США было сооружено три ВЭС такого типа, включающие 3600 ВЭУ общей мощностью 240 МВт. Также в США есть проекты сверхмощных ВЭС мощностью 2,5 МВт, где диаметр ветроколес составит около 100 м. В США коммерческие проекты ВЭС наполовину финансируются из государственного бюджета, наполовину – будущими потребителями экологически чистой энергии.

Известны также германские проекты ВЭС «Гровиан» мощностью 3...5 МВт. Кроме того, ВЭС средней мощности проектируются и строятся в Дании, Бельгии, Нидерландах, Испании, ряде других стран.

Удельные капиталовложения в сооружение ВЭУ при их серийном производстве сейчас оцениваются в 800...1100 долл./кВт. В ближайшие годы США планируют получать за счет ВЭС до 1,6 %, производимой электроэнергии. Дания и Нидерланды – до 10 % общего энергопроизводства своих стран.

Традиционная конструкция современных ВЭУ – ветроколесо в виде многолопастного винта с горизонтальной осью. При больших размерах ветроколес сказываются существенные различия в направлении ветра на разной высоте и эффекты «рыскания» воздушных потоков. Это не позволяет оптимально ориентировать установку в воздушном потоке, и более того, вынуждает обеспечивать ее избыточную механическую прочность во избежание разрушения конструкции разнонаправленными порывами ветра. Кроме того, ветроколесо такого типа обычно имеет довольно высокую скорость вращения и создает при работе значительный шумовой фон (в том числе при определенных условиях очень вредный для всех живых существ, включая человека, инфразвук).

С учетом указанных ограничений размеры лопастей крыльчатых ВЭУ с горизонтальной осью реально не должны превышать 60 м,

что в настоящее время позволяет создавать ВЭУ максимальной мощностью 7 МВт и при массовом производстве обеспечить стоимость их электроэнергии около 10...13 центов за 1 кВт·ч.

Более перспективными, в связи с указанными проблемами крыльчатых ВЭУ, считаются карусельные ВЭУ с вертикальной осью вращения. Они не требуют ориентации по воздушному потоку, что особенно важно для типичной ситуации «рыскающих» приземных воздушных потоков, обеспечивают при тех же размерах ветроколеса больший момент вращения, при изменениях скорости ветра быстро наращивают силу тяги.

К недостаткам карусельных ВЭУ относят прежде всего их «тихоходность», т. е. необходимо применение для выработки электроэнергии специальных низкооборотных многополюсных электрогенераторов либо повышающих обороты редукторов, снижающих КПД.

Ветро двигатели подобного типа строятся в США, Японии, Англии, ФРГ, Канаде, достигнутая в настоящее время стоимость производимой ими энергии составляет 15...20 центов за 1 кВт·ч.

Таким образом, существующие и проектируемые ВЭС пока экономически неконкурентоспособны с традиционными источниками электрической энергии. Эксперты считают, что перспективы развития в этой области связаны с повышением коэффициента полезного использования ветра с 25 до 60...70 % за счет совершенствования конструкций ветроколес, со снижением материалоемкости и особенно металлоемкости ВЭС (сейчас она составляет до 500 кг на 1 кВт установленной мощности), а также решением проблем эффективного аккумулирования полученной энергии.

1.2.3. АЛЬТЕРНАТИВНАЯ ГИДРОЭНЕРГЕТИКА

Основные направления развития альтернативной гидроэнергетики связаны с использованием механической энергии приливов, волн, течений и тепловой энергии океана.

Только один приливно-отливный цикл мирового океана энергетически эквивалентен 8 трлн кВт·ч. По экспертным оценкам, технически возможно использование примерно 2 % этого потенциала.

Максимальные амплитуды приливов-отливов характерны для окраинных морей умеренного климатического пояса. Наибольшими запасами приливной энергии обладают Атлантический

океан и в меньшей мере Тихий океан. Одним из наиболее существенных факторов, влияющих на возможность использования энергии приливов, являются особенности береговой линии и прибрежного и придонного рельефа. В длинных узких заливах с пологим дном приливы имеют максимальную высоту, иногда превышающую 10 м, что существенно повышает эффективность энергетического использования приливоно – отливного цикла.

Технологически приливные электростанции (ПЭС) сооружаются обычно по традиционным «речным» схемам с плотинами в створе, с накоплением приливо-нагонных масс воды и пропуском приливного и отливного потока через турбины. В настоящее время разрабатываются и более сложные схемы «поплавкового» типа, в которых для преобразования в электричество используется работа, совершаемая приливом при поднятии системы расположенных на водной поверхности поплавков.

Первые экспериментальные ПЭС появились в начале XX в., однако серьезный интерес к приливной энергетике возродился опять-таки во времена энергетического кризиса, в середине 1970-х годов. В 1984 г. в Канаде была построена ПЭС «Аннаполис» мощностью 20 МВт. Активно развивают направление ПЭС США. Энергетический потенциал ПЭС в США оценивается в 350 млрд кВт·ч в год. Перспективные возможности сооружения ПЭС во Франции оцениваются в 40 млрд кВт·ч в год.

Удельные затраты на сооружение ПЭС в настоящее время составляют 700...800 дол. за 1 кВт установленной мощности, себестоимость электроэнергии варьируют в пределах 3...4 цента за 1 кВт·ч.

Волноприбойная энергетика сосредотачивается в пределах таких зон морского побережья, для которых характерны постоянные сильные ветры и большая высота волн (прибоя). Хотя технический потенциал энергии волн оценивается примерно в 3 млрд кВт·ч в год, реальные возможности его использования по целому ряду причин (в том числе из-за непостоянства ветров и волн), по крайней мере, на два порядка ниже.

Существующие экспериментальные волноприбойные электростанции (ВПЭС) технологически строятся в основном по поплавковым схемам, когда в электричество преобразуется работа волн по поднятию расположенных на водной поверхности систем поплавков. Еще одним перспективным техническим вариантом ВПЭС считается «поршневая» схема, в которой волновые коле-

бания уровня воды в вертикальных колодцах используются в качестве «поршней», прогоняющих через турбины воздух, находящийся над водой в этих колодцах.

Пока эксплуатация опытных ВПЭС ведется только в Великобритании и Японии. Однако разработками в этом направлении активно занимаются в США, Канаде, Австралии и других странах.

Энергетический потенциал океанских и морских течений составляют сотни миллиардов киловатт-часов в год. Но его использование крайне ограничено реальными технологическими возможностями. Так, Гольфстрим, основная часть которого проходит между Флоридой и Багамскими островами, имеет эквивалентную энергетическую мощность в 50 млн кВт, и эксперты в США считают, что в перспективе реально использовать примерно 10 % этой мощности. При этом возможная технология энергетического использования Гольфстрима – погружение систем низкооборотных турбин (скорость течения менее 1 м/с) в поток течения. Однако воплощение таких проектов – дело достаточно далекого будущего.

Перспективы использования тепловой энергии океана основаны на том, что между водой на поверхности и водой на глубинах уже в первые сотни метров существует очень значительная (до 20 °С) разница температур. Поскольку такое явление наблюдается повсеместно в низких широтах, теоретический потенциал данного типа энергетики очень велик.

Для практического использования моретермальных электростанций (МТЭС) наиболее пригодны приэкваториальные зоны океана, где температура воды у поверхности достигает 27...28 °С, а на глубинах 500 – 1000 м составляет 4...6 °С. МТЭС работают с применением испарительно-конденсационного цикла теплоагента, на принципе испарения жидкого аммиака, фреона или другого теплоносителя за счет отбора тепла глубинной холодной водой. Испаренный теплоноситель используется в турбинах низкого давления либо в поршневых системах для выработки электроэнергии.

Программы «Преобразование термальной энергии океана» (ОТЕК) ведутся в США, Японии, Франции с конца 1970-х годов. Построены опытные МТЭС в районах Гавайских островов (США), острова Науру (Япония), в районе Абиджана в Кот-д'Ивуаре (Франция). Пока их мощность не превышает первых сотен киловатт, коэффициент преобразования энергии -

10...15 %, а себестоимость энергии неконкурентоспособна с большинством других традиционных и нетрадиционных энерго-технологий.

Основные перспективы развития МТЭС связывают с технологиями сооружения крупных плавающих станций погружного или полупогружного типа большой мощности; расчеты показывают, что при этом коэффициент преобразования энергии можно поднять более чем вдвое. Однако для МТЭС с такими технологиями пока не вполне решены проблемы накопления и передачи выработанной энергии к потребителям на материке.

1.2.4. ГЕОТЕРМАЛЬНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Возможности геотермальной энергетики базируются на использовании естественного тепла Земли. В целом на нашей планете температура повышается в среднем на 33 °С на 1 км глубины. Однако существуют зоны, чаще всего связанные с регионами повышенной активности земной коры (границы литосферных плит, вулканические районы и др.), где уже на относительно небольших глубинах температура горных пород и пропитывающих их подземных растворов весьма велика.

Потенциальные запасы геотермальной энергии очень высоки. Оценки МИРЭС на начало 1990-х годов составляют цифры около 1 трлн т у.т. Самыми перспективными с точки зрения использования геотермальной энергии считаются окаймляющие зоны Тихого океана: Калифорния, Новая Зеландия, Япония, Камчатка, а также Исландия, Кавказ, Северо-Восточная Африка и др.

Наиболее простая (и основная практически реализуемая) технология использования геотермальной энергии – извлечение на поверхность при помощи пробуренных скважин горячих подземных вод (гидротерм или парогидротерм), отбор их тепла для нужд теплоснабжения или производства электроэнергии и дальнейшая закачка охлажденной воды в пласты для ее повторного нагрева в «природном котле».

В зависимости от температуры воды, пара или пароводяной смеси геотермальные источники подразделяются на низко- и среднетемпературные (с температурой до 130...150 °С) и высокотемпературные (свыше 150 °С).

Низко- и среднетемпературные гидротермы используются в основном для обогрева и теплоснабжения. В Исландии столица Рейкьявик и другие небольшие города полностью отапливаются

природной горячей водой. Термальные воды довольно широко используются для прямого обогрева также в Италии, Франции, Венгрии, Японии, США, в странах Центральной Америки, в Новой Зеландии.

Высокотемпературные источники, содержащие сухой пар, выгоднее всего для сооружения геотЭС, где энергия такого пара превращается в электричество в традиционном паровом турбогенераторном цикле. Первые небольшие геотЭС были построены в Италии. В 1955...1960-х годах были пущены в эксплуатацию первые геотЭС в США (Калифорния), Мексике, Новой Зеландии, а в конце 1960-х годов – в Японии и СССР. С началом энергетического кризиса интерес к геотЭС повысился, и в конце 1980-х годов геотермальные источники для получения электроэнергии использовались уже почти в двадцати странах.

Существующие геотЭС используют в качестве источника энергии естественные парогидротермы (подземные «паровые котлы» в районах «молодого вулканизма» на небольших глубинах – до 2 км), а также гидротермы, залегающие в пластах на глубине 3...5 км.

Основными достоинствами геотермальной энергетики считаются:

- практически неисчерпаемые запасы энергии;
- довольно широкое распространение первичных источников – почти все пояса активной сейсмической и вулканической деятельности, которые занимают около 10 % площади суши нашей планеты;
- сравнительно небольшие издержки создания геотЭС (наличие практически «готового к употреблению» теплоносителя), т. е. невысокая установочная стоимость и дешевизна получаемой энергии;
- экологичность: геотЭС почти не загрязняет окружающую среду.

По указанным причинам мировая геотермальная энергетика развивается достаточно интенсивно: мощность геотЭС в 1985 г. составляла 4800 МВт, из них в США – 2000, на Филиппинах – 830, в Мексике – 500, в Италии – 460, в Японии – 240 МВт. На конец 1990-х годов установленная мощность геотЭС превысила 5500 МВт.

Технологические перспективы развития геотермальной энергетики связывают с созданием более сложных и совершенных схем использования тепла парогидротерм.

Двухконтурные геотЭС, где непосредственно в турбинах работает пар или органический теплоноситель второго контура, который получает тепло от химически агрессивных первичных парогидротерм. По такой схеме сначала в 1980-х годах в мире создается ряд крупных двухконтурных геотЭС, в том числе геотЭС «Хебер» (США) мощностью 50 МВт с органическим рабочим телом.

Использование тепла сухих горных пород, нагретых до достаточно высоких температур, с помощью циркуляционной закачки в горячие пласты поверхностной воды. В 1990-х годах направление геотермальных энергоустановок на основе подземных циркуляционных систем (ПЦС) интенсивно развивалось, в настоящее время оно считается одним из наиболее перспективных. Опытные системы теплоснабжения и геотЭС по схеме ПЦС созданы в США, Англии и Германии.

Наконец, особым перспективным «побочным» направлением в геотермальной энергетике считаются технологии комплексной переработки поступающих на геотЭС парогидротерм с извлечением из них, с использованием энергии станции, ценных компонентов (сероводорода, редких металлов и др.).

1.2.5. БИОЭНЕРГЕТИКА

По мере наращивания материалоемкости современной цивилизации и повышения роли органических веществ перед человечеством все более серьезно встает проблема безопасной утилизации промышленных и бытовых органических отходов. Поскольку такие отходы содержат значительное количество углерода, прежде всего в виде углеводов, они являются потенциальным энергоресурсом, который принято называть некоммерческим топливом.

Основные виды некоммерческого топлива – это древесина, отходы растениеводства и животноводства, а также отходы разнообразных полимерных материалов. Их можно использовать в энергетических целях путем сжигания или перерабатывать во вторичное топливо.

Наиболее разработанные промышленные технологии биоэнергетики – технологии сжигания, а также биохимическая или тер-

мохимическая конверсия, органических веществ в биогаз и спирт (этанол).

Технологии непосредственного сжигания применяются редко, в первую очередь из-за того, что теплотворная способность не-коммерческого топлива невысока, а экологическая чистота сжигания, даже при использовании современных технических решений, во многих случаях сомнительна из-за появления в продуктах сгорания пластмасс токсичных компонентов. По указанным причинам перспективными технологиями сжигания считаются схемы с высокотемпературным горением в смеси с традиционным топливом, а также использование при сжигании катализаторов и схем улавливания, очистки и переработки выходящих газов.

Для биохимической и термохимической конверсии обычно используют прежде всего отходы сельскохозяйственного производства. При этом, в зависимости от сельскохозяйственной специализации той или иной страны или региона, в переработку идут отходы сахарного тростника, рисовая шелуха, стебли кукурузы, хлопчатника, скорлупа кокосовых, земляных и других орехов, а также навоз. По современным экспертным оценкам, суммарный энергетический потенциал не-коммерческого топлива в мире сейчас составляет не менее 4 млрд т у.т. в год.

Производство биогаза, хотя и полукустарными способами, получило наибольшее развитие в Китае, где имеются десятки миллионов биогазовых установок, рассчитанных на одну семью. Быстро растет число таких установок в Индии. Есть они также в районах Юго-Восточной Азии, Центральной Америки, в странах СНГ. Промышленные установки по производству биогаза методами термохимической конверсии одновременно предусматривают получение широкого спектра удобрений для сельскохозяйственных нужд.

В то же время ряд стран, особенно в Латинской Америке, решили перерабатывать «некоммерческое» топливо в этанол. Крупнейший в мире производитель этилового спирта – Бразилия. Значительная часть ее автопарка работает либо на чистом этаноле, либо на спиртобензиновых смесях.

В настоящее время срок окупаемости современных технологических установок для производства биогаза из отходов с учетом одновременного получения удобрений составляет 3...5 лет.

Основные коммерческие перспективы биоэнергетики эксперты связывают с совершенствованием технологий сжигания отхо-

тов, в первую очередь в комплексе с полной утилизацией мусора мегаполисов и крупных промышленных и агропромышленных конгломератов, а также совершенствованием технологий биохимической конверсии. В частности, для этой технологии разработаны и продолжают разрабатываться высокоэффективные штаммы анаэробных микроорганизмов, а также варианты композиций «энергетической биомассы», позволяющие повысить выход и качество получаемого биогаза.

1.2.6. ВОДОРОДНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Одна из очень острых проблем современной мировой энергетики заключается в том, что задача аккумуляирования «впрок» полученной избыточной энергии в высококонцентрированных и всегда готовых к использованию формах по-прежнему не решена. Эта проблема связана с необходимостью сглаживания суточных и сезонных колебаний энергопотребления (фактор так называемых пиковых нагрузок), и с тем, что ТЭС, ГЭС, АЭС очень критичны к быстрым изменениям нагрузки.

По указанным причинам для обеспечения потребителей в периоды пиковых нагрузок большинство стран вынуждены постоянно держать в готовности значительные резервы мощности электростанций, обеспечивать для них запасы топлива и т. д.

Одним из наиболее перспективных решений проблемы аккумуляирования энергии считается так называемая водородная энергетика, в которой в качестве резервного топлива используется водород. Главные достоинства водорода как топлива в том, что его удельная теплота сгорания втрое выше, чем у нефти, а при сгорании образуется экологически абсолютно безопасная вода. Основные недостатки водорода как горючего следующие: он более взрывоопасен, чем главный компонент природного газа метан, имеются сложности эффективного получения и хранения водорода.

Наиболее очевидный электролитический способ получения водорода (разложением воды на водород и кислород с помощью пропускаемого электрического тока) оказывается экономически неприемлемым: стоимость получаемого топлива в три – четыре раза выше, чем эквивалентного по теплотворной способности количества бензина, а производительность электролизных установок ограничена выходом водорода примерно $5 \text{ м}^3/\text{ч}$ с 1 м^2 поверхности электродов.

В настоящее время наиболее перспективным способом получения водорода считается плазмохимический. Эта технология основана на создании электрического тока в ионизированном газе, находящемся в магнитном поле, когда химические реакции происходят в результате передачи энергии от «горячих» электронов молекулам газа. В установках данного типа – неравновесных плазмотронах – температура газа находится в технологически приемлемых пределах 300...1000 °С, но при этом скорость реакций в объеме разогретого газа очень велика и позволяет получить высокую производительность реактора.

Плазмохимический процесс получения водорода имеет две стадии: на первой происходит разложение углекислого газа на кислород и окись углерода, а на второй – реакция окиси углерода с водяным паром, в результате которой появляются водород и углекислый газ (т. е. углекислый газ в полном цикле реакции не расходуется). В настоящее время получаемый таким образом водород оказывается лишь вдвое дороже, чем традиционное углеводородное топливо.

В стадии успешных экспериментов находится плазмохимический способ получения водорода из сероводорода – одного из главных (и обычно считающегося вредным) сопутствующих компонентов при разработке нефтяных и особенно газовых месторождений. Здесь применяется метод «вращающейся плазмы», при использовании которого молекулы серы удаляются центробежными силами из зоны реакции разложения, не позволяя идти обратной реакции синтеза. Применение этой технологии не только делает произведенный водород сопоставимым по цене с природным органическим топливом, но и позволяет одновременно получать серу для химической промышленности.

Еще одним перспективным способом получения водорода считается использование так называемых обратимых топливных элементов, о которых речь пойдет ниже.

Проблема хранения водорода в настоящее время решается двумя путями. Один из них основан на традиционных технологиях сжатия или ожижения (в последнем случае затраты на его хранение резко возрастают из-за необходимости поддержания в хранилище сверхнизких температур). Второй, который считается наиболее перспективным, базируется на свойствах ряда металлических композитных губок (например, высокопористые сплавы титана, ванадия и железа) поглощать водород в больших объемах и отдавать его при незначительном нагревании.

В настоящее время в «большой» энергетике водород практически не используется. Однако считается, что создание в комплексе с традиционными ТЭС, ГЭС и АЭС небольших «пиковых» ТЭС, работающих на водороде, который производится за счет избыточной мощности основной станции в периоды ее недогрузки, позволит повысить общую коммерческую энергетическую эффективность подобных комплексов на 6...12 %.

12.7. ЭНЕРГЕТИКА НА ТОПЛИВНЫХ ЭЛЕМЕНТАХ

Топливные элементы (ТЭ), открытые более полутора столетий назад, лишь в последние десятилетия нашли применение в промышленности. Простейший ТЭ состоит из двух электродов (анода и катода) и электролита. На аноде окисляется, т. е. отдает электроны, восстановитель (топливо), свободные электроны с анода поступают во внешнюю электрическую цепь, а положительные ионы удерживаются на границе анод – электролит. С другого конца внешней цепи электроны подходят к катоду, на котором идет реакция восстановления (присоединения электронов окислителем – обычно кислородом). Затем ионы окислителя переносятся электролитом к катоду. Таким образом, в ТЭ электроны отбираются у реагирующих веществ на одном электроде, отдают свою энергию в виде электрического тока и присоединяются к реагирующим веществам на другом. Для ускорения реакций в ТЭ, в целом полностью аналогичных хорошо известным реакциям горения, обычно используется также катализатор – платина, никель и др.

Одна ячейка топливного элемента может отдавать электрическое напряжение около 1 В и мощность в несколько десятков милливольт с 1 см^2 поверхности электродов. Энергетическая установка содержит батареи топливных элементов с соответствующими последовательно-параллельными схемами их соединения. При этом в ТЭ оказываются сведены вместе три фазы физико-химической системы: газ (топливо, окислитель); жидкий электролит (проводник ионов); металлический электрод (проводник электронов).

Электроды, катализатор и электролит непосредственно в окислительно-восстановительной реакции не участвуют, но в реальных конструкциях со временем загрязняются (отравляются) примесями топлива и продуктов реакции. Особенно важно, что преобразование химической энергии топлива в электрическую

происходит напрямую и теоретически почти без потерь. Главными побочными продуктами работы ТЭ являются вода (в случае органического топлива – также газообразные окислы) и тепло, которое также можно утилизировать в стандартных схемах теплоснабжения или турбоэлектрогенераторах. В результате суммарный КПД системы с ТЭ может достигать 90 % и более, в отличие от реальных КПД систем ТЭС и АЭС не более 50 %.

Одним из важных достоинств современных ТЭ является то, что они «всеядны», т. е. в принципе способны работать при поступлении к аноду любого восстановителя (топлива) – природного газа, синтетического газа, биогаза, продуктов газификации угля, метанола, дизельного топлива и т. д. Не менее важно то, что энергетические системы на ТЭ работают практически бесшумно, а выбросы вредных веществ (и соответственно неблагоприятные экологические последствия) оказываются, как правило, в сотни раз ниже, чем при работе ТЭС. Наконец, ТЭ в принципе является обратимым элементом: при подводе к нему электроэнергии он может работать и в обратном режиме – например, разлагать воду для получения водорода.

В настоящее время на стадиях разработок и в коммерческом использовании при производстве электроэнергии находятся следующие типы топливных элементов:

- низкотемпературные ТЭ со щелочным электролитом или с твердополимерной ионообменной мембраной;
- среднетемпературные ТЭ с фосфорно-кислым электролитом;
- высокотемпературные ТЭ с расплавленным карбонатным электролитом или твердооксидным электролитом.

Низкотемпературные ТЭ с щелочным электролитом, благодаря их очень хорошим мощностным и весогабаритным характеристикам, применяются прежде всего в космической и военной технике. Однако из-за высокой стоимости и относительно небольшой долговечности сфера их использования в энергетике, видимо, пока останется ограниченной.

Среднетемпературные фосфорно-кислотные ТЭ используются в стационарных энергетических установках малой мощности. Их первое поколение работает на водороде, природном газе либо жидком топливе, электролитом служит фосфорная кислота, заполняющая поры углеродной матрицы. Электроды также выполнены из углерода, а катализатором обычно является платина.

Одна из электростанций, работающая на ТЭ этого типа, введена в строй в Калифорнии в 1991 г., позже еще несколько таких

станций запущено в Японии и других странах. Подобные станции малой мощности (200 кВт) поставляются американской корпорацией ОНСИ, причем при их установке на территории США правительство в рамках программ экологической поддержки оплачивает треть их стоимости. Удельные эксплуатационные расходы на подобных станциях в среднем оказываются на 25...40 % ниже, чем на обычных ТЭС сопоставимой мощности (при примерно таком же, что и у ТЭС, КПД).

В США, Канаде, ФРГ также испытываются небольшие теплофикационные установки на ТЭ подобного типа, причем в лучших образцах таких современных установок коэффициент использования топлива реально достигает 80 %.

Другой тип ТЭ работает при температурах 650...700 °С, причем аноды делают из никель-хромового композита, катоды – из спеченного и окисленного алюминия, а электролитом служат расплавы карбонатов щелочных металлов (лития и калия). Повышение температуры реакций снижает «отравляемость» катализатора и материала электродов окисью углерода и увеличивает эффективность процесса восстановления окислителя на катоде. Считается, что повышение рабочей температуры ТЭ на расплавах карбонатов, которые активно разрабатываются в США, Японии, Нидерландах, позволит довести экономические показатели крупных электростанций на ТЭ для стационарной энергетики до величин, сопоставимых с обычными ТЭС.

Наконец, весьма перспективными считаются установки на ТЭ еще одной модификации: с электролитом из твердых оксидов металлов (обычно двуокиси циркония) с рабочей температурой около 1000 °С и выше. КПД энергоустановок с такими ТЭ близок к 50 %. Здесь в качестве топлива пригодны и продукты газификации угля со значительным содержанием окиси углерода. Не менее важно то, что сбросовое тепло высокотемпературных установок можно достаточно эффективно использовать для производства пара, который поступает в стандартный турбоэлектрогенераторный цикл. За счет этого коэффициент использования топлива удается поднять еще выше.

1.2.8. ТЕРМОЯДЕРНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Около 50 лет одним из наиболее перспективных и практически неисчерпаемых источников энергии для будущего человечества считается управляемый термоядерный синтез (УТС). Идея

использования термоядерной реакции для энергетики родилась в начале 1950-х годов одновременно с созданием водородной бомбы.

В термоядерных реакциях синтеза участвуют прежде всего тяжелые изотопы водорода – дейтерий (D) и тритий (T), соответственно с двумя и тремя нейтронами в ядре. При этом из реакций D+D и D+T последняя энергетически в сто раз эффективнее, и во всех современных термоядерных установках пытаются осуществить именно ее. При слиянии ядер дейтерия и трития образуется нестабильное ядро гелия-5, которое быстро распадается на альфа-частицу (ядро гелия-4) и нейтрон с выделением энергии.

Поскольку в природном водороде дейтерия достаточно много (и его можно добывать, например, из морской воды), а трития нет совсем (он неустойчив, его период полураспада около 12,5 лет), в реальных проектах термоядерных реакторов тритий предлагается получать из лития. Энергетический эквивалент реакции таков, что 1 г лития соответствует 1 т у.т. В то же время доступные запасы лития в земной коре достаточно велики (во много раз больше, чем углеводородного топлива), причем добывать литий сравнительно несложно.

Крайне важное достоинство термоядерных реакций литий-дейтериевого цикла заключается в том, что при более высокой энергетической эффективности, чем в ядерных реакциях, здесь практически нет радиоактивных осколков деления (основной проблемы ядерного топливного цикла, с которой человечество столкнулось в Тримайл-Айленде и Чернобыле).

Однако реакция УТС оказывается возможной только в горячей плазме. Для получения полезной энергии надо последовательно достичь двух пороговых условий: «зажигания» реакции, т. е. ее положительного энергобаланса, и самостоятельного, самоподдерживающегося синтеза, уже не требующего внешнего «подогрева». Критерий реализации реакции УТС определяется температурой плазмы (не менее 100 млн °С), временем ее стабильного удержания при достаточно высокой плотности. И в дополнение к этому для самоподдержания реакции требуется обеспечить необходимый объем плазмы при высокой напряженности магнитного поля.

Каждый по отдельности из перечисленных параметров обеспечения УТС достигнут или даже существенно превзойден, однако получить устойчивый УТС пока не удалось.

Основное направление развития работ по УТС – создание нужных параметров плазмы в тороидальной магнитной ловушке ТОКАМАК.

Еще в 1985 г. был начат совместный (СССР, США, ЕС и Япония) проект ИТЭР экспериментального термоядерного реактора промышленного типа мощностью 1500 МВт. С 1992 г. после принципиального решения главных концептуальных вопросов начата инженерная разработка проекта. За инженерной проработкой должно было последовать принятие межправительственного решения по строительству демонстрационной термоядерной электростанции ТЯЭС.

Однако после распада СССР российская сторона не смогла соблюдать согласованные условия финансирования работ по своей части программы (по 50 млн дол. в год), а в 1999 г. из-за расходящихся разногласий между ЕС и США и научно-технологической конкуренции Вашингтон вообще прекратил финансирование проекта ИТЭР. Поэтому сейчас проект затормозился на стадии инженерной проработки.

Кроме систем удержания горячей плазмы в тороидальных магнитных ловушках типа ТОКАМАК, еще одним перспективным направлением разработки термоядерного реактора считается лазерно-импульсная технология. В ней на расположенный в фокусе группы лазеров шарик из смеси дейтерия и трития (или лития) синхронно воздействуют мощными лазерными импульсами, создающими в шарике, наряду с испарением его поверхности, необходимые для реакции температуру и давление плазмы и термоядерный микровзрыв. Однако пока что эта технология не вышла из стадии лабораторных экспериментов.

В то же время бесспорно, что огромный потенциал термоядерной энергетики, способный принципиальным образом разрешить большинство энергетических проблем человечества, заставляет продолжать активные работы по разработке технологий УТС.

2. ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ НА УГЛЯХ

2.1. ПРОБЛЕМЫ УГОЛЬНЫХ ТЭС

Больше столетия использовался уголь во всем мире для выработки электроэнергии и тепла. Сегодня только 40 % электроэнергии производится на каменных и бурых углях, и их доля от страны к стране сильно колеблется. В Германии 56 % электроэнергии генерируется таким образом.

В будущем угли также будут играть важную роль в энергообеспечении и прежде всего – в производстве электроэнергии, так как они имеются вблизи всех мировых регионов в достаточных количествах. Исходя из сегодняшнего мирового потребления с учетом настоящих запасов добычи в пределах колеблющихся величин запасов углей хватит минимум на 180 лет. Но со временем растет также и потребность в электроэнергии.

Всемирный банк и Международное Энергетическое агентство предсказывают дальнейший рост потребления углей на ближайшие 20 лет.

Надо также принять во внимание, что будет расти и использование природного газа. Зато возобновляемые источники энергии могут достигнуть сравнительно небольшого прироста.

Новые расчеты Международного энергетического агентства показывают, что 70 % угольных ТЭС будут построены в развивающихся и быстроразвивающихся странах, прежде всего в Южной и Восточной Азиях. Здесь все указывает на то, что собственные достаточные угольные ресурсы должны использоваться для покрытия чрезмерно растущих потребностей в электроэнергии.

Использование угля в качестве энергоносителя осуществляется исключительно путем его сжигания, следствием которого всегда является образование CO_2 , SO_2 и NO_x . Многие считают, что долгосрочный массовый выброс этих газов в атмосферу может изменить климат.

Во всем мире будут предприняты огромные усилия, чтобы внедрить на угольных ТЭС новые эффективные экологичные технологии. Их основная цель состоит в том, чтобы повысить КПД использования топлива и снизить вредные выбросы.

В рамках программы исследования и развития чистых угольных технологий, названных в Германии «CO₂- бедные ТЭС», представляется хорошая возможность существенно повысить КПД. При этом рассматриваются три стратегии:

1. Развитие эффективных технологий. К ним относится объединение устремлений:

- к высокотемпературным газовым турбинам;
- сжиганию углей с низкими выбросами;
- апробированию новых жаростойких материалов как для паровых и газовых турбин, так и для парогенераторов.

2. Новые исследования технологий угольных ТЭС:

- сжигание угольной пыли под давлением в комбинации с ПГУ;
- сжигание исключительно подсушенных бурых углей;
- интегрированная газификация углей, в комбинации с ПГУ;
- сжигание в ЦКС с предварительной частичной газификацией углей;

3. Разработка комплекса мероприятий, как, например, достаточно широкого испытания новых рабочих тел при сверхкритических параметрах пара.

2.2. ТЭС НА БУРЫХ УГЛЯХ ШВАРЦЕ ПУМПЕ

2.2.1. ТОПКА И МЕЛЬНИЦЫ

Для пылеприготовления предназначены 8 мельниц на каждый парогенератор. В сепараторе происходит разделение грубого помола и тонкой пылевой смеси. Благодаря обогащению топлива в области главной горелки, даже при низких частичных нагрузках можно достичь стабильного горения.

Сжигание проводится с низким образованием NO_x, при котором главной целью является: получить выбросы менее 200 мг/м³ – NO_x и меньше 250 мг/м³ – CO :

- общий коэффициент избытка воздуха – 1,15;
- 3 ступени подвода воздуха: для создания подстехиометрической первичной зоны горения и надстехиометрической зоны догорания;

- концентрированное вдувание угольной пыли через главную горелку;
- оптимизация подвода в область горения;
- оптимизация поперечного перемешивания, с помощью постреакционной горелки или с помощью насадок вторичного воздуха.

Эта концепция уже была успешно использована для парогенератора на 815 т/ч на ТЭС-Йеншвальде.

Особого упоминания заслуживают размеры топки. Самая большая топка имеет размеры 24x24 м² и высоту 84 м. Расположение насадок вторичного воздуха обеспечивает избыточно длительное время пребывания, соответственно в зонах под- и стехиометрической. Кроме того, выбор размеров топки способствует подсосыванию сухого газа в область с относительно низкой температурой продуктов сгорания, что положительно влияет на склонность к шлакованию, особенно в области подсоса.

Для подсветки используется мазут при 35 % нагрузке парогенератора. Внизу холодной воронки находится механическая цепная колосниковая решетка. Она способствует улучшению выгорания и организованного удаления выпавшей золы и включает скребковый транспортер-шлакоосъемник.

Для минимизации CO₂-выбросов нужно, особенно для парогенераторов на бурых углях, поддерживать низкие потери с уходящими газами. Это становится достижимым благодаря более высокому коэффициенту парциальности (степень открытия направляющего аппарата) воздухонагревателя. Для этого необходимо минимизировать попадающие в пространство горения присосы воздуха. Особое значение приобретают до сих пор применяющиеся в каждом буроугольном котле заслонки (шиберы) в области пылеугольных горелок. Вследствие вертикального теплового расширения котла порядка 700 мм и относительно повышенного давления (около 5 мбар изб.) временами может происходить подсос воздуха.

Чтобы избежать заслонок в нижней части топки, горелки жестко приваривают к стенке котла. Сравнение между котлами с вертикально вниз направленным расширением, и стоящими неподвижно котлами, соответственно, легко расширяющимися кверху, ввод угольной пыли осуществляется через двойной шарнир в пылепроводе. Наряду с уменьшением присоса воздуха это решение обладает тем дополнительным преимуществом, что обмуровка в области горелок, которая обычно зашлаковывается в месте ввода, находится в лучших условиях.

2.2.2. СИСТЕМА ПОДВОДА ВОЗДУХА И ОТВОДА ГАЗОВ

Системы подвода воздуха и удаления газов в обоих парогенераторах выполнены в две нитки. Свежий воздух подводится к парогенератору через два 50-процентных дутьевых окна, причем забор воздуха осуществляется извне или внутри котельной. Дымовые газы после поворота в конце конвективных поверхностей нагрева отводятся по внизходящему каналу для дымовых газов и распределяются на два регенеративных воздухонагревателя. После этих двух послевключенных по газу и двух – по воздушному потоку подогревателей газ попадает в 4-ступенчатый электрофильтр. Выходящие из электрофильтров потоки газов охлаждаются в водяных подогревателях от 170 до 130 °С. Поскольку подступает точка росы паров серной кислоты, этот теплообменник сделан из синтетических труб. Полученное при этом тепло используется для подогрева конденсата. С температурой 130 °С дымовые газы после известняковой промывки попадают в работающую установку сероочистки. Отвод газов в атмосферу осуществляется через два скруббера.

2.2.3. ПАРОВОДЯНАЯ СИСТЕМА

Описано много мероприятий в области мельничных установок и топков, воздушной и газовой систем, поднимающих общий КПД станции. Для парогенераторов большая составляющая прироста КПД приходится на выбор параметров пара. Для этого утверждены 266 бар, 547 °С и 565 °С, что предъявляет высокие требования к материалам: использование самых температуростойких мартенситных сталей.

В котле башенного типа наивысшей поверхностью нагрева был противоточный экономайзер питательной воды. Таким образом, подогретая вода подавалась через воронку в трубчатую спираль вокруг топки. Для обеспечения стабильного потока в испарителе, при плохой нагрузке и неравномерном обогреве испарительных труб была выбрана двойная винтовая развальцовка испарительных труб. Прошедший через брызгоотбойники пар попадает в пароперегреватели. Кроме двух конечных перегревателей, которые включены по прямотоку, все другие поверхности нагрева включены по противотоку. Для уменьшения температурного перегиба от теплопередачи между газовой и пароводяной сторонами все поверхности нагрева перегревателя ВД и промежуточ-

ного перегревателя выполнены 4-поточными и перекрестными. Для регулирования температуры пара имеются два впрыска на стороне ВД и один впрыск – на промежуточной стороне. Функции безопасности на стороне ВД берет на себя РОУ ВД, а на промежуточной стороне – 4 клапана безопасности.

2.2.4. ПУСК В ЭКСПЛУАТАЦИЮ

Запуск парогенератора происходил в два этапа: так называемые холодный и горячий запуски. В рамках холодного запуска, работы начались уже в конце монтажа парогенератора, при этом происходили проверки всех систем: тягодутьевых и пароводяных. Затем были первые запуски таких агрегатов, как мельницы, насосы и т. д.

При горячем запуске в первый раз были включены мазутные горелки, причем каждая горелка исследовалась отдельно. Затем была начата калибровка воздушных систем, проведена основная протравка, поэтапная промывка, при которой в течение 8 часов вводился 1 %-й раствор плавиковой кислоты, и в завершение – наружная промывка примерно семью тоннами Fe_2O_3 .

Сушка обмуровки дымовыми газами осуществлялась в 3 этапа. 1-й этап – при повышении температуры до 150 °С в течение 24 часов, 2-й – до 350 °С в течение 48 часов. Оба этапа завершились чисто мазутным горением. На третьем этапе необходимо было достичь температуры 950 °С. После чего в первый раз была подожжена угольная горелка.

Проведена успешная проверка защиты генератора и синхронизация турбоустановки с первым включением в сеть, после чего блок ТЭС продолжал работать в так называемом режиме пробной эксплуатации, в течение почти 2 месяцев опробовался главный круг энтальпийного регулирования, регулирования системы питательной воды, автоматики ВД и топливно-воздушной систем.

2.3. КИТАЙСКИЕ УГОЛЬНЫЕ ТЭС

Антрацит и другие угли с низким выходом летучих составляют значительную долю известных азиатских угольных резервов и обеспечивают только часть угольных ТЭС в этом регионе. Некоторые станции в Китае с арочными топками фирмы Foster Wheeler переделываются для использования этих топлив. Этот

проект, опробованный на европейских станциях эффективной технологии, использующих подобные угли, имеет высокие перспективы для Китая.

Антрацит был главным топливом во время промышленной революции в течение XIX столетия, особенно в США. Несмотря на их малый выход летучих, этот твердый уголь относительно экологичен и обилен.

В настоящее время антрацит и другие угли с низким выходом летучих продолжают оставаться важным энергетическим ресурсом в различных регионах мира. Значительное количество испанских ТЭС оснащено парогенераторами на антрацитах, полуантрацитах и угольных смесях с низким выходом летучих. В КНР, обладающей значительными запасами антрацита, в парогенераторах используется этот энергоноситель для покрытия быстро растущих потребностей в электроэнергии. Для Ближнего Востока антрацит составляет значительную часть всех известных угольных резервов.

За 40 лет фирма Foster Wheeler изготовила 49 парогенераторов, предназначенных для сжигания тощих углей. В частности, агрегаты, работающие в Испании, представлены в табл. 2.1. Все они с арочными топками, мощностью от 250 до 500 МВт. В некоторых из них за базовый взят антрацит с выходом летучих меньше 5,5 %.

Таблица 2.1

Парогенераторы с арочной топкой, мощностью 250 ... 500 МВт

ТЭС и блоки	МВт	Выход летучих, проект	Выход летучих, реальный	Топливо	Зольность	
					Проект	Реальн.
Компостилла 2						
3	325	6,2	4,2	Антрацит	28,2	30,4
4	350	8,0	5,4	Антрацит	33,8	32
5	350	8,0	5,4	Антрацит	33,8	32
Анларес 1	350	8,0	6,8	Антрацит	33,8	27,5
Велилла 2	350	7,6	13,1	Полуантрацит	29,8	26,4
Пуэнтэ Нуэво 3	315	13,59	20,3	Тошие, битуминозные	46,36	39,07
Ларобла 1	250	11,0	12,6	Полуантрацит	22,4	20,29

Свыше 90 % этих агрегатов требуют минимального управления без дополнительных топлив, таких, как мазут или природный газ. К тому же большинство антрацитов содержат мало серы, а следовательно, обеспечивают низкий выход SO_2 . Арочные топки отличаются также низким уровнем образования NO_x . Это дает идеальную технологическую возможность для регионов Ближнего Востока, богатых ресурсами тощих углей, покрыть все возрастающие потребности в электроэнергии. В настоящее время в Китае имеется 4 ТЭС на разных этапах строительства, которые оборудованы парогенераторами Foster Wheeler с арочными топками.

В парогенераторах с арочной топкой горелки дают нисходящее пламя. При легко воспламеняемых битуминозных углях с высоким выходом летучих горелки направлены горизонтально – фронтально или вдоль стен топки. Они используют первичный воздух для дувания угля и вторичный – для завихрения.

Арочные парогенераторы проектируются дополнительно на использование прямогорящей системы и горелок с двойной закруткой, питаемых угольной пылью из ШБМ. Эти мельницы обеспечивают необходимый эффективный размол твердых углей, таких как антрацит.

Проектировщикам необходима исчерпывающая информация о воспламеняемости и выгорании топлив, чтобы использовать их в качестве специфических параметров для минимизации обслуживания.

В 50-х годах установили, что данных о выходе летучих недостаточно для определения характеристик воспламеняемости и выгорания. Была найдена новая аналитическая характеристика, названная «индексом реактивности», или R1, которая, будучи добавлена к выходу летучих и другим показателям, может обеспечить исчерпывающую базу данных.

Индекс реактивности – это температура (в градусах Цельсия), при которой имеет место возгонка летучих и устойчивое горение угля. Чем ниже температура реактивности, тем легче воспламеняется уголь. Индекс реактивности китайских углей таков, что при их использовании не должно быть проблем с их воспламенением.

Как следует из табл. 2.1 и 2.2, арочный парогенератор 350 МВт в Велилла (Испания) был запущен на смеси антрацита и битуминозных углей. Блок 315 МВт в Пуэнто Нуэво работает одновременно на антраците, сжигаемом в направленных вниз горелках в арках, и на битуминозных углях, сжигаемых в горизонтальных горелках.

Таблица 2.2

Анализ топлива и параметры пара для арочных котлов в Китае

ТЭС блоки	Янгченг 1...6	Ежу 1 и 2	Янгкван 1 и 2	
Мощность блока, МВт	350	300	300	
Проектные параметры перегретого пара				
Расход (т/ч)	1188	936	935	
Давление (МПа)	17,4	17,1	17,8	
Температура (°С)	541	541	540	
Промперегрев (°С)	541	541	540	
Топливо	Антрацит	Антр.+бит. уг	Антрацит	Антр.+бит. уг.
Зольность (%)	17,99	22,98	20,49	23,86
Летучие (%)	5,36	11,0	5,06	6,94
Влажность (%)	5,67	8,3	8,5	5,73
Сера (%)	0,34	0,28	0,3	1,61

В табл. 2.1 уделено особое внимание широким вариациям летучих составляющих и золы. Картина для тощего топлива еще более сложна из-за значительных вариаций характеристик проектного топлива для ТЭС с учетом факторов доставки и условий хранения.

В Анларесе имеется два питателя угля на каждую ШБМ, по одному с каждого конца мельницы. Каждая мельница поставляет топливо на две горелки. Испытание и анализ углей показали, что летучие в антрацитах, поступающих в индивидуальную мельницу, могут отклоняться на $\pm 20\%$ от среднего значения.

Стабильные показатели получены на Компостилла 2, где топливо менялось от полуантрацитов до антрацитов. Интересно также отметить, что четыре 350-мегаваттных блока, упомянутых в табл. 2.1, идентичны по дизайну 4-му блоку Компостилла 2, питались углем с выходом летучих от 5,4 до 13,1%. Каждый из этих блоков показал удобство в управлении и снабжении.

В базе данных по топливам фигурировали: влажность, зольность, индекс реактивности, включая результаты термогравиметрического анализа (ТГА) и испытаний в трубчатой печи (ТП). Термогравиметрический анализ связан с изучением горения топлива, с записью изменения массы его навески во времени, при повышении ее температуры с постоянной скоростью. При испытании в трубчатой печи характеристики горения оцениваются во время падения частичек через специальную лабораторную печь

при контролируемой температуре. Термогравиметрический анализ угля дает информацию о воспламеняемости и индексе реактивности.

Индекс реактивности, ТГА и ТП-тесты могут использоваться также для оценки зольности углей. Зола может оказывать отрицательное воздействие на воспламеняемость и догорание. Этот эффект может быть нарастающим, если зольность превышает 20 %. Для некоторых тощих углей зольность может быть более 50 %. ТП-тесты могут быть очень полезны для определения характеристики выгорания и времени пребывания таких углей.

Табл.2.2 показывает анализы угля и параметры пара для четырех парогенераторов, которые сооружаются в Китае. Все эти блоки арочного типа конструкции Foster Wheeler имеют много общих характеристик с ТЭС в Испании.

Аналогичная информация представлена в табл. 2.3 для испанских ТЭС, которые в течение длительного времени имеют хорошие оперативные показатели. Сравнение табл. 2.2 и 2.3 показывает, что китайские угли имеют выход летучих такого же порядка, что и испанские угли.

Индекс реактивности испанских углей сопоставим, или даже лучше. Сравнение ТГА- результатов приводит к аналогичному заключению относительно воспламеняемости и выгорания.

Таблица 2.3

Характеристики арочных парогенераторов в Испании

ТЭС блоки	Велилла 2	Ла Робла 1	Компостилла	Пуэнте Нуэво 3
Мощность блока (МВт)	350	250	4и5 350	315
Проектные параметры пара				
Расход (т/ч)	1057	814	1100	980
Давление (МПа)	16,6	16,5	16,6	16,6
Темп. (°С)	540	541	540	540
Промперегрев (°С)	540	541	540	540
Натуральное топливо				
Тип	Антр.+бит. уг.	Антр.+бит. уг.	Антрацит	Антр.+бит. уг.
Зольность (%)	26,43	20,26	30,48	39,07
Летучие (%)	10,28	10,27	7,64	12,54

Сравнение ТГА-тестов для углей, которые будут сжигаться в Ежу, с тестами анларесских углей, которые перед сжиганием

предварительно смешивались, показывает, что угли аналогичные. Данные по выгоранию также показывают, что эти угли могут полностью сжигаться при условии достаточного времени пребывания.

Два новых арочных парогенератора для проекта ТЭС в Ханфенге китайской провинции Хебей будут иметь максимальную мощность по 716 МВт каждый и будут работать на смеси тощих антрацитов и битуминозных углей.

2.4. ТЭС С СЖИГАНИЕМ В КИПЯЩЕМ СЛОЕ

ТЭС с сжиганием в псевдооживленном слое находят применение во всем мире. Первая немецкая ТЭС такого типа построена в Коттбусе. Проектом занималось Акционерное Общество А В В Kraftwerke AG- Mannheim, выигравшее гласный конкурс на изготовление ТЭС под ключ. А В В развернуло для этой ТЭС два стандартных энергоблока Р-200 и Р-800. Энергоблок Р-200 добавляет от 70 до 100 МВт электрической мощности. Энергоблок Р-800 расширяет электрическую мощность до 350...425 МВт. Коттбусская ТЭС оборудована установкой Р-200 и двумя пиковыми котлами на газе. Они отдают в объединенную энергосистему около 74 МВт электрической и 220 МВт тепловой мощности.

Развиваемая А В В высокая технология имеет преимущество в том, что они могут сослаться на действующие установки в различных частях мира.

Для Коттбусской ТЭС PFBC- технология (Pseudo- Fluidised Bed Combustion) оценивается, как наилучшая альтернатива, так как она позволяет использовать местные бурые угли и увеличивает количество рабочих мест в регионе.

Установка Р-200 на PFBC-ТЭС Коттбуса состоит из турбин высокого, среднего и низкого давления и котла с кипящим слоем при повышенном давлении. Пар после использования его в группе турбин для производства электроэнергии направляется в дальние тепловые сети. Наряду с PFBC-установкой имеются два паровых котла на газе, которые служат для покрытия пиковой тепловой нагрузки и резерва.

Установка в Коттбусе включает: подземные и наземные сооружения, дальние тепловые сети, склады угля и вспомогательных веществ, транспортные системы, электрические и ведущие технические системы. Общий руководитель проекта – А В В Kraftwerke AG, Mannheim. А В В Carbon, Швеция, поставляет

PFBC-технику с котлом, а также газовую турбину и вспомогательные системы.

ABB начала развивать PFBC-технологии в тесном сотрудничестве с различными производителями ТЭС в конце 70-х гг. Следующие установки в сумме наработали около 75 тысяч часов: ТЭС в Вартане, Швеция; Таг, США; Эскатрон, Испания; Вакамацу, Япония.

На них отработывался опыт эксплуатации под нагрузкой. Первая установка мощностью 360 МВт (P-800) в настоящее время строится в Японии. PFBC-технология утверждает себя и свою реализуемость, собран опыт эксплуатации на разных сортах углей.

Повысить экономичность АBB PFBC-установок возможно: снижением инвестиционных вложений и использованием сопряженной продукции. Маленькие установки на твердом топливе – дорогие и неэкономичные. Но твердотопливные технологии имеют дополнительный потенциал – использование отходов. PFBC-установки подходят для этого, принося на несколько процентов мощности горения до 30 % осветленного шлама в виде сухой субстанции, можно получить дополнительную электрическую мощность, посредством впрыска воды перед газовой турбиной.

3. ПАРОГАЗОВЫЕ УСТАНОВКИ

3.1. ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ПАРОГАЗОВЫХ УСТАНОВОК НА РАЗЛИЧНЫХ ТОПЛИВАХ

Проблемная научно-исследовательская лаборатория Саратовского государственного технического университета в течение многих лет занималась разработкой многочисленных вопросов, касающихся создания новых недорогих эффективных ТЭС на органическом и ядерном топливах. Теоретической базой этих работ являются исследования по выбору термодинамических показательных циклов, имеющих при реальных условиях применения минимальные удельные расходы топлива и обеспечивающих максимальную выработку электрической и тепловой энергии. Для поиска формы показательного цикла использованы 1-й и 2-й законы термодинамики, системные исследования с применением эксергетических методов.

Показательный цикл необходим для технико-экономической оптимизации, так как он позволит выбрать самую рациональную тепловую схему теплоэнергетических установок различного назначения. Уровень основополагающих оптимальных критериев и характеристик оказывается одним и тем же, только при наилучшей оценке. Эквивалентными являются показательные циклы установок с паровыми, газовыми и парогазовыми турбинами, в том числе и ТЭС с органическими и ядерными топливами и нетрадиционными первичными энергоносителями. Формы показательных циклов устанавливаются под влиянием свойств рабочего тела, системных факторов и т. д. Технико-экономические решения разрабатываются и обосновываются на базе системного исследования, которое учитывает реальные условия эксплуатации проектируемых установок, их взаимные связи с энергопотребителями, а также воздействие на окружающую среду. Эти вопросы очень важны для оценки экономии значительных количеств топлива в теплоэнергетических системах.

Главное внимание исследований направлено при этом на определение экономичности малых и блочных ТЭС. Рассматрива-

ются системы для комбинированного обеспечения тепловой энергией, которые делают возможным рациональное объединение больших районных ТЭС, находящихся в областных городах, и локальных малых ТЭС и других источников тепла. Исследованы эффективность малых ТЭС, газотурбинных и паро-газовых установок, блочных ТЭС и бывших приводных двигателей списанных военных самолетов. Установлены возможные производственные состояния ПГУ.

В отдельных случаях достигнуто значительное возрастание электрического КПД (на 2...5 %) благодаря внутрицикловому возврату тепла в паровой и газовой частях. При параметрах свежего пара 160 бар и 813 К современные ПГУ обеспечивают электрический КПД нетто до 58 %. Аналогичный эффект имеет термодинамический возврат, если часть отходящих газов из газовой турбины, использовать в каталитической конверсии.

Исследования по ПГУ показали, что впрыск воды в сжатый компрессором воздух позволяет повысить электрический КПД на 2...3 %.

Перспективны также ГТУ и ПГУ с двойным топливом, в которых воздух перед входом в камеру сгорания подогревается предварительно при угольном сжигании.

В университете разрабатывается целый комплекс технологий газификации, исследований процессов с различными твердыми топливами с целью сооружения парогазовых установок. При оптимальной организации всех процессов снижаются тепловые нагрузки газовой и паровой составляющих ПГУ и достигается экономия топлива 4...5 %.

Разработана также обобщенная система задач технической производственной безопасности комбинированных энергоустановок, систем, комплексов. Система задач выполняет общую оптимизацию на основе разложений. Затем обоснованы критерии безопасности энергоустановок комбинированных типов. Разработаны новые вероятностные критерии безопасности, которые учитывают структуру установок, необходимые резервы, режимные требования и реальные условия функционирования системы. Обосновано значение нормированных критериев безопасности для комбинированных многофункциональных энергоустановок.

Решение термических состояний элементов оборудования разработано с комплексом математических моделей, обеспечивающих работу парогенератора и теплообменников без нарушений.

Комплекс математических моделей расчета безопасности элементов энергооборудования энергоустановок и комбинированных ТЭС для различных видов энергии позволил выполнить оптимизационные задачи, обосновать рациональные тепловые схемы с оптимальными критериями и решить проблемы нового теплотехнического оборудования и систем.

3.2. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПГУ С ЦКС

3.2.1. ВВЕДЕНИЕ

Надежное обеспечение энергией при отказе от применения углей нереально почти для всех стран мира. Развивающиеся страны почти всю свою потребность в энергии покрывают за счет углей. Потребность в этих первичных носителях энергии приводит к перегрузке окружающей среды вредными выбросами, влияющими на климат, поэтому лучше бы перейти на другие ископаемые энергоносители, например на нефть и природный газ.

Чтобы угольные запасы использовать для полноценного экологичного производства тепловой и электрической энергии, в последнее время предложено большое число новых концепций ТЭС. К таким современным концепциям относится и комбинированная ТЭС с циркулирующим кипящим слоем (ЦКС) под давлением. Этот тип ТЭС считается особенно интересным: из-за высокой нагрузки на поперечное сечение топки и компактной конструкции; возможности сжигания широкого диапазона топлив с низкими выбросами CO_2 и NO_x , из-за низких температур в топочном объеме и ступенчатого подвода воздуха; связи серы в первичном контуре благодаря вводу известняка/доломита и низким инвестиционным стоимостям.

Математическое построение модели превратилось со временем в признанный инструмент инженеров. С помощью моделирования можно оценить влияние изменения технологии и связей в промышленных установках, выявить взаимозависимости, которые техническими измерениями очень трудно или невозможно объяснить.

Этот обзор – о современном состоянии математического моделирования комбинированных ТЭС с ЦКС в Институте Теплотехники. Исследуется симуляционная модель, учитывающая замену или пригодность газовых турбин, изменение конструкции котла и воздушных ступеней, вариации топлив.

3.2.2. ОПИСАНИЕ УСТАНОВОК КОМБИНИРОВАННОЙ ТЭС С ЦКС

Представленные результаты моделирования базируются на концепции установок, которая сформулирована в результате исследований, выполненных на Объединенных энергетических предприятиях (VEAG). Комбинированная ТЭС имеет общую электрическую мощность около 15 МВт, при КПД – нетто 45 %. В качестве газовой турбины для комбинированного процесса предусмотрена одновальная стандартная модель V 64.3 компании Сименс. Компоненты установки, связанные с горением, помещены в три сосуда под давлением.

Ввод топлива в кипящий слой осуществляется во влажном состоянии под давлением через шлюзовую систему. Ступенчатая система подачи воздуха приводит к тому, что частички сгорают неполно – стехиометрически, при температуре 850 °С, что при длительном времени пребывания приводит к низким выбросам окислов азота и двуокиси серы.

Пароводяной процесс осуществляется как докритический с простым промперегревом. Генерирование пара происходит в испарителе, встроенном в проточно-слоевой охладитель по принципу Бенсона. Параметры свежего пара 565 °С и 195 бар, при массовом расходе 68,78 кг/с. Промперегрев до 585 °С предусмотрен при давлении 47 бар, давление в конденсаторе составляет 0,05 бар.

3.2.3. ОПИСАНИЕ МОДЕЛИ

Для математического моделирования ПГУ с ЦКС вся комбинированная ТЭС разделена на три естественные части системы: газовая турбина, сжигание и циркуляционный контур воды–пара. Это позволяет моделировать как отдельные части системы, так и их взаимодействие в комплексной установке. Независимые параметры модели представляют собой естественные, конструктивные отличительные признаки установок (параметры установок). Целевые влияющие переменные факторы (производственные параметры) вводятся через условия окружающей среды.

Искомые величины определяются в зависимости от параметров установок. При предварительном моделировании взаимозависимостей компонентов ТЭС используется многочисленная литература по влиянию: подачи газового и твердого топлива, кинетики реакции, тепло- и массопередачи от газов к воде – пару.

ГАЗОВАЯ ТУРБИНА

Основы математического моделирования газовых турбин – это описание разомкнутых циклов через балансы массы и энергии для компонентов газовой турбины. Есть стандартные модели для всасывающего патрубка, компрессора, промежуточного холодильника, камеры сгорания, турбины, выхлопного патрубка, которые увязываются между собой по осредненным параметрам (давление, температура) путем составления уравнений состояния, потоков массы и энергии в соответствующих сечениях компонентов. Отклоняющиеся от нормальных камер сжигания газовых турбин процессы сжигания определяются известной математической моделью ЦКС. Нормированные характеристики компрессоров отражают производственные соотношения для измененных производственных условий. Для описания процессов течения в турбинах, при изменяющихся производственных условиях, применяется исправленный закон конуса [11]. Направляющие лопатки турбин проектируются в соответствии с проходящими через турбины массовыми потоками. Механическое соединение компрессора и турбины осуществляется при условии равных чисел оборотов. Расчет цикла производится через условие равенства атмосферных давлений на входе и выходе из ГТУ (конечные условия).

СЖИГАНИЕ

Самая сложная часть конструкции установки – это сжигание, которое состоит из сгорания с кипящим слоем, витания, возвратного циклона, слоевого охладителя и подразделяется для гарантийного модельного описания на последовательно включающиеся дискретные балансовые ячейки. Их расположение произвольно, однако целесообразно их расположить так, чтобы можно было организовать связь ячейки с внешними факторами (подводом угля, ступенчатым подводом воздуха и т. д.). Каждая ячейка рассматривается как идеальный котел с перемешиванием и гомогенным распределением вещества и температур, за исключением температур коксовых частичек. Для всех ячеек выполняется баланс газовых потоков и потоков твердых частиц. К твердым частицам относятся зола, кокс и известняк. Они подчиняются механизмам разрушения или образования вследствие химических или физических процессов. В дополнение к балансам массовых потоков для газов и твер-

дых веществ для каждой ячейки записывается баланс энергопотоков для определения средней температуры ячейки. Уравнения балансов ячейки объединяются с переменными балансов других ячеек в соответствии с направлением газовых и твердых потоков. Соответствующий набор балансовых уравнений ведет к общему горению по системе нелинейно-алгебраических уравнений. Для решения этих систем применяют соотношения, которые базируются на модифицированных алгоритмах Ньютона-Рапсона [12].

Для описания комплексных процессов течений в установке сжигания в кипящем слое недостаточно одних формулировок балансовых уравнений. Необходимо значительно расширить предлагаемую модель процесса для полноценного описания другими уравнениями и модулем производственных условий.

В табл. 3.1 приведены модели горения.

Таблица 3.1

Элементы модели горения

Факторы	Модули горения
Механика потоков	Пузыреобразующие Циркулирующая
Распределение размеров частиц	Зола Угли Сорбенты
Процессы в топливной частице	Сушка, пиролиз и горение оставшегося кокса Локальное распределение (сегрегация)
Физические и химические процессы в твердых топливах и газах	Реакции в газовой фазе Реакции во взвеси газ-твердые частицы Фрагментирование/угольная мелочь с пылью Сепарация (обогащение) Каталитические реакции
Теплопередача	Кипящий слой – частица топлива Кипящий слой – горячие поверхности Кипящий слой – свободный объем (Пузыреобразующий слой)

ЦИРКУЛЯЦИОННЫЙ КОНТУР ВОДА – ПАР

Высвобождающееся при горении тепло ступенчато передается от многочисленных конструкций к циркулирующим воде и пару. Для математической модели требуются в качестве аналогов компонентов: испаритель, перегреватель, промперегреватель, впрысочной охладитель, экономайзер, регенеративный подогреватель, питательный бак, турбины, конденсатор, насосы и их привязка к соответствующим ячейкам горения. Термодинамические и потоочно-технические состояния рабочих жидкостей, в тех или иных компонентах, базируются на фундаментальных уравнениях сохранения массы, импульса и энергии, теплопередачи, потери давления и количества вещества. Для описания комплекса геометрии труб необходимо модельно-техническое упрощение. Рассмотрение ограничивается по методам Эдельмана [13] и Шелера [14], представляющим отдельную трубу, разделенную на сегменты.

ОБЪЕДИНЕНИЕ ЧАСТЕЙ МОДЕЛИ

Объединение частей модели: газовой турбины, горения и пароводяного циркуляционного контура позволяет представить полноценную картину ПГУ и исследования соотношений установки при совместной работе компонентов. В то время как пароводяной циркуляционный контур связан энергетически через экономайзер с газовой турбиной и через испаритель, и промперегреватель в охладителе слоя – с горением, газовая турбина относительно сильнее связана с горением через массовые потоки воздуха и отходящих газов. Поставляемый компрессором воздух, для псевдооживления и горения, существенно влияет на состояние потоков систем с кипящим слоем, с непосредственным воздействием на сушку и пиролиз топлива, сжигание и теплопередачу в пароводяном контуре. Эта условная взаимосвязь между отдельными частями системы учитывается итерационными выравниваниями.

3.2.4. РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ

Представленные ниже результаты моделирования относятся к промышленным установкам с двумя разными топливами, элементный анализ которых приведен в табл. 3.2. По обоим топливам приведены результаты для различных расчетных случаев на-

грузки. Производство низшей теплоты сгорания на массовый расход топлива (мощность горения) постоянна для этих случаев.

Таблица 3.2

Характеристики углей

Характеристики	Размерности °	Угли А	Угли В
Углерод C^P	%	64,30	52,81
Влага W^P	%	2,97	3,83
Азот N^P	%	1,22	0,81
Сера S^P	%	0,60	1,48
Кислород O^P	%	2,68	8,33
Зола A^P	%	5,23	27,54
Летучая часть	Масс. – %	11,23	27,82
Низшая теплота сгорания Q_H^P	КДж/кг	24,279	21,119

Рис 3.1 показывает массовые потоки воздуха и газов на входе в компрессор и выходе из турбины, для обоих углей, в зависимости от мощности горения. При снижении мощности горения постоянный коэффициент избытка воздуха можно поддерживать в кипящем слое только повышением горения путем обхода сжатого воздуха через байпас, что изменяет пропорционально температуру на входе в турбины (см. рис. 3.2) так как подводимый к камере сгорания воздух не принимает участия в подогреве.

Из-за низких температур, преобладающих в кипящем слое, не образуются термические NO. Образующиеся окислы азота зависят от содержания кислорода в топливе, но они опять быстро разрушаются в камере сгорания. Оба топлива существенно отличаются по серосодержанию. Образующиеся в камере сгорания SO_2 хорошо подавляются. Их концентрация на выходе из камеры сгорания составляет только 5 % от максимальной.

На рис. 3.3 показаны тепловые потоки, переданные воде – пару в контуре (а), и мощности паровой и газовой турбин (б), в зависимости от мощности горения.

Массовый поток, кг/с

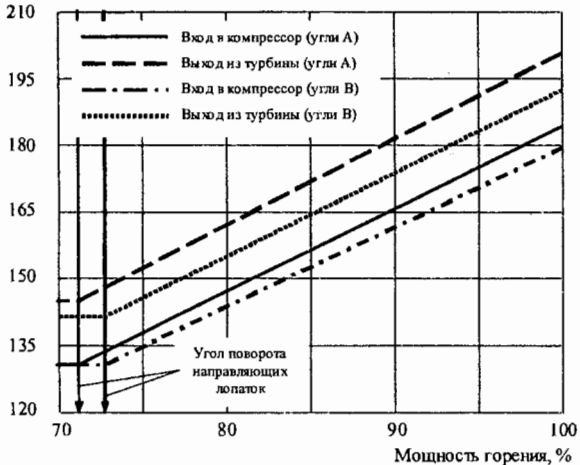


Рис. 3.1. Изменение расчетных массовых потоков для компрессора и турбины в зависимости от мощности горения углей А и В при коэффициенте избытка воздуха $\alpha=1,2$

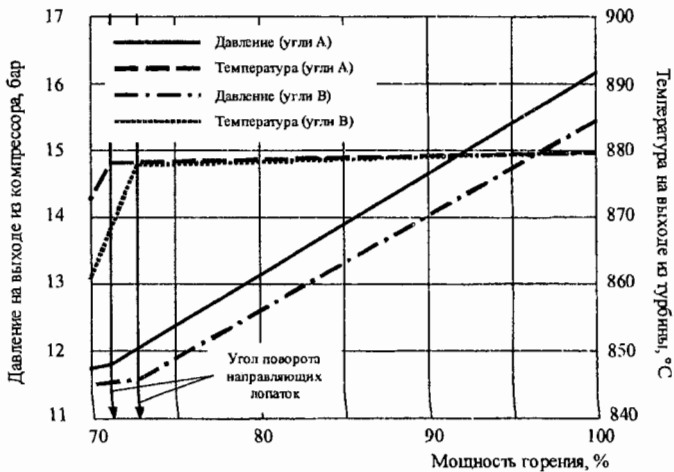


Рис. 3.2. Изменение расчетных давлений и температуры для компрессора и турбины в зависимости от мощности горения углей А и В при коэффициенте избытка воздуха $\alpha=1,2$

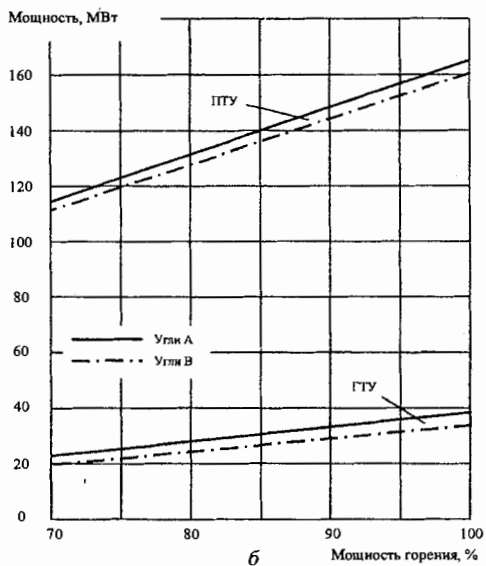
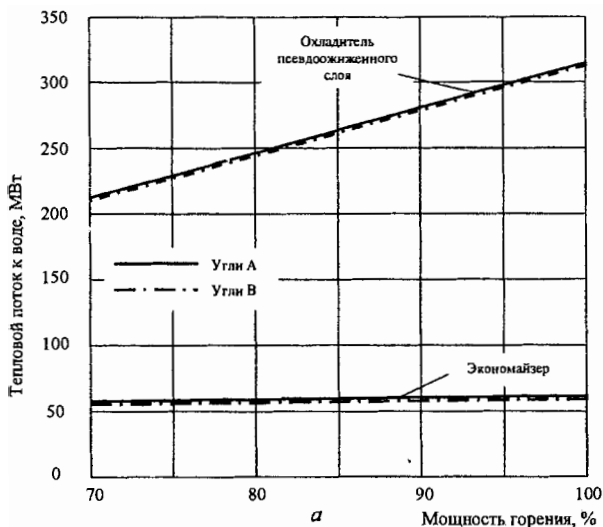


Рис. 3.3. Расчетные тепловые потоки (а), переданные через охладитель кипящего слоя и экономайзер воде-пару в циркуляционном контуре, и расчетные мощности газовой и паровой турбин (б), в зависимости от мощности горения, для углей А и В

3.2.5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Представлено современное состояние математических моделей комбинированных ТЭС с ЦКС. С помощью описанных моделей могут быть получены соотношения для комплексных ТЭС теоретическим путем. Из большого числа переменных исследовано и показано на примере влияние вариаций углей на показатели установок и на вредные выбросы.

3.3. ПАРОГАЗОВАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ НА БАЗЕ УГЛЕЙ И ОТХОДОВ В ШВАРЦЕ ПУМПЕ

Твердые отходы в кусочках, например древесные отходы, после размельчения перемешиваются с потоком углей. Подсушенный мелкий шлам брикетирован в шары с добавлением компактирующего пластификатора. Оставшаяся после газификации под давлением в неподвижном слое смесь твердых остатков с гудроном и мазутом направляется прямо или через промежуточное хранилище в два поточных газификатора. Кроме этих продуктов, в поточных газификаторах можно получить забалластированные мазуты, растворы, жидкообразные вязкие продукты (маслосодержащие шламы), а также пылеотходы в смеси с мазутом.

Полученный в реакторах газификации сырьевой газ, проходит через различные производственные ступени, и наконец, после ректификационных процессов очищается и подсушивается.

Примерно две третьих части производственной массы газа направляется для материального использования в установку синтеза метанола. Остаток идет: в газовую турбину, в котельную установку и на продажу.

Около 50...60 % энергии синтез-газов, которые прошли через метанольную установку, получает ПГУ – ТЭС вместе с побочными газами метанол – синтеза, так называемыми продувочными газами. Продувочный газ должен быть ограничен в полной мере по отклонениям для поддержания нормального метанол-синтеза. Теплота сгорания продувочных газов лежит в пределах 15...18 МДж/м³, в то время как для синтез-газа она колеблется между 12 и 15 МДж/м³.

Сооруженная в Шварце Пумпе ПГУ ТЭС имеет свои особенности по сравнению с обычными:

- 1) использование газов из углей и отходов;
- 2) колебание качества и количества предлагаемого синтез-газа;

3) смешанное предприятие с газом из углей и отходов с экстралегким мазутом и с автоматической регулировкой, в зависимости от предлагаемого газа;

4) единое обеспечение трех сетей производимым в процессе паром и двух сетей – питательной водой.

ПГУ состоит:

- из одной газовой турбины типа PG6551(B) с электрической мощностью порядка 42 МВт;

- одного котла-утилизатора с дополнительной топкой, с двумя системами естественной циркуляции;

- одной паровой турбиной типа VEE 40 с отборами.

Смешанный газ поступает к газовой турбине с избыточным начальным давлением 21...23 бар (изб.). Для удаления из горючего газа оставшихся пылинок на входе в турбину устанавливается фильтр с диаметром отверстий 5 мкм. Экстралегкий мазут служит для запуска газовой турбины и для выравнивания недостающих масс газа.

Газовая турбина имеет область регулирования: 10...100 % – при использовании мазута и 40...100 % – при сжигании смеси газов.

При каждом переключении мазута на смесь газов и при каждой остановке необходимо, во избежание образования мазутного кокса на горелках, их продувать азотом высокого давления (31 бар).

Для соблюдения ПДК по NO_x газовая турбина должна иметь денитрированный подвод пара. При номинальной нагрузке, требуемые расходы пара, с параметрами 35 бар/370 °С: 13,3...17,6 т/ч – при использовании смеси газов; 14,2 т/ч – при использовании мазута.

Эффективная мощность газовой турбины уменьшается из-за редуктора, понижающего число оборотов с 5115 об/мин до 3000 об/мин, для привода 2-полюсного 55 мегавольт-амперного генератора.

Номинальная электрическая мощность при средней температуре наружного воздуха 9 °С лежит между 43,9 и 45,2 МВт, в зависимости от качества газовой смеси. Повышение окружающей температуры воздуха летом до 33 °С приводит к потере мощности на 6,9 МВт. Понижение зимней температуры до –20 °С вызывает повышение мощности на 6,8 МВт.

Газовая турбина находится в компактном корпусе и построена совместно со вспомогательным оборудованием и фундаментной

рамой. Для защиты от непогоды и шума турбина имеет гараж, который, так же как и несущая рама, смонтирован на усиленном выровненном фундаменте и служит для тепло- и звукоизоляции.

Турбинный гараж имеет систему газового контроля. В случае пожара используются углекислотные огнетушители. Для циклического улучшения КПД установлена моечная установка компрессора, которая ежедневно выполняет помывку на линии деионирующим средством.

Возможное обледенение всасывающего канала, при влажной погоде, можно предотвратить с помощью антиледового устройства.

Для защиты газовой турбины в случае аварии находящейся по соседству метанольной установки имеются предохранительные клапаны; кроме того, в зависимости от удаления от газовой турбины расположены 8 самостоятельно следящих систем аварийного отключения газовой турбины.

Котел-утилизатор выполнен с двумя системами естественной циркуляции под давлением. Система высокого давления состоит из двух оребренных экономайзеров питательной воды высокого давления – ЭКО 1 и 2, барабана, оребренных труб и мембранной стенки испарителя, а также из трех перегревателей и расположенных между ними систем впрыска, для охлаждения пара.

Система низкого давления состоит из барабана, оребренного пучка испарителя и пучка пароперегревателя.

Параметры свежего пара: в системе высокого давления – 125 бар/525 °С; в системе низкого давления – 6 бар/ 177 °С.

Котел-утилизатор имеет дополнительную топку, состоящую из четырех подовых горелок, в которых может сжигаться газовая смесь различных качеств, мазут или оба топлива одновременно. Термическая мощность дополнительной дополнительной топки (МВт):

- при чистой утилизации тепла газов после турбины 0,
- обычной комбинированной работе 50...100,
- использовании свежего воздуха, с газовой смесью и смешанным топливом 125,
- использовании свежего воздуха с мазутом 85.

Соответствующие максимальные тепловые мощности горелки, МВт:

- газ и комбинация газ / мазут 31,25,
- мазут 21,25

Надо принять во внимание, что эти показатели имеют решающее значение для дальнейшего использования дополнительных топок, а соответственно, и котлов-утилизаторов. При остановке газовой турбины исчезают моментально 81...100 МВт тепловой мощности отходящих газов, с температурой 530...540 °С, что приводит к снижению паропроизводительности на 65...70 т/ч. Такой скачок нагрузки заставляет котел-утилизатор, если он работал до этого только с двумя дополнительными горелками, включить и две оставшиеся, чтобы поднять расход топлива. Если при комбинированном производстве из двух горелок одна выключена, то включается дополнительная топка. Если же при этом используется еще и свежий воздух, то с двумя горелками, при одной включенной, котел-утилизатор отключается.

Паровая турбина типа ВЕЕ 40 – однокорпусная, 22 – ступенчатая, конденсационная, с отборами пара, с расходом 210 т/ч перегретого пара 120 бар/520 °С. Она имеет два регулируемых и один нерегулируемый отборы. Из первого отбора можно взять 30...90 т/ч пара, с параметрами 35 бар/365 °С, для обеспечения паром газификатора и для дувания в газовую турбину, с целью снижения NO_x-образования, второй отбор питает паровую сеть (16 бар, 15...20 т/ч).

При расходе мягкого пара 56 т/ч и нормальных отборах пара паровая турбина достигает тепловой мощности 30 МВт. В зависимости от подведенной от топлива теплоты, наружной температуры и масс отобранного из сети пара при работе метанольной установки производство электроэнергии составляет 50...62 МВт. При остановке паровой турбины пар направляется на две РОУ, одна из которых обеспечивает паром 35 бар, 90 т/ч паровую сеть ВД, другая 35/15 бар и 35/5 бар – паровые сети СД и НД.

«Сердцем» электрических подключений установок является 30-киловаттная система на сборных шинах, на которую отдают свою мощность газовый и паровой турбоагрегаты. 30-киловаттные сборные шины питают через переключающую автоматику и понижающий трансформатор 20 МВА (30/10 кВ) 10-киловаттную шину ПГУ – ТЭС. 8 трансформаторов (30/6 кВ) мощностью 6,3 кВА каждый питают 6-киловольтный пульт Центра использования вторичных ресурсов и 1 трансформатор (30/11 кВ) мощностью 25 МВА – 11 – киловольтную станцию. Электрическая избыточная мощность, через 63-мегавольт-амперный трансформатор (30/110 кВ) передается в объединенную энергосистему.

4. СИНТЕЗ-ГАЗ В ЭНЕРГЕТИКЕ

4.1. ПРОБЛЕМЫ ГАЗИФИКАЦИИ

В конференции в Сан-Франциско принимали участие около 250 человек со всех концов мира, включая участников из Восточной Европы и Ближнего Востока.

Причина возобновления интереса к этой встрече – та, что на базе IGCC-проектов (интегрированной газификации в комбинированном цикле) разрабатывается газификация различных углей и остатков рафинерии, что вызывает интерес большинства нефтяных компаний.

Общий движитель всего этого – чистая, эффективная технология. Тот факт, что мировой банк будет поддерживать сейчас только чистые технологии, является индикатором для широкой политической поддержки этих направлений.

В основном освещено, что проекты газификации предоставляют сейчас широкий выбор продуктов, например: железо (доменные печи – наиболее разработанные газификаторы!), синтез-газ для производства водорода, аммиака, жидкостей Фишера – Тропша, метанола, уксусного ангидрида.

Энергия еще не находится среди этих продуктов, поэтому экономика IGCC смотрится более оптимистически для больших ТЭС мощностью свыше 500 МВт (оптимистическая цена 1100 и 1300 \$ за кВт). Законодательство по окружающей среде и/или гарантированные цены помогут их сделать конкурентоспособными с классическими ТЭС с готовыми системами очистки дымовых газов.

4.1.1. СИСТЕМЫ ИНТЕГРИРОВАННОЙ ВНУТРИЦИКЛОВОЙ ГАЗИФИКАЦИИ НА БАЗЕ УГЛЕЙ

Даже хорошо работающим станциям: 250 МВт Tampa Electric plant (Texaco and GE), 250 МВт Demkolec plant in Buggenum (Shell and Siemens) и 260 МВт Wabash River plant (Destec Energy and GE) еще далеко до интегрированной газификации в комбини-

рованном цикле (IGCC). Последняя ТЭС в действительности имеет схему, в которой есть все основные свойства, чтобы осуществить IGCC. Все ТЭС показали, что вначале всегда появляются проблемы. Угольная IGCC – это нелегкая операция, которая значительно различается на разных станциях.

В 1997 г. запущена 300-мегаваттная ТЭС в Пуэртоллано, в Испании, с интегрированной газификацией значительных количеств угля, основанной на Prenflo-технологии Круппа – Копперса.

Большинство ТЭС сообщают о начальных трудностях с системой промывки шлаков. Углеродосодержащие расплавы часто перемешиваются с удаляемым шлаком. Эта проблема проявилась в неполной газификации углерода только в газификаторах со шлакованием и не встречается в газификаторах с кипящим слоем Лурги.

Другая проблема, которая часто возникает на многих ТЭС, это низкотемпературная (точка росы) коррозия, приводящая к напряженно-коррозионным трещинам. Этой коррозии можно избежать выбором точных температур в каждой точке охлаждения синтез-газа и выбором нужного материала.

Что касается экологических аспектов угольных ТЭС, то вряд ли IGCC легко обеспечит КПД извлечения серы свыше 99 % и низкие выбросы NO_x из турбин порядка 10 мг/нм^3 .

Тексако добилась успеха в снижении вредных выбросов (CAPEX) в своих газификаторах. Это достигается в основном комбинацией питания предварительно приготовленной водоугольной суспензией (ВУС) и водой насыщения, благодаря чему обходились без дорогих охладителей синтез-газа. Особенности двух газификаторов Тексако в том, что они используются для производства синтез-газа, конвертируемого в уксусный ангидрид и метанол. Работа этого завода, который был построен без всяких субсидий, вполне надежна, несмотря на то, что конверсия углерода составляет 94 % за один проход, т. е. несколько ниже, чем у всех газификаторов Тексако.

4.1.2. ЖИДКОМЕТАНОЛЬНЫЙ ПРОЦЕСС

Работа завода Истмен в Кингспорте (Теннесси) производительностью 300 т/день очень успешна. Синтез-газ для синтеза метанола производится в узкопроходном газификаторе. Жидкой фазой в процессе является минеральное масло. Установка может вырабатывать синтез-газ с объемным содержанием CO от 25 до 50 %, а предпочтительным является содержание CO 55...60 %,

при этом получается сухой метанол, содержащий только 1 % воды и очень мало высоких алкоголей.

4.1.3. ГАЗИФИКАЦИЯ НЕФТИ

Фирма Экссон представила интересные данные по газификации нефти:

- газификация затратная, если наименьшая разность стоимостей сырья и продукта составляет 2,5 доллара на кДж;
- синтез-газ имеет лучшие характеристики для ГТУ, чем природный газ;
- около 60 % водорода в синтез-газе может быть легко отделено комбинацией мембран. Высокий выход водорода возможен, но при значительно больших затратах.

В своем годовом отчете Экссон сообщает о том, что применяет газификацию остатков в их ректификации в Кавасаки (Япония). Однако самый масштабный проект газификации нефти закладывается в Италии.

Во всех проектах 1999...2000 гг. (ISAB 500 МВт, Сицилия; API 250 МВт, Фальконара; SARAS 500 МВт, Сардиния и Agip Petroli 250 МВт) используются газификаторы Тексако. Капиталовложения составят 1370 долл/кВт, но для контрольной части станции около 2100 долл/кВт. Аналогичные стоимости могут быть выставлены для других проектов.

Шелл-газификаторы нефти для PER + проекта Перни в Нидерландах находятся сейчас в стартовом состоянии. Первоначально планировалось производство 250 т/день водорода для водоразлагателя на 8000 т/день. Кроме того, будет производиться 110 МВт электроэнергии.

Экономика этого трехгенераторного проекта базируется в основном на производстве водорода, а электроэнергия и пар – побочные продукты. Как результат этого проекта, основная цель которого – производство большого количества средних дистиллятов и малого – тяжелых топлив, и повышение выхода серы из всех компонентов с 38 до 73 %. Ванадий в остатках газификации, получается в виде концентрата V_2O_5 , из многочисленных печей, которые питаются сажей, отделенной от газа, производимого в газификаторе.

Реальный прорыв газификации наступит, когда содержание серы в топливном бункере будет ниже примерно одного процента и менее. В этом случае топлива автоматически будут иметь такое

хорошее качество, что смогут сжигаться в ГТУ, которые могли бы в этом случае заменить тихоходные дизельные двигатели на морских судах.

4.1.4. ГАЗИФИКАЦИЯ ЧЕРНОГО ЩЕЛОКА

Экономика газификации черного щелока выглядит более притягательной, чем существование сжигательных печей Томлинсона, с затратами от 1370 до 3360 долл/кВт, в соответствии с оценкой Вейерхойзера. Более того, выход таких химических продуктов, как каустик и сера, может быть значительно выше при предлагаемой газификации. Вейерхойзер считает, что на современных целлюлозных заводах надо использовать все больше и больше электроэнергии и все меньше и меньше – водяного пара.

4.1.5. БИОМАССА

Два главных проекта интегрированной газификации в комбинированном цикле (IGCC) предлагаются для биомассы: завод на 30 МВт в Голландии и на 30...40 МВт – в Бразилии. Стоимость этих проектов очень высока, около 2500 долл/кВт. Значительно менее затратная схема предложена на конференции, она основана на работе в Нидерландах с интегрированным сжиганием биомассы в цикле «Тофата». Получен КПД 45 % для биомассы влажностью до 50 %.

Фактически все газификаторы биомассы используют для газификации воздуха вместо кислорода.

4.1.6. ФУНКЦИЯ ИЗУЧЕНИЯ

Современное развитие в газификации проявилось в том, что IGCC-технология сейчас вполне коммерческая не только для газификации тяжелых остатков ректификации, но и для газификации на базе угольных ТЭС. Поскольку наибольший КПД, который был получен на демонстрационных заводах, около 43 %, в ближайшем будущем, благодаря применению газовых турбин и использованию ионно-транспортных мембран, вместо криогенных технологий в устройствах разделения воздуха, он может быть доведен до 50 %.

Кроме того, изучение интегрированной газификации в комбинированном цикле (IGCC) на базе угля приведет к снижению

стоимости этих устройств, делает их конкурентоспособными по стоимости с обычными ТЭС и более соответствующими требованиям охраны окружающей среды.

4.2. БУДУЩЕЕ ИНТЕГРИРОВАННОЙ ГАЗИФИКАЦИИ В КОМБИНИРОВАННОМ ЦИКЛЕ (IGCC)

4.2.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

В настоящее время газовая турбина ранга 270...330 МВт достигла, в простом цикле, КПД 38 % и выше. IGCC-технология на базе этой газовой турбины покажет единичную выходную мощность 470...550 МВт при КПД 49...51 %.

В Буггенуме станция DEMO интегрированной газификации в комбинированном цикле (IGCC) полностью нагружена при устойчивом росте доходности. Важно, чтобы будущие IGCC-установки показали конкурентоспособность по стоимости киловатт-часа. В частности, для исследования эволюции удельной инвестиционной стоимости и КПД установки, Демколек провел детальное исследование по концепции станции IGCC. В центре изучения – основные процессы конструирования:

- дизайн;
- комиссионная продажа и производственный опыт;
- известные данные по газовым турбинам и их новому поколению;
- поколение турбин от F до H (7 типов газовых турбин);
- некоторые техники снижения выбросов окислов азота NO_x , допустим, селективное каталитическое;
- горячая очистка газов.

Итак, были просчитаны инвестиционные стоимости наиболее перспективных конфигураций IGCC.

4.2.2. ОСНОВНЫЕ КОМПОНЕНТЫ УСТАНОВКИ IGCC 2000

ГАЗОВАЯ ТУРБИНА:

Подаваемый компрессором поток воздуха и его температура на входе в турбину, выходная мощность газовой турбины могут быть увеличены разбавлением топлива (например, впрыском пара). Положительная сторона разбавления топлива – значительное снижение образования термических NO_x .

Устройство разделения воздуха (УРВ):

Если газовая турбина поставляет только часть воздуха, то УРВ экипируется отдельным воздушным компрессором. Отдельный компрессор позволяет УРВ работать примерно на 60 % нагрузки на фиксированном давлении. Чтобы убедиться в том, что идет питание воздухом газовой турбины, давление УРВ тонко фиксируют, ниже давления воздуха в газовой турбине, при 50 %-й нагрузке.

Газификационная часть:

Система улавливания сухой летучей золы состоит из керамического фильтра. Нисходящий поток синтез-газа системы холодной очистки подогревается сырьевым синтез-газом до 120 °С, а затем до 300 °С – питательной водой котла высокого давления. Остальные элементы газификационной части, включая устройство десульфуризации, те же, что и в Demo IGCC (4.2.1).

Предварительный подогрев котловой питательной воды:

Газификационная часть снабжается, от комбинированного цикла питательной водой котла ВД с двумя температурами: 200 и 330 °С. Поток 200 °С подогревается затем в экономайзере ВД – охладителе синтез-газа, охлаждая его с 380 °С до 235 °С. При вводе в экономайзер ВД, помещенный в охладитель синтез-газа, около 50 % питательной воды ВД подогревается в самих устройствах газификации. Далее пар среднего давления из барабана может быть использован в комбинированном цикле.

Насыщение:

Насыщение осуществляется только разбавлением азотом в IGCC. Устройство насыщения (в основном) снабжается теплом от комбинированного цикла. После насыщения и перегрева до 315 °С, питательной котловой водой ВД азот подводится к решетке вместе с паром СД. От этой решетки разбавитель может быть подан на газовую турбину. Если прекратится подача насыщенного азота, то немедленно начнется разбавление паром СД, обеспечивая стабильную работу ГТ.

4.2.3. СИНТЕЗ

Интегрированная газификация в комбинированном цикле (IGCC) включает:

- блок газификации;
- обычную систему холодной очистки газов;

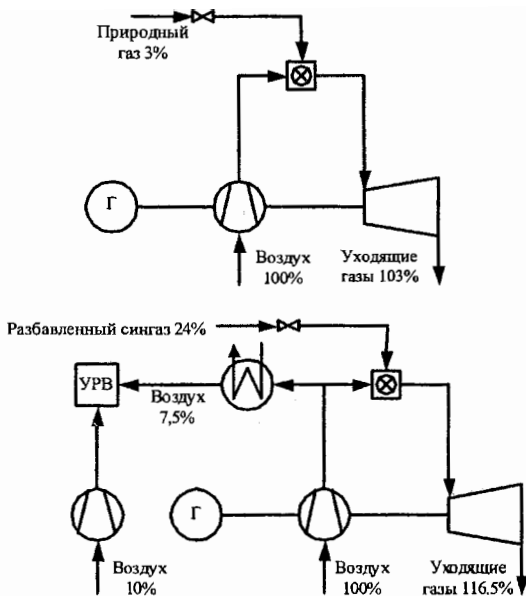


Рис. 4.1. Схема ГТУ на природном газе, версия на угольном синтезе

- частично интегрированное со стороны воздуха устройство разделения воздуха (УРВ) при повышенном давлении;
- рецикл насыщенного азота на ГТ;
- отдельное снабжение синтез-газом и разбавителем (азотом или паром СД) газовой турбины;
- газовую турбину, способную выдавать расход газов 115 % от номинального;
- поколения газовых турбин от G до H (см. рис. 4.1 и 4.2). IGCC хороша тем, что:
- устройство сепарации воздуха (УРВ) обеспечивает 60 % нагрузки;
- УРВ работает при фиксированном давлении;
- устройство насыщения может быть взято вне линии, даже при работе на угольном синтез-газе;
- отдельная подача синтез-газа и разбавителя (азота или пара СД) к газовой турбине;
- легко осуществить обратный ход пара для насыщения азота, чтобы обеспечить стабильную работу турбины на всех нагрузках.

Таблица 4.1

Показатели IGCC, в зависимости от типа газовой турбины

Описание	Размерность	KWU V94.2	KWU V94.3	GE 9FA	KWU V94.3A	KWU V94.3A модиф. ¹⁾	MW 701G1	GE 9G	MW 701G2	GE 9H
ГТ доступна с года	-	1981	1992	1991	1995	1995	1997	1997	1998	1997
Интегрир. с возд. стор.	%	100	100	41	100	35	45	45	51	41
Ввод угля	т/день	1871	2521	2783	2581	2824	3117	3208	3492	3544
	МВт·ч	575	775	856	793	868	958	986	1074	1090
Ввод синтез-газа	МВт·ч	462	623	688	638	698	771	793	863	876
Вых. мощность ГТ ²⁾	МВт	159	229	275	242	301	330	345	370	390
Вых. мощность ПГ	МВт	126	174	189	183	183	208	200	227	242
КПД комб. цикла	%	54.6	57.3	58.6	58.9	60.4	61.1	60.1	60.6	62.7
Потребляемая мощн.	МВт	30.9	37.7	59.4	40.8	64.7	67.9	69.0	71.7	76.8
Отпускаемая мощность	МВт	254	365	404	384	420	470	476	525	555
Общий КПД	%	44.2	47.1	47.2	48.5	48.4	49.1	48.3	48.9	51.0

¹⁾ Чтобы обеспечить примерно 40 %-ю интеграцию со стороны воздуха, увеличивают степень сжатия в ступенях турбокомпрессора (или увеличивают число ступеней сжатия турбокомпрессора).

²⁾ Оценка NO_x – выбросов: 35 г/ГДж синтез-газа (при насыщенном азоте)

Табл. 4.2 иллюстрирует важность дальнейшего совершенствования газовой турбины. От повышения КПД IGCC на 6,8 % (технологические версии E и H) на КПД газовой турбины приходится 6,3 %:

- +4,4 % – из-за повышения температуры горения в газовой турбине;
- +1,6 % – из-за повышения параметров пара, возможного благодаря возрастанию на 25 К, температуры газов на выходе из газовой турбины;
- +0,3 % – из-за снижения степени насыщения азота, при сохранении того же образования термических NO_x, возможного при модернизации горелок газовой турбины.

Таблица 4.2

Эксергетические потери IGCC, в %

Описание	V94.2	MS 9001H
Газификатор (включая разمول и сушку угля)	9,4	9,2
– разمول и сушка угля	1,6	1,6
– угольные горелки	6,8	6,6
– прочее (удаление шлака и т. д.)	1,0	1,0
Охладитель синтез-газа	2,2	2,2
Холодная очистка газа ¹⁾	2,1	1,8
Устройство насыщения (включая теплообменники)	0,6	0,3
Газовая турбина	30,6	26,7
горелки на угольном газе	24,1	20,1
прочее (задвижки и т. д.)	6,5	6,6
Парогенератор с регенерацией тепла	2,0	1,2
Паровой цикл	4,3	3,6
Устройство разделения воздуха	2,5	2,8
процесс дистилляции	1,3	1,2
компрессоры	0,8	1,4
газовая турбина с выпуском воздуха	0,4	0,2
Остальное ²⁾	4,6	4,5
Эксергетический КПД IGCC	41,7	47,7

¹⁾ Включая: 0,25 % потерь из-за удаления серы.

²⁾ Включая: 1 % потерь от перемешивания при разбавлении азотом, остальное – от перемешивания уходящих газов после дымовой трубы и из-за смешанной потребляемой мощности.

СНИЖЕНИЕ NO_x:

При разбавлении синтез-газа насыщенным азотом выброс NO_x из газовой турбины можно легко поддержать ниже 45 г/ГДж (ПДК в Нидерландах для ТЭС на природном газе).

Содержание влаги в азоте (обычно 20 % по объему) сказывается незначительно на выходной мощности IGCC широкого ранга, так как КПД IGCC возрастает на 0,1 % при каждом понижении влагосодержания на 3 % по объему.

Инвестиционная стоимость:

Инвестиционная стоимость IGCC на базе газовой турбины GE9H определена на уровне 1450 долл/кВт. Эта стоимость исходит из реальных инвестиций в Буггенум IGCC.

СКП (СЕЛЕКТИВНОЕ КАТАЛИТИЧЕСКОЕ ПОДАВЛЕНИЕ NO_x):

IGCC, включая атмосферное УРВ (устройство разложения воздуха, в котором выводится остаточный азот), в газовой турбине сжигается неразбавленный угольный газ и СКП показывает снижение выходной мощности на 15 % и почти тот же КПД по сравнению с IGCC, использующей синтез-газ, разбавленный азотом. Учитывая высокую температуру пламени чистого синтез-газа (2550 °С), вместе с NO_x – конверсией примерно 90-процентного СКП-катализатора, выбросы NO_x оценивают на уровне ниже 90 г/ГДж.

ГОГ (ГОРЯЧАЯ ОЧИСТКА ГАЗОВ:

Установлено, что ГОГ при 300 °С дает прирост КПД практически на 1 % (см. табл. 4.2). При повышении температуры очистки газов до 600 °С, КПД возрастает еще на 0,3 % выходной мощности. В ближайшем будущем горячая очистка газов не предусматривалась, так как суммарный КПД IGCC при кислородной газификации невысок.

4.2.5. ПЕРСПЕКТИВЫ

С использованием в будущем газотурбинных технологий, IGCC-установки становятся конкурентоспособными по сравнению с сверхсуперкритическими угольными (ССКУ) установками, так как они соответствуют наивысшим требованиям по охране окружающей среды (табл. 4.3).

IGCC-технология обещает ряд возможностей для снижения стоимости топлива, повышения КПД конверсии низкокачественных топлив или даже отходов и получения существенных дополнительных экологических источников энергии.

Таблица 4.3

Воздействие на окружающую среду

Описание	Размерность	IGCC			ССКУ	
		Демо	F-техн.	H-техн.	1-е поколение	2-е поколение
Технология						
Год обследования		1994	1996	2000	1992	1998
Отпускная мощность	МВт	253	404	555	384	385
КПД	%	43	47	51	45	47
Экологичность						
NO _x	мг/кВт·ч	<320	220 ¹⁾	200 ¹⁾	1190	325 ²⁾
SO ₂	мг/кВт·ч	120	55	50	390	265
CO ₂	г/кВт·ч	770	700	650	735	700
Летучая зола	г/кВт·ч	2	1	1	31	29
Шлак	г/кВт·ч	30	28	26	-	-
Гипс	г/кВт·ч	-	-	-	15	14
Сера	г/кВт·ч	2,8	2,7	2,6	-	-
Термическая нагрузка с охлаждающей водой	кДж / кВт·ч	2700	2400	1900	3900	3600

¹⁾ Расчетные выбросы NO_x: 35 г/ГДж – для синтез-газа или 28 г/ГДж – для углей

²⁾ Включая установку подавления NO_x

Низкокачественные топлива

По 6 крупным проектам (Shell Pernis Per +, Texaco EI Dorado, ISAB, Api Energia, SARAS and Agip Petroli) остатки ректификации должны конвертироваться в смешанную энергию, тепловую и химическую (в основном водород). The Texaco EI Dorado функционирует полностью с сентября 1996 года. Все проекты включают проверенные газотурбинные технологии (GE6B, V94.2, GT13E2 и GE9E).

Назад к исходному сырью

Когда станет необходимой переработка и прямое повторное использование отходов пластмасс, значительное их количество (примерно 75 %) будет использоваться повторно. Тексако планирует построить в Перни (район Ботлек в Нидерландах) газифика-

тор пластмассовых отходов производительностью 50 000 т/год. Газификатор конвертирует пластмассовые отходы в синтез-газ, который будет поставляться на соседний химический комбинат. Там синтез-газ будет использоваться для производства спиртов и спиртопроизводных пластмасс.

БИОМАССА.

Биомасса рассматривается как один из основных многообещающих источников дополнительной энергии, поскольку она легкодоступна, а ее конверсия CO_2 -нейтральна. Особенно в малых, плотно населенных странах таких, как Нидерланды, имеется большой потенциал биомассы. Подсчитано, что потенциал домашней биомассы может перекрыть около 10 % общего потребления тепловой энергии датчан (95000МВт):

- агро-садовые отходы: 3500 МВт;
- навоз: 900 МВт (сырьевой); 3000 МВт (сухой, с рекомпрессией паром и/или низкопотенциальным теплом);
- энергия урожая плантаций: 1500 МВт (20 % пахотных земель);
- древесные отходы (лес): 300 МВт;
- промышленные древесные отходы: 300 МВт;
- осадок муниципальной канализации: 400 МВт.

Результатом сжигания только одной биомассы являются значительные выбросы SO_2 и NO_x . Это может быть вызвано серосодержащими составляющими, иногда схожими с угольными, и высокими содержаниями азотных компонентов таких, как аммиак (навоз). Итак, при сжигании биомассы могут возникнуть сложные проблемы, вызванные температурой плавления золы, которая на несколько сотен градусов ниже по сравнению с угольной золой. Этих проблем можно избежать, благодаря использованию IGCC-технологии.

КОНВЕРСИЯ ОТХОДОВ

В Центре использования вторичного сырья Шварце Пумпе отходы превращают в высококачественные продукты при газификации в неподвижном или во взвешенном слое. В процессе только измерительных и тестовых операций, между июнем 1992 и июнем 1994 годов, было успешно газифицировано около 300000 т отходов (пластмасс, канализационных осадков, порченной древесины и маслосодержащих загрязненных веществ). Производительность была 220 000 т/год твердых отходов (газифициро-

ванных совместно, с примерно 240 000 т/год сухого угля) и 50 000 т/год – жидких отходов.

Произведенный синтез-газ в основном конвертирован в металл; оставшийся синтез-газ использован для производства электрической и тепловой энергии в комбинированном цикле. В первый раз газовая турбина комбинированного цикла (GE Frame 6) была запущена на синтез-газе в сентябре 1996 года.

4.2.6. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Будущие IGCC-установки, на базе наиболее современной газотурбинной технологии, могут произвести конкурентную с угольной энергию. Эти установки будут характеризоваться отпускаемой мощностью от 470 до 550 МВт электроэнергии и высокими КПД (более 50 %), не нуждаясь в устройствах горячей очистки газов.

Если топливо и/или побочный продукт IGCC-установки используются в соответствии с наивысшими требованиями по защите окружающей среды и с высокой степенью остаточного продукта, они могут быть конкурентными. Можно сделать жизнеспособными даже проекты IGCC-установок малого размера. Наглядные примеры этого – Эль Дорадо IGCC (160 т/день нефтяного кокса и 15 т/день отходов) и SVZ Шварце Пумпе (800 т/день угля и 800 т/день отходов). Совместная газификация биомассы в установках IGCC среднего и большого размеров могут внести существенный вклад в экономически выгодное использование биомассы как источника дополнительной энергии.

4.3. СИНТЕЗ-ГАЗ ИЗ УГЛЕЙ И ОСТАТКОВ ТЯЖЕЛЫХ ФРАКЦИЙ НЕФТИ

4.3.1. ВВЕДЕНИЕ

Технология IGCC (интегрированная газификация в комбинированном цикле) – это будущая технология ТЭС для чистого производства электроэнергии на твердых или жидких топливах таких, как угли, отходы ректификации, эмульсии и биомасса. Принцип этой технологии состоит в соединении газификационной установки с парогазовым процессом. Топливо преобразуется при этом через газификацию в синтез-газ (смесь CO и H₂), включая очистку, затем сжигание в ГТУ.

4.3.2. ТЭС С ГАЗИФИКАЦИЕЙ И ГАЗОВЫМИ ТУРБИНАМИ СИМЕНС

В Европе в настоящее время есть две комбинированные ТЭС с внутренней газификацией на базе углей, оборудованные газовыми турбинами Сименс. Газотурбинная техника Сименс идет дальше в области очистки в одном из первых проектов IGCC-станций. В Нидерландах установлены ГТУ Сименс V 94.2 с температурой газа на входе 1050 °С и камерой сгорания Шелл. Установка с вторичным топливом, природным газом, находится в эксплуатации с 1993 года, в качестве топлива в ГТУ использовался синтез-газ. К июлю 1997 года газовая турбина проработала более 6500 часов на синтез-газе. Термический КПД-нетто установки составляет 43 %, мощность-нетто – 284 МВт. Получено гарантированное значение выбросов NO_x. Особенность этой установки – расположение газовой и паровой турбин и генератора на одном валу.

В Пуэртоллано (Испания) синтез-газ производится в газификаторе PRENFLO и используется в газовой турбине V 94.3 с повышенной температурой газов на входе (1120 °С), а следовательно, и с более высоким КПД-нетто. Установка для газификации производит смесь 50 : 50 из высокочольных айнхаймских углей и из высокосернистого нефтяного кокса, с расположенной рядом рафинерии. Мощность-брутто ниже необходимой и составляет около 320 МВт, КПД-брутто – выше 47 %. Установка работает в настоящий момент на вторичном топливе – коммерческом природном газе, планируется работа на синтез-газе.

В ТЭС, с газификацией при ISAB (Сицилия), используется паро-водяной газификатор Техасо. В установке применяется серосодержащий асфальт из рафинерии. Кроме электроэнергии, получают также производственный пар и водород для рафинерии. Установка оборудована двумя газовыми турбинами типа V 94.2 (1060 °С), которые поставлены Сименс. Мощность ТЭС – около 500 МВт. Гарантируются допустимые выбросы NO_x. Вторичное топливо – мазут, после запуска газификатора – синтез-газ.

Для будущих проектов Сименс планирует ввод газовой турбины на синтез-газе. Версия 3А с кольцевой камерой сгорания с температурой газов на входе в турбину 1250 °С. С такими машинами на IGCC – установках можно существенно превысить КПД-нетто 50 %.

4.3.3. КОНЦЕПЦИЯ ТЭС С ГАЗИФИКАЦИЕЙ

Продуваемый кислородом или воздухом газификатор работает при высоком давлении и производит сырьевой газ (включая очистку), который сжигается в ГТУ. Существенное тепло сырьевого и турбинного газов используется для производства пара для паровой турбины. Концепция отмечает следующие признаки:

- почти полная газификация используемых топлив (углей, остатков тяжелых фракций нефти ...);
- существенная очистка от пыли и газообразных вредных компонентов.

Можно паровой процесс связать с внешним объектом, часть синтез-газа использовать для производства химических веществ, как, например, водорода, аммиака или метанола. Подобные концепции значительно повышают выход энергии из топлива и ведут к улучшению общей экономичности. Существенными частями ПГУ – ТЭС с интегрированной газификацией являются: устройства газификации; система использования тепла сырьевого газа; установка очистки газов с получением серы; установка разложения воздуха (только для установок с кислородной газификацией); газовая турбина с котлом-утилизатором; паровая турбина.

Технология может быть выбрана и по таким известным процессам, как газификация в неподвижном слое, в кипящем слое и в потоке. В большинстве процессов теплота сырьевых газов используется в охладителе газа для производства пара. Система газификации включает в себя устройства очистки. Удаление пыли из охлажденного сырьевого газа осуществляется в циклонах и электрофильтрах. Затем надо разделить вредные компоненты, такие, как: H_2S , CO , HCl , NH_3 , HCN , и оставшуюся пыль. Отдельный поток H_2S используется для производства элементарной серы (например, в установке Клауса). Очистка топлив выполняется при этом при оптимальных условиях, т. е. при высоком давлении и предварительном «разбавлении» воздуха для горения. В этом случае выбросы «классических» вредностей, окислов серы и азота, понижаются до минимальных величин, тогда не требуются последующие устройства очистки (серо- и азотоочистки), а также добавка известняка или аммиака. В движущемся вниз потоке опять подогревают чистый газ, если необходимо, насыщают его водой и сжигают в ГТУ. Насыщение позволяет использовать теплоту при низких температурных уровнях, увеличивает массовый

поток через газовую турбину, а следовательно, и эффективную мощность, и понижает эмиссию окиси азота в газовой турбине.

Важнейший признак для КПД и мощности IGCC-ТЭС и ГТУ – это степень интеграции компрессора для обеспечения сжатым воздухом установки разложения воздуха (УРВ). Установки в Буггенуме и Пуэртоллано интегрированы на 100 % с воздушной стороны, это значит, что весь необходимый для УРВ воздух сжимается компрессором ГТУ.

В установках, неинтегрированных с воздушной стороны, воздух поставляется дополнительным компрессором, независимым от ГТУ. Из-за большого массового потока низкокалорийного синтез-газа, проходящего через камеру сгорания ГТУ, если не отбирать часть сжатого воздуха после компрессора, получится высокий массовый расход газа через газовую турбину. Это приводит, по сравнению с высококалорийными стандартными топливами, такими, как природный газ и мазут, к повышенной степени понижения давления в газовой турбине.

4.3.4. УСТРОЙСТВО КАМЕРЫ СГОРАНИЯ И ТОПЛИВНОЙ СИСТЕМЫ

Табл. 4.4 показывает характеристики синтез-газов, типичных при газификации углей и тяжелых нефтяных остатков.

Таблица 4.4

Характеристики синтез-газов

Газифицируемое топливо	Разбавление синтез-газа	H ₂	CO	N ₂	H ₂ O	Q _н ^P	Массовый расход топлива, базовая нагрузка	t _{топл}
		Объемные %				МДж/кг		
Буггенумские угли	Нет	30	65	3	1	11-12		
	Есть	12	25	42	19	4,3	106	310
Тяжелые нефтяные остатки	Нет	40	40	3	1	15-16		
	Есть	30	30	2	30	8,6	52	195

Неразбавленный синтез-газ соответствует очищенному после газификатора, а разбавленный – в смеси с водяным паром и/или азотом, из устройства разложения воздуха (УРВ).

Из-за низких теплот сгорания синтез-газов требуются очень высокие их массовые расходы. Массовый расход природного газа

в аналогичной машине при номинальной нагрузке составлял всего 9 кг/с. Поэтому топливная система в Буггенуме состоит из труб с очень большими диаметрами (600 мм).

Так как синтез-газ высокоядовитый и взрывоопасный, необходимо обеспечить топливную систему высокой степенью безопасности. Для предотвращения просачивания его наружу предусмотрены сварные уплотнения на системе всасывания и газовых детекторах. В трубопроводах у камеры сгорания возможно обратное проникновение воздуха, поэтому должен быть выполнен расчет топливной системы на неконтролируемые реакции. Для этого выполняются обширные продувочные процедуры до и после использования синтез-газа. Кроме того, все ответвления системы связаны с центральным факелом для синтез-газа. 6500 часов функционирования системы на синтез-газе без больших проблем доказало ее надежность и безопасность.

4.3.5. ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ УСТАНОВКИ В БУГГЕНУМЕ

Установка запускается на природном газе. Затем на нагрузке 50 % от номинальной переходят от природного на синтез-газ. Процесс перехода осуществляется полностью автоматически. Так как подмешивание азота, в качестве разбавителя, отразилось на конструкции установки, то сразу после подключения УРВ, можно произвести стабильную интеграцию устройства разложения воздуха с газовой турбиной, тогда при смене топлива не только азот может служить разбавителем. Ведь из-за азота снижаются потери давления, при прохождении синтез-газа, из-за недостаточного массового потока. Проблемы успешно решаются, если в синтез-газ подмешивать пар. Для этой цели можно использовать имеющийся трубопровод паровой продувки. Возможность использовать для разбавления пар вместо азота повышает также гибкость установки для других производственных условий.

После перехода на синтез-газ и установления стабильной связи установки разложения воздуха с газовой турбиной осуществляется автоматически замена азота как разбавителя. На случай внезапной остановки газификатора не менее 60 раз проверялось автоматическое переключение на природный газ, без отключения УРВ. При каждом внезапном прекращении подачи разбавляющих веществ синтез-газ начинал автоматически разбавляться паром, что не вызывало необходимости остановки интегрированного предприятия.

4.3.6. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На V 94.2 в Бугтенуме концепция Сименс на сжигание синтез-газов, сохранялась в течение 6500 часов работы. За это время случались различные нарушения. Было подтверждено, что с концепцией разбавления диффузионного пламени достигаются очень низкие NO_x - и пренебрежимые CO -выбросы. Аналогичная установка использована в Пуэртоллано и в Сицилии.

4.4. ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПАРО-ГАЗОВОЙ ТЭС ВРЕСОВА НА СИНТЕЗ-ГАЗЕ ИЗ УГЛЕЙ

4.4.1. ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНЦЕПЦИЯ 400-МЕГАВАТТНОЙ КОМБИНИРОВАННОЙ ТЭС

Предприятие Sokolovska uhelna AG, запущено в 1996 году. Оно занимается добычей угля, брикетированием, производством электроэнергии и их распределением. Долгосрочный план чешского правительства с 80-х годов утвердил последовательный переход от городского газа на импортируемый из России природный газ. Поэтому было решено добавить производство электроэнергии на установках газификации углей. С социальной точки зрения, при возможном разрешении этой проблемы можно получить дополнительные рабочие места в акционерном обществе и еще в двух местах: на предприятиях, занятых разработкой углей и их переработкой. Технические решения концентрировались на двух основных требованиях: экономичное производство электроэнергии и защита окружающей среды.

Результатом этого и была комбинированная ТЭС класса 400 МВт. Она состоит из двух идентичных, 195-мегаваттных блоков, каждый с газовой турбиной, ряда Frame 9E. Эти два блока расположены вблизи от установок газификации остатков ректификации нефти. Основным проектантом и изготовителем была химическая фирма «Энергопроект». Она же взяла на себя контроль за строительством. Обе газовые турбины номинальной мощностью 123,4 МВт использовали в качестве основного топлива угольный газ, а природный газ – как пусковое и подменное топливо. Образование NO_x в камерах сгорания подавлялось впрыском пара.

Наладчики газового завода во Вресове и поставщики газовых турбин должны были разрешить множество вопросов, чтобы по-

лучить преимущество от сжигания угольного газа и, таким образом, экономить природный газ. Надежность газовых заводов при этом должна быть высокой. Топливная система газовой турбины продублирована и должна отвечать следующим требованиям:

- безопасные и надежные: воспламенение газов, работа и нагрузка;
- смешение обоих газов в требуемом соотношении;
- обеспечение допустимых NO_x -выбросов.

4.4.2. ЗАВОД ГАЗИФИКАЦИИ УГЛЕЙ

Заслуживает внимания при производстве газа для комбинированной ТЭС:

а) подготовка углей: угли должны быть раздроблены до размеров от 10 до 50 мм, подсушены и введены в газификатор через шлюзовую систему;

б) сырьевой газ: кислородная газификация проводится при давлении 25 бар;

в) очистка газа: выполняется очистка от пыли и смолы;

г) обработка побочных газовых, жидких и твердых продуктов и отходов;

д) обогащение побочных продуктов до рыночной продукции (N_2 , H_2SO_4).

Кроме того, при очистке газов в ректификационной установке можно отрегулировать содержание CO_2 в газе, а следовательно, и его теплоту сгорания. Газовый завод разрабатывает угли в разрезе Йири, одном из 7 отделений акционерного общества Соколовское угольное. Основные характеристики углей приведены в табл. 4.5. Газовый цех имеет два ряда газификаторов, в каждом ряду по 13 газификаторов Лурги под давлением. Примерный массовый баланс:

производство сырьевого газа	240000 $\text{м}^3/\text{ч}$;
потребление углей	200 т/ч;
потребление кислорода	40000 $\text{м}^3/\text{ч}$ (568 т/ч 95 %-го O_2);
потребление пара	200 т/ч (3,5 МПа; 320...350 °С).

Основными параметрами являются зольность углей и число необходимых для газификаторов объемов продукции. Так как производимый газ требует давления 25 бар, то его можно без сжатия подводить к газовой турбине. Сжатый кислород (95 % O_2)

получается в криогенной установке разложения воздуха, которая выдает еще и $150000 \text{ нм}^3/\text{ч}$ азота. Часть его продается как побочный продукт.

Сырьевой газ состоит: из H_2 , CO , CH_4 (горючие); CO_2 и H_2O (инертные) – это основные составляющие; N_2 , C_2 до C_4 и Ar – меньше 2 %, также следы H_2S , COS , бензолов, фенолов и смол. Последняя группа побочных продуктов токсична, коррозионна или нежелательна, и должна быть удалена.

Фенол и смола отделяются, очищаются и продаются как побочные продукты. Сырьевой газ, который таким образом очищается, направляется в ректификационную установку. Там он охлаждается, вымывается метанолом при $35 \text{ }^\circ\text{C}$, а затем подсушивается (процессы ректификации). Ректификационная установка состоит из двух параллельных ниток, каждая из которых представляет собой 2-ступенчатые абсорбционные колонны, в которых в 1-й ступени удаляются H_2S и бензол, а во 2-й ступени вымывается CO_2 .

В ректификационных процессах также удаляются твердые частички, наличие которых могло бы представлять опасность для газовой турбины. Производство газа может достигать $200000 \text{ нм}^3/\text{ч}$ (125 т/ч). Теплота сгорания в зависимости от содержания CO_2 примерно 12 МДж/нм^3 ($25 \% \text{ CO}_2$) – см. табл. 4.6. Газообразные и жидкие соединения серы и азота, которые при обработке сырьевого газа отделяются и обрабатываются далее химически:

- жидкое вещество (конденсат пара и промывочная вода) дистиллируется и очищается от NH_3 . Бывают и побочные вещества, которые, как водные растворы NH_3 и NH_4OH , продаются;

- газообразные отходы ректификации, которые получают при регенерации метанола, содержат обогащенный меркаптан. Они сжигаются в установке, за счет чего получается насыщенный пар ($3,5 \text{ МПа}$; $240 \text{ }^\circ\text{C}$).

- газы, которые вырываются при загрузке газификатора углями и при удалении золы содержат, в основном, H_2S и NH_3 . Они сжигаются в установке десульфуризации, при этом окисляются до SO_2 и NO_x . После этого следует установка подавления окислов серы и азота, где с помощью катализатора SO_2 окисляется до SO_3 . Путем гидрирования производится H_2SO_4 95 %-го качества, которая является рыночным продуктом.

4.4.3. ГАЗОВЫЕ ТУРБИНЫ

Frame 9E. MS9001E – мощные газовые турбины строятся с 1979 года. В настоящее время во всем мире эксплуатируется 250 единиц такого типа. Это одновальная машина с 17-ступенчатым компрессором, 3-ступенчатой турбиной и 14 цилиндрическими модифицированными горелками. Frame 9E – гибкая к вводимому топливу. Ее топливная система может быть сконструирована для природного газа, легких и тяжелых дистиллятов, дизельного топлива и производных углей. Осевой компрессор имеет избыточные резервы, так что для Frame 9E является пригодным и угольный газ, даже при низких температурах. В сравнении с предыдущей моделью Frame 9E мощностью 123,4 МВт: на природном газе прибавка мощности + 5,6 % при условиях (+15 °С, 1,013 бар, 60 % относительная влажность). Температура горения лежит около 1124 °С (при 20 °С – окружающей температуре), степень повышения давления 12,3, температура уходящих газов 538 °С и термический КПД – 33,78 %.

Стандартная горелка Frame 9E оборудована впрыском пара или воды, т. е. устройством подавления окислов азота. Стандартный пуск делает возможным подключение машины к сети за 8,5 минут. Номинальной мощности можно достичь за 12 минут.

Наиболее ценными являются два критерия для сжигания газов в ГТУ: воспламеняемость; теплота сгорания 10 МДж/нм³, как минимум, чтобы получить удовлетворительное сжигание в стандартной горелке.

Управление выбросами сконцентрировано на SO_x- и NO_x-образование. SO_x-содержание в газах очень низкое, благодаря ректификационным процессам. Что касается NO_x, то они делятся на две категории:

- термические NO_x, возникают непосредственно при горении, как химическая реакция между N₂ и O₂;
- органические NO_x, происходят от находящегося в топливе азота.

Технология разбавления – испытанное техническое средство для понижения NO_x-образования в газовых турбинах. В большинстве случаев таким разбавляющим средством является вода или пар. Но можно также использовать и другие, например, азот из кислородной установки газового завода, или двуокись углерода.

4.4.4. УСТАНОВКИ – УТИЛИЗАТОРЫ КОМБИНИРОВАННЫХ ТЭС

Теплота турбогазов с температурой 538 °С используется в котле-утилизаторе. Это парогенератор на 2 давления: пар высокого давления 7 МПа/510 °С и низкого давления – 0,6 МПа/220 °С. В котле встроены трубные пучки, для утилизации тепла. Предпоследний из них служит подогревателем обратной воды из дальних тепловых сетей. Выходная температура газов из котла – утилизатора при этом опускается ниже 100 °С. Каждый котел – утилизатор в этом случае 14 МВт тепла отдает в дальние теплосети.

Две паровые турбины, номинальной мощностью 57 МВт – это конденсационные турбины с двумя отборами (0,5 МПа/220 °С и 3,5 МПа/360 °С), которые связаны с паропроводами классических ТЭС. Произведенная электроэнергия поступает в ЛЭП 220 кВ. Общий термический КПД составляет 45 %.

Производство электроэнергии на комбинированной ТЭС Вресова, с интегрированной газификацией углей, имеет существенные преимущества по сравнению с классической концепцией. Существенно увеличивается КПД, что приводит к низким ценам продукции. Выбросы вредных веществ снижаются до величин ниже ПДК.

Таблица 4.5

1) Анализ лигнитов (% по массе)

Горючие составляющие	47,6 % ± 4,2 %
Влажность	39,0 % ± 2 %
Зольность	14,4 % ± 1,8 %

2)

C	56,6 % ± 2,5 %	S	0,9 % ± 0,3 %
O ₂	15,1 ± 1 %	N ₂	0,8 % ± 0,2 %
H ₂	4,6 ± 0,15 %	Зола	22 % ± 3 %

1) По рабочей массе

2) По сухой массе

Таблица 4.6

**Типичный состав энергетического, городского
и природного газов (% по объему)**

Состав	Энергетический газ	Городской газ	Природный газ
CO ₂	24.5	9.4	0.1
CO	15	19.56	0
H ₂	46.8	54.1	0
N ₂	0.6	1.0	0.8
CH ₄	11.6	14.4	98.1
C ₂ H ₆	0.65	0.5	0.7
C ₂ H ₄	0.14	0.1	0
C ₃ H ₈	0.16	0.1	0.2
C ₃ H ₆	0.07	0.05	0
C ₄ H ₁₀ ⁺	0.004	0.002	0.1
Ar	0.35	0.71	0
O ₂	0.1	0.08	0
Плотность кг/м ³	0.824	0.618	0.73
Q_H^P кДж/м ³	11.802	13.973	35.869

5. ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ТЭС

5.1. УЧЕТ НОВЫХ ДОСТИЖЕНИЙ ПО ГОРЯЧЕЙ ДЕСУЛЬФУРИЗАЦИИ ГАЗОВ

Горячая десульфуризация в топочном объеме представляет собой недорогой процесс очистки топочных газов после сжигания бурогоугольной пыли в топках средней мощности. Считается, что в противоположность влажной промывке она существенно ниже по эксплуатационным издержкам, инвестиционной стоимости, энергозатратам и потребности в площадях.

Но требуемых ПДК можно достичь только за счет высоких, сверхстехиометрических присадок. Отсюда появляющиеся большие массовые потоки, которые должны быть проведены через котел и могут вызывать добавочное загрязнение поверхности нагрева и нагрузку на фильтры. Из-за нагрева присадочных масс возникают энергетические потери, которые негативно сказываются на общем КПД установки.

Поэтому целью должно быть значительное снижение расхода присадок, чтобы сохранить технологическую привлекательность сухих присадочных процессов.

При горячей десульфуризации [40 – 43] осуществляется связывание вредных веществ, за счет вдувания в объем горения сорбентов на основе кальция. Присадка при этом интенсивно вступает во взаимодействие с дымовыми газами. Недостаток горячей десульфуризации – однократная циркуляция сорбентов: это приводит к повышенному расходу кальция, в противоположность влажной промывке, при которой присадка используется многократно, благодаря постоянному перемешиванию. Дальнейшие различия зависят от типа химической реакции. Реакция ионов в кальциевом молочке протекает в 10 ... 15 раз быстрее, чем при диффузионной реакции сухих частичек кальция. Ясно, что при одинаковой стехиометрии горячая десульфуризация никогда не обеспечит такого коэффициента сероочистки, как влажная промывка.

На протекание процесса сухой десульфуризации существенно влияет время пребывания частичек кальция в различных температурных областях топочного объема. Присадка должна иметь высокую порозность, чтобы большая реакционная поверхность способствовала образованию окиси кальция [44]. Слишком низкие температуры тормозят ход реакции. Слишком высокие температуры могут деактивировать поверхность присадки и контакт станет бесполезным [45, 46]. Реакция кальцинирования является предпосылкой сульфатизации. Обе реакции протекают одна за другой. Течение реакции происходит в определенном температурном диапазоне.

Существенным условием для оптимальной сероочистки, является интенсивное перемешивание между частичками присадки и дымовыми газами при равномерном распределении присадки по всему поперечному сечению. Чтобы достичь оптимальной горячей десульфуризации, необходимо принимать во внимание названные выше влияющие факторы, форму топки и конструкцию котла.

Опыты на полупромышленной установке отразили влияние температуры, времени пребывания и вида присадки на коэффициент золоочистки. Существенные параметры установки:

- сжигание угольной пыли размером, как в промышленных установках;
- зависимость длины пламени и положения факела от изменения расхода воздуха (степени перемешивания);
- определенная регулировка условий реакции и состава газа.

Были проведены исследования по связыванию серы при сжигании двух сухих пылей с различными серосодержаниями с применением двух разных присадок. Опыты с вдуванием, посредством эжекторных насадок, выполнялись в разных температурных областях при условии одинакового времени пребывания присадок. Измерения температур выполнялись стационарно-установленными термопарами.

Рис. 5.1 и 5.2 показывают результаты опытов по вдуванию в двух температурных областях. Максимальная сероочистка достигалась между 980 и 1030 °С. Время пребывания в этой области составляет около 0,9 с.

В промышленных установках главное – это соблюдение температурного уровня в районе вдувания и обеспечение наибольшего времени пребывания в оптимальном температурном диапазоне. На основании реакции кальцинирования, которая в зависимости от типа присадки длится 0,12...0,28 с и при первой загрузке составляет около 0,7 с, время пребывания не должно быть меньше 1 с.

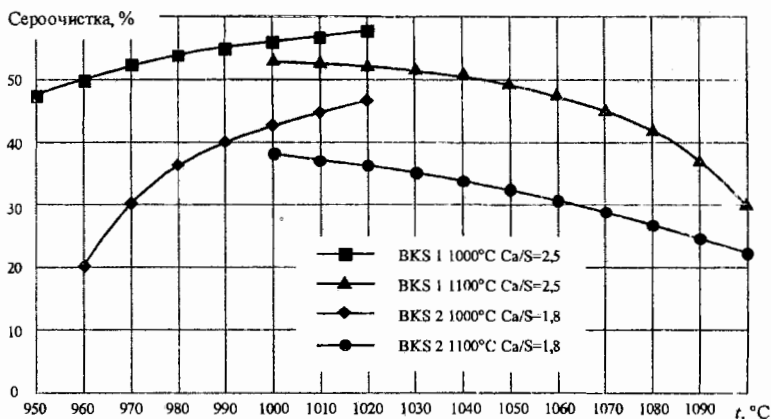


Рис. 5.1. Средняя степень сероочистки в зависимости от температур в топке, установки на 10 кг/ч Дрезденского технического университета; присадка: известняковая мука $d_{10} > 42$ мкм

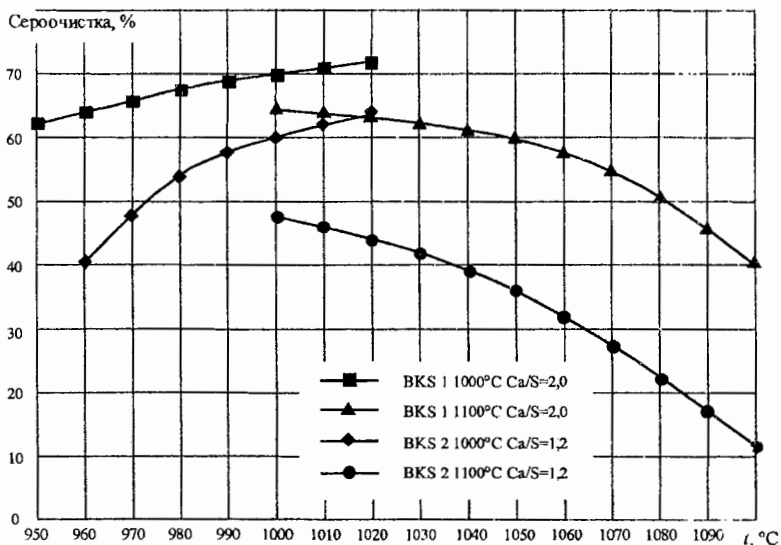


Рис. 5.2. Средняя степень сероочистки в зависимости от температур в топке, установки на 10 кг/ч Дрезденского технического университета; присадка: белый гидрат кальция $d_{10} < 8$ мкм

BKS1 – нидерлаузитские бурые угли, $\delta < 280$ мкм, S < 0,7 %;

BKS2 – среднегерманские бурые угли, $\delta < 190$ мкм, S < 3 %.

5.2. МОДЕРНИЗАЦИЯ ПОЛЬСКИХ УГОЛЬНЫХ ТЭС С ЦЕЛЬЮ УЛУЧШЕНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ОБСТАНОВКИ

ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ САМОЙ МОЩНОЙ В ЕВРОПЕ ТЭС С УСТАНОВКОЙ ДЕСУЛЬФУРИЗАЦИИ ГАЗОВ

Принятый польским парламентом 10 апреля 1997 года энергетический закон вступил в силу в начале 1998 года. Он находится в согласии с другими соответствующими европейскими законами, создает рамки для энергетического сектора и определяет энергетическую политику Польши [48]. Такие рамки в области снижения вредных выбросов определяет постановление министерства окружающей среды от 12 февраля 1990 года, которое определило ПДК SO_2 , NO_x и пыли в энергетическом секторе [49]. Производство электроэнергии (ЕЕЕ) базируется на каменных и бурых углях, из которых на каменный уголь приходится 52 %, а на бурый уголь – 39 %.

Значения выбросов энергетического сектора, индивидуальных источников загрязнения и транспортных средств в 1990 году представлены в табл. 5.1.

Таблица 5.1

Значения выбросов в 1990 году (в тыс т.) [50]

Сектор	Выбросы			
	SO_2	NO_x	CO_2	Пыль
ТЭС	2161,4	626,0	214108	570
Промышленность	559,9	272,7	111472	860
Индивидуальные источники	342,2	141,9	58906	520
Транспорт	56,0	308,3	21946	-
Сумма	3119,5	1348,9	406432	1950

Проблемы защиты окружающей среды явились причиной создания интегрированной программы развития ЕЕЕ – системы [51 – 53], и будут приниматься во внимание в программе преобразования структуры и единства [54]. На основе анализов последствий вредных выбросов утверждены приоритеты ограничения SO_2 . Реализация представленных в [55] и [56] программ ограничения выбросов SO_2 до 2010 года возможна при ратификации договора по сере, относящегося к загрязнениям, которые переносятся на большие расстояния через границы государств.

Снижение выбросов SO_2 из энергетического сектора до 700 тыс. т в 2010 г. осуществляется:

- через улучшение качества каменных углей, благодаря подготовке и сероочистке;

- производство установок десульфуризации газов.

Кроме того, принято:

- ПДК для старых установок, которые не охвачены программой, не должны превосходить граничные значения группы В [49];

- топки, которые запущены после 1 января 1996 года, должны соответствовать требованиям договора.

При анализе ограничений выбросов SO_2 из энергетического сектора следует обращать внимание:

- 1) на необходимость выполнять более строгие нормы по выбросам SO_2 с 1998 для старых установок – на 30 %, а для новых – на 80 % (в сравнении с 1996 г.);

- 2) ужесточение, с 1999 года, SO_2 – выбросов для отдельных топок общественных учреждений;

- 3) выполнение действующих законных предписаний для поддержания чистоты воздуха, в особенности:

- зависимость ПДК SO_2 для определенных предприятий, от эмиссии;

- обсуждение вторичных норм выбросов;

- отсутствие оптимизации в программе исследования в отрасли;

- 4) обязательства, которые следуют из договора по сере (подписан Польшей в 1994 году):

- ограничение общих выбросов SO_2 до 2583 тыс. т – в 2000 году, до 2173 тыс. т – в 2005 году и до 1397 тыс. т в год в 2010 году; это составит соответственно 37 %, 47,5 % и 66 % от значений в 1980 году;

- введение с 2004 года для старых топок тепловой мощностью свыше 500 МВт, ПДК $\text{SO}_2 = 400 \text{ мг/м}^3$. Эта норма ниже, чем сегодняшняя, которая составляет для каменноугольных топок 470 мг/м^3 , а для бурогоугольных – 540 мг/м^3 ;

- 5) интеграция в ЕС.

Программа снижения SO_2 имеет определенный план реализации. Инвестиционная стоимость программы составляет 1756 млн долл. Необходимо подчеркнуть, что программа снижения выбросов SO_2 в энергетике смогла достичь разумного компромисса между польскими ПДК и обязательствами по серному договору, причем повышение стоимости электроэнергии было относительно небольшим (порядка 0,51 цента США/кВт·ч) (табл. 5.2).

Предложенные новые нормы выбросов SO₂, для топок на каменных и бурых углях, в соответствии с отдаваемой мощностью представлены в табл. 5.3.

Таблица 5.2

Актуальное состояние реализации инвестиций в сероочистку

ТЭС	Инвестиции, находящиеся в реализации	ТЭС	Инвестиции, находящиеся в реализации
Белхатов	4 LSP ^{*)}	Сьержа	2DSP + 2FBC
Туров	3DAP ^{*)} + 2FBC	Ополе	3DAP ^{*)} расширено до - 1 LSP ^{*)}
Конин	1LSP	Дольня Одра	2 LSP
Яворзно	4LSP ^{*)}	Вроцлав	2DAP ^{*)} + 1DSP
Рыбник	4 DAP ^{*)} расширено до 4DSP	Познань	1 DSP
Лазиска	2 DSP ^{*)} + 4LSP	Варшава	1 FBC ^{*)} + 1FBC
Лагисца	2DSP		
Полянек	4LSP	Бельска Бяла	1 FBC

^{*)} Приняты или вводятся в эксплуатацию системы подавления; LSP – с выбросами ниже 400 мг/м³; DSP – с КПД минимум 70 %; DAP– с КПД минимум 35 %; FBC –котел с кипящим слоем, с выбросами не выше 400 мг/м³ (объем при НФУ).

Таблица 5.3

ПДК SO₂ для топок на твердых топливах, в мг/м³

Мощность сжигания ^{xx)} в МВт	Старые установки				Новые установки
	Годы				
	1996-1997	1998-2004	2005-2010	2011-2020	1996-2020
50 ... 100	3500	2500	2300	2000	2000
100 ... 500	3500	2500	2300-2000	2000-1000	2000-400
> 500	3500	2500	2000	1000	400

^{xx)} Для старых установок огнесено к общей мощности, а для новых к мощности, приходящейся на одну дымовую трубу.

Следует отметить, что разнообразие топливной базы имеет большое значение для снижения выбросов в энергетике, при сжи-

гании углей. Принято, что программа производства электроэнергии (БЕЕ) будет базироваться на 70 % на углях до 2020 г., остальное – на газе, и только немного – на возобновляющихся источниках и ГЭС. В этой связи надо вспомнить, что Польша с 1994 г. подписала Конвенцию объединенных наций по климату. Как следствие этого – необходимость стабилизации или уменьшения CO_2 .

В Белхатове (на самой большой в Европе бурогольной ТЭС) подробно представлен производственный опыт. В 1998 г., по окончании строительства, ее мощность достигла 4320 МВт. Годовая выработка электроэнергии превышает 27 ТВт·ч., что соответствует примерно 20 % годового производства электроэнергии страны и 50 % годовой продукции, на базе бурых углей. Электростанция сжигает бурые угли из соседнего разреза со средней теплотой сгорания 7330 кДж/кг и содержанием серы 0,7 %, по горючей массе. ТЭС оборудована электрофильтрами, которые имеют КПД золоудаления 99,6 %. Проект не предусматривал, однако, сероочистных установок дымовых газов. Для ограничения концентраций SO_2 в приземных слоях электростанция оборудована двумя многоканальными дымовыми трубами высотой 300 м.

Высота (а на одну трубу приходится мощность котлов $6 \times 360 = 2160$ МВт) в соединении с высокой скоростью выхода газов из трубы обеспечивает термическое и динамическое возвышение выходящих дымовых газов, и как эффект этого – низкую концентрацию в приземных слоях воздуха.

Этот разнос дымовых газов распределяется на удалении сотен километров, что вызывает необходимость ограничения выбросов из ТЭС Белхатова и снижения, пересекающего границы транспорта дыма. Сжигаемые угли содержат карбонат кальция (морской мел). Карбонат кальция, естественным образом, связывает около 20 % серы из углей, но, несмотря на это, ТЭС Белхатова была, до настоящего времени, наибольшим источником выбросов SO_2 в Средней Европе. Необходимость ограничений выбросов SO_2 в Польше и высокие международные обязательства вынуждают Белхатов-ТЭС к ступенчатому ограничению выбросов, а именно, за счет установки устройств десульфуризации дымовых газов. По грубым прогнозам содержание серы в углях вырастет (до 0,8 % – в 2010 году и до 1,1 % – в 2020 г.), что вызовет повышение содержания SO_2 с 1465 г/ГДж – в 1989 г. до 2500 г/ГДж – в 2020 г.

По проекту реорганизации Министерства защиты окружающей среды, который обязывает промышленные предприятия к ограничению выбрасываемых в воздух вредных веществ, Белхатов-ТЭС, на первом этапе, до начала 1996 г., должна была снизить выбросы на 27 %. Это требование означает снижение SO_2 -выбросов до допустимого уровня, 1070 г/ГДж. Для достижения этого уровня было необходимо до 1996 года установить на 4 блока устройства сероочистки с КПД 95 %.

В 1992 ... 1996 гг. были построены первые четыре установки при блоках № 8, 10, 11 и 12. Приняты для реализации мокрые процессы по предложению фирмы ESTS (Hoogovens Gruppe – Niederlande). Технология, применяемая ESTS с известняком в качестве абсорбирующего материала и гипсом – конечным продуктом, основана на лицензии фирмы Джeneral Электрик и была опробована на другой ТЭС – Амер, на блоке 634 МВт, на каменном угле и мазуте. При этом частично применялись польские устройства, прежде всего вспомогательные.

В мае 1994 г. была развернута первая установка для очистки дымовых газов на блоке № 10. В сентябре 1996 г. была запущена четвертая установка на блоке № 12.

Установки обеспечивали сероочистку выше 92 % при сравнительно возможности располагать блоками и считались устройствами с малым потреблением известняка и электроэнергии.

Общее уменьшение выбросов SO_2 благодаря работе этих установок достигло в январе 1996 г. 107820 т., т.е. ограничение общего содержания SO_2 на 32,1 % по процессам сжигания на Белхатов-ТЭС. Успех снижения выбросов SO_2 привел к уменьшению долга на защиту окружающей среды, примерно на 26 млн. злотых.

Затраги на защиту окружающей среды, так называемый долг, связаны: с водоснабжением, отводом использованной воды, очисткой выбросов в атмосферу, хранением золы, эксплуатационными затратами на классификацию защиты окружающей среды и постоянными расходами на экологические службы, составляющие около 8 % стоимости электроэнергии, производимой на Белхатов-ТЭС. Стоимость электроэнергии, после запуска четырех установок очистки, выросла примерно на 5 %. Несмотря на это, производимая на Белхатов-ТЭС электроэнергия -- самая дешевая в Польше.

С установкой очистки на блоке № 12 закончился I этап ограничения SO_2 – на Белхатов-ТЭС. В начале 1996 г. был проанализирован ряд предложений по сероочистке дымовых газов для блоков № 5 и 6. Это было началом 2-го этапа. Для реализации этого этапа, был подписан контракт с Польской фирмой RAFAKO. Применяемые фирмой технологии основаны на лицензии фирмы Штайнмюллер и отличаются только в деталях от решений в действующих установках (табл. 5.4).

Следующим этапом будут две последующие установки (тоже с мокрыми процессами) для блоков № 3 и 4. Десульфуризация дымовых газов на последних четырех блоках, из-за локальных ограничений, будет реализовываться на сухих и полусухих процессах.

Таблица 5.4

Показатели очистных установок на Белхатов-ТЭС

Параметр	Единицы измерения	Номер блока с очисткой				Гарантированные
		8	10	11	12	
КПД сероочистки	%	92...95	94...97	93...95	93...94	> 90
Пылесодержание дымовых газов	Мг/нм ³	8...20	1...3	2...4	4...6	Макс. 50
Содержание H ₂ O в дымовых газах	Мг/нм ³	3...7,5	14	72,1	> 50	Макс. 125
Подогрев газов	°С	10,5...13,3	13...16,1	12...12,8	9,2...12,9	Мин. 10
Потребление известняка (в сравн. со стехиометром)	%	> 105	> 113	90,7...95,6	89,6...94,2	Макс. 115
Потребление технологической воды	м ³ /ч	68...78	81...99	67...74	62...72	Макс. 131
Качество гипса:						
CaSO ₄ x 2H ₂ O	%	93-96,3	94,5...95,2	98,1...98,4	97,7...98,2	> 92,5
CaSO ₃ x 0,5H ₂ O	%	0,04...0,08	0,02...0,07	0,05-0,14	0,03-0,06	> 0,2
Влагосодержание	%	7,4...8,5	6,5...7,1	6,6...8,3	7,8...8,2	> 10

5.3. СНИЖЕНИЕ ВЫБРОСОВ SO₂ ПРИ ПРОМЫШЛЕННОМ ИСПОЛЬЗОВАНИИ БУРЫХ УГЛЕЙ «МАРИЦА ОСТ»

В области «Марица Ост» сконцентрированы самые большие месторождения бурых углей в Болгарии. В отношении качества и количества они хорошо исследованы. Угли сильно ксилатированные, высоко минерализованные, значительно гелльформные и с высокими содержаниями золы, влаги и серы. В связи с такими их параметрами, они находят свое основное применение для производства электроэнергии на ТЭС, построенных в этом регионе. Около 4 млн т пригодных для брикетирования углей (с золосодержанием 18...22 %) поставляется ежегодно для изготовления брикетов на фабрику в городе Галабово. Мощность брикетной фабрики составляет 15 млн т в год. Этот продукт используется в качестве топлива в промышленных котельных установках с колосниковой системой, или как топливо для домашнего хозяйства.

В табл. 5.5 представлены физико-химические характеристики углей, которые разрабатываются для обогащения.

Таблица 5.5

Характеристики брикетируемых углей

Параметр	Размерность	Значение
Влажность по рабочей массе, W ^P	%	58,6
Зольность по сухой массе, A ^C	%	20,1
Уносимые частицы:		
– сухие топлива	%	47,6
– сухие горючие (без золы)	%	59,6
Общая сера по сухой массе, S ^C	%	4,4
Горючая сера по сухой массе, S ^Г	%	3,8
Низшая теплота сгорания используемого топлива, O _н ^P	МДж/кг	6,28

При лабораторных исследованиях использовались следующие кальциевые присадки: Са (ОН)₂, СаО, СаСО₃. Гидроксид кальция подавался сразу без предварительной подготовки, а окись кальция и карбонат кальция предварительно размалывались до пыли, которая соответствовала пыли гидроксида кальция, т. е. ситовому остатку 0,09 мм (не меньше 5 %).

Выбранные технологические процессы для подготовки шихты соблюдались: сырая угольная масса класса 8/0 мм влажностью $W^P = 58 - 60 \%$, гомогенизировалась с необходимым количеством кальциевой присадки. Гомогенизированная шихта подсушивалась до значений $W^P = 14 \%$. Подсушенная шихта размалывалась до класса 2/0 мм так, что диаметр частичек находился в границах 0,7...0,8 мм. Что касается прочности, эти размеры подходят для изготовления брикетов и одновременно обеспечивают большую поверхность контакта между угольными частичками и присадкой. После нагрева от исходной температуры до температуры прессования подготовленные частички прессовались в брикеты гидравлическим прессом с рабочим давлением 1000 кг/см^2 . При изготовлении брикетов оценивались параметры: W^P , A^C , S^C , S^T и Q_n^P , а также прочность. Результаты этих исследований приведены в табл. 5.6 и 5.7. Табл. 5.7 представляет характеристики изготовленных брикетов с добавкой 7 % $\text{Ca}(\text{OH})_2$ или без нее.

Таблица 5.6

Характеристики брикетов

Проба		Влажность по рабочей массе	Зольность по сухой массе	Параметр прочности		Стойкость воды	Нижшая теплота сгорания
		%	%	Давление σ , кг/см^2	Вдавливание R, %	Минимальная	МДж/кг
Без присадки (нуль проба)		11,1	20,4	130	89	180	18,59
Пробы с $\text{Ca}(\text{OH})_2$ при мольн. отношении Ca/S	0,62	11,3	27,1	128	89	120	17,46
	0,74	11,1	27,6	144	87	60	17,54
	0,84	10,2	29,4	129	85	60	17,17
	1,05	10,2	28,9	124	86	10	17,12
	1,58	9,9	33,0	136	88	10	16,12
Пробы с CaO при мольном отношении Ca/S	0,63	10,1	24,9	120	86	10	17,88
	0,84	10,0	25,3	124	87	10	17,42
	1,05	10,1	27,3	123	85	10	17,17
	1,58	10,4	30,3	132	87	5	16,66
Пробы с CaCO_3 при мольном отношении Ca/S	0,56	10,3				180	17,75
	0,75	10,4				180	17,58
	0,84	9,9				160	17,79
	0,94	10,3				90	17,38

Таблица 5.7

Характеристики изготовленных брикетов

Характеристики брикетов		Без до- бавки Са (ОН) ₂	С добавкой 7 % Са (ОН) ₂
Общая влажность по рабочей массе, W ^P	%	11,60	11,70
Зольность по сухой массе, A ^C	%	19,00	27,50
Общая сера по сухой массе, S ^C	%	4,66	4,25
Из них горючей серы, S _n ^Г	%	3,67	1,45
Оставшаяся в золе сера,	%	21,20	65,90
Характеристики брикетов		Без до- бавки Са (ОН) ₂	С добавкой 7 % Са (ОН) ₂
Низшая теплота сгорания рабочего топлива, O _n ^P	<u>МДж</u> кг	18,63	16,99
Механическая прочность: прочность на давление, прочность на вдавливание	кг/см ² %	89,00 71,80	99,80 78,80
Летучие по горючей массе, V ^Г	%	61,00	67,00
Стойкость воды: начало разложения, конец разложения,	ч ч	3,45 21,40	1,30 13,20
Плотность	г/см ³	1,223	1,289

Установление содержания серы в золе, при сжигании шихты, состоящей из угля и Са (ОН)₂, показывает, что на всех ступенях подготовки: гомогенизация, сушка, размол и брикетирование – содержание твердой массы лежит в диапазоне 64...67 %. Это говорит о недостатке параметров расслоения.

Для оценки вредных выбросов были выполнены некоторые эксперименты по сжиганию брикетов с Са(ОН)₂ или без него. Условия – типовая домашняя установка: печи типа «Перник» и «Чудо». Все опыты выполнены при однократном введении топлива и

процесс горения продолжался, с измерениями, 4 ч. Во время опыта определялись также выбросы SO_2 , CO и NO_x . Все измеренные выбросы получены для одинакового 6 %-го содержания кислот в дымовых газах (рис. 5.3 и 5.4).

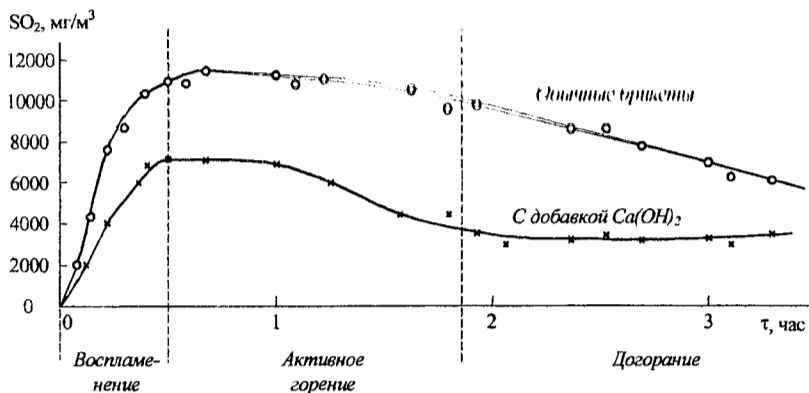


Рис. 5.3. Динамика высвобожденной SO_2 при сжигании брикетов в домашних печах

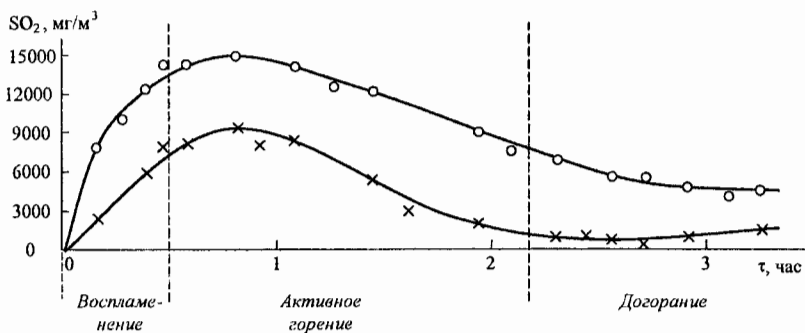


Рис. 5.4. Динамика высвобожденной SO_2 при сжигании брикетов в печах типа «Ретник»:

о - брикеты, изготовленные по описанной технологии,
 x - брикеты с добавкой $\text{Ca}(\text{OH})_2$

Проведенные лабораторные исследования и опыты на реальных топках дают повод разрабатывать программу изготовления обогащенного топлива, по которой выбросы оксидов серы снизятся. Это топливо находит своих потребителей как грубо дробленое топливо (брикеты), в домашнем хозяйстве и промышленности. Далее можно было бы продукт готовить в виде пылеобразного топлива для малых локальных ТЭС.

6. СТРАТЕГИЯ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ

6.1. ВВЕДЕНИЕ

Оценки стратегических возможностей развития энергокомплекса России в настоящее время существенно затруднены тем, что в нем, прежде всего в сфере инвестиционно-финансовых показателей отраслей, АО - энерго и отдельных станций, господствует некая экономическая «неразбериха», связанная в первую очередь с непрозрачностью системы расчетов во всех сферах энергетики, с очень высокой ролью бартерно-зачетных схем, а также с существованием иногда крайне сложных структур перепродаж продукции (включая энергоносители и энергию) через цепочки торговых посредников.

Основные цели стратегии в области энергетики можно сформулировать следующим образом:

- сохранение энергонезависимости России и возможности формирования самостоятельной российской энергетической политики, в том числе в ее международных аспектах;
- энергетическое обеспечение потенциала хозяйственного роста страны в кратко-, средне- и долгосрочной перспективе;
- инвестиционное обеспечение отраслевого и общеэкономического роста в стране.

Реализация перечисленных целей требует разработки и проведения комплексной энергетической политики во всех сферах энергетики, увязки с общенациональной хозяйственной и социально-экономической стратегией.

В первый период такой стратегии, который эксперты называют «газовой паузой», российская энергетика, «проедала» инвестиционные «заделы», вложенные в добычу и транспортировку газа (которые оцениваются в сопоставимых ценах в 110...125 млрд. дол.). Сам факт этих «заделов» привел к временной кажущейся дешевизне газа, позволил перевести на дешевый газ подавляющую часть ТЭС страны (тем самым вытеснив другие энергоносители, в первую очередь – уголь) из энергетики и, в свою очередь, создал предпосылки для так называемой энергетиче-

ческой паузы – периода, когда отечественная энергетика в условиях неуклонного спада энергопотребления и дешевого топлива в целом могла обеспечивать потребности народного хозяйства и, более того, вытеснять энергоносителями другие товары из структуры российского экспорта.

В настоящий момент в отечественной энергетике происходит «пересечение во времени» нескольких неблагоприятных процессов.

Падение ресурсов газодобычи из-за недоинвестирования отрасли (полное завершение «газовой паузы») привело к необходимости перевода части ТЭС с газа на уголь.

Снижение производства ЕЭС за счет выбытия мощностей станций и сетей повлекло практически полное сокращение резервов мощностей в системе (близится окончание «энергетической паузы»). Некоторый рост производства в российском хозяйстве (стабилизация или даже отраслевое повышение потребностей в энергии) создал ситуацию, когда без стратегических решений и действий энергетика из базисной части развития страны может превратиться в тормоз.

В этих условиях возникают искушения простых решений проблемы либо за счет якобы безусловных возможностей саморегулирующихся рыночных механизмов, либо за счет волевых плано-директивных решений.

6.2. ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ СТРУКТУРА РОССИЙСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

В настоящее время в сфере энергетики наиболее острым обсуждаемым вопросом оказывается стратегия восстановления и развития потенциала мощностей на основе тех или иных вариантов привлечения инвестиций.

Основными направлениями повышения инвестиционных возможностей при этом называют полный сбор платежей за энергию, кардинальное изменение тарифной политики (повышение энерготарифов для всех потребителей) и/или реструктуризацию РАО ЕЭС с привлечением в нее крупных частных, прежде всего иностранных, инвестиционных ресурсов.

В сфере платежей сейчас оказывается, что систематические и своевременные денежные расчеты за энергию осуществляются

лишь на 30...45 %. В расчетах очень высока доля бартера и малоликвидных ценных бумаг. По экспертным оценкам, 40 % проблемы бартерных расчетов определяется наличием множества посредников-перепродавцов энергии и их ценовыми «накрутками». Особенно это характерно для некоторых региональных АО-энерго.

Существуют расчеты, показывающие, что если доля денежной своевременной оплаты за энергию возрастет до 70 %, уровень издержек для электростанций по РАО ЕЭС в целом только за счет этого снизится на 30...35 %.

В части, касающейся тарифного регулирования в российской энергетике, система назначения тарифов с 1997 г. оказывается как минимум двухуровневой. На федеральном уровне тарифы контролируются и регулируются Федеральной энергетической комиссией (ФЭК). Однако этот уровень регулирования относится не ко всей электроэнергии, а лишь к 30 % ее производства, которые поступают на федеральный рынок электроэнергии и мощностей (ФОРЭМ). Тарифы на остальные 70 % производимого электричества устанавливаются региональными энергетическими комиссиями (РЭКами), состав которых назначается субъектами Федерации.

При этом региональная тарифная и энергетическая политика нередко оказывается крайне неэффективной. Достаточно часто обнаруживается, что в регионах загружаются старые и изношенные угольные и особенно мазутные ТЭС, производящие более дорогую электроэнергию и тепло, но зато «свои» для региональных администраций. Вокруг этих станций возникает сложная система посреднических структур с непрозрачным ценообразованием и произвольными тарифами, которые часто дифференцированы для разных региональных потребителей.

Разумеется, регулирование РЭКами региональных тарифов во многом связано с попытками региональных администраций облегчить «энергетическое ценовое бремя» для местных производств, нередко за счет назначения «избранным» предприятиям и фирмам минимальных тарифов на уровне себестоимости энергии. Однако такая система, обеспечивая благополучие отдельных производств (и, как правило, крупные прибыли посредников), в то же время оказывается чрезвычайно невыгодной и для энергетиков, и для большинства потребителей.

В сфере управления собственностью РАО ЕЭС в настоящее время ситуация складывается следующим образом. В 1992 г. еще

при создании РАО ЕЭС ему были переданы основные ведущие ГЭС и ГРЭС, производящие наиболее дешевую энергию, а также все ЛЭП. В другом имуществе энергосистем РАО ЕЭС располагают акционерными пакетами разных размеров.

Сейчас контрольный пакет ЕЭС находится в государственной собственности, а иностранные инвесторы – в основном юридические лица – контролируют, по разным данным, 32...34 % акций РАО. В целом ряде наиболее крупных региональных АО-энерго иностранному капиталу принадлежит около 20 % акций. В связи с приведенными цифрами следует заметить, что доля иностранных инвесторов в акционерном капитале РАО ЕЭС давно превышает максимально допустимую Российским законодательством (не более 25 %).

План реструктуризации РАО ЕЭС, предложенный руководством компании весной 2000 г, заключается в следующем.

71 региональное АО-энерго разделяются, из них выводятся ГЭС, ТЭС и магистральные ЛЭП. Все крупные ГЭС составляют компанию «ГЭС – генерация» под полным контролем ЕЭС. Часть наиболее мощных ТЭС также объединяются в единую компанию «ТЭС – генерация» под 100 %-м контролем РАО ЕЭС. Создается единая «Сетевая компания» под контролем РАО ЕЭС, которая объединяет все магистральные ЛЭП.

Остальные генерирующие мощности разделяются на несколько независимых от РАО ЕЭС компаний, акционерные пакеты которых распределяются между региональными АО-энерго.

По замыслу проекта, якобы происходит отделение «монопольной» составляющей энергетики (транспорт энергии и диспетчерские услуги сети) от рыночного сектора (производство и сбыт энергии), где будут работать конкурентные отношения и механизмы установления тарифов (ценообразования). На этом основании делается вывод, что инвестиционная привлекательность отрасли повысится и в нее пойдут отечественные и зарубежные капиталы.

Критики концепции указывают, что фактически произойдет вывод из РАО и передача на самообеспечение регионов всех малоэффективных и устаревших (и к тому же обремененных огромными долгами) энергетических мощностей, а РАО оставит себе для последующей продажи лучшие активы с минимальными долгами. Одновременно почти исчезнут долги ЕЭС перед «Газпромом» (который получит вместо одного консолидированного де-

битатора множество мелких, располагающих лишь неликвидными или малоликвидными активами).

Но такая реструктуризация затрагивает интересы региональной власти, которая лишится доходов от интегрированных с нею посреднических структур и получит огромные долги перед поставщиками энергосырья.

В связи с активным обсуждением возможности и необходимости реструктуризации РАО ЕЭС был выдвинут еще ряд проектов. Один из них звучит так: зачем заново делить собственность РАО ЕЭС, если она и так уже поделена в 1992 г.? Нужно просто полностью освободить все 71 региональное АО-энерго вместе с их генерирующими и передающими мощностями от опеки федеральной структуры – РАО ЕЭС, и пусть они конкурируют между собой на рыночных условиях. А РАО ЕЭС пусть обеспечивает возможность такой конкуренции предоставлением сетевых и диспетчерских услуг.

Однако простые расчеты региональных энергобалансов и экономики генерации и транспортировки энергии показывают, что в этом случае на фоне появления энергоизбыточных регионов возникнет не менее 25...35 % региональных систем, в которых подобное решение обернется энергетической катастрофой.

Нужно отметить, что даже в США, где энергетика организована в виде нескольких десятков крупных независимых компаний, владеющих генерирующими мощностями и ЛЭП, рынок энергии очень жестко законодательно регулируется. Регулированию подвергаются: доступ к сетям, пределы тарифов на энергию и гарантии энергоснабжения для потребителей.

Еще один проект реструктуризационных преобразований российской энергетики связывают с «прикреплением» генерирующих и передающих мощностей к наиболее крупным и постоянным поставщикам и потребителям. Речь идет о создании энергоугольных и энергогазовых либо энергометаллургических компаний.

Практика такой вертикальной интеграции распространена во всем мире и имеет один очевидный смысл – снижение издержек и повышение конкурентоспособности за счет использования более низких внутрикорпорационных тарифов и уменьшения налоговой нагрузки на расходы. Именно по подобному принципу организуют энергоснабжение некоторых своих производств такие крупные металлургические компании, как «Алкан», «Алкоа», «Норильск Гидро», «Кайзер Аллюминий», «Юнайтед Стил» и др.

Для российских условий преимуществом такой интеграции оказывается возможность сокращать налогообложение всех внутрикорпоративных трансакций (уголь – энергия, энергия – металл и т. п.). Видимо, по этой причине возникли и начали активно обсуждаться проекты энергоугольных и энергометаллургических объединений: «ЛУТЭК», Южно-Уральского, Красноярского, Саянского.

Необходимым условием обеспечения общественных и государственных интересов при такого рода интеграции является наличие избыточных системных энерго мощностей, позволяющее сохранить энергоснабжение остальных потребителей. В современной России данное условие может быть выполнено далеко не везде (лишь в некоторых регионах Сибири). По большинству экспертных оценок, существует серьезный риск того, что энергетики, будучи интегрированы в товарные цепочки своего основного потребителя, просто потеряют интерес к остальным и оставят предприятия и население огромных районов без энергии, света и тепла.

Основные проблемы, стоящие перед РАО ЕЭС, показаны на рис. 6.1.

Понимание их во всех взаимосвязях диктует необходимость кардинальной коррекции политики развития РАО ЕЭС. Предложенные планы реорганизации объединения, как считает большинство экспертов, не могут эффективно решить стоящие задачи.

В связи с отчетливым многоплановым противодействием проектам реструктуризации РАО ЕЭС основными реальными мерами, которые проводятся в настоящее время в российской энергетике, стали повышение тарифов и отключение потребителей за неплатежи. Эти меры оказывают болезненное воздействие на массовое сознание и на состояние российской экономики, они все более остро ставят проблему инвестиционного обеспечения воспроизводства энергопотенциала страны по всей его отраслевой структуре. В России при сооружении ТЭС 1 кВт установленной мощности обходится в 650...850 долл., при строительстве АЭС – около 900 долл., при сооружении ГЭС – 1300...1800 долл. В целом на воспроизводство мощностей только в собственно энергетике требуется в ближайшие 10 лет порядка 60...70 млрд долл., в том числе для инвестиций в сетевое хозяйство – порядка 15 млрд долл. А кроме энергетике, нужно инвестировать еще и в топливный комплекс.

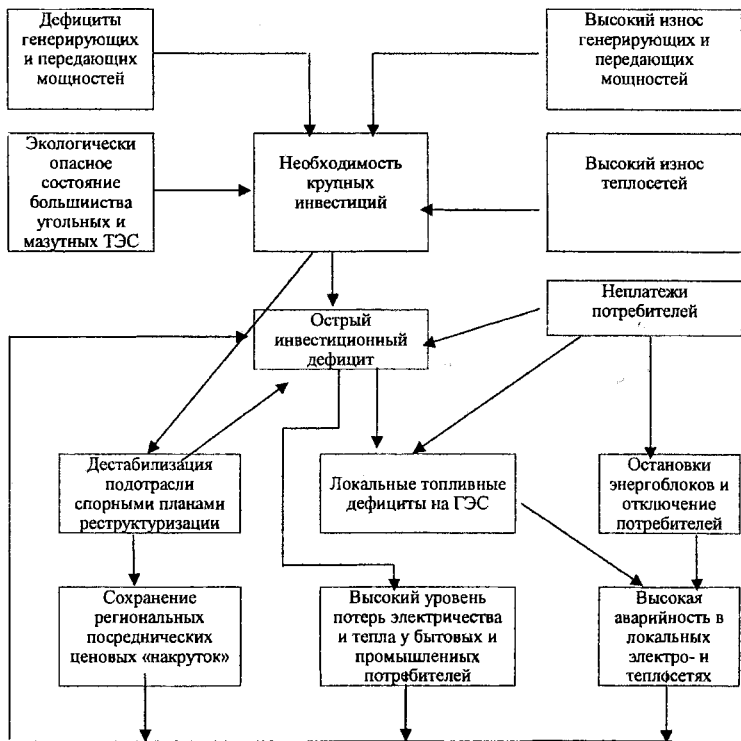


Рис. 6.1. Основные проблемы, стоящие перед РАО ЭЭС

В связи с этим для выбора возможных инвестиционных и организационных решений в РАО ЭЭС нужно оценить возможные стратегии развития других обеспечивающих отраслей энергетики.

6.3. ОТРАСЛЕВЫЕ СТРАТЕГИИ ТОПЛИВНОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ

6.3.1. НЕФТЯНАЯ СТРАТЕГИЯ

Потенциал нефтяной отрасли России в настоящее время достаточно велик. Несмотря на то, что по мере выхода страны из послевостовского кризиса 1998 г. и укрепления рубля, валютная эффективность экспорта несколько снижается, уровень доходов российских нефтяных корпораций весьма высокий и, по эксперт-

ным оценкам, с учетом происходящего снижения налогов вполне может обеспечить инвестиционные потребности самовоспроизводства запасов, поддержание добычи и мощностей переработки нефти.

Поскольку жидкое углеводородное топливо играет сейчас и будет играть в обозримой перспективе достаточно скромную роль в российском энергобалансе, а также поскольку нефтяная отрасль уже почти полностью приватизирована, крупномасштабных программ с государственным участием для развития нефтедобывающего и нефтеперерабатывающего комплекса, как представляется, не потребуются. Исключения составляют лишь вопросы регулирования деятельности государством нефтяных компаний («Роснефть», «Славнефть»), а также закупок мазута для ряда ТЭС, работающих в автономном режиме и снабжающих теплом и электроэнергией отдельные регионы Севера и Дальнего Востока. Второе исключение, о котором будет сказано ниже, – стратегия обеспечения нефтетранзита республик СНГ через Российскую территорию.

Что касается стратегии развития российских приватизированных нефтяных компаний, то ее наиболее эффективным вариантом является их дальнейшее укрупнение за счет поглощения мелких фирм, вертикальная интеграция с обеспечением баланса между мощностями добычи и переработки.

Последнее особенно важно потому, что переработка является очень существенной проблемой российской нефтяной подотрасли. Большинство отечественных НПЗ не обеспечивает современного уровня переработки нефти и качества поставляемых нефтепродуктов. Многие наши заводы еще выпускают экологически вредный этилированный бензин, а также нефтепродукты с низкой степенью очистки, высоким содержанием серы и других вредных примесей.

В связи с этим достаточно актуальной является проблема модернизации и реконструкции НПЗ с увеличением глубины переработки сырья, повышением технологических и экологических стандартов продукции, наращиванием выпуска вторичного сырья для нефтехимии.

Еще одним важным стратегическим направлением развития отечественной нефтяной подотрасли является расширение производства за счет приобретения добывающих и перерабатывающих мощностей за рубежом. Крупнейшие российские нефтяные кор-

порации, включая ЛУКОЙЛ, ЮКОС, ТНК, уже следуют именно такой стратегии, наращивая свое присутствие в нефтедобыче и нефтепереработке стран СНГ и Восточной Европы.

Крупные перспективы имеют расширение производства нефти в Республике Коми, освоение нефтегазоносных районов Восточной Сибири, перспективные извлекаемые запасы которых в настоящее время оцениваются экспертами не менее чем в 40...50 млрд т у.т.

В перспективе ближайших двух десятилетий возможно создание нового нефтедобывающего региона с годовой добычей на уровне 60...80 млн т нефти и сопутствующими мощностями переработки. Развитие нефтегазоносных районов Восточной Сибири и создание соответствующих трубопроводных мощностей позволят заинтересованным компаниям выйти на топливно-дефицитный Азиатско-Тихоокеанский рынок энергоносителей с экспортом минимум 20...30 млн т нефти в год.

Кроме того, очень хорошие перспективы и для регионального снабжения нефтью, и для расширения ее экспорта представляет Сахалинская область, где в перспективе возможно добывать до 10 млн т нефти в год.

Однако для выполнения обозначенных программ развития нефтекомплекса Восточной Сибири до 2010 г. понадобится проложить не менее 2500 км магистральных нефтепроводов, что требует соответствующих крупномасштабных инвестиций.

6.3.2. ГАЗОВАЯ СТРАТЕГИЯ

Газовая стратегия России определяется ее исключительным положением и ролью, с точки зрения имеющихся запасов сырья, развития инфраструктуры газодобычи и газового экспорта. Наиболее эффективная реализация преимуществ такого положения может заключаться прежде всего в расширении экспорта и захвате новых рынков в Европе и Азии.

На европейских рынках в связи с последними тенденциями перевода ТЭС на газ (в соответствии с так называемой газовой директивой ЕС 1998 г.) импортные потребности в газе к 2010 г. возрастут на 45...55 млрд м³ в Западной Европе и на 20...25 млрд м³ в Восточной Европе. Россия может получить право и возможность покрывать минимум 60...70 % из указанного роста потребностей. Хотя нужно при этом отметить, что существует возмож-

ность серьезной конкуренции российскому газу в Европе со стороны производителей стран Магриба и Персидского залива.

В Турции и на Балканах перспективы наращивания потребления газа к 2010 г. составляют не менее 45 млрд м³, из которых квота поставок из России может быть не менее 25 млрд м³.

Прирост потребности в газе на рынках Японии, Китая, Южной Кореи к 2010 г. оценивается в 25...35 млрд м³, из которых около 2/3 может обеспечивать Россия.

Таким образом, возможный рост валютно-экспортного сегмента российского газового рынка в расчете на годовые поставки оказывается около 80...85 млрд м³, что при перспективных прогнозах мировых цен на газ не ниже 80 дол./м³ дает приращение экспортной валютной выручки порядка 6,5 млрд дол. в год. В целом экспортно-валютный потенциал газовой отрасли России в перспективе может составить не менее 250...260 млрд м³ в год, что эквивалентно годовым доходам отрасли не ниже 20 млрд дол.

Если в западном и юго-западном направлении имеющиеся и строящиеся трубопроводы («Юго-Западный коридор», «Ямал – Европа», «Голубой поток») могут пропустить дополнительные потоки экспортного газа, то в азиатском направлении и инфраструктуру газодобычи (в Средней и Восточной Сибири и на Сахалине), и инфраструктуру экспортного газового транзита, в случае выхода на указанные рынки, придется создавать «с нуля». Необходимые для этого совокупные инвестиции оцениваются в 11...15 млрд дол.

Следует подчеркнуть, что при нынешнем уровне добычи газа 570...590 млрд м³ в год наращивание экспорта на 80 млрд м³ приведет к необходимости сокращения потребления газа ТЭС и закупок (импорта) газа. Возможные ресурсы газа для этого могут быть получены за счет повышения доли угля в энергобалансе России и использования газодобывающего потенциала Туркмении и Узбекистана.

Одной из приоритетных задач отрасли оказывается форсированное инвестирование в наращивание разведки и добычи газа. В настоящее время наиболее крупным объектом является Штокмановское месторождение на шельфе Баренцова моря с запасами газа около 3 трлн м³. Принятое решение о его освоении позволяет надеяться, что газ отсюда пойдет уже в 2006...2007 гг. Поскольку основные «близкодоступные» перспективные запасы газа оказываются сосредоточенными на арктическом шельфе России, пред-

ставляется крайне важным наращивание инвестиций в технологии и технику для освоения подобных месторождений.

В Сибири относительно успешно продвигаются лишь проекты освоения сахалинских нефтегазовых месторождений, перспективы их ввода в строй относят на 2006...2007 гг. В то же время проект освоения крупного газоконденсатного месторождения Ковыкта в Иркутской области пока оказался на «точке замерзания» как по причинам неопределенности перспектив потребления на самом объемном региональном экспортном рынке (Китай), так и по причине несогласованности в распределении лицензий и прав собственности на месторождение и прилегающие к нему перспективные газоносные блоки.

Именно в Восточной Сибири Россия располагает наиболее перспективным потенциалом развития газодобывающей отрасли. Месторождения Лено-Тунгусское и Хатангско-Вилуйское к рубежу 2010 г. принципиально способны обеспечить добычу на уровне 40...50 млрд м³ в год, а к рубежу 2020 г. – на уровне до 100 млрд м³ в год.

Важной особенностью газа месторождений Лено-Тунгусского региона оказывается залегание в исключительно древних породах докембрийской эпохи (свыше 600 млн лет) и связанное с этим чрезвычайно высокое содержания гелия (до 0,6 %). Поскольку потребности мировой экономики в гелии, прежде всего в развитых странах, неуклонно растут (только Япония импортирует более 10 млн м³ гелия в год), а экспортные возможности нынешнего основного производителя гелия -- США – за пределами 2010 г. резко сократятся, поставки гелия из Лено-Тунгусского региона могут при необходимых усилиях занять важнейшую нишу на мировом рынке.

Необходимым и обязательным условием освоения месторождений Востока является сооружение инфраструктуры выхода на внешний рынок. В традиционном варианте это потребует сооружения разветвленной системы магистральных газопроводов. Для реализации такой программы освоения газовых ресурсов Восточной Сибири до 2010 г. нужно построить не менее 3500...4000 км магистральных газопроводов.

Второй вариант развития газового потенциала регионов Восточной Сибири может заключаться в производстве сжиженного природного газа (СПГ). Привлекательность данного варианта за-

ключается в том, что ряд крупнейших потребителей в АТР, и прежде всего Япония, достаточно давно ориентированы на использование СПГ (Япония закупает почти половину мирового рыночного ресурса СПГ). В этом варианте основной экспортный транзит СПГ должны взять на себя железная дорога и флот танкеров-метановозов.

Стоимость освоения указанного газоносного региона в этом случае будет ниже, чем при газопроводном варианте. При ориентации на СПГ дополнительными эффектами для российской экономики окажутся повышение загрузки Транссибирской и Байкало-Амурской магистралей, а также возможность привлечения инвестиций в развитие железнодорожной сети и портового хозяйства Дальнего Востока.

При этом нужно подчеркнуть, что с системной точки зрения вариант с использованием СПГ считается менее устойчивым и надежным, а также более сложно реализуемым (потребуется строительство и обслуживание мощных заводов по ожижению и переработке газа).

6.3.3. УГОЛЬНАЯ СТРАТЕГИЯ

Основными направлениями в стратегии развития угольной отрасли в настоящее время должны стать расширение внутреннего рынка угля. В десятке наиболее экономически развитых стран доля угля в энергобалансе превысила 50 % и непрерывно возрастает, несмотря на «газовую директиву» ЕС и ряд других решений, связанных с повышением энергетической роли газа.

При этом в России по имеющимся расчетам повышение доли угля в энергобалансе обратным переводом 30 % мощностей ТЭС с газа на уголь уже обеспечит угольную отрасль.

Следует подчеркнуть, что перевод ТЭС на уголь с учетом повышения транспортных издержек энергетиков и необходимости инвестирования в экологические мероприятия не может не повысить себестоимость энергии.

По указанным причинам можно утверждать, что без финансовой поддержки государства эффективно реализовать программу замещения газа углем не удастся. Следует подчеркнуть, что Западная Европа и США дотируют угольную промышленность, включая транспортные тарифы по перевозке угля и природоохранные мероприятия на ТЭС.

Кроме того, хотя в тех же США и Западной Европе предприятия угольной добычи в основном находятся в частной или корпоративной собственности, практически все НИОКР в этой сфере по-прежнему ведутся на средства из госбюджетов. И то же самое происходит в развитых и быстро развивающихся государствах АТР. В Японии, например, прямые государственные дотации на создание новых угольных технологий в последнее время (1998 – 1999 гг.) превышали 100 млн долл. в год.

Если говорить об основных перспективах угледобычи в России, то в ее Европейской части основная потенциальная зона развития – Печерский бассейн с его высококачественными запасами энергетических и коксующихся углей. В Сибири большие перспективы имеет дальнейшее развитие Канско-Ачинского угольно-энергетического комплекса, ориентированного на экологически приемлемое и экономически эффективное использование бурого угля для производства электроэнергии. Кроме того, большие и экономически эффективные запасы энергетических углей сосредоточены в хорошо освоенном Кузнецком, в Сахалинском, а также в практически нетронутым Южно-Якутским угольным бассейнами.

С точки зрения межгосударственной корпорации явно эффективным может стать расширение использования для российских ТЭС казахстанских углей Экибастузского бассейна. Однако в целом ряде регионов, и в первую очередь в Донецком и Подмосковном угольных бассейнах, без закрытия части неперспективных разрезом и шахт не обойтись.

Еще одним ресурсом для развития и структурной перестройки угледобывающего комплекса представляется наращивание экспорта угля. Свободные емкости рынков для этого имеются как в Европе, так и в АТР.

В части, касающейся технологического обеспечения реформирования угольной отрасли, основным стратегическим направлением может стать глубокая переработка угля. Здесь одной из наиболее перспективных во всем мире считается так называемая газозольная группа технологий – газификация угля при высоких температурах и давлениях. В частности, применение высокоскоростного пиролиза и каталитической газификации угля позволяет вовлечь в использование угли практически любого качества, включая бурые и высокозольные. Перспективными технологиями переработки угля также являются плазменная газификация и пиролиз с использованием кислорода.

Продуктами такой переработки могут быть метанол, моторное топливо, серная и азотная кислота, а также минеральные удобрения.

6.4. СТРАТЕГИЯ РАЗВИТИЯ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ

В гидроэнергетике основные возможности России заключаются в следующем.

Необходимо учитывать, что основной реализуемый масштабный гидроэнергетический потенциал страны расположен практически полностью в Сибири и отчасти на Кавказе. Важно, что у нас в указанных регионах имеется ряд мощных недостроенных крупных ГЭС: Богучанская, Нижне-Бурейская и Усть-Среднеканская в Сибири и на Дальнем Востоке, Ирганайская на Северном Кавказе. Поскольку «замороженные» в этих стройках капиталовложения должны в максимально быстрые сроки начать давать результаты для отечественного хозяйства, первоочередные инвестиции в гидроэнергетике должны быть направлены на достройку и ввод в промышленную эксплуатацию этих станций.

Ввод в эксплуатацию перечисленных ГЭС в Сибири не только позволит покрыть существующие региональные энергодефициты и приступить к освоению весьма обильных сырьевых и промышленных потенциалов ряда регионов Сибири и Дальнего Востока, но и даст возможность экспортировать электроэнергию в соседние страны. Поэтому задачей следующего этапа в гидроэнергетике Сибири является строительство Вилюйской ГЭС.

На Северном Кавказе достройка Ирганайской, Зарамагской и Зеленчугской ГЭС позволит комплексно решать крайне важные задачи социально-экономического подъема всей северокавказской зоны России.

В Европейской части России и на Урале, с учетом преимущественно пикового характера имеющихся здесь энергодефицитов, целесообразно строительство серии «пиковых» гидроаккумулирующих ГЭС (ГАЭС) средней мощности, не требующих сверхвысоких капиталовложений.

Помимо обозначенной программы сооружения крупных и средних ГЭС эффективным решением проблемы компенсации локальных энергодефицитов может стать программа строительства малых ГЭС и микроГЭС.

Собственный инвестиционный потенциал гидроэнергетики может покрыть потребности перечисленных программ за счет тарифно-инвестиционной составляющей на 60...70 %. Остальные инвестиционные средства потребуются вкладывать государству.

6.5. СТРАТЕГИЯ РАЗВИТИЯ ЯДЕРНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

Ядерная энергетика России, несмотря на множество потерь последних полутора десятилетий, является вполне конкурентоспособной на мировом уровне.

В сфере ядерной энергетики можно выделить несколько основных потенциальных направлений развития.

1. Последовательное замещение ТЭС в регионах, дефицитных по первичным углеводородным энергоносителям, на АЭС.

В Европейской части России и на Урале первоочередными объектами с высокой степенью готовности к наращиванию мощностей оказываются Ростовская, Балаковская, Курская и Калининская АЭС.

2. Расширение применения в российской ядерной энергетике новых высокоэффективных типов реакторов и топлива для них.

Еще одним перспективным направлением реакторостроения оказывается сооружение подземных тепловых ядерных станций (ПТАЭС). Хотя на них затраты на 1 кВт установленной мощности несколько выше, чем на обычных типовых АЭС (до 1000 долл.), такая технология повышает безопасность станций и сулит существенную экономию средств на этапе их консервации, демонтажа и рекультивации участков земли над АЭС после завершения срока эксплуатации.

3. Экспорт ядерно-энергетических технологий за рубеж. В настоящее время такие растущие рынки имеются в первую очередь в Центральной и Юго-Восточной Азии, а также в Латинской Америке. Однако на рынках Латинской Америки практически безраздельно присутствует американская «Вестингауз».

Важными достижениями Минатома в последнее время следует считать согласие Ирана заказать России для АЭС в Бушере, помимо уже сооружаемого энергоблока мощностью в 1000 МВт, еще три таких же блока. Данный контракт, в случае его реализации, принесет не менее 3,3 млрд долл. валютной выручки. Существуют реальные перспективы получить в Индии заказ на пять

ядерных энергоблоков ВВЭР-1000, помимо двух уже строящихся АЭС в Куданкуламе. Ведутся также переговоры о поставке аналогичных энергоблоков для Китая.

Поскольку потенциальный рынок реакторов в ЮВА в ближайшие десятилетия оценивается экспертами минимум в 40...50 комплектов, возможность получить крупную долю этого рынка имеет для России очень большое значение. Причем, это значение не исчерпывается только контрактами на реакторы, созданные той или иной страной реакторы затем снабжаются топливом, обеспечиваются его переработкой и получают техническое сопровождение и другие услуги от страны – поставщика реактора.

4. Нарращивание экспортных поставок ядерного топлива. Услугами России готовы воспользоваться не только обладатели российских реакторов, но и многие другие страны. В частности, ТВЭлы, производимые на заводе в Электростали совместно с германской компанией «Сименс», уже поставляются на АЭС в Германии (Обрихайд) и Швеции (Оскархайд). О готовности закупать российские ТВЭлы заявили еще несколько АЭС в Германии и других странах Европы.

Большое значение для инвестиционного обеспечения развития российской ядерной энергетики имеет продолжение так называемого контракта ВОУ-НОУ с США, по которому Россия перерабатывает запасы высокообогащенного урана из ядерных боеголовок в низкообогащенный топливный концентрат, пригодный для использования в реакторах американских АЭС. Объем этого контракта – переработка 500 т обогащенного урана, оговоренные валютные поступления от него в Россию 12 млрд долл.

5. Расширение Россией предоставления услуг по переработке ядерных отходов и прежде всего отработанного ядерного топлива (ОЯТ). Дело в том, что подавляющее большинство покупателей АЭС и топлива для них, особенно в странах с невысоким уровнем технологического развития, просто не обладают возможностями утилизации отработанного топлива. Соответственно контракты на закупки реакторов и топлива они заключают лишь тогда, когда подрядчик берет на себя выполнение работ по всем стадиям топливного цикла.

Свободный объем мирового рынка переработки ОЯТ оценивается в 7...8 млрд долл. в год. Такие крупнейшие компании, как французская «Кожема» и британская «БНФЛ», не только перера-

батывают ОЯТ своих собственных поставок, но и охотно берут на переработку чужие.

В настоящее время Россия последовательно вытесняется с этого рынка. Причина прежде всего в принятой в 1998 г. редакции закона «Об охране окружающей среды», где запрещается ввоз на территорию России радиоактивных отходов. Но без захоронения остаточных радиоактивных отходов (технология которого, созданная в России, считается лучшей и наиболее безопасной в мире) переработка ОЯТ невозможна.

Наконец, крайне важным фактором, который необходимо учитывать при принятии решений о переработке ОЯТ, оказывается высокая инерционность этого рынка. Технологические объекты для переработки и захоронения ОЯТ столь сложны и специфичны, что сколько-нибудь быстро переориентировать потоки ОЯТ другому переработчику практически невозможно. В связи с этим обстоятельством страны, связанные масштабными соглашениями о переработке ОЯТ с Россией, оказываются на длительное время зависимыми от нашей страны.

По существующим оценкам, эффективное исполнение перечисленных программ может обеспечить, по меньшей мере, 60...70 % инвестиционного ресурса для стратегического развития российской ядерной энергетики.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Бернштейн В. Оборудование тепловых электростанций – сохранность на будущее // 29 коллоквиум по ТЭС в Дрездене. – 1997.

2. Энергетика в России и в мире. Проблемы и перспективы. Аналитический доклад экспертных рабочих групп отраслевых и инновационных программ. – М.: МАИК «Наука/Интерпериодика». – 2001.

3. Гуман Б. Электроэнергия из угля – выбор на будущее // 29 коллоквиум по ТЭС в Дрездене. – 1997.

4. Гаде У., Альтман Х., Шефкнехт Г. Первый опыт эксплуатации парогенератора на 2420 т/ч на ТЭС Шварце Пумпе // 29 коллоквиум по ТЭС в Дрездене. – 1997.

5. Винкин Дж. П., Гарсиа-Маттол А. Китаю нужны ТЭС на угле с низким выходом летучих // EPRI конференция Сан Франциско. – 1997.

6. Шоменау В. Сжигание в кипящем слое под давлением – второй топливный базис для ТЭС // 29 коллоквиум по ТЭС в Дрездене. – 1997.

7. Андрющенко А. И., Дубинин А. Б., Каширский В. Г. и др. Пути повышения эффективности и безопасности ПГУ на различных топливах // 29 коллоквиум по ТЭС в Дрездене. – 1997.

8. Петерман А., Немет А., Форстер М. и др. Математическое моделирование ПГУ с ЦКС // 29 коллоквиум по ТЭС в Дрездене. – 1997.

9. *Kombikraftwerke mit Zirkulierender Druckwirbelschicht – Feuerung*; Abschlußbericht des BMFT – Vorhabens 0326755A, May 1994.

10. Rehwinkel H., Meier H. – J., Wedel G. Stationäre und zirkulierende Druckwirbelschichtfeuerung; WGB-Kraftwerkstechnik 73, Heft 6, 1993, s. 529-535.

11. Traupel W. Thermische Turbomaschinen. Berlin: Springer Verlag. – 1982.

12. *Wozny G.* Simulation und energetische Analyse thermischer Trennprozesse in Bodenkolonnen. Siegen: Universität – GH. – 1983.

13. *Edelmann H.* Modellierung der Dynamik und des Regelverhaltens für einen Dampferzeuger mit zirkulierender Wirbelschichtfeuerung. Dusseldorf: VDI-Verlag GmbH. – 1992.

14. *Schöler J.* Ein Gesamtmodell für Dampferzeugeranlagen mit Zirkulierender Wirbelschichtfeuerung. Aachen: Verlag Shaker. – 1993.

15. *Heinbockel I.* Simulation des stationären Betriebsverhaltens von zirkulierenden druckaufgeladenen Wirbelschichtfeuerungen. Dusseldorf: VDI – Verlag GmbH. – 1995.

16. *Хаунтман В., Розаль А., Зейферт В.* Парогазовая электростанция на базе углей и отходов в центре использования вторичного сырья Шварце Пумпе. // 29 коллоквиум по ТЭС в Дрездене. – 1997.

17. *Мартен Ван Дер Бург.* Конференция по газификации в Сан Франциско указывает реальный выход // EPRI конференция Сан Франциско. – 1997.

18. *Олинс Г. М., Демколек Б. В.* Будущее интегрированной газификации в комбинированном цикле (IGCC): масштаб, топлива и продукты // EPRI конференция Сан Франциско. – 1997.

19. *De Winter H. M. J., Willeboer W., Demkolec B. V.* Design, Construction and startup of the 250 MWe IGCC plant Buggenum // EPRI conference San Francisco. – 1994.

20. *De Winter H. M. J., Zon G. D., Demkolec B. V.* Commercial operation of Demkolec's IGCC in a competitive power market // EPRI conference San Francisco. – 1997.

21. *Farmer R., Fulton K.* Design 60 percent net efficiency in Frame 7/9H steam-cooled CCGT, Gas Turbine World. – 1995.

22. *Becker B., Schulenberg T., Siemens A. G.* Erfolge bei der Gasturbinenentwicklung // VGB Kraftwerstechnik 76, Heft 4. – 1996.

23. *Huth M., Vortmeyer N., Schetter B.* Clean combustion of syngas from coal and heavy oil residuals in Siemens gas turbines // IV Int. Conf. On technologies and combustion for clean environment. Lisbon-Portugal. – 1997.

24. *Stambler I.* Refinery IGCC producing electric power, steam, high value products // Gas Turbine World. November-December. 1996.

25. *Struik L. C. E.* Van Kunststofafval weer olie maken is zo vreemd niet // PT Poly Technisch tijdschrift. December. – 1992.

26. *Struik L. C. E.* Texaco heft plannen voor groot – schalige vergassing afvalpalstie // *Energietechniek* 1 jaargang 75, januari. – 1997.
27. *De Winter H. M. J., Zon G. D.* Performance Specs 1996 – 97 // *Gas Turbine World* Volume 16. December. – 1996.
28. *Van Kasteren J.* Afvalverwerking: meer geloof dan wetenschap // *De Ingenieur* nr. 16. October. – 1994.
29. *De Jager D., Blok K.* Energie nit afval en biomassa // *Duurzame energie* 2. April. – 1995.
30. *Bieshenvel S.* Energienota 1995: een visie tot 2020 // *De Ingenieur* nr. 2. Februari. – 1996.
31. *Holmgard P., Mosbech H.* Use of biomass in Denmark // *ASME Joint International Power Generation Conference*. Phoenix. October. – 1994.
32. *Holmgard P., Mosbech H.* Residual Substances are processed to valuable resources. *Schwarze Pumpe*. – 1995.
33. *Holmgard P., Mosbech H.* SVZ Schwarze Pumpe gasifies coal and wastes for chp. // *Modern Power systems*. September. – 1996.
34. *Holengard P., Mosbech H.* Cogen project Converts refinery hazardous wastes into power // *Power*. March/April. – 1997.
35. *Buskies U., Ullrich N., Baumann H. R.* IGCC – A Progressive and Profitable Power Plant Technology // *Conf. Papers: Vol. 3, p. 295 – 310. Madrid/Spain. June. – 1997.*
36. *Emsperger W., Schetter N., Becker B.* Clean Combustion of Syngas from Coal and Heavy Oil Residuals in Siemens Gas Turbines // *4 Int. Conf. On Technologies and Combustion for a clean environment // Conf. Papers, Vol. 1, p. 11 – 18. Lisbon/ Portugal. July. – 1997.*
37. *Mendez-Vigo I., Pisa J., Schellberg W.* The Puertollano IGCC Plant-Commissioning Status and Pre-Operational Records // *EPRI Gasification Technologies Conference, San Francisco, California. October. 1997.*
38. *Vortmeyer N., Hath M., Schetter B.* Experience in the Design and Operation of Syngas Gas Turbines // *EPRI Gasification Technologies Conference, San Francisco, California. October. – 1996.*
39. *Шульце У.* Учет новых достижений по горячей десульфуризации газов при разработке и реконструкции топков парогенераторов. // *29 коллоквиум по ТЭС в Дрездене. – 1997.*
40. *Chughtai M. Y.* Schadstoffeinbindung durch Additiveinblasung um die Flamme // *Brennstoff – Wärme – Kraft* 35, N 3. – 1983. S. 75 – 83.

41. *Wickert K.* Versuche zur Entschwefelung vor und hinter einem Brenner zur Verringerung des SO₂ - Auswurfs // *Mittelungsbericht VGB 4*, Heft 83. - 1963. S. 74 - 82.

42. *Jeschar R., Scholz R., Schopf N.* Heißentschwefelung in drall brennkammersystemen und isothermen Rotreaktor // *VDI - Bericht 675*. S. 673 - 687.

43. *Schopf N.* Berechnungen und Versuche zur Heißentschwefelung mit Kalkadditiven unter Berücksichtigung der Verbrennungsführung // *VDI - Fortschrittsberichte, Reihe 15*, Nr. 78, VDI - Verlag Düsseldorf.

44. *Hein K., Schiffers A.* Verbesserung der natürlichen Schwefeleinbindung bei der Verfeuerung Rheinischer Braunkohlen // *VDI - Bericht 345*, S. 77 - 79.

45. *König J., Schenk A.* Verbrennungsversuche an einer Versuchsbrennkammer mit zirkulierender atmosphärischer Wirbelschicht // *Brennstoff - Wärme-Kraft 42*, № 5. - 1996. S. 20 - 27.

46. *Mehlmann M.* Untersuchung der Effektivität von Kalkprodukten für trockene Rauchgasreinigung // *Dissertation NU Clausthal*. - 1988.

47. *Malko J., Woiciechowski H., Pawlik M.* Модернизация польских угольных ТЭС с целью улучшения экологической обстановки // 29 коллоквиум по ТЭС в Дрездене. - 1997.

48. *Energy law of 10 April 1997*. D. U. Nr 54. - 1997.

49. *Rozporządzenie Ministra Ochrony Środowiska, Zasobów Naturalnych i Leśnictwa z 12 lutego 1990 r.* Warszawa: - 1990.

50. *Malko J.* Environmental Impacts of Coal Monoculture. Case Study: Power Industry of Poland // *Proc. Int. Symp. Ochrid*. - 1997.

51. *Polish Power Grid Co, Verbund Plan GmbH.* Least Cost Investment Study for the Polish Power Sector, Warsaw - Vienna. - 1994.

52. *Janiczek R.* Projection of the Polish System Development // *Proc. 4 REE Conf. Kazimierz Dln / Poland*. - 1997.

53. *Janiczek R.* Influence of the changes in the polish power system on development programming process // *Proc. Int. Symp. MPES, Wrocław*. - 1996.

54. *De-Monopolisation and privatization of the polish Power Sector.* Council of Ministers of the Polish Government, Warsaw. - 1996.

55. *Ministerstwo Przemysłu i Handlu.* Program redukcji SO₂ w energetyce zawodowej, Warszawa. - 1996.

56. *Poreba S., Gajda A., Burakowski A.* Program of reduction pollutants into atmosphere // Month. Bull. PPGC Nr. 3. – 1997.

57. *Pawlik M., Skierski J.* Rauchgas – Entschwefelungsanlagen für das größte Braunkohlekraftwerk Europas // Mat. 23 Kraftwerkstechnisches Kolloquium. Dresden, November. – 1991.

58. *Батов С., Гадьянов П., Попов Д.* Снижение выбросов SO₂ при промышленном использовании бурых углей «Maritza Ost» // 29 коллоквиум по ТЭС в Дрездене. – 1997.

59. *Emission reduction for the industrial utilization of Maritsa East Lignite Coal in Bulgaria* // Final Report Technical University of Sofia.

60. *Commission of European Communities* // Joule II Program extension (PECO Project).