

СОВРЕМЕННЫЕ ЭНЕРГОТЕХНОЛОГИИ
ТРУДЫ КОТЭС

Выпуск 1

Л.И. ПУГАЧ, Ф.А. СЕРАНТ, Д.Ф. СЕРАНТ

НЕТРАДИЦИОННАЯ ЭНЕРГЕТИКА –
ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ,
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ БИОМАССЫ,
ТЕРМОХИМИЧЕСКАЯ ПОДГОТОВКА,
ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

*Ответственный редактор выпуска
кандидат технических наук, профессор НГТУ Л.И. Пугач*

НОВОСИБИРСК
2006

*Серия «Труды КОТЭС» выпускается в соответствии
с тематикой ЗАО «СибКОТЭС» и «КОТЭС-Сибирь».*

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Ф.А. Серант – д-р техн. наук - главный редактор
Л.И. Пугач – канд. техн. наук, профессор НГТУ –
заместитель главного редактора
Н.Г. Зыкова – канд. техн. наук – ответственный секретарь,

ЧЛЕНЫ РЕДКОЛЛЕГИИ:

Г.В. Ноздренко – д-р техн. наук, проф.
Ю.Н. Дубинский – канд. техн. наук, доц.
Е.А. Евтушенко – канд. техн. наук, доц.
П.Ю. Коваленко – канд. техн. наук

Л. И. ПУГАЧ, Ф. А. СЕРАНТ, Д. Ф. СЕРАНТ

**НЕТРАДИЦИОННАЯ ЭНЕРГЕТИКА –
ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ,
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ БИОМАССЫ,
ТЕРМОХИМИЧЕСКАЯ ПОДГОТОВКА,
ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ**

Учебное пособие

НОВОСИБИРСК
2006

УДК 621.9(075.8)

П 88

Рецензенты: д-р. техн. наук, проф. *Г. В. Ноздренко*
д-р. техн. наук, проф. *А. П. Бурдуков*

Работа выполнена на кафедре электрических станций
и ЗАО «СибКОТЕС» и предназначена для студентов
энергетических специальностей

Пугач, Л. И.

П 88 Нетрадиционная энергетика – возобновляемые источники, использование биомассы, термохимическая подготовка, экологическая безопасность: учеб. пособие / Л. И. Пугач, Ф. А. Серант, Д. Ф. Серант. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2006. – 347 с.

ISBN 5-7782-0561-9

В книге рассмотрена структура энергетики как энергетической системы, топливно-энергетические ресурсы и перспективы их использования. Показаны требования экологической безопасности, проанализированы положения Киотского протокола. Показана альтернативная традиционной – нетрадиционная энергетика; возобновляемые источники энергии; их ресурсы; классификация; перспективы использования в мире и России. Анализируются виды биомассы, их энергетические характеристики, способы использования в энергетике, включая предварительную термохимическую и биологическую переработку, методы ее сжигания как в прямом виде, так и в виде добавок к основному топливу.

Книга представляет большой интерес как учебное пособие для специальностей «Тепловые электрические станции», «Промышленная энергетика», «Охрана окружающей среды», «Природоохранная технология в энергетике» и др. Она будет полезна также для работников энергетических специальностей.

УДК 621.9(075.8)

ISBN 5-7782-0561-9

© Л.И. Пугач, Ф.А. Серант,
Д.Ф. Серант, 2006

© Новосибирский государственный
технический университет, 2006

ВВЕДЕНИЕ

Ограниченность запасов органического топлива, возросшие экологические требования по снижению вредных выбросов при прямом сжигании топлива, обязательства государств по Киотскому протоколу, требующему снижения выбросов парниковых газов (диоксиды углерода, метана и др.), вызывают необходимость поисков нетрадиционных путей использования энергетических ресурсов.

К ним относятся:

- вовлечение в топливно-энергетический баланс нетрадиционных источников энергии;

- внедрение энергосберегающих технологий;

- реализация нетрадиционных технологий, обеспечивающих снижение всех видов вредных газов, при использовании энергетических ресурсов для выработки тепловой и электрической энергии;

- внедрение нетрадиционных способов предварительной, в том числе термохимической, подготовки топлива, а также других, кроме паросилового, циклов (парогазового – ПГУ и др.) нетрадиционных путей сжигания органического топлива.

Предлагаемое учебное пособие направлено на решение поставленных задач и состоит из трех частей.

Часть I. Структура энергетики как системы. Топливо-энергетические ресурсы. Экологическая безопасность.

Часть II. Нетрадиционная энергетика.

Часть III. Энергетическое использование биомассы.

Учебное пособие рассчитано на студентов ряда родственных специальностей и соответствует содержанию профессиональной образо-

вательной программы ГОС по специальностям «Тепловые электрические станции» (550900), «Технология производства электрической и тепловой энергии» (550906), «Оптимизация процессов генерации пара и режимов работы котельных установок» (550907), «Природоохранные технологии в энергетике» (550912), а также для специальностей «Охрана окружающей среды», «Безопасность жизнедеятельности в техносфере». Пособие может быть использовано для подготовки специалистов кафедры «Инженерные проблемы экологии», «Экономика энергетики», «Электрические станции», а также магистрами и аспирантами по специальностям «Промышленная энергетика» (151404), «Тепловые электрические станции, их энергетические системы и агрегаты» (151414).

Кроме этого, пособие полезно для работников проектных, научно-исследовательских, экспериментально-наладочных предприятий, а также для эксплуатационного персонала тепловых электрических станций (ТЭС) и топливоиспользующих установок промышленной энергетики.

Часть I

ЭНЕРГЕТИКА КАК СИСТЕМА. ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ; ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

1. СТРУКТУРА ЭНЕРГЕТИКИ И ТЭР

1.1. СТРУКТУРА ЭНЕРГЕТИКИ КАК СИСТЕМЫ

Энергетика, как система, включает в себя весь топливно-энергетический комплекс. В широком смысле для энергоресурсов и энергоносителей всех видов она предусматривает их получение, переработку, преобразование, транспортирование, использование.

Различают четыре стадии трансформации первичных энергоресурсов.

1. Извлечение, добыча или прямое их использование.
2. Переработка (облагораживание) до состояния, пригодного для преобразования или использования.
3. Преобразование связанной энергии переработанных ресурсов в электрическую – на тепловых, атомных и гидравлических электростанциях (ТЭС, АЭС, ГЭС) и в тепловую – на теплоэлектроцентралях и котельных (ТЭЦ и К).
4. Использование энергии.

Изложенные выше определения хорошо иллюстрируются структурной схемой (рис. 1.1).

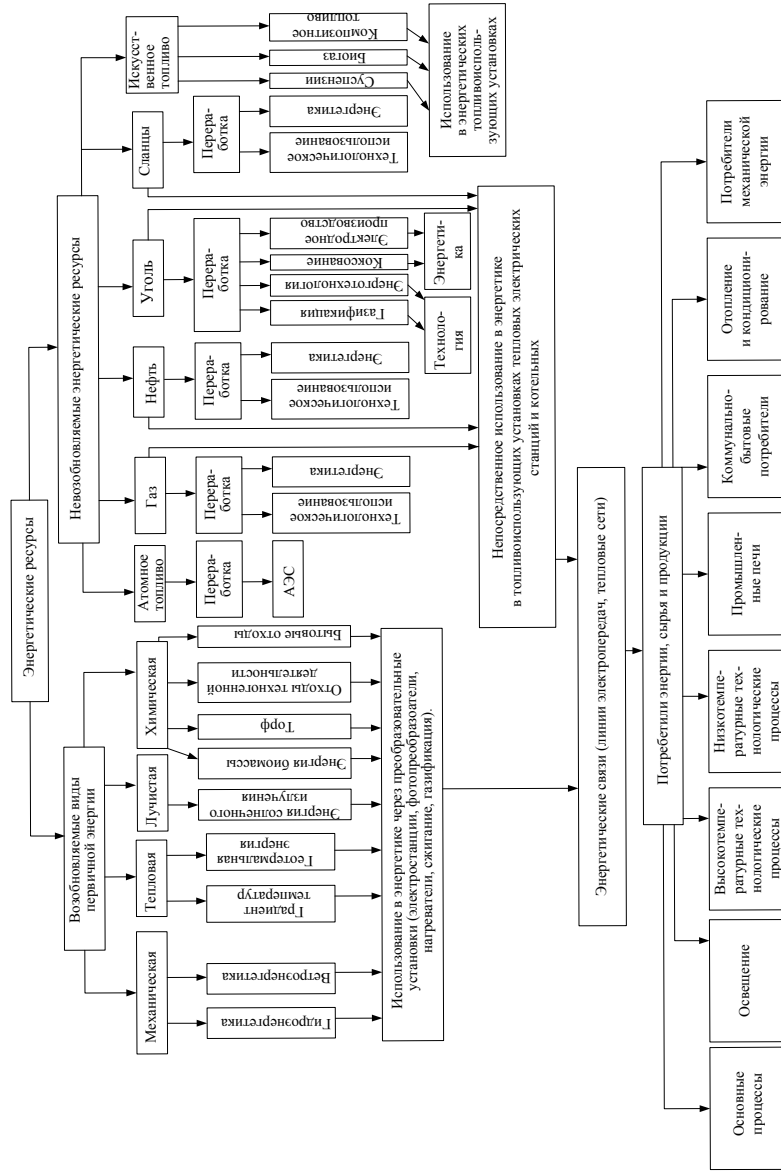


Рис. 1.1. Структурная схема энергетики, как системы

1.2. ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ (ТЭР)

Определяющими в энергетике и во всем топливно-энергетическом комплексе (ТЭК) являются топливно-энергетические ресурсы (ТЭР), перерабатывающие эти ресурсы предприятия, энергетические комплексы, включающие выработку электрической и тепловой энергии, и передачу (транспорт) потребителям этих двух видов энергии.

Как видно из рис. 1, невозобновляемыми источниками энергии являются газ, нефть, уголь и сланцы. Оценка извлекаемых запасов органического топлива в мире производится в зависимости от возможностей геологоразведки и отыскания новых месторождений этого топлива.

Так доля извлекаемого расходуемого органического топлива в мире в 2001 г. оценивалась следующим образом:

- уголь – 2281 т у.т. (тонн условного топлива), 25 % мирового потребления энергоресурсов;
- нефть – 3467 т у.т., 38 % мирового потребления энергоресурсов;
- газ – 2189 т у.т., 24 % мирового потребления энергоресурсов;
- всего 7937 млн т у.т. – 86 % мирового потребления энергоресурсов.

При уровне мировой добычи девяностых годов (1993–1999 гг.) теоретически запасов угля хватит на 1500 лет, нефти – на 250 лет, газа – на 120 лет [1] (в 1990 г. эти величины соответственно составляли 1000 лет и 50–60 лет).

Между тем теоретический потенциал только солнечной энергии, поступающей на Землю в течение года, превышает все извлекаемые запасы органического топлива в 10...20 раз, а экономический потенциал возобновляемых источников энергии на 2000 г. оценивается 20 млрд. т у.т., что более чем в 2 раза превышает объем годовой добычи всех видов органического топлива [2].

2. ОСНОВНЫЕ ТЕНДЕНЦИИ В ПОТРЕБЛЕНИИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Подробный анализ ситуации в энергопотреблении углеводородного сырья в балансе топливно-энергетических ресурсов в мире и регионах выполнен академиком Н. Симония (директором института миро-

вой экономики и международных отношений РАН) [31]. Из этих материалов видно, насколько ограничено реальное использование углеводородного сырья и насколько остро необходимы альтернативные источники с целью обеспечения энергобезопасности.

Энергетическая безопасность высокоразвитых стран определяется наличием надежных источников углеводородного сырья (в первую очередь, нефти и газа).

В то время как именно высокоразвитые государства являются основными потребителями нефти и газа, при этом значительное экспортное производство сконцентрировано в сравнительно небольшой группе развивающихся и с переходной экономикой странах. Так, доля США в общемировом потреблении нефти составляет 25,4 %, тогда как их удельный вес в мировой добыче всего 9,9 %. А развитые страны Северо-Восточной Азии (Япония, Южная Корея, Тайвань), не добывая нефти, потребляют 11 % ее мирового производства. Быстро развивающийся Китай после 1993 г. также входит в группу стран нефтеимпортеров: добывая 4,8 % мирового уровня производства нефти, потребляет 7,4 %.

Среди экспортеров нефти на первом месте стоит Ближний Восток, добывающий 28,5 % мировой нефти и потребляющий всего 5,9 %. Второе место твердо занимает Россия, добывая 10,7 % мирового уровня, потребляет всего 3,5 %.

США из 561 млн т потребляемой нефти и нефтепродуктов (26 % всего мирового импорта) 171,7 млн т получают из Мексики и Канады, 119,2 млн т – из стран Южной и Центральной Америки, 114,7 млн т – из стран Ближнего Востока, 69,1 млн т – из Африки, 57,0 млн т – из Европы, 12,8 млн т – из стран АТР, 9,8 млн т – из России. Таким образом, США обезопасили себя большим количеством поставщиков, смягчая возможность энергетического кризиса. Однако такая страна, как Япония, полностью зависит от поставок нефти.

При уровне добычи и потреблении 2003 г. ее хватит на 92 года. Одна только Саудовская Аравия может эксплуатировать свои 25 % мировых запасов в течение 86 лет. У Африки доказанных запасов значительно меньше и при нынешнем (2003 г.) уровне потребления добычи хватит на 27,3 года. Запасов сырья в Азиатско-Тихоокеанском регионе (АТР) хватит на 10–14 лет.

В Европе и СНГ наибольшие доказанные запасы нефти у России – их хватит на 22 года; Норвегия, Казахстан, Азербайджан обладают по 1 % мировых доказанных запасов.

По доказанным запасам природного газа Россия является бесспорным лидером – более 30 % мировых запасов, которых при нынешних (2003 г.) темпах добычи может хватить на 81 год. На все остальные страны Европы и СНГ, вместе взятые, приходится 8,77 % таких запасов. Запасы Норвегии истощатся через 33,5 года (считая с 2003 г. при том же уровне потребления и добычи), месторождения Великобритании – через 7 лет, Казахстан, Туркмения и Узбекистан в общей сложности обладают 3,7 % мировых запасов газа, но только Казахстан сможет эксплуатировать свои месторождения 100 лет. На втором месте в мире по доказанным запасам газа стоит Иран – 14,8 % мировых запасов, которые истощатся через 100 лет; Каир имеет 9,2 % запасов с той же длительностью эксплуатации, Объединенные Арабские Эмираты (ОАЭ) – 3,9 % мировых запасов, а Саудовская Аравия – 4,1 %, но практически использует его для внутренних потребностей.

Быстро растет спрос на углеводороды в США, Западной Европе, странах Северо-Восточной Азии, в особенности в Китае.

На уровень, характер и виды потребляемого углеводородного сырья существенное влияние оказывает уровень эмиссионного загрязнения: при производстве энергии на основе нефти этот уровень в 2 раза ниже, чем при использовании торфа или угля, а при использовании газа этот уровень еще в 3 раза ниже.

Таким образом, приведенные цифры и расстановка запасов и потребностей в углеводородном сырье указывают на ограниченность их использования (речь идет о газе и нефти).

Безусловно, несмотря на его низкую экологическую привлекательность, будет более активно использоваться уголь, запасы которого неизмеримо выше (до 1000 лет потребления).

Однако использование угля при резко возросших экологических требованиях по выбросам сильно увеличивает стоимость вырабатываемой энергии.

3. СТРАТЕГИЯ МИРОВОГО РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ И ПОТРЕБЛЕНИЕ В СВЯЗИ С ЭТИМ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ

Указанные выше обстоятельства вынуждают энергетиков мира с целью обеспечения энергетической безопасности идти по двум стратегическим направлениям:

– повышение эффективности использования топливных ресурсов за счет внедрения новых высокоэкономичных технологий по сравнению с традиционными паросиловыми установками (ПСУ). Возможное повышение эффективности самих ПСУ на 8...12 % (за счет аэродинамического совершенствования, оптимизации циклов, повышения начальных параметров пара и внедрения двойного промперегрева) потребует больших материальных затрат, целесообразность этого еще обсуждается. Значительно больший эффект при меньших материальных затратах достигается внедрением парогазовых установок (ПГУ), комбинирующих газотурбинный, с высокотемпературным подводом тепла и паровой цикл, для которого характерен отвод тепла при очень низких, близких к окружающей среде температурах. Сравнение показателей современных и перспективных в указанном направлении энергоблоков приведено в табл. 1.1 [51], откуда видно, что КПД блоков с ПГУ может достигать 58 % при КПД ПСУ равным 38...42 %;

– включение в топливно-энергетический баланс выработки электроэнергии и использование возобновляемых источников энергии (ВИЭ), включает и весь комплекс нетрадиционных возобновляемых источников энергии (НВИЭ).

Увеличение доли использования альтернативных углеводородным источникам энергии позволяет решить две важные стратегические задачи:

– повышение энергобезопасности стран (в особенности не обладающих запасами углеводородного сырья);

– снижение эмиссионного загрязнения атмосферы по сравнению с использованием углеводородных источников энергии.

Особенно активно заняты разработкой и внедрением НВИЭ такие страны, как США, Германия, Дания, Швеция, Китай.

Таблица 1.1

Сравнительные показатели современных и перспективных энергоблоков [51]

Величина	Энергетическая технология									
	Паросиловые блоки			КС	ГТУ		ПГУ			
	Уголь	Уголь	Уголь	Уголь	Газ	Жидкое (легкое)	Газ	обыч- ные	КСД	ГФ
Жидкое (легкое)								Газ		
Вид топлива	Уголь	Уголь	Уголь	Уголь	Газ	Жидкое (легкое)	Газ	Жидкое (легкое)	Газ	Уголь
Содержание серы в топливе, %	1	1	3	1	–	0,3	–	0,3	3	3
Очистка дымовых газов	Ф	Ф,С,А		Ф	–	–	–	–	Ф	–
Единичная мощность, МВт	200...800			150...350	30...300		50...1000		100...500	200...1000
КПД, %:										
1990 г.	40	39	38	37,5	33	32,5	51	49	–	–
2005 г.	43,5	42,5	42,5	38,5	43	42,5	58	54	43,5	47
Относительная удельная стоимость	4	4,5	4,7	4	1	1,05	1,35	1,43	3,8	4,2
Эмиссия NO _x , мг/нм ³ :										
1990 г.	650	130	130	200	180	350	180	350	200	100
2005 г.	500	75	75	150	100	200	100	200	120	70
Эмиссия SO ₂ , мг/нм ³ :										
1990 г.	2000	200	300	200	–	360	–	360	300	60
2005 г.	2000	200	300	150	–	360	–	360	200	30
Эмиссия CO ₂ , мг/(кВт·ч):										
1990 г.	965	990	1015	1000	550	800	400	530	–	–
2005 г.	890	910	910	–	520	700	360	480	870	820
Частицы, мг/нм ³	10...20				–	–	–	–	10	1,5

Величина	Энергетическая технология									
	Паросиловые блоки			КС	ГТУ			ПГУ		
	Уголь	Уголь	Уголь	Уголь	Газ	Жидкое (легкое)	Газ	обыч- ные	КСД	ГФ
Жидкое (легкое)								Газ		
Твердые отходы, кг/(кВт·ч)	38	56	56	70	–	–	–	–	56	32
Расход циркуляционной воды, кг/(кВт·ч)	140...155			150	–	–	70...80		110	90
Коэффициент вынужденных простоев	5	5	5	6	3	3	5	5	5	5
Коэффициент готовности, %	85	85	85	83	90	90	88	88	85	85

Примечание. КС–ПСУ с топками с кипящим слоем; КСД–ПГУ со сжиганием угля в кипящем слое под давлением; ГФ–ПГУ с газификацией угля; Ф – электрические или тканевые фильтры; С – сероочистка; А – азотоочистка.

Наиболее полно преимущество ПГУ реализуется в чисто бинарном цикле, где тепло подводится с топливом в ГТУ, а выработка и перегрев пара осуществляется теплом отработавших в ГТУ газов.

Очень привлекательным представляется использование ГТУ не только при строительстве новых электростанций, но и при модернизации действующих паротурбинных ТЭС и промышленных котельных, отработавших свой ресурс и требующих реконструкции.

Стратегия развития энергетики в мире, базирующаяся на использовании ископаемых органических топлив неоднократно подчеркивает ограниченность запасов этих топлив. При колоссальном уровне их потребления в мире запасы их резко снижаются. Это видно из рис. 1.2 [1].

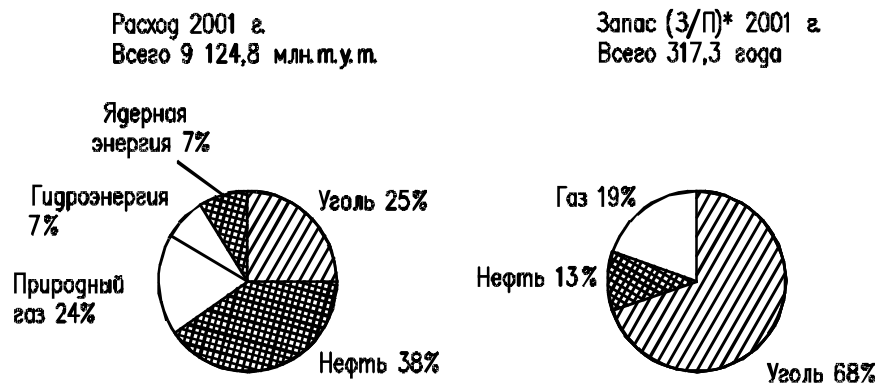


Рис. 1.2. Мировые энергоресурсы и их потребление:
З/П* – запас при существующем уровне производства

Энергетическая ситуация в мире диктует необходимость более бережного и ответственного отношения к ископаемым топливам, активного использования в балансе угольного топлива, разработки безотходных угольных технологий, экологически безопасных технологий использования топлива, повышения КПД тепловых электрических станций, вовлечения в производство энергии возобновляемых нетрадиционных источников энергии, низкосортных энергетических топлив.

В этих условиях в США, например, использование доли угля составило в 2002 г. 57 %, а к 2010 г. – 65 %. В Европе в целом доля использования угля в 2002 г. составила 60 %.

Наиболее полно энергетической стратегии при этом соответствуют технологии с газификацией угля (в т.ч. в виде водоугольной суспензии под высоким давлением), оптимизация процессов сжигания углей и их смесей с биомассой и бытовыми отходами. Использование в качестве газифицируемого сырья смеси угля с биомассой, остатков переработки нефти и других отходов обеспечивают его минимальную стоимость.

4. ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

4.1. МЕЖДУНАРОДНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА РОССИИ ПО СНИЖЕНИЮ ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ

Начиная с 70-х гг. прошлого века, Россия принимает участие в различных международных экологических программах по защите окружающей среды от вредного техногенного воздействия человека [1].

Так, с 1977 г. Россия входит в «Совместную программу наблюдения и оценки распространения загрязняющих воздух веществ на большие расстояния в Европе». Она включает в себя:

- представление информации о переносе загрязняющих веществ через границы государств;
- оценку влияния на перенос внешних и внутренних источников для каждой страны, участвующей в программе.

Расчетные данные обобщаются за недельный, месячный, годовой периоды в трех координационных центрах: Восточно-Европейском – в Москве; Западно-Европейском – в Осло; Координационном химическом центре – в Берлине.

Пример баланса трансграничного переноса серы (по данным европейских координационных центров) между Европейскими странами и Россией, в тысячах тонн, приведен в табл. 1.2, где индексом S_m обозначено выпадение серы в России в результате переноса из других стран Европы, индексом $S_{тп}$ – выпадение серы в результате переноса из России в другие страны Европы. $\Delta S_{тп}$ – баланс трансграничного переноса.

Россия включилась в конвенцию, принятую в рамках Европейской экономической комиссии ООН, «О трансграничном загрязнении воздуха на большие расстояния». В рамках конвенции Россия обязалась сократить выбросы серного ангидрида SO_2 на 30 % и стабилизировать выбросы оксида азота NO_2 в Европейской части страны, что и было выполнено в основном за счет перевода ТЭС с мазута на газ.

Создано двухстороннее соглашение с Финляндией и Норвегией по сокращению выбросов оксидов серы в приграничных районах (Карелия, Кольский полуостров, С.-Петербург).

В 1992 г. в Рио-де-Жанейро на международной конференции по экологии и развитию была принята «Декларация по окружающей среде

**Баланс трансграничного переноса серы на Европейскую территорию
СНГ за 1990 г.**

Страна	Выделение серы в отдельных странах и регионах в результате трансграничного переноса		
	S_m	$S_{тп}$	$\Delta S_{тп} = S_m - S_{тп}$
Австрия	2	1,3	+0,7
Бельгия	16,3	6,3	+10
Болгария	13,6	8,3	+5,3
Великобритания	51,8	0,6	+51,2
Венгрия	65,5	2,5	+62,6
Германия	260,2	5,7	+254,5
Дания	13	0,5	+12,5
Ирландия	1,3	0	+1,3
Испания	2,1	1,1	+1
Италия	9,9	1,7	+8,2
Нидерланды	6,9	0,3	+6,6
Норвегия	1,3	11,4	-11,1
Польша	403,5	20,1	+383,4
Румыния	90	29	+61
Турция	6,3	29,6	-23,3
Финляндия	22,1	46,1	-24
Франция	16,9	1,5	+15,4
Швеция	10,1	19,3	-9,2
Югославия	27,3	4,6	+22,7
Чехия и Словакия	12,7	0,4	+12,3
Итого	1141,4	187,3	+954,1

и развитию», в которой сформулирована концепция устойчивого развития мира. Эта концепция должна была стать определяющей в стратегии развития каждой страны мирового сообщества. Согласно этой концепции в России с целью снижения вредного воздействия техногенных процессов в региональном масштабе созданы программы защиты:

- бассейнов Арктики, Каспийского, Черного, Азовского и Балтийского морей;

- Ладожского, Онежского озер и озера Байкал;
- района КАТЭЖа;
- городов: Красноярск, Кемерово, Омск, Братск, Тольятти.

Кроме того, в России создана программа «Экологически чистая энергетика». Ее основные направления:

- экологически чистая ТЭС;
- безопасная АЭС;
- нетрадиционная энергетика;
- топливо будущего (водород).

4.2. КИОТСКИЙ ПРОТОКОЛ

По вопросам изменения климата неоднократно собирались международные конференции [2].

За последние 100 лет средняя температура на планете выросла на 0,6 °С. Для суточного колебания температуры эта величина ничтожна, но для глобальных климатических характеристик это очень много. За последние 20 лет скорость изменения температуры увеличилась в 20 раз. Максимальное потепление зафиксировано в самых холодных регионах, где сконцентрированы основные запасы льда, а именно: на Аляске, в Сибири, в Антарктиде. В некоторых районах Сибири и Дальнего Востока температура за столетие выросла на 3,5 °С. Потепление в Сибири при том, что большая часть ее территории находится в зоне вечной мерзлоты, экономически очень опасно. Оттаивание вечной мерзлоты может привести к разрыву газо- и нефтепроводов, могут «поплыть» города, дома в которых построены на сваях (Норильск, Воркута, Магадан и др.). Кроме того, глобальное потепление вызывает таяние ледников, являющихся основным хранилищем запаса пресной воды. К настоящему моменту растаяло уже около 20 % ледников. Помимо этого, изменение климата, выражающееся в глобальном потеплении, сопровождается наводнениями, засухами, сильной жарой и холодами (жара в 2004 году в Европе унесла жизни более 30 000 жителей, сильные снегопады и морозы в Испании, Италии, Великобритании). Изменение климата может привести к вымиранию целых видов растений и животных, провоцирует возникновение лесных пожаров.

Установлено, что на изменение климата влияют так называемые парниковые газы. Парниковые газы – это шесть веществ, из которых вклад в создание парникового эффекта диоксид углерода (CO_2) оценивается в 65 %, метана (CH_4) – примерно 20 %, закись азота (N_2O) – примерно 5 %, а остальное составляют другие компоненты, включая хлор – и фторуглеводороды.

CO_2 является основным продуктом сгорания углеводородного топлива, а метан выбрасывается в основном при газо- и угледобыче.

На долю энергетики приходится около 70 % выбросов всех парниковых газов, из них на долю CO_2 приходится около 99,8 %.

В отличие от таких загрязнителей, как NO_x и SO_2 , вред наносят не сами выбросы CO_2 , а их накопления в атмосфере.

Проведенные измерения показали, что концентрация CO_2 в атмосфере выросла с 280 ppm (в середине XVII века) до 370 ppm в настоящее время. По оценкам специалистов, лишь немногим более половины выбросов CO_2 поглощается биосферой и поверхностью океана, а остальное накапливается в атмосфере. Темп роста концентрации CO_2 составляет 1,7 ppm/год. Подсчитано, что даже при умеренном росте мировой экономики, не превышающем 2 % в год, концентрация CO_2 в атмосфере к 2050 году превысит 500 ppm [3].

Для стабилизации содержания CO_2 в атмосфере требуется резко ограничить выбросы продуктов сгорания. Расчеты, выполненные с использованием математических моделей, показывают, что для прекращения роста концентрации углекислого газа в атмосфере (с учетом изменения интенсивности его перехода в океан и биосферу земли) необходимо в ближайшие 10–20 лет снизить его выбросы до уровня, который в 3 раза ниже уровня 1990 года.

Мировое сообщество, осознавая опасность глобального изменения климата, решило ограничить количество выбросов парниковых газов, в результате чего и появился на свет Киотский протокол. История документа началась в 1992 году, когда 190 государств подписали рамочную конвенцию ООН об изменении климата (РКИК). РКИК вступила в силу в 1994 году. Общая цель – добиться безопасного антропогенного воздействия на глобальную климатическую систему без ограничения возможностей экономического развития стран. Свое название этот

документ получил после конференции в японском городе Киото, когда несколько государств – Япония, Канада и США – взяли на себя обязательство сократить количество выбросов в атмосферу. Киотский протокол в 1997 году подписали все ведущие страны мира, в том числе и Россия. Однако дальнейшая судьба Киотского протокола зависела от сроков ратификации в каждой стране, его подписавшей [4].

На начало 2004 года Киотский протокол был ратифицирован 120 странами, но вступить в действие он мог только после ратификации Россией, поскольку протокол предусматривает участие стран, чьи выбросы в сумме составляют не менее 55 % от общемировых (на долю России приходится 17 %). США, на долю которых приходится 36 % общего мирового объема выбросов парниковых газов, ратифицировать документы отказались. Причиной отказа стали как политические соображения (отказ был частью предвыборной и президентской программы Дж. Буша), так и экономические оценки – выполнение обязательств Киотского протокола потребовало от США затрат в 300 млрд \$ ежегодно (по данным Министерства энергетики США). Помимо США Киотский протокол не ратифицировали Китай и Австралия.

В РФ после серии противоречивых заявлений высших политических деятелей, делавшихся на протяжении полутора лет, решение о ратификации Киотского протокола было все-таки принято и было утверждено 4 ноября 2004 года президентом России. Этот факт позволил Киотскому соглашению вступить в силу 17 февраля 2005 года.

Киотский протокол установил конкретные обязательства каждой из промышленно развитых стран по сокращению выбросов парниковых газов так, чтобы в 2008–2012 годах они стали, по крайней мере, на 5,2 % меньше, чем в 1990 году. Россия, в частности, к этому сроку должна обеспечить не превышение уровня выбросов 1990 года. Вследствие экономического спада наша страна примерно на треть снизила свои выбросы по сравнению с 1990 годом. В 1990 году по оценкам Мирового энергетического агентства (IEA) выбросы парниковых газов в пересчете на CO₂ составляли 2200 млн т. По этим же данным в 2000 году они составили около 1500 млн т. (снижение составило примерно 30 %). По прогнозам IEA в 2010 году выбросы CO₂ энергетических объектов составят 1830 млн т., что на 17 % ниже уровня 1990 года, несмотря на ежегодное увеличение выбросов на 2,1 % в пе-

риод с 2000 до 2010 годы. В 2020 году этот показатель достигнет 2060 млн т., что все еще на 6 % ниже уровня 1990 года [5].

Российская энергетическая стратегия исходит из более высокого начального уровня выбросов CO₂ в 1990 году (около 2300 млн т.) и соответственно дает прогнозы выбросов около 1900 млн т. в 2010 году (на 17 % ниже, чем в 1990) и 2200 млн т. в 2020 году. По прогнозам уровень выбросов диоксида углерода в 2008–2012 годах будет все еще существенно ниже, чем в 1990 году.

Для большинства промышленно развитых стран обязательства по Киотскому протоколу состоят в уменьшении выбросов на 6...8 %, и в условиях экономического роста они не смогут добиться их выполнения только национальными мерами или это окажется неприемлемым с точки зрения затрат. Даже после выполнения всеми странами национальных программ по снижению выбросов парниковых газов ежегодно остается 350 млн т в пересчете на CO₂ сверх квот, установленных Киотским протоколом (150 – ЕС, 120 – Япония и 80 – Канада). Квоты некоторых государств ЕС приведены в табл. 1.3.

Для сокращения выбросов парниковых газов экономически целесообразными способами Киотским протоколом в дополнение к национальным мерам установлены три механизма взаимодействия между странами: торговля правами на выбросы, проекты совместного осуществления и механизм чистого развития.

Таблица 1.3

Изменение выбросов согласно Киотскому протоколу в некоторых странах ЕС

Государство ЕС	Снижение выбросов парниковых газов, %
Люксембург	-28
Германия	-21
Великобритания	-12,5
Франция	0
Швеция	+4
Испания	+15
Греция	+25
Португалия	+27
В целом ЕС	-8

Торговля правами на выбросы предоставляет возможность странам, успешно выполняющим свои обязательства, переуступить права на выбросы странам, нуждающимся в них.

Проекты совместного осуществления (ПСО) упрощенно означают следующее. Страна, которая испытывает трудности с выполнением своих обязательств, может выделить средства на осуществление мероприятий в другой стране, где сокращение выбросов будет достигнуто существенно меньшими затратами. Полученное уменьшение выбросов частично или полностью передается в страну-инвестор и зачитывается ей как выполнение обязательств.

Механизм чистого развития фактически означает финансовую и технологическую помощь при осуществлении проектов по ограничению и предотвращению выбросов парниковых газов в развивающихся странах. По результатам такой помощи стране-инвестору засчитывается эффект сокращения/предотвращения выбросов.

Наличие у России резерва по выбросам в 30 % от уровня 1990 года открывает перед ней перспективы возможной продажи своих квот. Но при этом надо помнить, что этот резерв появился лишь вследствие сильнейшей стагнации нашей промышленности. В случае активного экономического роста мы можем столкнуться с тем, что прогнозы окажутся слишком оптимистичными, и мы будем выбрасывать к 2012 году больше парниковых газов, чем составляет наша квота. Безусловным достоинством Киотского протокола является то, что он может «не пряником», так «кнутом» заставить Россию наконец-то экономить энергию – ведь энергоемкость российского ВВП в 10 раз выше, чем, например, японского. «Гринпис России» опубликовал доклад, в соответствии с которым потери энергии в нашей стране составляют до 40 % всего потребления, или 400 млн т условного топлива в год. Это сравнимо с объемом всей экспортируемой из России нефти.

Кроме того, по эффективности сжигания и природоохранных технологий мы существенно уступаем ведущим промышленно развитым государствам мира и поэтому для нас более выгодна не прямая продажа квот, а их передача в обмен на углеродные технологии по ограничению и предотвращению выбросов (благодаря так называемым «проектам совместного осуществления»). Правда, как считает экспертиза Института Европы РАН, получить европейские «экологические»

деньги России будет очень трудно, поскольку одна только Украина предлагает таких проектов на сумму, превосходящую потенциальный «экологический» бюджет всего Евросоюза.

4.3. НОРМАТИВЫ ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ

Мировое сообщество стремится к снижению выбросов в атмосферу не только парниковых газов, но и других загрязнителей, таких, как SO_x , золотые частицы и тяжелые металлы. Так, например, в ЕС 27 ноября 2001 года вступили в силу следующие директивы [6]:

- по ограничению выбросов отдельных загрязнителей в воздушный бассейн мощными ТЭС;
- по предельным национальным выбросам отдельных загрязнителей атмосферы.

Обе директивы сыграют ключевую роль в усилиях ЕС по снижению загрязнения воздуха – особенно диоксидом серы, являющимся основной причиной кислотных дождей, и оксида азота – одного из шести парниковых газов.

Директива по мощным тепловым электростанциям вносит изменения в директиву 88/609/ЕЭК, регулировавшую выбросы мощных тепловых электростанций (МТЭС). По оценкам на них приходится 63 % всех выбросов SO_2 и 21 % всех выбросов NO_x в странах ЕС. К мощным ТЭС относят электростанции тепловой мощностью, равной или превышающей 50 МВт.

Принятая 24 ноября 1988 года директива 88/609/ЕЭК была направлена на постепенное снижение годовых выбросов SO_2 и NO_x действующими МТЭС и установление норм выбросов для новых электростанций.

Новая директива снизила ПДВ NO_x для МТЭС на твердом топливе с 650 до 200 mg/m^3 . Эти ПДВ устанавливаются как для новых, так и для существующих электростанций с 2016 года и будут эталоном при переговорах с будущими странами – кандидатами на вступление в ЕС. Однако была сделана уступка: существующие ТЭС могли быть исключены из обязательств, касающихся новых ПДВ, если они до 30 июня 2004 года подавали в соответствующие органы письменную деклара-

цию о предельной продолжительности эксплуатации в 20 тыс ч между 1 января 2008 года и 31 декабря 2015 года.

Более того, ТЭС с номинальной тепловой мощностью 400 МВт, обязавшиеся работать не более 2000 ч в год до 31 декабря 2015 года, получили разрешение на ПДВ SO₂ 800мг/м³.

Целью Директивы по предельным национальным выбросам является снижение риска для здоровья населения, связанного с загрязнением воздуха. Установлены суммарные предельные выбросы SO₂, NO_x, летучих органических соединений (VOC) и аммиака (NH₃). К 2010 году государства – члены ЕС не должны превышать годовых значений выбросов этих загрязнителей (см. табл. 1.4).

В табл. 1.5–1.7 для сравнения приводятся нормативы предельно допустимых выбросов в атмосферу оксидов азота, серы и твердых частиц для стран–членов ЕС (по директивам, вступившим в силу с ноября 2001 года), России (по ГОСТ Р50813-95) и экологически чистой станции.

Таблица 1.4

Страна	Предельные годовые выбросы, тыс. т			
	SO ₂	NO _x	VOC	NH ₃
Австрия	39	103	159	66
Бельгия	99	176	139	74
Дания	55	127	85	69
Финляндия	110	170	130	31
Франция	375	810	1050	780
Германия	520	1051	995	550
Греция	523	344	261	73
Ирландия	42	65	55	116
Италия	475	990	1159	419
Люксембург	4	11	9	7
Нидерланды	50	260	185	128
Португалия	160	250	180	90
Испания	746	847	662	353
Швеция	67	148	241	57
Великобритания	583	1167	1200	297
Итого	3850	6519	6510	3110

Эти нормативы в согласованные с национальными правительствами сроки были реализованы странами ЕС, включая Англию, Бельгию, Грецию, Данию, Ирландию, Испанию, Люксембург, Португалию, ФРГ, Францию, Чехию.

Таблица 1.5

Нормативы удельных выбросов оксидов азота для котельных установок, мг/нм³ (при 6 % O₂ для твердых топлив и 3 % O₂ для жидких и газообразных топлив)

Тепловая мощность, МВт	Виды топлива	ЕС*	Россия**	США (после 2000)	ЭЧ ТЭС
50...100	Газообразное	150		570 ⁶ 500 ⁷ 1156 ⁸	150...200
	Жидкое	400			
	Твердое	400 ¹			
400 ²					
100...300	Газообразное	150	125		
	Жидкое	200	250		
	Твердое	200 ¹	300 ³		
		300 ²	470 ⁵		
			640 ⁴		
> 300	Газообразное	100	125		
	Жидкое	200	250		
	Твердое	200 ¹	370 ³		
		200 ²	350 ⁵		
			570 ⁴		

¹ Общий случай.

² Биомасса.

³ Для бурого угля.

⁴ Для каменного угля с жидким шлакоудалением.

⁵ Для каменного угля с твердым шлакоудалением.

⁶ Для котлов с вихревыми горелками и твердым шлакоудалением.

⁷ Для котлов с тангенциальными топками.

⁸ Для топок с циклонными предтопками.

* Здесь и далее приведены данные для ТЭС, вводимых в эксплуатацию после 27.11.2003 (кроме газотурбинных) для ЕС.

** То же для России.

Таблица 1.6

**Нормативы удельных выбросов оксидов серы для котельных установок,
мг/нм³ (при 6 % O₂ для твердых топлив и 3 % O₂ для жидких
и газообразных топлив)**

Тепловая мощность, МВт	Виды топлива	ЕС (с 11.2001)	Россия (с 31.12.2000)	ЭЧ ТЭС
50...100	Газообразное	35		200...300
	Жидкое	850		
	Твердое	850 ¹ 200 ²		
100...300	Газообразное	35	–	
	Жидкое	400	1300 ³	
	Твердое	200 ¹ 200 ²	1000 ⁴ 700 ⁵	
> 300	Газообразное	35	–	
	Жидкое	200	700	
	Твердое	200 ¹ 200 ²	700	

¹ Общий случай.

² Биомасса.

³ Для котлов мощностью до 200 МВт.

⁴ Для котлов мощностью 200...250 МВт.

⁵ Для котлов мощностью 250...300 МВт.

В ряде стран ЕС для действующих котлов установлены также национальные нормативы, значительно более жесткие, чем общеевропейские. Так, например, в Швеции для котлов мощностью более 500 МВт удельные выбросы оксидов азота с 1992 года составляют 80 мг/нм³ [7].

В США действует система двухуровневого нормирования выбросов вредных веществ. Регламентируются они государством, при этом отдельные штаты имеют право их ужесточить, как, например, в Калифорнии. В отличие от других стран в США нормируются выбросы с учетом используемой технологии сжигания топлива. Введение нормативов 1995 года (на период 1996–2000 годы – первый этап), в частно-

сти, позволило снизить выбросы оксидов азота на 400 тыс. т. Выполнение норм второго этапа (после 2000 года – см. табл. 1.5) позволит снизить выбросы оксидов азота еще на 820 тыс. т.

Регулирование выбросов загрязнителей стационарными источниками в нашей стране обеспечивается системой разрешаемых местными природоохранными органами предельно допустимых и временно согласованных выбросов – ПДВ и ВСВ (ГОСТ 17.2.02-78). В интервале выбросов до ПДВ загрязнение воздуха сверх ПДК не происходит. При эмиссии от ПДВ до некоторого директивно устанавливаемого уровня (ВСВ) предприятию разрешают выброс, приводящий к загрязнению атмосферы сверх ПДК. Выбросы в интервалах от 0 до ПДВ и от 0 до ВСВ оплачиваются предприятиями по различающимся директивно устанавливаемым тарифам с учетом коэффициентов фонового загрязнения воздуха в регионе.

Таблица 1.7

Нормативы удельных выбросов твердых частиц для котельных установок, мг/нм³ (при 6 % O₂ для твердых топлив и 3 % O₂ для жидких и газообразных топлив)

Тепловая мощность, МВт	Виды топлива	ЕС (с 27.11.2003)	Россия (с 31.12.2000)	ЭЧ ТЭС
50...100	Газообразное	10 ¹ 30 ²	–	50
	Жидкое	100	–	
	Твердое	100	150-150 ³	
100...300	Газообразное	10 ¹ 30 ²	–	
	Жидкое	–	–	
	Твердое	–	150...150 ³	
> 300	Газообразное	10 ¹ 30 ²	–	
	Жидкое	–	–	
	Твердое	–	50...150 ³	

¹ Для доменных газов.

² Для других газов металлургической промышленности.

³ В зависимости от зольности.

Таблица 1.8

Основные исходные требования к экологически чистой тепловой электрической станции ($\alpha = 1,4$ и нормальных условиях)

Показатели	Размерность	ТЭС
Золы не более	г/м ³	0,05
Оксидов серы	г/м ³	0,2...0,3
Оксидов азота	г/м ³	0,15...0,2
Неочищенных жидких стоков	%	0
Доля твердых отходов, используемых в народном хозяйстве	%	80

Экологически чистая ТЭС – это в данном случае ориентир, к которому надо стремиться, по уровню вредных выбросов. Показатели ЭЧ ТЭС – это тот идеал, который может быть достигнут при внедрении новых технологий сжигания и очистки выбросов от загрязнителей. Требования к таким ТЭС видны из табл. 1.8.

Часть II

НЕТРАДИЦИОННАЯ ЭНЕРГЕТИКА. ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

ВВЕДЕНИЕ

Основные технические и экономические причины, которыми обусловлен бурный интерес в мире в особенности с 1995–2000 гг. к нетрадиционным и возобновляемым источникам энергии (НВИЭ), вызваны принципиальными технико-экономическими проблемами традиционной энергетики (в первую очередь, тепловые и атомные электростанции):

- быстрым истощением природных ресурсов;
- загрязнением окружающей среды;
- резким повышением капитальных и эксплуатационных затрат при внедрении перспективных технологий, направленных на повышение эффективности использования первичных топливно-энергетических ресурсов и недостаточно эффективных для улучшения экологической ситуации.

При этом использование ВИЭ позволяет не только улучшить экологию за счет снижения выбросов парниковых газов, но и обеспечить энергетическую безопасность регионов, не располагающих ископаемыми топливно-энергетическими ресурсами, сохранить ограниченные запасы собственных энергоресурсов, развить индустрию создания новых экономически оправданных машин и технологий, увеличить возможность потребления сырья (газ, нефть, уголь) для неэнергетического использования.

Необходимость развития нетрадиционных возобновляемых источников энергии (НВИЭ) в России обусловливается следующими принципиальными (кроме общемировых) факторами:

- возможностью решения проблем энергообеспечения отдаленных, труднодоступных и экологически напряженных районов;
- сокращением объема строительства линий электропередач, особенно в труднодоступных и отдаленных местах;
- участием в оптимизации графиков загрузки оборудования на электростанциях с учетом их сезонного использования;
- снижением выбросов CO₂, NO_x и других компонентов, что позволяет финансировать строительство за счет использования оплат «квот за выбросы» (согласно Киотскому протоколу);
- организацией децентрализованного энергоснабжения на территории, где централизованное экономически неоправданно, так как доставка топлива в эти регионы затруднена, и оно используется недостаточно эффективно.

Несмотря на крупные мировые научно-технические достижения в разработке конструкций и технологий по использованию ВИЭ, динамика их практического использования в России весьма неравномерна и уровень использования ограничен.

При наличии высокотехнологичных разработок оборудования практически по всем видам ВИЭ и при экономически эффективном потенциале – 270 млн т у.т. (без крупных ГЭС и дровяной биомассы и торфа) фактически используется 1,5 млн т у.т. Активно использовались ВИЭ (дровяная масса, торф) в 30-х годах. Затем, в 60-х годах, из-за доступности жидкого и газообразного топлива доля использования ВИЭ резко снизилась (только использование биомассы составило менее 2 %). И только изменившиеся в последние годы (начиная с 1980-х, позднее, чем во всех странах мира) экономические условия и связанный с ними рост цен на традиционные виды топлива, а также экологические требования возобновили интерес и в России к практическому использованию нетрадиционной энергетики.

Исходя из реальных потребностей, в мире наблюдается также тенденция в создании автономных источников энергообеспечения, рассчитанных на самого мелкого потребителя (дома, коттеджи, фермы,

отдельные предприятия, школы и др.). Они базируются главным образом на НВИЭ.

Особенно активно автономные источники энергии развиваются в Китае, Индии, Южно-Африканских странах, а также в США, Скандинавии, Германии, Новой Зеландии, Канаде, Италии.

Весьма существенная ставка на развитие водородной энергетики и топливных элементов, как и других видов нетрадиционной энергетики, сделана Евросоюзом и США. С 2003 г. США и Евросоюз скоординировали глобальное сотрудничество по ускорению развития водородной энергетики.

Как это уже неоднократно подчеркивалось, использование ископаемого углеводородного сырья (нефть, газ) ограничено. В связи с этим мир стремится избежать мирового энергетического кризиса. При этом пессимисты утверждают, что он возможен через 20 лет, оптимисты – через 50, а это в масштабах человечества сроки весьма малые (как и разница в цифрах прогноза). Естественно, перспективен вариант с развитием атомной энергетики, чем занимаются и США и Россия. Но и атомная энергетика зависит от ограниченных запасов урана и, кроме того, наносит существенный удар по окружающей среде своими радиоактивными отходами. Еще более существенно влияет на окружающую среду использование угольных технологий. Перспективой избежать энергетического кризиса в мире является использование термоядерной энергии. Термояд – это неиссякаемый источник энергии (по существу, второе солнце) и практически экологически чистый (если не считать эмиссионных нейтронов). Лучшее термоядерное топливо изотоп гелий-3. На земле этот изотоп практически отсутствует, что заставляет работать с дейтерием. В изобилии этот изотоп имеется на Луне. Именно этим, а не только научным любопытством можно объяснить планы США по колонизации Луны и Марса, объявленные президентом в январе 2004 г. Это не столько космическая, сколько экономическая программа. Прагматичные США по реализации этой программы через 20 лет могут стать обладателями мирового энергетического рынка. По мнению академика Э. Алимova (институт геохимии и аналитической химии РАН), одного загруженного сжиженным гелием «Шаттла» хватит на обеспечение энергопотребления США на целый год, а двух «Шаттлов» – на годовое обеспечение всей планеты.

Так как не у всех стран экономические возможности позволяют осуществлять столь дорогостоящие проекты, они активизируют работы по использованию альтернативных углеводородному топливу источников энергии.

1. ВИДЫ И КЛАССИФИКАЦИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ (ВИЭ)

К возобновляемым источникам энергии относятся:

- солнечное излучение (гелиоэнергетика);
- энергия ветра (ветроэнергетика);
- энергия рек и водотоков (гидроэнергетика);
- энергия приливов и отливов;
- энергия волн;
- геотермальная энергия;
- рассеянная тепловая энергия: тепло воздуха, воды, океанов, морей и водоемов;
- энергия биомассы, куда в свою очередь относятся:
 - растительная биомасса, образуемая на основе фотосинтеза и включающая различные виды растений;
 - биомасса животного происхождения, представляющая отходы жизнедеятельности и переработки животных, включая птицеводство;
 - торф (согласно международной классификации торф относится к растительной биомассе);
 - бытовые отходы антропогенной деятельности (органического состава);
 - органические отходы целлюлозно-бумажной, деревообрабатывающей и лесной промышленности, лесозаготовок.

Все это многообразие можно свести к трем глобальным видам источников:

- энергия Солнца;
- энергия Земли;
- энергия орбитального движения планет.

В свою очередь возобновляемые источники энергии делятся на группы:

– нетрадиционные возобновляемые источники энергии 1-й группы (НВИЭ-1), куда входят: энергия солнца, ветра, геотермальная энергия и др.;

– нетрадиционные возобновляемые источники 2-й группы (НВИЭ-2) куда входят биомасса, продукты ее переработки, бытовые отходы и др.

В понятие «Нетрадиционные возобновляемые источники энергии (НВИЭ) не входят возобновляемые источники энергии, получаемые за счет крупных гидроэнергетических установок (гидроэлектростанции большой мощности) в отличие от гидроэнергии, используемой за счет малых рек и водотоков.

2. ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ (ВЭР) В МИРЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ

По данным Мирового Энергетического совета, представившего варианты прогноза ввода новых возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в миллионах тонн нефтяного эквивалента до 2020 года, в максимальном варианте они достигают 8...12 % (табл. 2.1).

Т а б л и ц а 2.1

Прогноз вклада ВИЭ в общее энергопотребление

№ п/п	Вид нетрадиционных энергоресурсов	Вариант прогноза и вклад возобновляемых источников энергии			
		минимальный		максимальный	
		млн т н.э.	%	млн т н.э.	%
1	Современная биомасса	243	45	561	42
2	Солнечная энергия	109	20	355	26
3	Ветровая, геотермальная энергия, малые ГЭС, твердые бытовые отходы	187	35	429	32
	ВСЕГО	539	100	1345	100
	Доля общего первичного энергопотребления, %	3...4		8...12	

Масштабные проекты развития малой нетрадиционной энергетики активно реализуются в Канаде, Италии, Новой Зеландии. Современная биомасса в этих проектах включает в себя отходы сельскохозяйственного производства, осадки сточных вод, органические отходы лесной, пищевой, мясомолочной, деревообрабатывающей, гидролизной и целлюлозно-бумажной промышленности, а также твердые отходы коммунального хозяйства.

По прогнозу мирового энергетического конгресса, к 2020 году доля возобновляемых ресурсов в балансе мировой энергетики может достигнуть 20 % и при этом биомасса составит более одной трети, что примерно в 2...3 раза превышает ожидаемые доли реализации других возобновляемых источников (солнечной, геотермальной, ветровой) [13].

В мире, по данным Международного энергетического агентства, производство электроэнергии с использованием нетрадиционных возобновляемых источников энергии к 2002 г. оценивалось более чем в 200 млрд кВтч, что составляет примерно 2 % общемировой выработки энергии. Мощность нетрадиционных энергоустановок, например в США, составляет около 1 % всей мощности электростанций страны. В Дании уже сейчас более 15 % электроэнергии производится нетрадиционными возобновляемыми источниками.

3. ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ РОССИИ И ПЕРСПЕКТИВЫ ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ

Российская Федерация располагает значительными возобновляемыми энергоресурсами, что видно из табл. 2.2.

Следовательно, использование энергии биомассы дает экономический потенциал достаточно весомый, значительно превышающий потенциал от энергии ветра, солнечной энергии, сопоставимый с гидроэнергоресурсами для малых ГЭС. Особенно важно, что эти ресурсы в достаточном количестве имеются в большинстве регионов, в первую очередь в проблемных с точки зрения энергоснабжения.

Потребность расширения использования возобновляемых источников энергии и местных энергоресурсов для России актуальна, в связи

Ресурсы НВИЭ России

№ п/п	Возобновляемые энергоресурсы	Потенциал нетрадиционных источников энергии, т условного топлива		
		Валовый, млрд т	Технический, млрд т	Экономический, млн т
1	Гидроэнергоресурсы для малых ГЭС	0,36	0,125	65...70
2	Геотермальная энергия	180000	20000	115...150
3	Энергия биомассы	10	0,05...0,07	35...50
4	Энергия ветра	26	2	12...15
5	Солнечная энергия	2300	2,3	13...15
6	Низкопотенциальное тепло	0,525	0,105	30...35
ВСЕГО		183000	25000	270...335

с тем, что примерно на 70 % территории страны, где постоянно проживает около 20 млн человек, нет централизованного энергоснабжения, а во многих случаях оно экономически неоправданно. Приходится завозить в эти регионы с большими трудностями и расходами топливо и крайне неэффективно его использовать.

Развитие нетрадиционной энергетики позволяет решить проблему энергообеспечения отдаленных труднодоступных и экологически напряженных регионов.

Распространение возобновляемых источников энергии, кроме того, способствует уменьшению объемов строительства линий электропередачи, особенно в труднодоступных и отдаленных местах; оптимизации графиков загрузки оборудования на базовых электростанциях с учетом их сезонного использования; сокращению выбросов CO₂ и NO_x и других вредных веществ.

К сожалению, на 2002 г. общий вклад невозобновляемых источников энергии в России составляет весьма малую величину и не превышает 0,1 %.

В то же время, как известно, основные фонды энергетической отрасли ускоренно стареют. К 2010 г. парк генерирующего оборудова-

ния, выработавшего свой ресурс, может достигнуть 100 млн кВт, что примерно составляет 50 % установленной мощности. В этих условиях целесообразно увеличить долю нетрадиционной энергетики в балансе электроэнергии.

Для этого необходимо предусмотреть увеличение доли нетрадиционной энергетики в балансе электростанций в программе «Схема развития ОЭС России на период до 2010 года».

Россия обладает значительными ресурсами растительной биомассы. В табл. 2.3 по данным Гипролестранса на 1995 г. [13] приводятся объемы лесозаготовок и ресурсы отходов лесопереработки, а в табл. 2.4 – запасы торфа и возможные масштабы его годовой добычи по регионам.

Т а б л и ц а 2.3

**Сводные данные по заготовке и переработке леса в России, млн м³
(по расчету Гипролестранса на 1995 г.)**

№ п/п	Экономический регион	Объем лесозаготовок, млн, м ³	Ресурсы отходов лесопереработки, млн, м ³	Потребность в древесине на топливные (энергетические) нужды, млн м ³
1	Российская Федерация в целом	334,97	53,44	57,14
1.1	Северный	78,54	8,29	9
1.2	Северо-Западный	13,2	1,7	1,6
1.3	Центральный	26,11	3,52	5,5
1.4	Волго-Вятский	22,33	2,76	4,3
1.5	Центрально-Черноземный	1,08	0,28	0,35
1.6	Поволжский	5,12	2,04	3,11
1.7	Северо-Кавказский	2,14	0,87	0,6
1.8	Уральский	51,49	5,92	7,5
1.9	Западно-Сибирский	34,02	3,66	5
1.10	Восточно-Сибирский	65,68	11,46	10
1.11	Дальневосточный	35,01	3,23	5,3

Т а б л и ц а 2.4

Запасы торфа и возможные масштабы его годовой добычи, млн т

№ п/п	Область	Запасы, млн т	Возможный масштаб годовой добычи, млн т
1	Ленинградская	1084	14,6
2	Псковская	1018	13,9
3	Новгородская	1268	17,5
4	Архангельская	2195	21,1
5	Вологодская	2832	33,2
6	Республика Коми	1654	14,8
7	Тверская	1387	23,6
8	Кировская	550	8
9	Костромская	573	6,8
10	Свердловская	4416	47,7
11	Тюменская	19079	192,3
12	Томская	30984	–
13	Новосибирская	7458	–
14	Омская	4974	–
15	Камчатская	3713	–
16	Красноярский край	3800	–
	ВСЕГО	86985	393,5

Кроме того, в городах образуются значительные количества твердых бытовых отходов – более 400 кг на человека в год, органическая часть которых превышает 50 %.

В целом, доступные для энергетического использования ресурсы растительной биомассы в России эквивалентны, примерно 400 млн т у.т. (а по некоторым оценкам даже 1 млрд т у.т.) [13].

В пределах России ежегодно конвертируется до 227×10^{21} Дж солнечной энергии и производится до 15 млрд т биомассы (в результате усвоения миллиардов тонн углекислого газа). Энергия химических связей этого количества биомассы составляет $0,24 \times 10^{24}$ Дж, что эквивалентно 8,2 млрд т условного топлива.

В стране за год накапливается до 320 млн т органических отходов (сухого вещества), из которых 250 млн т в сельском хозяйстве и 60 млн т в виде твердых бытовых отходов [14].

4. СРАВНИТЕЛЬНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ КАПИТАЛЬНЫХ ЗАТРАТ, СЕБЕСТОИМОСТИ И СРОКОВ ОКУПАЕМОСТИ ДЛЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК В ТРАДИЦИОННОМ ИСПОЛНЕНИИ И С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВИЭ

Существующая устойчивая тенденция роста капитальных вложений в традиционную энергетику стимулирует в свою очередь их снижение при внедрении технологий с использованием возобновляемых источников энергии.

С 1980 по 1999 гг. удельные капитальные вложения на тепловых электростанциях повысились с 750 долл. за киловатт установленной мощности до 1000...1100 долл.; на атомных электростанциях с 1500 долл./кВт до 2200 долл./кВт.

Например, для строящейся электростанции Пуэртольяно (Испания), являющейся крупнейшей в мире угольной ТЭС, использующей газификацию угля и комбинированный парогазовый цикл производства электроэнергии удельные капитальные вложения составляют 1714 долл./кВт.

За этот же период (1980–1999 гг.) удельные капитальные вложения в ветроустановки снизились с 4000 долл./кВт до 900 долл./кВт. Удельная стоимость фотоэлектрических модулей за этот период снизилась с 50000 долл./кВт до 4000–5000 долл./кВт. Отечественное оборудование для ВИЭ дешевле импортного на 30–50 % и более. Например, удельная стоимость 1 кВт установленной мощности в России для малых ГЭС составляет 1000–1200 долл., а для микроГЭС, работающих изолированно — 600–700 долл., тогда как в Европе удельная стоимость для этих установок равна 1500–1800 долл. [12].

Цена 1 кВтч электроэнергии для электростанций на угле в настоящее время (2000 г.) составляет 5,2–8 центов, на газе 5–6,5 центов, на атомных электростанциях 4–8 центов.

Цена 1 кВтч электроэнергии от ВИЭ за рубежом составляет (табл. 2.5):

- для микро- и малых ТЭС 3–4 цента;
- для ветростанций 4–5 центов;
- для геотермальных станций 5–6 центов;
- для электростанций на отходах деревообработки 6–7 центов.

**Усредненные максимальные и минимальные цены на электроэнергию
от разных источников [17]**

№ п/п	Тип источника энергии	Цена, цент/кВтч	
		Максимальная	Минимальная
1	Микро- и малые ГЭС	4	3
2	Ветроэлектростанции	5	4
3	Геотермальные станции	6	5
4	ТЭС на отходах деревопереработки (древесная биомасса)	7	6
5	ТЭС на продуктах газификации биомассы	9	8
6	ТЭС на биогазе свалок твердых бы- товых отходов (ТБО)	8	4,5
7	ТЭС на твердых бытовых отходах (ТБО)	7	4,5
8	Солнечные термодинамические электростанции	10	8
9	Фотоэлектрические электростанции	28	20
10	Тепловые электрические станции (ТЭС) на угле	8	5,2
11	Экологически чистые ТЭС	9	7
12	ТЭС на газе	6,5	5
13	Газотурбинные (ГТ) электростанции с комбинированным циклом	5	3,7
14	Атомные электростанции	8	4

Цена на электроэнергию в России в централизованных энергосистемах составляет 1,5–2,0 цента/кВтч, а в автономных энергосистемах – 4–30 центов/кВтч и более.

В Дании, например, стоимость электроэнергии от угольных ТЭС повысилась за период 1980–1998 гг. с 0,045 экю за 1 кВтч до 0,05 экю, а цена электроэнергии за этот же период от ветростанций снизилась с 0,13 экю за 1 кВтч до 0,035 экю.

Срок окупаемости капитальных вложений в энергетике составляет 8–10 лет. Кроме того, тепловая электрическая станция строится 6–8 лет, а крупная гидростанция 10–12 лет.

Ветростанция, например мощностью 50 МВт, за рубежом строится за 5–6 месяцев, начиная от подписания контракта, и окупается за 8–10 лет.

По расчетам Минэнерго России [12] срок окупаемости различных проектов на ВИЭ составляет от 3 до 15 лет. Федеральной программой «Развитие нетрадиционной энергетики России на 2001–2005 гг.» предусматривается приращение замещения органического топлива в объеме 2,2 млн т условного топлива в год. При этом предусматривается срок окупаемости капитальных затрат на указанный объем 5 лет. Расчеты, проведенные Минэнерго РФ [12] для различного сочетания факторов, влияющих на срок окупаемости объектов возобновляемой энергетики, показали следующее:

- в централизованных энергосистемах приемлемый срок окупаемости 5–10 лет – имеет место при удельных капитальных вложениях 1500 долл./кВт и менее при числе часов использования установленной мощности 2000 часов и более в год;

- для автономных энергосистем – соответственно 2000 долл./кВт и 1500 часов в год;

- установленным критериям соответствуют практически все виды оборудования возобновляемой энергетики.

5. ФАКТОРЫ, СТИМУЛИРУЮЩИЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВИЭ

5.1. СТИМУЛИРУЮЩИЕ ПРИЧИНЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВИЭ В РАЗВИТЫХ СТРАНАХ

Основными причинами, по которым развитые страны активно занимаются использованием ВИЭ, являются следующие.

- Обеспечение энергетической безопасности. Со времени топливного кризиса 1973 г. в период 1973–1976 гг. разработаны и реализованы с превышением планы развития энергетики на возобновляемых ресурсах. Это вызвано необходимостью смягчения зависимости от импорта нефти.

В последние годы (начиная с 2000 г.) вновь повышается актуальность использования ВИЭ в связи с повышением признаков нового экономического кризиса (повышение цен на нефть и газ).

– Экология, связанная с необходимостью снижения выбросов парниковых газов от энергетики.

Это требование нашло концентрированное выражение в Киотском протоколе, где сформированы квоты снижения этих выбросов для разных стран.

– Сохранение запасов собственных энергоресурсов и увеличение потребления сырья для неэнергетического использования топлива.

– Завоевание мировых рынков (особенно в развивающихся странах).

5.2. ПРИЧИНЫ, СТИМУЛИРУЮЩИЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВИЭ В РОССИИ

Все причины, указанные выше, по которым развитые страны активно работают в области использования ВИЭ, безусловно, относятся и к России. Однако для России имеет место специфика, связанная с состоянием экономики и самого общества в целом, т.е. экономические и социальные критерии. Сюда относятся (в порядке приоритетности):

– обеспечение энергоснабжения удаленных районов, не подключенных к сетям энергосистем.

В районы Крайнего Севера, Дальнего Востока и Сибири ежегодно завозится 6...8 млн т жидкого топлива (дизельное топливо, мазут) и 20.. .25 млн т угля. В связи с увеличением транспортных расходов стоимость топлива удваивается и составляет, например в Республике Тыва, в Республике Алтай, на Камчатке, 350 и более долларов за тонну условного топлива;

– предотвращение или снижение ограничений потребителей подключенных к сетям энергосистем.

В особенности это относится к дефицитным энергосистемам. Здесь необходимо создание конкурентной среды в энергетике, так как ограничение потребителей с ФОРЭМ (Федеральный оптовый рынок энергии и мощности) по разным причинам, а также перерывы в энергоснабжении из-за аварийных отключений приносят ущерб, оцениваемый в миллиарды долларов (в сельском хозяйстве, в непрерывных производствах обрабатывающей промышленности и других отраслях с непрерывным технологическим циклом);

- снижение общей экологической напряженности за счет снижения всего комплекса вредных выбросов (оксидов азота, серы, твердых пылевзвесей и др.), не только парниковых газов;
- обеспечение энергетической безопасности регионов России с напряженными условиями энергоснабжения (Камчатка, Сахалин, Чукотка, Приморье, Архангельская область и др.);
- создание регулируемого рынка независимых энергопроизводителей;
- развитие собственной промышленности (реализация научно-технического потенциала России, увеличение в экспорте доли машин и оборудования и др.).

Основное преимущество возобновляемых источников энергии – их неисчерпаемость и экологическая чистота. Их использование не изменяет энергетический баланс планеты. Именно эти качества являются главной причиной бурного развития технологий с использованием возобновляемых источников энергии. Использование ВИЭ играет значительную роль в решении трех главных проблем, стоящих перед человечеством: энергетика, экология, продовольствие.

6. СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ (ВИЭ) ПО ОСНОВНЫМ ВИДАМ В МИРЕ И РОССИИ

6.1. ОБЩАЯ ПЕРСПЕКТИВА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВИЭ

По оценке Американского общества инженеров-электриков, если в 1980 г. доля производимой электроэнергии в мире на ВИЭ составляла 1 %, то к 2003 г. она достигла 5 %, а к 2020 г. 13 % и к 2060 г. 33 %.

По данным Министерства энергетики США в этой стране к 2020 г. объем производства электроэнергии на базе ВИЭ может составить от 11 до 22 % от общего производства (включая мощные ГЭС).

В планах Европейского Союза увеличение доли использования ВИЭ в энергопотреблении (т.е. производства электричества и тепла) с 6 % в 1996 г. до 12 % в 2010 г. Большое внимание поддержке и субсидированию разработок по использованию ВИЭ, уделяемое в странах

ЕС, способствует быстрому развитию этой важной отрасли энергетики. Это видно из табл. 2.6, где приведены сравнительные данные по перспективам роста мощностей по отдельным видам ВИЭ в ЕС.

Т а б л и ц а 2.6

**Сравнительные данные по перспективам роста мощностей
по отдельным видам ВИЭ в ЕС**

№ п/п	Вид энергии	Единицы измерения	Сопоставляемые годы	
			1995	2020
1	Ветровая	МВт	2500	40000
2	Гидравлическая	МВт	92000	105000
3	Энергия биомассы	млн т нефтяного эквивалента	44,8	135
4	Геотермальная:	МВт		
	– электрическая мощность		500	1000
	– тепловая мощность		1300	5000

Как видно из таблицы, в течение 25 лет мощности энергоустановок на биомассе и геотермальных станций возрастут более чем в 3 раза, а потенциал ветроэнергетики увеличится в 16 раз.

Предполагается также, что к 2020 году мощности ВИЭ на солнечной энергии (в основном тепловые) составят 35 млн т нефтяного эквивалента, а на энергии мирового океана (приливы и отливы, океанские течения, энергия волн и др.) 1000 МВт.

Более двух третей мировых мощностей, использующих энергию ветра, которые в 2001 г. превысили 23000 МВт приходится на Европу (лидеры здесь Германия, Дания, Испания).

Согласно директивным указаниям ЕС в ближайшие 10 лет (2000–2010 гг.) производство энергии на ВИЭ должно удвоиться и к 2010 г. достигнуть почти 22 % от общей выработки (включая выработку гидроэлектростанций).

При этом основной результат в общей картине определяет Германия, в которой планируется увеличение доли ВИЭ (в основном за счет энергии ветра, солнца и биомассы) с 5,9 % в 2000 г. до 12 % в 2010 г.

В Великобритании доля ВИЭ в 2010 г. составит 10 % при установленной мощности 7000 МВт (в 2000 г. доля ВИЭ 2,8 %), при этом выбросы CO₂ сократятся на 2,7 %. В Дании доля ВИЭ уже в 2000 г. составила 10 %. В Нидерландах соответственно 3 % в 2000 г, и 10 % в 2020 г. Швеция и Австрия лидируют в использовании энергии биомассы.

Т а б л и ц а 2.7

Прогноз роста установленной в мире мощности оборудования НВЭ

№ п/п	Вид оборудования или технологии	Единицы измерения	Сопоставляемые годы	
			1995	2020
1	Фотоэлектричество (годовое производство фотоэлементов)	ГВт (годовое производство фотоэлементов)	0,938/0,26	9,2/1,7
2	Ветроустановки, подключенные к сети	ГВт	14	74
3	Малые ГЭС (единичная мощность до 30...50 МВт)	«	70	175
4	Электростанции на биомассе	«	18	92
5	Солнечные термодинамические станции	«	0,2	10
6	Геотермальные электростанции (при ежегодном росте 10 и 15 % соответственно)	«	7,97	20,7...32,25
	Итого	ГВт	111,1	380,9...392,45
7	Геотермальные теплостанции (при ежегодном росте 10 и 15 % соответственно)	ГВт (тепл)	17,174	44,55...69,50
8	Солнечные коллекторы и системы	ГВт (тепл)	11...60	55...300

В мире электрическая мощность электростанций на ВИЭ (без крупных ГЭС) в 2010 г. составит 380...390 ГВт. Для сравнения, это превышает мощность всех электростанций России в 2000 г. (215 ГВт) в 1,8 раза.

Прогноз роста установленной в мире мощности оборудования не-традиционной возобновляемой энергии (НВЭ) виден из табл. 2.7.

6.2. ПРИНЦИПЫ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК НА НВИЭ

В [49] выполнен обстоятельный аналитический обзор по рассматриваемым установкам на зарубежных объектах.

6.2.1. Гелиоэнергетика

Огромный энергетический потенциал солнца (ежегодно на Землю передается энергия, эквивалентная 50 трлн. т топлива) распределяется с весьма низкой плотностью – в среднем 150...250 Вт на квадратный метр. Чтобы получить мощность средней электростанции 1000 МВт, требуется аккумулировать солнечную энергию с площади 4 км². Для использования солнечной энергии применяются три основных технологии.

1. Гелиоустановки горячего водоснабжения и солнечного отопления с помощью солнечных коллекторов, дающих низкотемпературное тепло. Применяются для обогрева зданий, кондиционирования воздуха, опреснения морской воды, сушки сельскохозяйственной продукции и др. (Наибольшая реализация – в Израиле, на Кипре, в США, Швейцарии, Японии, Китае, Индии, Латинской Америке, ряде стран Африки.)

2. Солнечные электростанции (СЭС), где с помощью системы ориентированных на солнце отражателей (параболоидов или параболических цилиндров), в фокусе которых находятся емкости или трубы с теплоносителем, обеспечивается нагрев этого теплоносителя до кипения, пар которого используется в паросиловом технологическом цикле (пар-турбина-электрогенератор). Для возможности беспереывной ра-

боты установок по получению электроэнергии, независимо от времени суток (ночное время) и состояния атмосферы (пасмурная погода) в едином комплексе совмещается СЭС и газовая ТЭС. При этом днем в солнечную погоду основную нагрузку имеет СЭС, а ночью и в пасмурную погоду к тем же турбогенераторам подключается ТЭС (реализовано на ряде установок в Швейцарии, США).

3. Фотостанции (ФЭС), где происходит прямое преобразование солнечной энергии в батарее фотоэлементов. Здесь электрический ток преобразуется за счет явления фотоэмиссии, когда возбуждаемые фотонами солнечного света электроны полупроводника (легированный кремний, арсенид галлия и др.) создают в нем электрический ток. КПД промышленного фотопреобразования составляет 20...25 % (в реальном использовании лидирует Швейцария). Малая плотность солнечного лучевого потока, суточные и погодные его колебания требуют использования для ФЭС огромных площадей. Эти проблемы во многом решаются при выносе ФЭС в околоземное пространство на геостационарную орбиту.

Наиболее перспективна гелиоэнергетика для использования коллекторных гелиоустановок горячего водоснабжения и отопления, а также ФЭС малой и средней мощности для автономного энергоснабжения (особенно в горных районах).

6.2.2. Ветроэнергетические установки (ВЭУ)

В этих установках под напором воздушного потока ветроколесо с лопастями (или винт) вращается, передавая крутящий момент напрямую или через систему трансмиссий электрогенератору.

Основные проблемы – обеспечение надежности и эффективности при минимальных (1...2 м/с) и ураганных скоростях ветра (25 м/с и выше), а также шумовые нагрузки на окружающую среду (реализация на автономных условиях осуществлена в Германии, Дании, Швеции, США, КНР, Нидерландах, Испании и др.).

Перспективны карусельные ВЭУ с вертикальной осью вращения, для которых, в свою очередь, из-за тихоходности требуются для выработки электроэнергии специальные низкооборотные многополюсные электрогенераторы либо повышенные обороты редукторов.

6.2.3. Гидроэнергетика

Нетрадиционная гидроэнергетика, рассчитанная, в отличие от малых и микроГЭС, на большие мощности, связана с использованием механической энергии приливов, волн и течений.

Теоретически один приливно-отливной цикл мирового океана эквивалентен 8 трлн. кВтч электроэнергии, а практически технически возможно использовать около 2 % этого потенциала. Максимальная высота приливов в благоприятных по данным условиям местах достигает 10 м. Приливные электростанции (ПЭС) сооружаются с плотинами в створе, с накоплением приливно-нагонных масс воды и пропуском приливного и отливного потока через турбины. Разрабатываются также ПЭС поплавкового типа, в которых работа, совершаемая приливом при поднятии системы, расположенной на водной поверхности поплавков, преобразуется в электричество.

Волноприбойные электростанции (ВПЭС) технологически строятся в основном по поплавковым схемам; другим техническим вариантом ВПЭС является поршневая схема, в которой волновые колебания уровня воды в вертикальных колодцах используются в качестве «поршней», прогоняющих через турбины воздух, находящийся над водой в этих колодцах.

Моретермальные электростанции (МТЭС) построены на использовании тепловой энергии океана (моря), основаны на том, что между водой на поверхности и водой на глубине уже в первые сотни метров существует значительная (до 20 °С) разница температур. Они работают с применением испарительно-конденсационного цикла теплоагента на принципе испарения жидкого аммиака, фреона или другого теплоносителя за счет отбора тепла глубинной холодной воды (температура воды у поверхности в ряде географических мест океана достигает 27...28 °С, а на глубинах 500...1000 м составляет 4...6 °С). Технологически они выполняются погружными или полупогружными плавающими станциями.

Наиболее перспективными направлениями развития гидроэнергетики в настоящее время (2000 г. и далее) считают (кроме развития гидроаккумулирующих станций – ГАЭС) малые 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 – 10 МВт). Установки мощностью менее 0,1 МВт относятся к категории микроГЭС.

Основными критериями при принятии решения о строительстве малых и микроГЭС являются:

- наличие благоприятных местных условий по источнику воды и рельефу;
- отсутствие развитых региональных энергосистем;
- целесообразность создания автономной системы энергоснабжения.

По экспертным оценкам экономический гидроэнергетический потенциал, пригодный к эксплуатации системами малых ГЭС и микроГЭС, в мире составляет около 35 % от общего гидроэкономического потенциала. В настоящее время (2000 г.) он используется не более чем на 3...5 %.

В связи с изложенным рынок малых и особенно микроГЭС, сдаваемых подрядчиком «под ключ» является весьма перспективным в мире.

6.2.4. Геотермальная энергетика

Потенциал геотермальной энергии базируется на использовании естественного тепла Земли. В среднем на планете температура повышается на 33 °С на 1 км глубины. Однако есть территории, где уже на относительно небольшой глубине температура горных пород и пропитывающих их подземных растворов (источников) весьма велики.

В зависимости от температуры воды, пара или пароводяной смеси геотермальные источники подразделяются:

- на низко- и среднетемпературные с температурой до 130...150 °С;
- высокотемпературные с температурой более 150 °С.

Технология использования геотермальной энергии заключается в извлечении на поверхность при помощи пробуренных скважин горячих подземных вод – гидротерм или парогидротерм, отбор их тепла и дальнейшая закачка охлажденной воды в пласты для ее повторного нагрева в «природном котле».

Низко- и среднетемпературные гидротермы используются в основном для обогрева и теплоснабжения (Рейкьявик и другие города Исландии, Италия, Франция, Новая Зеландия, Япония, США и др.) – на ГеоТЭС.

Высокотемпературные источники, содержащие сухой пар, выгоднее для сооружения ГеоТЭС (Мексика, Новая Зеландия, Калифорния (США) и др.).

В двухконтурных ГеоТЭС в турбинах непосредственно работает пар или органический теплоноситель второго контура, который получает тепло от химически агрессивных первичных парогидротерм.

Тепло сухих горных пород, нагретых до достаточно высоких температур, используется с помощью циркуляционной закачки в горячие пласты поверхностной воды в геотермальных энергоустановках на основе подземных циркуляционных систем – ПЦС. По этой же технологии создаются системы теплоснабжения и ГеоТЭС (США, Англия, Германия).

Отдельным направлением в геотермальной энергетике является технология комплексной переработки поступающих на ГеоТЭС парогидротерм с извлечением из них ценных компонентов (сероводород, редкие металлы и др.). При этом используется энергия самой ГеоТЭС.

В последние годы (2000 г. и далее) разработаны новые системы теплоснабжения на базе термальных вод, от газотурбинных станций, тепловых насосов.

Они могут применяться как в промышленных, так и жилых районах.

Самые приблизительные расчеты позволяют оценить ресурсы термальных вод Камчатки, Западной Сибири, Дагестана и др. – эквивалентными 100 млн т условного топлива в год.

Термальные воды могут быть использованы для выработки электроэнергии, теплоснабжения зданий, опреснения соленой воды, обогрева теплиц для выращивания овощей и фруктов и для других целей. Особенно целесообразны они для теплоснабжения, поскольку наиболее часто встречаются с температурами ниже 100 °С. После этого охлажденные воды могут быть направлены в парники и теплицы, в плавательные бассейны и др.

Особенно выгодно использование тепла подземных вод в районах, удаленных от мест добычи горючих ископаемых или природного газа.

Некоторые трудности при использовании этих вод создаются их повышенной минерализацией и загазованностью, вызывающие выпадение солей в трубопроводах системы отопления и их коррозию. Для предотвращения выпадения солей в системах отопления применяются поверхностно-активные вещества и различные способы обработки этой воды. Для систем отопления на термальных водах нецелесообразно применять распространенные типы радиаторов большой емкости, в которых вследствие малых скоростей движения воды могут быть вызваны выпадения осадков. Целесообразно в этом случае может быть применение воздушного отопления, поскольку в этих системах протяженность трубопроводов в несколько раз меньше. При этом лучше всего совмещение воздушного отопления с вентиляцией, так как термальные воды могут быть охлаждены до более низкой температуры из-за нагрева холодного наружного воздуха.

При температурах термальных вод ниже 70 °С предусматриваются дополнительные высокотемпературные источники тепла, включающиеся при низких температурах наружного воздуха. Ими могут быть электроотопительные установки, пиковые котельные для дополнительного подогрева термальных вод, тепловые насосы.

В крупных системах теплоснабжения при использовании термальных вод могут применяться два теплоносителя: первичный – термальная вода и вторичный – обычная вода. В этом случае термальная вода или непосредственно своим теплом, или с подогревом в пиковой котельной нагревает в специальных теплообменниках вторичный теплоноситель – воду. Наружные сети и системы отопления в такой схеме выполняются в традиционном варианте.

Оборудование пиковых котельных – теплообменники, арматура, насосы и трубопроводы – должно выполняться и эксплуатироваться с учетом особенностей термальной воды. Производство такого оборудования, как и оборудования всей системы теплоснабжения от термальных источников, тепловых насосов и газотурбинных установок, достаточно перспективно.

6.2.5. Биоэнергетика

Основным видом биомассы, используемой в биоэнергетике, является некоммерческое топливо: древесина и ее отходы, отходы растениеводства и животноводства, а также бытовые отходы.

Используемые промышленные технологии включают в себя:

- прямое сжигание;
- сжигание в смеси с основным топливом;
- термохимическую переработку (газификация топлива);
- биохимическую конверсию (получение биогаза, спирта, этанола)

Суммарный энергетический потенциал некоммерческого топлива в мире составляет свыше 4 млрд т у.т. в год.

Выработка тепловой и электрической энергии на основе прямого и совместного с основным топливом сжигания получила развитие в Швеции, Финляндии, Германии, Канаде, США, Дании и др.

Получение биогаза наиболее развито в Китае (в том числе и кустарными и полукустарными способами), Индии, странах Юго-Восточной Азии, при этом получают также удобрения для сельскохозяйственных нужд.

Получение этанола, этилового спирта на базе биохимической конверсии некоммерческого топлива сильно развито в Бразилии – крупнейшем в мире производителе этилового спирта. Здесь значительная часть автопарка работает на чистом этаноле или спиртобензиновых смесях.

Для усовершенствования технологии биохимической конверсии в особенности бытовых отходов разрабатываются высокоэффективные штаммы анаэробных микроорганизмов, а также разные варианты различных композиций энергетической биомассы, позволяющие повысить выход и качество биогаза.

6.2.6. Водородная энергетика

Главное достоинство водорода, как энергетического топлива, в том, что его удельная теплота сгорания почти втрое выше, чем у нефти, а при его сгорании образуется абсолютно экологически безопасная вода.

Технологический недостаток водорода – его повышенная взрывоопасность и проблемы хранения.

Способами получения водорода являются:

– электролитический, когда водород получается при разложении воды на водород и кислород с помощью пропускаемого электрического тока; при этом производительность электролизных установок ограничена выходом водорода до $5 \text{ м}^3/\text{ч}$ с 1 м^2 поверхности электродов;

– плазмохимический, с технологией, основанной на создании электрического тока в ионизированном газе, находящемся в магнитном поле, когда химические реакции происходят в результате передачи энергии от «горячих» электронов молекулам газа;

– плазмохимический, с технологией получения водорода из сероводорода;

– получение водорода из обратимых топливных элементов.

6.2.7. Энергетика на топливных элементах (ТЭ)

Одним из перспективных способов прямого, экологически чистого преобразования химической энергии топлива в электрическую является технология с использованием топливных элементов (ТЭ). Энергетическая установка содержит батарею ТЭ с соответствующими параллельно-последовательными схемами их соединения. Установка включает три фазы физико-химической системы: газ (топливо-окислитель), жидкий электролит (проводник ионов), металлический электрод (проводник электронов).

Принципиально важным достоинством современных ТЭ является их способность использования в качестве восстановителя газового топлива разного происхождения – природного газа, синтетического газа, биогаза, продуктов газификации (угля, метанола, дизельного топлива, биомассы и др.), а также экологическая чистота и бесшумность процесса.

Технология получения электроэнергии требует двух электродов (катод и анод) и электролит. Топливо (восстановитель) окисляется на аноде, т.е. отдает электроны. Они поступают с анода во внешнюю электрическую цепь, а положительные ионы удерживаются на границе анод–электролит. С другого конца внешней цепи электроны подхо-

дят к катоду, на котором идет реакция восстановления (присоединения электронов окислителем-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 электроде.

При производстве электроэнергии используются следующие типы ТЭ:

- низкотемпературные ТЭ со щелочным электролитом и твердополимерной ионообменной мембраной;
- среднетемпературный ТЭ с фосфорно-кислым электролитом;
- высокотемпературные ТЭ с расплавленным карболитным или твердооксидным электролитом.

Повышение температуры реакций снижает «отравляемость» катализатора и электродов окисью углерода и увеличивает эффективность процесса окислителя на катоде. Известны ТЭ, работающие при температуре 650...700 °С с анодами из никель-хромового композита, катодами из спеченного и окисленного алюминия, и электролитом из расплава карбонатов щелочных металлов (лития и калия). Перспективными считаются энергетические установки на ТЭ с электролитом из твердых оксидов металлов (обычно двуокиси циркония) с рабочей температурой около 1000 °С и выше. КПД таких установок около 50 %. Здесь в качестве топлива пригодны и продукция газификации угля со значительным содержанием окиси углерода. Сбросовое тепло высокотемпературных установок может использоваться для производства пара, который поступает в стандартный турбоэлектрогенераторный цикл, что значительно повышает эффективность использования топлива в комплексе.

6.2.8. Термоядерная энергетика

Одним из перспективных и практически неисчерпаемых источников энергии считается управляемый термоядерный синтез (УТС). Реакция УТС возможна только в горячей плазме. Критерием ее реализации является температура плазмы не менее 100 млн °С, время ее стабильного удержания при достаточно высокой плотности, а также

необходимый объем плазмы при высокой напряженности магнитного поля.

Этого возможно достичь в тороидальной магнитной ловушке ТОКАМАК. Научно-исследовательские работы по этой технологии требуют значительных инвестиций и целесообразны для продолжения.

В термоядерных реакциях синтеза участвуют тяжелые изотопы водорода дейтерия (D) и трития (T) соответственно с двумя и тремя нейтронами в ядре.

При реакции D+D и D+T при слиянии ядер дейтерия и трития образуется нестабильное ядро гелия-5, которое быстро распадается на альфа-частицу (гелия-4) и нейтрон с выделением энергии. В природном водороде дейтерия достаточно много (его можно получить из морской воды), а тритий получают из лития. В термоядерной реакции литиево-дейтериевого цикла нет радиоактивных осколков деления (как в ядерном топливном цикле, которое имело место в Чернобыле и Тримайл-Альеде).

Перспективна также лазерно-импульсная технология разработки ядерного реактора. Здесь на расположенный в фокусе группы шарик из смеси дейтерия и трития (лития) синхронно воздействуют мощными лазерными импульсами, создающими в шарике наряду с испарением его поверхности необходимые для реакции температуру и давление плазмы и термоядерный взрыв.

6.3. СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВИЭ В МИРЕ ПО ОСНОВНЫМ ВИДАМ

Динамика исследования по видам ВИЭ в мире характеризуется следующими данными [12, 16].

6.3.1. Ветроэнергетика

Установленная мощность ветроустановок в мире увеличилась с 6172 МВт в 1996 г., до 12000 МВт в 1999 г. и до 23000 МВт в 2001 г. Прогноз на 2006 г. – около 3600 МВт. Страны-лидеры: Германия – 4444 МВт, США – 1819 МВт; Дания – 1752 МВт; Испания – 1539 МВт; Индия – 1100 МВт.

Оборот ветроэнергетической индустрии в мире в 1998 г. составил 1,7 млрд долларов и по сравнению с 1997 г. увеличился на 31 %.

В Германии, например, только за первую половину 2001 г. введены в эксплуатацию ветроэнергетические установки (ВЭС) мощностью 800 МВт, что на 50 % больше, чем за весь 2000 г., а всего в стране на 2001 г. установлено почти 10000 МВт ВУ. Их доля в выработке электроэнергии составила более 2,5 %.

6.3.2. Геотермальная энергетика

Установленная мощность геотермальных электростанций (ГеоТЭС) возросла с 678 МВт в 1970 г. до 8000 МВт в 2000 г. Страны-лидеры: США – 2228 МВт, Филиппины – 1909 МВт, Мексика – 755 МВт, Италия – 755 МВт, Индонезия – 589 МВт. Среднегодовой рост мощности ГеоТЭС за последние 30 лет составил 8,6 % к предыдущему году.

Установленная мощность геотермальных тепловых установок за последние (1980–2000 гг.) 20 лет возросла с 1950 МВт до 17175 МВт.

Геотермальная энергия – важнейший из нетрадиционных возобновляемых источников энергии (НВИЭ), который уже в 2000 г. стал конкурентоспособен с традиционными. Геотермальная установка мощностью 1 МВт позволяет сэкономить до 3 тыс. т у.т. в год.

6.3.3. Гидроэнергетика

Экономический потенциал гидроэнергии в мире составляет 8100 млрд кВтч. Установленная мощность всех гидроэлектростанций (на 2000 г.) – 669000 МВт, вырабатываемая электроэнергия – 2691 млрд кВтч, т.е. экономический потенциал используется на 33 %.

По экономическому потенциалу малые и микроГЭС составляют около 10 % от общего экономического потенциала. Мировым лидером в малой гидроэнергетике является Китай, где с 1950 по 1996 гг. мощность малых ГЭС выросла с 5,9 МВт до 19200 МВт. В планах Китая на десятилетие (до 2010 года) строительство более 40000 малых ГЭС с ежегодным вводом до 1000 МВт. В Индии на конец 1998 г. установленная мощность малых ГЭС (единичной мощностью до 3 МВт) со-

ставляет 173 МВт и в стадии строительства находятся ГЭС общей мощностью 188 МВт. Определены места строительства еще около 4000 ГЭС общей мощностью 8370 МВт. Эффективно работают малые ГЭС в Австрии, Финляндии, Норвегии, Швеции и др.

6.3.4. Солнечная энергетика

Весьма активно развивается в мире преобразование солнечной энергии в электрическую на основе фотоэлементов и систем. В 1999 г. их производство в мире составило 200 МВт. Годовые темпы роста за последние 5 лет (1995–2000 г.г.) составили 30 %. Страны-лидеры: США – 60 МВт, Япония – 80 МВт, Германия – 50 МВт. Общая площадь солнечных водонагревателей (солнечных коллекторов) в мире превысила на 2000 г. 21 млн м², при этом годовое производство солнечных коллекторов превышает 1,7 млн м². Страны-лидеры: Япония – 7 млн м², США – 4 млн м, Израиль – 2,8 млн м², Греция – 2 млн м².

В штате Калифорния (США) с конца 1980-х годов работает 9 гелиотопливных электростанций израильской фирмы YUZ. Планируется строительство гелиостанций мощностью 105 МВт (мощность гелиотермической части 35 МВт) в Индийском штате Раджастан, а также гелиоТЭС мощностью 100...150 МВт в Катаре. На гелиотопливных электростанциях фирмы YUZ параболоцилиндрические концентраторы фокусируют солнечное излучение на трубах-абсорберах, в которых происходит нагрев масляного теплоносителя до 400 °С. В теплообменнике масло отдает полученное тепло питательной воде обычного паросилового контура, образовавшийся пар расширяется в турбине. Издержки производства 1 кВтч электроэнергии калифорнийских электростанций составляют 20...30 пфенингов.

Изучают и другие технологии (испарение воды непосредственно в трубах-абсорберах и др.).

Фотоэлектрические системы преобразования солнечной энергии используются для электростанций и автономного энергоснабжения для сельских домов, школ, больниц (Китай, Зимбабве, Индонезия, Мексика).

6.3.5. Топливные элементы

Принципиально новые энергетические установки проектируются с использованием топливных элементов. При этом КПД этих элементов выше 90 %.

Наиболее активно в мире развивается использование ветровой энергии и биомассы, а также фотоэлектричество и производство топливных элементов.

6.3.6. Энергия биомассы

Широкое распространение получило использование древесной биомассы для производства тепла и электричества (страны Скандинавии) как при прямом сжигании отходов, так и через их предварительную газификацию с последующим сжиганием полученного газа.

- В стадии опытно-промышленной эксплуатации находятся ТЭС, для которых организовано выращивание «энергетических» лесов для сжигания в котлах этой биомассы.

- Активно внедряется совместное сжигание (в различных технологических модификациях) биомассы с основным топливом (уголь, жидкое топливо, газ).

- Распространены электростанции (США, Дания), на которых сжигаются твердые бытовые отходы (ТБО) городов, а также биогаз от свалок ТБО (Италия).

- Используются технологии получения электроэнергии в дизель-генераторах, работающих на газе, получаемом от газификации биомассы и биогазе от переработки отходов.

- Получение и использование биогаза:

1. На малых установках по переработке сельскохозяйственных и бытовых отходов индивидуальных фермерских хозяйств. Общее количество таких установок в 2000 г. превысило 6 млн шт. (страны-лидеры: Китай, Индия).

2. На больших установках по переработке городских сточных вод (более 10000 установок) и комбинированных установках по сбраживанию промышленных и городских сточных вод (более 1000 новейших установок в 2000 г.).

3. На мощных комбинированных установках (фабриках) по переработке отходов продукции сельского хозяйства, животноводства и фермерских хозяйств (из 50 крупных таких фабрик Европы 18 находится в Дании).

6.4. СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ НЕТРАДИЦИОННОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В РОССИИ

6.4.1. Общая оценка состояния и перспективы использования ВИЭ

Несмотря на крупные мировые научно-технические достижения в разработке конструкций и технологий использования ВИЭ, динамика их внедрения в России весьма неравномерна и уровень их практического применения весьма ограничен.

В России [13, 15, 17] впервые в мире разработана новая бесхлорная технология получения солнечного поликристаллического кремния с низкими энергетическими затратами, новая безполимерная технология герметизации фотоэлектрических модулей со сроком службы 40 лет (что в 2 раза превышает срок службы существующих модулей).

Российские ученые впервые в мире создали фотоэлектрические модули со стационарными концентрациями, которые позволяют почти в 30 раз сократить потребление солнечного кремния на единицу мощности и довести стоимость производства до 0,5...1,0 долл./кВт по сравнению с 2,5...3,0 долл./кВт для стандартных плоских модулей.

Россия имеет современные технологии и оборудование для геотермальных электростанций и малых ГЭС.

Освоено производство надежных и недорогих солнечных коллекторов и солнечно-ветровых установок малой мощности (до 1 кВт). (Фотоэлектрические и ветровые установки в основном производятся на экспорт.)

Были созданы экспериментальные и опытно-промышленные установки:

– Кислогубская приливная электростанция на Кольском полуострове мощностью 450 кВт;

– экспериментальные Паратунская двухконтурная, мощностью 11 МВт и опытно-промышленная Паратунская одноконтурная геотермальные ТЭС (ГеоТЭС);

– Крымская опытно-промышленная солнечная башенная электростанция мощностью 5 МВт с 1600 гелиостатами с электронно-вычислительным управлением;

– экспериментальная солнечная база в Алуште с крупным «солнечным котлом»;

– солнечные водонагревательные установки в Ростовской области, республике Дагестан, в Краснодарском крае;

– теплонасосные станции в Крыму и на Кавказе.

Накопленный в России опыт сжигания торфа до сих пор используется западными странами:

– были построены и успешно работали крупные электростанции на торфе (ГРЭС-8 Ленэнерго и др.);

– на дровяной биомассе работало свыше 200 стационарных газогенераторных установок;

– существовал крупнейший в мире парк газогенераторных автомобилей и тракторов (около 20000), работающих на древесном топливе;

– эксплуатировались 300 судов (и даже танки) с газогенераторами на древесной массе.

Однако из-за конъюнктурных соображений, а также экономических сложностей в период переориентации развития экономики, а также относительной дешевизны и доступности жидкого и газообразного топлива в 60-е годы эти работы были практически свернуты.

И только с конца 80-х годов в силу целого ряда экономически обоснованных условий (экономика, экология, децентрализация энергоснабжения трудно осваиваемых регионов и др.) возобновился и в России интерес к практическому использованию нетрадиционных возобновляемых источников энергии.

В настоящее время (2000 г.) в России действует небольшое количество экспериментальных и опытно-промышленных электростанций (табл. 2.8), использующих ВИЭ, около 300 малых ГЭС, несколько десятков ветровых и солнечных установок.

Общий вклад их не превышает 0,1 % энергетического баланса страны.

**Основные технико-экономические показатели и состояние строительства электростанций
РАО «ЕЭС России» с использованием НВИЭ [17]**

№ п/п	Тип электростанции	Сокращение, аббревиатура	Энергосистема	Электростанция (наименование)	Установленная мощность, мВт	Годовая выработка эл.энергии, млн кВтч	Годовой отпуск электроэнергии, млн кВтч	Число часов использования установленной мощности	Примечание
1	Геотермальная ТЭС	ГеоТЭС	Камчатскэнерго Камчатскэнерго Камчатскэнерго Сахалинэнерго Сахалинэнерго	Мутновская	80,0		577,0	7500	Строится Построена Действующая ТЭО Проект об-ия
				Верхне-Мутновская	12,0		85,28	7500	
				Паужетская	21,0		59,5	3100	
				Океанская, 1-я очередь	31,5 12,6	107,0 42,75	3400/3300/2600 3700/3310/2300		
2	Ветровые электростанции	ВЭС	Калмэнерго Магаданэнерго Комизэнерго Дальэнерго	Калмыцкая, 1-я очередь	22,0 9,0		52,94 21,66		Строится ТЭО Строится ТЭО
				Магаданская, 1-я очередь	50,0 10,0	127,0 23,06			
				Заполярная	2,5	6,88			
				Приморская, 1-я очередь	30,0 10,0	63,34 29,34	29,34		
3	Малые ГЭС	МГЭС	Камчатскэнерго	Каскад ГЭС на р. Толмачево	45,2		160,9		Строится
				ГЭС-1	2,0		8,10	3900	
				ГЭС-2	24,8		87,40	3510	
				ГЭС-3	18,4		65,40	3550	
4	Солнечные ЭС	СЭС	Ставропольэнерго	Кисловодская, 1-я очередь	1,50 0,50	2,04 0,68			ТЭО
5	Приливные ЭС	ПЭС	Хабаровскэнерго	Тугурская	3800,0	16200,00			ТЭО
	ИТОГО					4095,7 (295,7)			

Низкопотенциальное тепло сточных вод промышленных предприятий и городов, охлаждающей воды тепловых и атомных электростанций оцениваются в 100 млн т у.т. Это тепло может быть использовано в утилизаторах и тепловых насосах.

Т а б л и ц а 2.9

Экономия топлива за счет строительства станций нетрадиционной энергетики РАО «ЕЭС России»

Электростанции, энергосистемы	Затраты млн долл./экономия топлива, тыс т у.т.		
	1998–2000гг.	2001–2005 гг.	2006–2010 гг.
Мутновская ГеоТЭС, ОАО «Камчатскэнерго»	0/0	160/500	0/800
Верхне-Мутновская ГеоТЭС, ОАО «Камчатскэнерго»	25/56	0/60	0/120
Паужетская ГеоТЭС (реконструкция), ОАО «Камчатскэнерго»	10/90	0/200	0/200
Океанская ГеоТЭС, ОАО «Сахалинэнерго»	0/0	25/40	30/300
Калмыцкая ВЭС, ОАО «Калмэнерго»	6/10	10/20	10/110
Заполярная ВЭС, ОАО «Комизэнерго»	3/5	2/10	0/10
Западно-Приморская ВЭС, ОАО «Янтарьэнерго»	0/0	5/5	10/75
Дагестанская ВЭС, ОАО «Дагэнерго»	0/0	2/5	4/30
Магаданская ВЭС, ОАО «Магаданэнерго»	0/0	20/30	30/150
Ленинградская ВЭС, ОАО «Ленэнерго»	0/0	5/10	10/75
Морская ВЭС, ОАО «Карелэнерго»	0/0	10/20	30/150
Кисловодская СЭС, ОАО «Ставропольэнерго»	0/0	ПЗ	2/6
МГЭС, первоочередные	10/10	30/100	60/500
ИТОГО	57/171	270/1003	186/2526

В России число малых ГЭС сократилось с 5000 в 50-е годы до 300 в 90-е гг. С 1990-х гг. начинается процесс восстановления разрушенных и строительство новых малых- и микроГЭС. Потенциал этих ГЭС пока в России использован на 0,5 %. По экономическому потенциалу в России они составляют 10 %.

Возможная экономия топлива, за счет строительства электростанций на НВИЭ, по расчетам РАО «ЕЭС России», видна из табл. 2.9.

6.4.2. Состояние и перспективы развития отдельных видов НВИЭ в России

Подробный анализ состояния и перспектив развития нетрадиционных видов возобновляемых источников энергии в России приведен в Известиях Академии наук [Л 17] по материалам доклада на совместном заседании Академии электротехнических наук России, ОФТПЭ РАН и Международной энергетической академии в 2002 г (13.02.02).

6.4.2.1. Геотермальная энергетика

Геотермальная энергия уже на период 2000 г. конкурентоспособна с традиционными источниками энергии. Геотермальная установка мощностью 1 МВт позволяет сэкономить 3000 т у.т. в год. В России значительные запасы парогидротерм, которые при современном уровне технологии могут быть рентабельно использованы для выработки электроэнергии, расположены на Курильских островах и Камчатке. Общая мощность ГеоТЭС в этом районе может составить 1000 МВт. Отсепарированные из скважины вода и конденсат могут быть использованы для теплоснабжения. В 2000 г. на Камчатке завершено строительство Верхне-Мутновской ГеоТЭС из трех модулей по 4 МВт каждый.

Принципиальная схема одноконтурной ГеоТЭС показана на рис. 2.1.

Ведется строительство первой очереди Мутновской ГеоТЭС (четыре унифицированных блока по 25 МВт). Все оборудование изготавливается в модульном исполнении полной заводской готовности (разработка и поставка оборудования – ОАО «Калужский турбинный завод»). В 2001 г. на этой электростанции введен первый энергоблок.

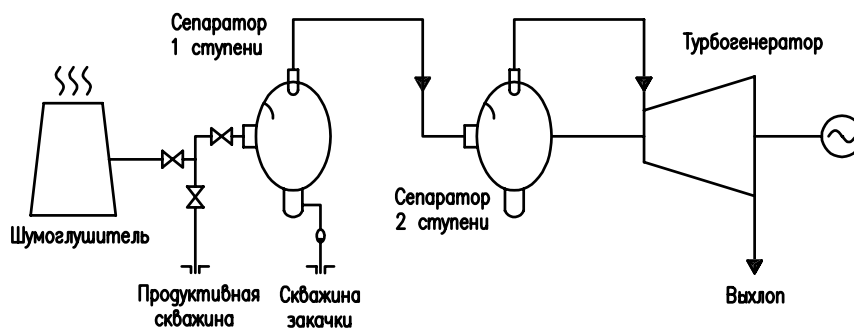


Рис. 2.1. Схема ГеоТЭС

Намечена реконструкция Паужетской ГеоТЭС с полной заменой существующего оборудования путем установки 3 модулей по 6 МВт ОАО «Калужский турбинный завод». На о. Итуруп (Курильские острова) предполагается строительство Океанской ГеоТЭС мощностью 30 МВт. На Менделеевском участке о. Кунашир в 1993 г. испытана комплектная геотермальная установка мощностью 500 кВт ОАО «Калужский турбинный завод». В табл. 2.10 и 2.11 приведены основные технические характеристики геотермальных станций теплоснабжения и ГеоТЭС.

В РАО «ЕЭС России» проводились работы по созданию ГеоТЭС на гидротермальных месторождениях по 2-контурной схеме с низкокипящим теплоносителем на Каясулинском месторождении в Ставропольском крае.

Геотермальное теплоснабжение, применяемое в Дагестане, Краснодарском крае и на Камчатке, дает экономию более 400 тыс. т у.т. в год.

Перспективными месторождениями являются Паратунское на Камчатке, Казьминское в Ставропольском крае, Кизлярское и Махачкалинское в Дагестане, Мостовское и Вознесенское в Краснодарском крае, в Чеченской Республике.

В России разведано 56 месторождений термальных вод с дебитом скважин свыше 300 тыс. м³ в сутки. Это видно из табл. 2.12. Здесь же приводится и возможная экономия топлива за счет использования энергетического потенциала термальных вод.

Т а б л и ц а 2.10

**Модульные геотермальные станции теплоснабжения (ГТС)
(основные технические характеристики)**

Основные показатели	Размерность	Тип подстанции			
		ГТС-350П	ГТС-350В	ГТС-700П	ГТС-350В
Мощность тепловая	МВт	6	6	20	20
Вид теплоносителя	–	Пар	Вода	Пар	Вода
Материал теплообменника	–	Латунь	Титан	Латунь	Титан
Температура теплоносителя на входе	°С	104	95	104	95
Температура сетевой воды на входе	°С	92	95	92	95
Масса установки	Т	25,4	23	35	32

Т а б л и ц а 2.11

**Модульные геотермальные электростанции (ГеоТЭС) (основные
технические характеристики)**

Основные показатели	Размерность	Типы подстанций							
		ГеоТЭС малой мощности				ГеоТЭС со средней мощностью			
		Омега-500	Ту-ман-2	Ту-ман-2,5	Ту-ман-4к				
Мощность электрическая	МВт	0,5	1,7	2,5	4	6	12	20... 25	23
Давление на входе	Бар	7	5	7	8	2	6	7	7
Давление за турбиной	Бар	1	1	1	0,11	0,1	0,085	0,12	0,12
Расход пара	Т/ч	10	38	44	32	75	90	147	170
Частота	Гц	50	50	60	50	50	50	50	60

Запасы геотермального тепла и возможная экономия топлива за счет его использования

Район месторождения термальных вод	Температура 40...200 °С Минерализация до 35 г/л			Температура 50...200 °С Минерализация до 10 г/л		
	Дебит, млн м ³ в сутки	Дебит, млн м ³ в год	Экономия топлива и тепла в год млн т у.т. млн Гкал	Дебит, млн м ³ в сутки	Дебит, млн м ³ в год	Экономия топлива и тепла в год млн т у.т. млн Гкал
Европейская часть России	1,2	440,92	3,12 15,6	0,48	177,2	1,23 6,6
Западная Сибирь	10,75	3932,75	27,20 136,00	4,3	1570	10,90 55
Восточная Сибирь и Дальний Восток	3,35	1222,75	8,5 42,50	1,36	492	3,42 17
Юг Восточной Сибири: Северо-Восток, Якутия, Магаданская область, Хабаровский край, о. Сахалин	1,65	602,25	4,2 21	0,65	240	1,67 8,30
Камчатка и Курильские острова	1,7	620,5	4,30 21,50	0,7	252	1,75 8,75

На 2000 г. экономический потенциал геотермальных источников России оценивается в 3450 ПДж/год [91]. Использование хотя бы 5 % этого потенциала позволяет ежегодно вводить 500 МВт электрической мощности.

Это в особенности актуально для регионов страны, производственно-хозяйственная деятельность которых основана на привозном органическом топливе и эффективность которой может быть значительно повышена за счет вовлечения в хозяйственную деятельность собственных энергоресурсов геотермальных источников теплоты.

При этом целесообразно также использование технологий с вовлечением низкокипящих рабочих тел при выработке энергии на низко-

потенциальных энергоносителях по хладоновому циклу Института теплофизики СО РАН [92]. Используемые для этого фреоны (хладоны – R11, R12, R21, а также R123) имеют потенциал истощения озонового слоя $ODP = 0,02... 0,04$, разрешены Монреальской конференцией и Киотским протоколом, а экономичность водохладонных агрегатов на 2... 3% выше пароводяных [93].

При сроках строительства ГеоТЭС по указанной технологии 2 года, норме дисконта 8 % в год и 7 % банковской ставке на капитал расчетный срок окупаемости составляет 4... 5 лет. При отпускной цене на электроэнергию 15 центов/кВтч и сроке службы 30 лет чистый дисконтированный доход для ГеоТЭС мощностью 1,5 МВт составит 4045 тыс. долл. Удельные капиталовложения (район Северо-Востока России) при этом составит 1916 долл./кВт [92, 93].

С помощью хладонных энергетических установок могут быть также реализованы низкопотенциальные вторичные энергоресурсы (ВЭР) промышленных предприятий для выработки электроэнергии.

Такие отрасли, как нефтепереработка, химия, черная металлургия, будучи наиболее энергоемкими отраслями промышленности, являются в то же время и крупными источниками сбросного тепла, эквивалентного примерно 100... 150 млн т у.т. в год.

Энергосбережение за счет указанной технологии позволяет экономить около 30 % потребляемой этими производствами энергии [94], а каждый процент экономии энергоресурсов дает прирост национального дохода 0,35... 0,4 % [95].

6.4.2.2. Ветроэнергетика

Экономический ветровой потенциал России оценивается в 40 млрд кВтч электроэнергии в год, т.е. 20000 МВт. Одна ветроустановка мощностью 1 МВт при среднегодовой скорости ветра 6 м/с дает экономию 1 тыс. т у.т. в год.

В РАО «ЕЭС России» имеются проектные разработки и ведется создание первоочередных, в том числе демонстрационных, энергетических комплексов с использованием ветровой энергии. Наиболее крупные из них приведены в табл. 2.13.

Перечень ветроэлектростанций РАО «ЕЭС России»

№ п/п	Наименование ветроэлектростанций	Мощность, МВт	Сроки строительства	Состояние	Основное оборудование	Заказчик
1	Экспериментальная	5	1989 – 1995 гг.	Начато строительство	АВЭ-250, Р-1000, Ю-420, экспертные установки	Чиркейская ГЭС ОАО «Дагэнерго»
2	Дагестанская	6	1993 – 1997 гг.	Выполнено ТЭО	АВЭ-250, Р-1000	ОАО «Дагэнерго»
3	Ленинградская	25	1994 – 1998 гг.	Выполнено ТЭО 1-й очереди	АВЭ-250, Р-1000	ОАО «Ленэнерго»
4	Приморская	30	1993 – 1996 гг.	Выполнено ТЭО	АВЭ-250, Р-1000	ОАО «Дальэнерго»
5	Морская	30	1994 – 1998 гг.	Выполнено ТЭО	АВЭ-250, Р-1000	ОАО «Карелэнерго»
6	Магаданская	30	1995 – 1999 гг.	Выполнено ТЭО	АВЭ-250, Р-1000	ОАО «Магаданэнерго»
7	Калмыцкая	22	1992 – 1999 гг.	Смонтировано 2-ВЭУ	Р-1000	ОАО «Калмэнерго»
8	Заполярная	2,5	1992 – 1997 гг.	Смонтировано 6-ВЭУ	АВЭ-250	АТЭК «Комиэнерго»
9	Куликовская	5	1995 – 2002 гг.	Строится 1-ВЭУ-600 4-ВЭУ-225	1-windWorld 600 кВт 20Weslas 225 кВт	ОАО «Янтарьэнерго»
10	Тюнкильды	2,2	1999-2001 гг.	Построена 4-ВЭУ-550	4ЕТ-550	ОАО «Башкирэнерго»

Построены демонстрационные ветроэлектростанции (ВЭС) на импортном оборудовании в Калининградской и Камчатской областях, в Республике Башкортостан. На Калмыцкой ВЭС мощностью 22 МВт смонтированы две отечественные ветроустановки мощностью 1000 кВт

и ведется монтаж третьей, подготовлены фундаменты для 6 установок. На Заполярной ВЭС смонтированы 6 из 10 ветроустановок мощностью 250 кВт. На рис. 2.2 показана схема ветроустановки, работающей на энергосистему. Отечественные ветроустановки мощностью 1000 кВт разработаны ГУП МКБ «Радуга» (головной изготовитель АО «ТМЗ») и мощностью 250 кВт. НПО «Южное» и 1-1110 «Ветроэн» (изготовитель «Южное»). На Павлоградском машиностроительном заводе (НПО «Южное») изготовлено 40 ветроустановок мощностью 200..250 кВт для России и Украины и опытная ветроустановка 420 кВт. На АО «Тушинский машиностроительный завод» (ТМЗ) производятся опытно-промышленные партии ветроустановок мощностью 1000 кВт «Радуга 1». Налаживается производство малых ветроустановок мощностью до 1 кВт, а также от 1 до 10 кВт и более, в которых имеется потребность для автономных потребителей.

Сибирским научно-исследовательским гидрометеорологическим институтом (СибНИГМИ, г. Новосибирск) совместно с геолого-гидрологическим институтом им. А. И. Воейкова (г. Санкт-Петербург) разработана нормативная база-кадастр ветрогелиоэнергетических ресурсов (ВЭР) территории России [21]. Районирование территории Сибири и Дальнего Востока осуществлено с целью выбора первоочередных регионов для строительства ВЭС и ВЭУ, осуществляемое НПО «Ветроэн» для схемы перспективного размещения ВЭУ на территории страны. Ветроэнергетический кадастр (ВЭК) представляет собой совокупность энергетических и аэрологических характеристик ветра, позволяющие оценить его энергетическую ценность и определить возможные режимы работы ВЭУ. К числу основных кадастровых характеристик относят: среднемесячную и годовую скорость ветра, распределение периодов затиший и ветровых по длительности, коэффициенты вариации, средний куб скорости, ветроэнергетические ресурсы (ВЭР) районов на уровне 10 м над землей, а также 40, 50, 70 и 100 м над поверхностью земли. Среднегодовые ветроэнергетические ресурсы по данным ВЭК для районов Сибири и Дальнего Востока приведены в табл. 2.14.

Как видно из таблицы, наибольшая плотность ветровой энергии приходится на области, расположенные вдоль побережий Тихого и Северного-Ледовитого океанов. Это Камчатка, Сахалин, Магадан,

Среднегодовые ветроэнергоресурсы на уровне 10 м над землей

Энергосистема и входящие в нее ад- министративные тер- ритории	Средняя скорость ветра	Теоретический ветроэнерго- потенциал		Технически доступный ветроэнерго- потенциал		Энерго- потребление	
		Энергия ветрового потока с 1 км ²	Энергия второго потока по территории	Энергия ветрового потока с 1 км ²	Энергия второго потока по территории	Суммарные, соответствую- щие теоретическому ветроэнергopotенциалу	Суммарные, соответствую- щие техническому вет- роэнергopotенциалу
Камчатская	4,8	31,5	14896	3,56	1681	0,01	0,08
Сахалинская	4,9	30,5	2655	3,8	331	0,12	0,94
Магаданская:	4,1	21,6	25945	2,81	3372	0,01	0,1
– Чукотский авт.о.	4,6	26	19195	3,32	2449		
– Магадан.обл.	3,3	14,6	6750	2	923		
Барнаулская	4,6	18,8	4928	3,06	801	0,24	1,46
Тюменская:	4,5	17,6	25288	2,64	3789	0,17	1,13
– Ямало-ненец. а.о.	5,7	27,5	20461	3,91	2934		
– Ханты-Манс. а.о.	3,2	6,4	3343	1,18	617		
Тюменская обл.	3,5	8,1	1304	1,47	238		
Красноярская:	3,7	17,1	41083	2,28	5471	0,11	0,84
– Таймыр а.о.	6,1	37,4	32242	4,77	4112		
– Эвенк. а.о.	2,1	4,5	3431	0,67	514		
Красноярский край	2,9	7,6	5410	1,19	845		
Дальневосточная	3,4	15,8	2616	2,24	372	0,39	2,77
Кузбасская	3,9	13	1238	0,78	74	2,82	47,16
Новосибирская	4	12,9	2295	2,01	358	0,64	4,13
Хабаровская	3,8	10,2	8452	1,54	1270	0,09	0,61
Томская	3,2	7,2	2275	1,27	402	0,23	1,29
Бурятская	2,6	6,6	2308	0,99	348	0,22	1,46

Энергосистема и входящие в нее ад- министративные тер- ритории	Средняя скорость ветра	Теоретический ветроэнерго- потенциал		Технически доступный ветроэнерго- потенциал		Энерго- потребление	
		Энергия ветрового потока с 1 км ²	Энергия второго потока по территории	Энергия ветрового потока с 1 км ²	Энергия второго потока по территории	Суммарные, соответствую- щие теоретическому ветроэнергopotенциалу	Суммарные, соответствую- щие техническому вет- роэнергopotенциалу
		м/с	млн кВтч	млрд кВтч	млн кВтч	млрд кВтч	
Якутская:	2,5	6,5	20306	0,95	2960	0,02	0,15
– север Якутии	5	26	8074	3,24	1005		
– остальная часть	2,2	4,4	12232	0,70	1955		
Омская	3	6,1	851	0,91	127	1,3	8,74
Читинская	2,1	5,3	2304	0,73	315	0,28	2,06
Иркутская	2,2	4,3	3294	0,66	507	1,87	12,15
Амурская	2,2	3,6	1306	0,58	211	0,38	2,32
Среднее	3,4	13,1	162040	1,79	22389	0,17	1,23

Туменская область и др. Здесь в среднем за год с 1 км² площади можно получить от 2,5 до 3,5 и более млн кВтч ветровой энергии. В среднем по всей территории теоретические запасы ВЭР на уровне 10 м превышают современное энергопотребление в 200 раз, а технически возможные в 30 раз.

Вопросами разработки ВЭС малой мощности занимается Новосибирский государственный технический университет (НГТУ), где на кафедре электромеханики разработан ряд многополюсных синхронных генераторов с возбуждением от посторонних магнитов оригинальной конструкции. На основе разработанных генераторов спроектирован ряд ветроэлектростанций мощностью от 0,2 до 10 кВт. Их характеристики приведены в табл. 2.15.

Технические характеристики ВЭС

Наименование величин	Тип установки			
	ПВЭС-0,2	ВЭС-2	ВЭС-2	ВЭС-5
Диаметр ветроколеса, м	1,5	3,6	4,8	8
Число лопастей	3	3	3	3
Высота мачты, м	4	8	8	12
Диапазон рабочих скоростей ветра, м/с	4...20	4...25	4...25	4...25
Расчетная скорость ветра, м/с	8	8	8	8
Мощность при расчетной скорости ветра, кВт	0,1	1	2	5
Макс. мощность (при скорости ветра 14 м/с), кВт	0,2	2	4	10
Частота вращения ветроколеса при расчетной скорости ветра, об/мин	6000	300	230	140
Максимальная частота вращения, об/мин	1200	650	500	300
Тип генератора – синхронный многополюсный бесконтактный генератор с возбуждением от постоянных магнитов				
Число фаз	3	3	3	3
Число полюсов	16	20	20	42
Параметры регулятора напряжения:				
– напряжение на выходе, постоянное, В	12	24	220(60)	110
– мощность, кВт	0,2	2	4	10
Параметры инвертора:				
– число фаз		1	3	3
– напряжение на выходе, В		220	220	380
– мощность, кВт		1	2,5	6
Масса ВЭС, кг	25	250	800	1200

Примечание. ВЭС-5 в стадии изготовления.

Оригинальный ветровой двигатель, учитывающий недостатки ветряных двигателей лопастного типа разработан в институте теоретической и прикладной механики (ИТПМ) Сибирского отделения Академии наук (ИТПМ СО РАН).

Основные недостатки ВЭУ лопастного типа:

- низкий крутящий момент ветрового колеса при скорости ветра 2...6 м/с;
- малая суточная продолжительность работы ВЭУ(5–6 часов);
- недостаточная прочность лопастей, не выдерживающих ветра 25 м/с;
- относительно высокая скорость вращения лопастей, что создает повышенную экологическую (шум) и эксплуатационную опасность и уменьшает срок службы ВЭУ.

ВЭУ ИТПМ СОРАН выполнен с комбинированными цилиндрами вместо лопастей, цилиндры имеют вращающуюся концевую часть и оборудованы дополнительными продольно ориентированными надстройками в виде трубок. ВЭУ эффективно работает при низких скоростях ветра (2...6 м/с), обеспечивает аэродинамический самозапуск и частичное регулирование, надежную работу при скоростях ветра до 40...60 м/с. Мощность ВЭУ может достигать 100...300 кВт и даже 500...1000 кВт. Скорости вращения в 4–5 раз ниже, чем у лопастного, что обеспечивает экологическую и эксплуатационную безопасность.

К установке проявлен интерес со стороны отечественных и зарубежных фирм [25].

К сожалению, несмотря на значительное число оригинальных разработок научно-исследовательских организаций России и научный задел по проблеме, состояние экономики России (на 2000 г.) не позволяет надеяться, в отличие от многих западных фирм, на коренные изменения в развитии ВЭС.

Наиболее перспективными для развития ветроэнергетики являются острова северных и дальневосточных морей, полуострова Ямал, Таймыр, Алтайский край и узкая полоса вдоль всего побережья Северного Ледовитого и Тихого океанов. Здесь в пятой и четвертой зонах средняя скорость ветра (на высоте 40 м над землей) достигает 6...8 м/с, средний куб скорости превышает 600...800 м, энергетические штили ($V < 3$ м/с) сравнительно редки (15...24 % и менее) и кратковременны (4–5 часов подряд).

Более мощные ВЭС предполагают стационарное размещение с изготовлением фундаментов. Конструкция таких ВЭС показана на рис. 2.2.

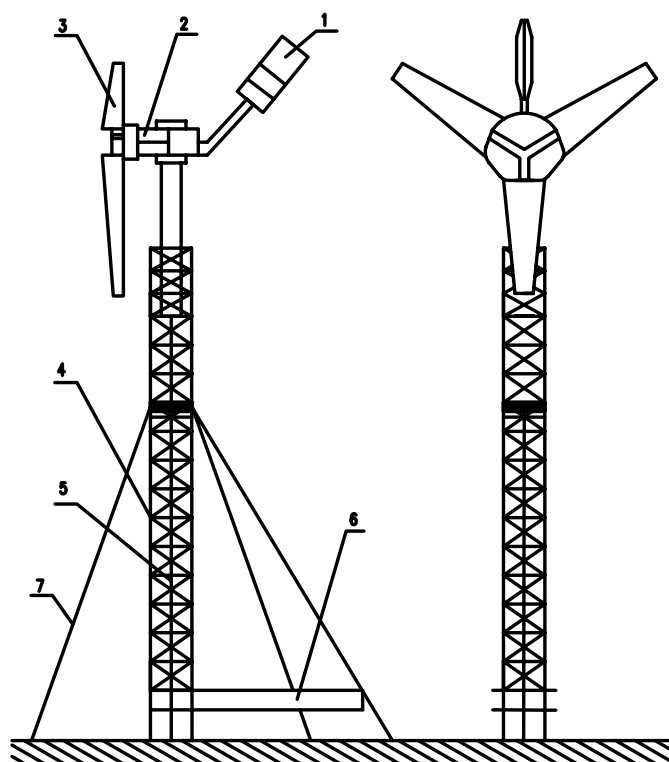


Рис. 2.2. Конструкция ВЭС:

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

Как указывалось ранее, в Новосибирском государственном техническом университете на кафедре электромеханики разработан ряд многополюсных синхронных генераторов с возбуждением от постоянных магнитов оригинальной конструкции. В этих генераторах применены однозубцовые дробные обмотки, позволяющие реализовать большое количество полюсов в габаритах генераторов классического исполнения малой и средней мощности. Генераторы спроектированы специально для применения в ВЭС таким образом, что их параметры согласованы с выходными характеристиками ветроколеса (мощность,

скорость вращения и т.д.). Эти генераторы могут найти применение и в микроГЭС.

На основе разработанных генераторов спроектирован ряд ветроустановок мощностью от 0,2 до 10 кВт.

Технические характеристики разработанных и изготовленных ВЭС приведены в табл. 2.15.

Самая маленькая переносная ПВЭС-0,2 предназначена для зарядки аккумуляторов, от которых могут питаться радиостанции, телевизоры, радиоприемники и другие маломощные потребители. Они содержат шестнадцатиполюсный синхронный генератор с установленным непосредственно на вал ветроколесом, мачту из труб с растяжками, стабилизатор напряжения и аккумулятор. Такая ВЭС легко может быть перевезена с одного места на другое, так как вся масса ее не превышает 25 кг.

6.4.2.3. Малая гидроэнергетика

На период 2000 г. в России эксплуатируется около 3000 малых ГЭС суммарной мощностью около 1000 МВт (в 50–60-е гг. их было 10 000). В целом энергетический потенциал малых рек страны используется менее чем на 1...2 %. Сам потенциал виден из табл. 2.16.

Т а б л и ц а 2.16

Ресурсы малой гидроэнергетики регионов России (млрд кВт ч/г.)

Регионы	Валовый потенциал	Технический потенциал	Экономический потенциал
Северо-Западный	81,6	31,5	24,1
Центральный	8,2	3	2
Волго-Вятский	3,4	1,3	0,9
Центрально-Черноземный	1,5	0,6	0,3
Поволжский	21,5	10,4	5,5
Северный Кавказ	31,5	19,3	11,5
Уральский	34,6	17,2	11,5
Западная Сибирь	74,6	24,6	12,5
Восточная Сибирь	390,8	128,4	66,77
Дальний Восток	452	146	65,38
ВСЕГО	1105,6	382,3	200

Установленная мощность малых ГЭС, определенная программой развития малой энергетики, разработанной в 90-е гг., составляет около 800 МВт со средней многолетней выработкой электроэнергии более 30000 МВтч. Малые ГЭС проектируются в институтах: Гидропроект, Ленгидропроект Мособлгидропроект, Красноярскгидропроект, НИИ ЭС, ВНИИГ им. Веденеева. Гидросиловое и электротехническое оборудование изготавливается на АО «Ленинградский металлический завод», АО «Электросила», АО «Кировский завод», АО «Уралэлектротяжмаш», АО «Тяжмаш» (г. Сызрань), НПО ЦКТИ. В основном это оборудование рассчитано на большие напоры и мощность гидроагрегатов сотни и тысячи киловатт. Проектируются и строятся (2000 г.): малая ГЭС «Голубые озера» и ГЭС-3 на канале Баксан-Малка, Усть-Джегутинская МГЭС и Гергубельская МГЭС на Северном Кавказе, малая ГЭС совхоза Татауровский на Урале, малая ГЭС на р. Тоора-Хем в Сибири, Малая ГЭС на р. Быстрой и каскад Толмачевских малых ГЭС на Камчатке. Большое распространение получают микроГЭС различных типов, в том числе рукавные мощностью 1..3, 10..50 кВт с напором 2..10 м, собственно расходом 0,15..0,23 и 0,6..0,9 м³/с. На них чаще применяются пропеллерные гидротурбины

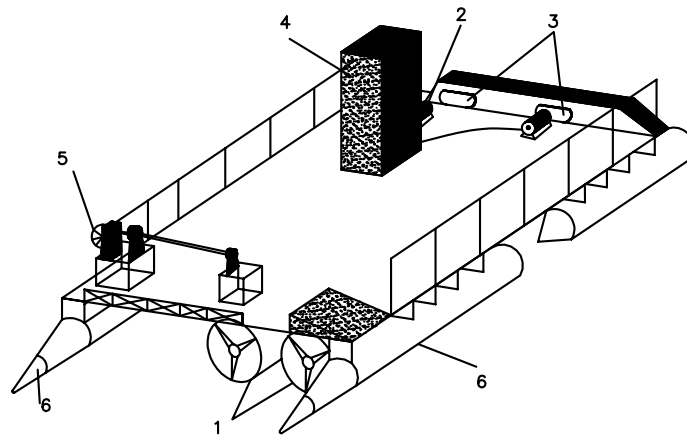


Рис. 2.3. Малая наплавная ГЭС мощностью 30 кВт:

1 – турбина; 2 – генератор; 3 – редуктор; 4 – трансформатор;
5 – система подъема и стопорения турбины; 6 – понтон

с диаметром рабочего колеса соответственно 235 и 460 мм, диаметром подводящего трубопровода 800 и 600 мм. Мощность (в зависимости от напора) лежит в пределах соответственно 0,5...10 и 5...50 кВт, напряжение 220 и 220/380 В, частота 5 и 50 Гц. Масса гидроагрегата 860 и 1680 кг.

Для малых ГЭС с гидроагрегатами, работающими при малых напорах (2...5 м) и больших расходах воды, могут найти применение наплавные микроГЭС, разработанные ОАО «СибНИИЭ». Общий вид такой наплавной ГЭС с техническими характеристиками модуля 2×15 кВт показан на рис. 2.3. Техническая характеристика модуля гидроэлектростанции: размер-9000×6500×300 мм; диаметр рабочего колеса – 1800 мм; мощность генератора 2×15 кВт; напряжение – 38 В; частота 50(60) Гц.

6.4.2.4. Приливные электростанции (ПЭС)

Значительным возобновляемым энергоресурсом является приливно-энергия. Она позволяет решить вопрос энергообеспечения за счет НВИЭ в особенности в прибрежных районах Северного Ледовитого и Тихого океанов.

В 1968 г. в Кислой губе на Кольском полуострове была введена в эксплуатацию впервые в мире экспериментальная Кислогубская приливная электростанция мощностью 450 кВт. На этой ПЭС проводятся исследования по отработке режимов работы электростанции, изучается ее воздействие на окружающую среду, материаловедческие исследования. Предполагается испытать на Кислогубской ПЭС новый тип – ортогональную турбину, разработанную Гидропроектом.

Разработано технико-экономическое обоснование для строительства Тугурской ПЭС в Хабаровском крае мощностью 6,8 млн кВт с выработкой электроэнергии 16,2 млрд кВтч в год и Мезенской ПЭС в Белом море (мощность 18,2 млн кВт, выработка электроэнергии – до 48 млрд кВтч в год).

Начато проектирование Кольской опытно-промышленной ПЭС мощностью 32 кВт.

В последние годы (2000 г.) ПЭС получают большое распространение в Индии, Китае, Корее.

На рис. 2.4 показан пример компоновки ПЭС (вариант Кислогубской ПЭС мощностью 450 кВт).

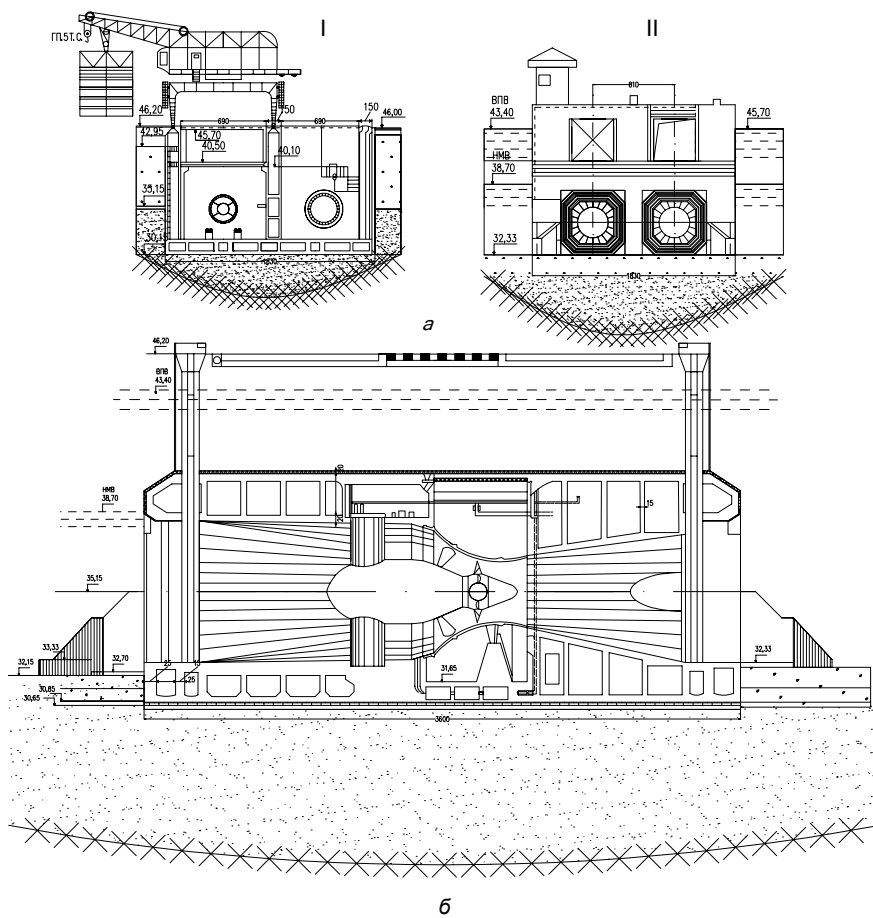


Рис. 2.4. Здание ПЭС:

a – продольный разрез; *б* – поперечный разрез; I – вид со стороны бассейна; II – вид со стороны моря

6.4.2.5. Солнечная энергетика (гелиоэнергетика)

В области солнечной энергетике наиболее перспективными признаны фотоэлектрические установки и электростанции с прямым преобразованием солнечного излучения в электроэнергию с помощью солнечных фотобатарей из моно- или поликристаллического или аморфного кремния.

Фотопреобразование позволяет получать электроэнергию при рассеянном солнечном свете, создавать установки и электростанции различной мощности, изменять их мощность путем добавления или снятия модулей. Такие установки отличаются малым расходом энергии на собственные нужды, легко автоматизируются, безопасны в эксплуатации, надежны и ремонтпригодны.

Цена электроэнергии на солнечные фотоэлектрические установки за период 1985.. 2000 гг. снизилась в 5 раз – от 100 до 20 центов за 1 кВтч (однако остается еще высокой по сравнению с установками с другими ВИЭ).

В ПЛО «Астрофизика» в 90-х гг. были изготовлены и испытаны в Ставропольэнерго (г. Кисловодск) автономные гелиоэнергетические установки и блочные модульные электростанции мощностью 2,5 и 5 кВт на основе параболических концентраторов с металлическими зеркалами диаметром 5 и 7 м и различными преобразователями (двигателем Стирлинга, термоэмиссионными преобразователями и др.), оснащенные автоматическими системами слежения за Солнцем. В 1992 г. в Ростовском институте «Теплоэлектропроект» разработано технико-экономическое обоснование строительства солнечной экспериментальной электростанции (СЭС) мощностью 1,5 МВт в Кисловодске.

Современные солнечные коллекторы, производство которых в России в 2000 г. 10...20 тыс. м² в год применяются для автономного теплоснабжения южных районов России – в Краснодарском и Ставропольских краях, Республике Дагестан, в Ростовской области. Перспективным является создание солнечных коллекторных установок теплоснабжения для индивидуальных потребителей, так как даже в средней полосе России 1 м² солнечного коллектора экономит 100... 150 кг т у.т. в год. Кроме того, солнечные установки теплоснабжения и горячего

водоснабжения могут создаваться на территории любых котельных, работающих по открытой схеме при наличии свободных площадей для солнечных коллекторов. Мощность таких солнечных приставок может составлять 5...30 % от мощности котельных.

6.4.2.6. Тепловые насосы

Эффективная утилизация низкопотенциальной теплоты окружающей среды, промышленных и бытовых стоков с решением проблем энергоснабжения и энергосбережения обеспечивается с использованием тепловых насосов.

Их вовлечение в тепловой баланс позволяет уменьшить затраты первичной энергии и способствует оздоровлению окружающей среды, практически исключая вредные выбросы.

Варианты возможного использования тепловых насосов в энергетике видны из рис. 2.5 и 2.6.

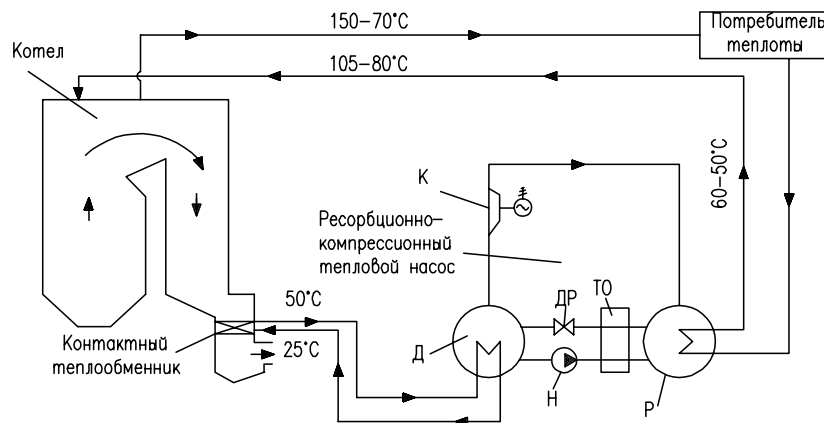


Рис. 2.5. Принципиальная схема утилизации теплоты уходящих газов котлов с применением контактного теплообменника ресорбционно-компрессионного теплового насоса:

Д – дегазатор; Р – ресорбер; К – компрессор; ДР – дроссель; Н – насос;
ТО – теплообменник

Тепловые насосы могут быть использованы в комбинированных системах теплоснабжения в технологии с «удаленным источником теплоты» установках. В качестве таких внутриквартальных теплонасосных установок могут применяться компрессионные (КВТН) и абсорбционные (АВТН) тепловые насосы. В целом, системная экономия топлива в схемах ТЭЦ-КВТН может достигать 6 % по сравнению с раздельной выработкой энергии [18, 19, 20].

На рис. 2.7 показана схема компрессионного внутриквартального компрессионного насоса (КВТН).

Сетевая вода от ТЭЦ (в виде низкопотенциального тепла) поступает в испаритель 1, где испаряется рабочее тело (например, фреон). Его пары поступают в компрессор 7, где при сжатии нагреваются до 80...90 °С и направляются в конденсатор 4, в который подается вода

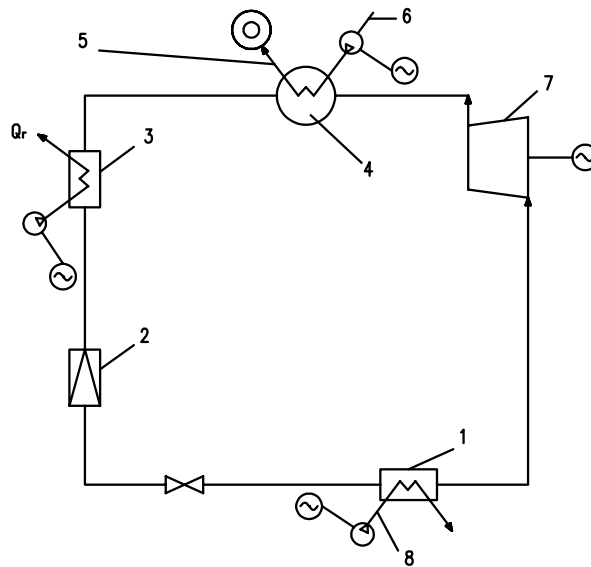


Рис. 2.7. Схема КВТН:

1 – испаритель; 2 – дроссель; 3 – теплообменник; 4 – конденсатор; 5, 6 – линии внутриквартальной сетевой воды (5 – прямой, 6 – обратной); 7 – компрессор; 8 – подвод сетевой воды от ТЭЦ

внутриквартирного контура 6. Часть тепла используется в теплообменнике 3 для подогрева воды в системе горячего водоснабжения. Жидкое рабочее тело проходит через дроссель 2 и направляется снова в испаритель.

Из абсорбционных внутриквартирных тепловых насосов (АВТН) в схеме энергоснабжения (АВТН) могут использоваться бромисто-литиевые насосы. На рис. 2.8 показана схема бромисто-литиевого теплового насоса. В испарителе 1 насоса при пониженном давлении (соответствующей температуре сетевой воды 2 от ТЭЦ, которая является

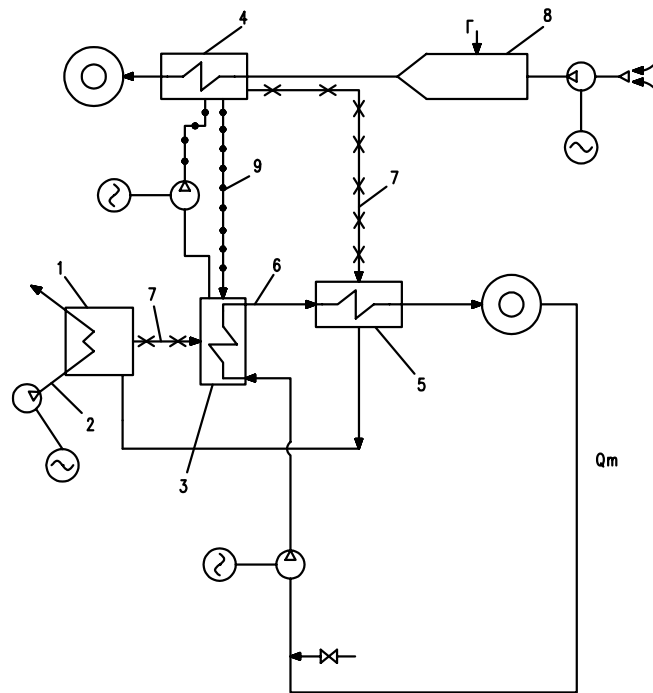


Рис. 2.8. Схема ВТН:

1 – испаритель; 2 – подвод сетевой воды от ТЭЦ; 3 – абсорбер; 4 – генератор; 5 – конденсатор; 6 – сетевая вода внутриквартирного контура; 7 – пар; 8 – камера сгорания; 9 – бромисто-литиевый контур; Г – природный газ

низкопотенциальным энергоносителем) испаряется вода. Ее пары поступают в абсорбер 3, где поглощаются раствором бромистого лития. Происходит разогрев раствора за счет теплоты этой реакции. Это тепло передается сетевой воде внутриквартального контура 6. Слабый раствор (водный раствор бромистого лития) подводится в генератор 4, обогреваемый дымовыми газами из камеры сгорания 8. В генераторе вода из раствора выпаривается. Пары поступают в конденсатор 5, где конденсируясь, отдают тепло сетевой воде внутриквартального контура. Конденсат из конденсатора поступает в испаритель. Образовавшийся в генераторе крепкий раствор бромистого лития направляется в абсорбер и цикл повторяется.

На рис. 2.9 показана тепловая схема ТЭЦ с теплонасосными внутриквартальными теплофикационными схемами. Основные преимущества

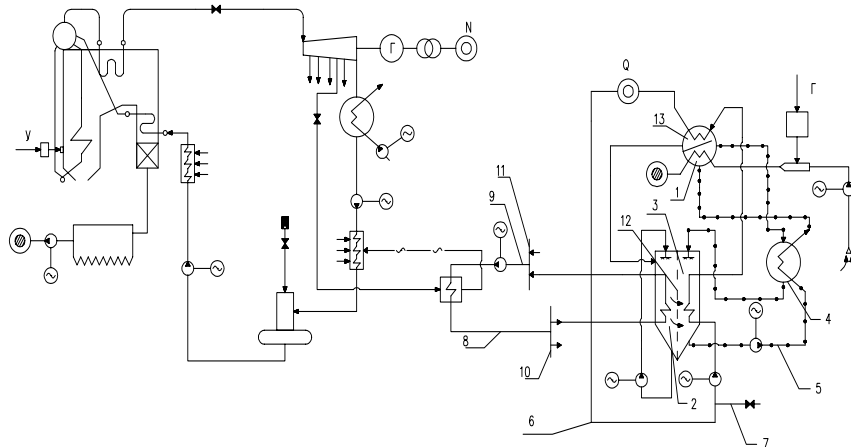


Рис. 2.9. Тепловая схема ТЭЦ с теплонасосными теплофикационными системами:

N, Q – потребители электро- и теплоэнергии соответственно; $y, г$ – пылеугольное и газовое топливо соответственно; 1 – генератор внутриквартального пикорегулирующего абсорбционного бромисто-литиевого теплового насоса (ВТН); 2, 3, 4 – испаритель, абсорбер, теплообменник ВТН; 5 – бромистолитиевый контур; 6 – теплофикационный контур; 7 – линия добавочной воды; 8, 9 – линии прямой и обратной сетевой воды от ТЭЦ; 10, 11 – тепловые сети подключений ВТН к сетевой воде; 12 – жалюзийная решетка; 13 – конденсатор ВТН

перед системами энергоснабжения потребителей от традиционных ТЭЦ следующие.

- Энергосберегающая технология. По этой технологии ВТН вытесняет пиковые водогрейные котлы (ПВК) на ТЭЦ, участвуя в покрытии полупиковой и пиковой частях нагрузки теплового графика, так как КПД ВТН выше КПД ПВК в системе экономии топлива на этих режимах энергоснабжения.

- Применение ВТН-технологии обуславливает переход ТЭЦ с нормативного температурного графика к графику с пониженными температурами прямой и обратной сетевой воды при теплофикационной нагрузке, составляющей 0,65...0,75 от нагрузки по традиционному тепловому графику. Это также вызывает экономию топлива в системе и экономию электроэнергии на сетевые насосы (коэффициент собственных нужд ТЭЦ снижается на 0,5 %). За счет перехода на пониженный температурный график почти в 2 раза уменьшаются теплопотери в магистральных теплопроводах и возрастает КПД транспорта теплоты. Это также приводит к экономии топлива.

- Снижение температуры прямой сетевой воды до 50...70 обуславливает уменьшение давления в теплофикационном отборе и, как следствие, увеличение выработки электроэнергии комбинированным способом, что вызывает экономию топлива и служит аварийным резервом в энергосистеме.

- Применение ВТН является затратосберегающей технологией. Переход на более низкие температуры сетевой воды в магистральных теплопроводах позволяет использовать для них более дешевые трубы из синтетических материалов, не подверженных коррозии и с долговечностью до 50 лет. При этом принципиально исключаются аварийные режимы со вскипанием сетевой воды. Отпадает необходимость в домовых тепловых пунктах, поскольку сетевая вода может поступать непосредственно в отопительные радиаторы.

В этом случае капиталовложения в целом уменьшаются в 1,5 раза по сравнению с традиционным вариантом. За счет ВТН существенно снижаются сроки ввода теплогенерирующих мощностей. Установка ВТН может рассматриваться по схеме крытых котельных.

- Технология с ВТН обеспечивает повышение надежности в системе теплоснабжения. ТЭЦ ВТН обеспечивает структурное резер-

вирование теплопотребителей при авариях на магистральных теплопроводах (МТ). Коэффициент готовности традиционной последовательной структуры ТЭЦ ПВК-МТ не превышает 0,8. Система ТЭЦ-МТ-ВТН является последовательно-параллельной структурой и ее коэффициент готовности оценивается в 0,9 (при прочих равных условиях). Кроме того, на уровне ВТН возможно качественное регулирование в системе теплоснабжения.

- Технология с ВТН является энергообеспечивающей. Валовые выбросы вредных веществ уменьшаются за счет экономии топлива. Кроме этого, ВТН отключают летом, улучшая экологию в ареале функционирования. Экономия (снижение расхода) топлива в технологии с ВТН составляет $\Delta B = B_{ТЭЦ} + B_{ЗАМ} + B_{ПВК} - B_{ТЭЦ}^* B_{ВТН}$, где $B_{ТЭЦ}$, $B_{ПВК}$ – расходы топлива при традиционной технологии с ПВК; $B_{ТЭЦ}^*$ и $B_{ВТН}$ – расходы топлива на ТЭЦ с ВТН; $B_{ЗАМ}$ – расход топлива на замещающей электростанции.

6.4.2.7. Использование температурного перепада между нижними слоями воды и воздухом

В нетрадиционной возобновляемой энергетике используется также энергетический потенциал, заключенный в разнице температур между нижними и верхними слоями воды водоемов или нижними слоями воды и наружным воздухом.

Примером такой установки может быть разработанная институтом химии твердого топлива (ИХТТ) и институтом теплофизики (ИТ) Сибирского отделения Российской Академии наук (СО РАН) малая энергетическая установка, использующая естественный температурный перепад между подледной водой и наружным воздухом.

Естественные температурные перепады в природе присутствуют практически везде и бывают часто весьма значительны. Перепад температур между поверхностными и глубинными слоями океана достигают 15...20 К и свидетельствуют об огромном запасе тепловой энергии. Значительно большая разность температур между горячим источником и окружающим воздухом или водой в реке в долине гей-

зеров. Температура воздуха и воды в горной реке Средней Азии может различаться на 25...30 К. И даже в условиях Сибири и Крайнего Севера имеется перепад температур между водой подо льдом и наружным воздухом. Таким образом, практически повсеместно имеется возможность создания энергетических установок, использующих тепловой потенциал, базирующийся на разности температур между слоями одной или разных сред. В установках с замкнутым циклом (Ренкина), испаряясь, легкокипящая жидкость такая, как фреон, аммиак, после турбины конденсируется в конденсаторе и возвращается в парогенератор. В установках с разомкнутым циклом теплая вода поверхностного слоя океана вскипает в испарительном участке с низким давлением, затем пар расширяется в турбине и конденсируется в контактном теплообменнике на холодной воде, забираемой с глубины порядка 1000 м.

Температурный перепад в зимний период между подледной водой и наружным воздухом составляет 20...40 °С. Этого достаточно, чтобы обеспечить работоспособность малых энергетических установок мощностью 1...2 кВт.

На рис. 2.10 показана разработанная ИХМТТ и ИТ СО РАН компактная энергетическая установка для получения энергии мощностью 1...2 кВт, реализующая температурный перепад между проточной водой подо льдом какого-либо водоема и холодным наружным воздухом с основными расчетными параметрами термодинамического цикла. Установка реализует замкнутый цикл Ренкина и содержит следующие элементы (рис. 2.10): котел – 1, турбина – 2, генератор – 3, циркуляционный насос для перекачки конденсата – 4, конденсатор – 5, вентилятор с электроприводом для подачи холодного воздуха в конденсатор – 6. Конструкция содержит электронный блок, управляющий включением омической нагрузки при сбросе внешней нагрузки. Кроме того, предусмотрен преобразователь постоянного тока в переменный со стабилизированным напряжением 220 В, 50 Гц. При проектировании энергетической установки учитывались основные эксплуатационные принципы: автономность в работе, простота запуска и эксплуатации, достаточная мобильность, простота монтажа и демонтажа, хранения в летний период времени.

6.4.2.8. Автономные микроТЭС с тепловым двигателем внешнего сгорания

Заслуживает внимания использование для маломощных тепловых электростанций теплового двигателя Стирлинга.

Тепловой двигатель Стирлинга с внешним подводом тепла рационально использовать в соответствии с техническим решением проф. Меркулова [29...30]. Такой двигатель состоит из винтового маслонаполненного компрессора и винтовой маслонаполненной турбины, приводящей компрессор и выдающей дополнительную мощность. Основным рабочим телом является газ. Масло, частично заполняющее проточную часть винтового компрессора, играет роль смазывающего гидравлически уплотняющего и отводящего в процессе сжатия тепло рабочего агента. В выходном патрубке компрессора масло отделяется от газа и, охладившись в водяном теплообменнике, вновь впрыскивается на вход в компрессор.

В винтовой турбине также используется масло с целью смазки и гидравлического уплотнителя. Однако здесь оно впрыскивается горячим. В процессе расширения газа в проточной части турбины тепло масла используется для подогрева рабочего тела. Этот подогрев может быть обеспечен как за счет сжигания любого вида топлива при атмосферном давлении и со значительно меньшим загрязнением атмосферы, так и за счет использования любого другого источника тепла.

Наиболее перспективная область применения ТЭС — это автономные источники энергоснабжения, обеспечивающие совместную генерацию тепла и электричества для отдаленных малых населенных пунктов и хозяйств.

Блок-схема ТЭС, представленная на рис. 2.11, ТЭС состоит:

- 1) из теплового двигателя внешнего сгорания;
- 2) асинхронного генератора с вентильным возбуждением;
- 3) аккумулирующих устройств (сосуд с сжатым рабочим телом, электрический аккумулятор);
- 4) системы контроля и управления электрических параметров АТЭС;
- 5) редуктора;
- 6) устройств маслоциркуляции с теплообменниками;

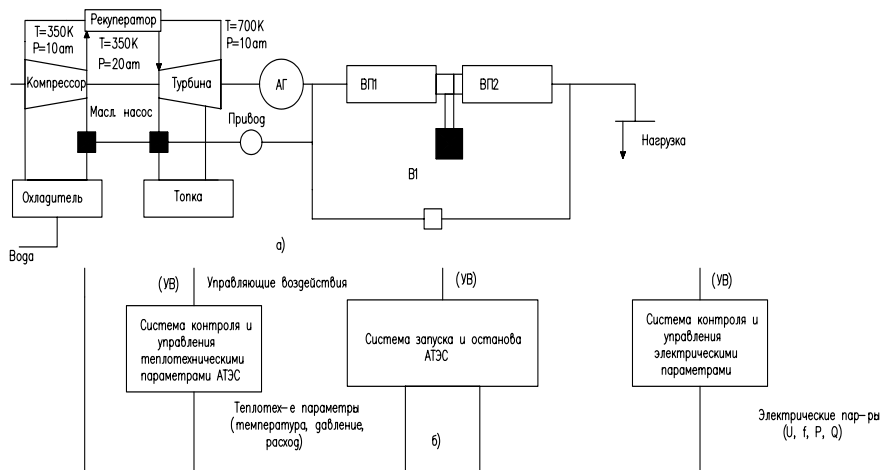


Рис. 2.11. Структура автономной теплоэлектростанции:

а – силовая часть; б – контрольно-управляющая часть

7) рекуператоров газа;

8) системы контроля и управления тепловыми параметрами АТЭС;

9) системы запуска и останова АТЭС.

Тепловой двигатель собирается из двух винтовых компрессоров, серийно производимых машиностроительными заводами.

Редуктор согласует тепловой двигатель (максимальное число оборотов 9000 об/мин) с асинхронным генератором (максимальное число оборотов 3000 об/мин).

К сожалению, конъюнктурные соображения (значительные запасы углеводородного сырья в России: нефти – на 22 года, газа – на 84 года и угля более чем на 1000 лет), состояние экономики России слабо стимулирует, несмотря на крупные научно-технические достижения и разработки, практическое использование и внедрение нетрадиционной энергетики, в отличие от резко возросшего к ней зарубежными фирмами интереса.

6.4.2.9. Использование биомассы

Более активными темпами возрождается использование в России такого возобновляемого источника энергии, как биомасса, в особенности торфа и древесной биомассы. Использование в России торфа в период, когда были ограничены добычи нефти, газа и угля, как местного низкосортного топлива особенно активно имело место в 1930-е гг. (1930–1939 гг.). На базе активно развитых торфоразработок были построены и эффективно эксплуатировались крупные энергетические установки и электрические станции, среди которых были Шатурская и Каширская ГРЭС, Ярославская ТЭЦ, Калининские ТЭЦ-2 и ТЭЦ-4, ГРЭС-8 Ленэнерго, Тюменская ТЭЦ и многие другие. Практически, вся энергетика Белоруссии (БелГРЭС, Смолевическая ГРЭС, Минские, Гомельские ТЭЦ и др.), входящей в тот период в Союз, работала на оборудовании, использующем торф, как энергетическое топливо. При этом были освоены крупные котельные агрегаты (160...230 т/ч) на среднем и высоком давлении заводами-изготовителями: Белгородским, Барнаульским, Подольским и Таганрогским, эффективно сжигающих как кусковой, так и фрезерный торф.

КПД котельных агрегатов достигал 90 % и выше. Повышением эффективности использования торфа занимались ведущие научно-исследовательские организации: Всесоюзный теплотехнический институт (ВТИ), Центральный Котлотурбинный институт (ЦКТИ), Организация по рационализации электростанций (ОРГРЭС), Московский энергетический институт (МЭИ), Ленинградский политехнический институт (ЛПИ) и многие другие.

Были освоены топочные устройства Татищева и Макарьева, скоростные топки Померанцева, факельно-слоевые и шахтно-мельничные топки, топки с мельницами-вентиляторами, сжигание фрезторфа в системе параллельных струй, система проточных газовых сушилок для предварительной газовой подсушки высоковлажного топлива с использованием теплоты парообразования и многие другие [33–35 и др.].

По научно-исследовательским разработкам и опыту использования торфа как энергетического топлива Россия занимала ведущее место в мире.

Торф в России в энергетике стал традиционным возобновляемым источником энергии (ТВИЭ). В связи с наличием обширного объема

публикаций по опыту освоения сжигания торфа на электростанциях (кроме названных выше, значительный библиографический перечень, который нами не приводится) нами подробно этот вопрос не рассматривается.

С развитием добычи нефти и ее переработки (мазут и др.), а также газа и по условиям возросших экологических требований практически все перечисленные выше электростанции, как и другие, использующие торф, впоследствии были переведены на газовое или жидкое топливо. Накопленный в России опыт использования торфа до сих пор используется западными странами.

Одним из перспективных направлений в плане энергетического использования торфа с обеспечением снижения вредных выбросов при высокой эффективности и технологичности использования является внедрение технологии сжигания композитного топлива на базе торфяного геля. Технология получения этого топлива разработана в проблемной энергетической лаборатории Новосибирского государственного технического университета (НГТУ) [26–29]. Термин «композитные» означает, что это топливо представляет собой композицию компонентов с резко различными топливными свойствами. В результате совместной переработки этих компонентов получают новый продукт с ценными товарными свойствами, практически соответствующими наперед заданным качествам. В основе производства искусственного композитного твердого топлива (ИКТТ) и жидкого (ИКЖТ) лежит использование торфа с добавлением низкосортных местных топлив (как низкорекреационных отсевов антрацитов, так и окисленных каменных и бурых углей), сырой нефти (или отходов ее переработки) и водной составляющей.

Технология получения искусственного твердого топлива показана на рис. 2.12.

Составные компоненты жидкого композитного топлива перерабатываются в питательных насосах-кавитаторах, где происходит глубокая деструкция материала. Деструктурированные материалы проходят затем совместную обработку еще в одном кавитаторе с добавлением сырой нефти (или нефтепродуктов), где вследствие сложных физико-химических процессов и эмульсации образуется конечный продукт. Технологическая схема производства ИКЖТ показана на рис. 2.13

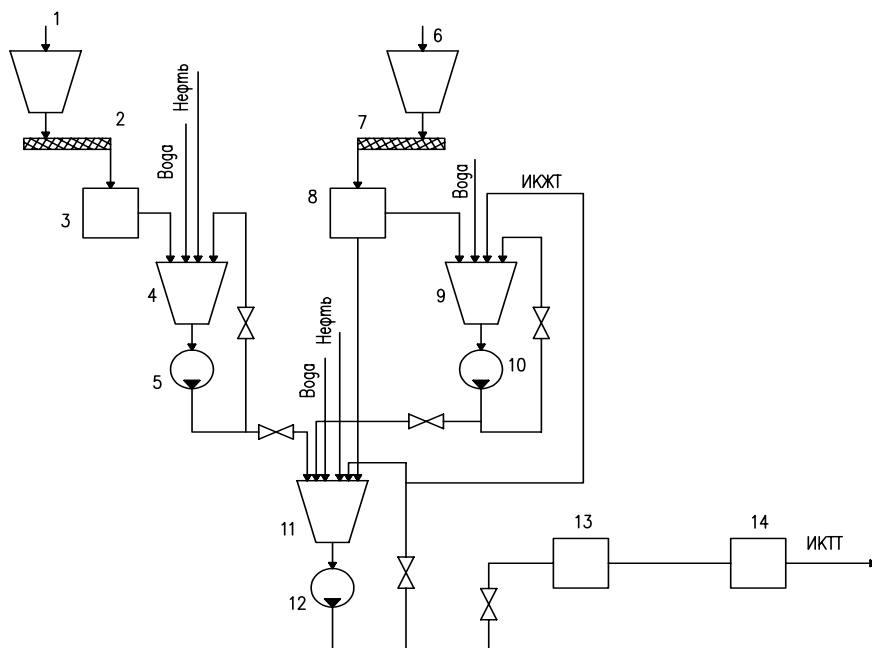


Рис. 2.12. Принципиальная технологическая схема модуля по производству ЛЖТ:

1 – бункер торфа, 2 – питатель дозатор торфа, 3 – флотационная машина, 4 – рабочий бункер, 5 – диспергатор-кавитатор первой ступени, 6 – бункер угля, 7 – питатель дозатор угля, 8 – среднеходная валковая мельница, 9 – промежуточный рабочий бункер, 10 – диспергатор-кавитатор угля второй ступени, 11 – бак приготовления жидкого топлива, 12 – диспергатор-кавитатор второй ступени, 13 – прессование топливных гранул, 14 – сушка топливных гранул

и 2.14. (Здесь же дана схема сжигания ЛЖТ в топке энергетического котла.)

Та же, практически, ситуация нашла место в России в вопросах использования древесного материала как исходного сырья для газификации с последующим использованием газа в тепловых двигателях. Здесь также были выполнены значительные научно-исследовательские работы и конструктивные проработки газификаторов твердого топлива как на основе дровяной массы, так и на базе торфа [40, 46].

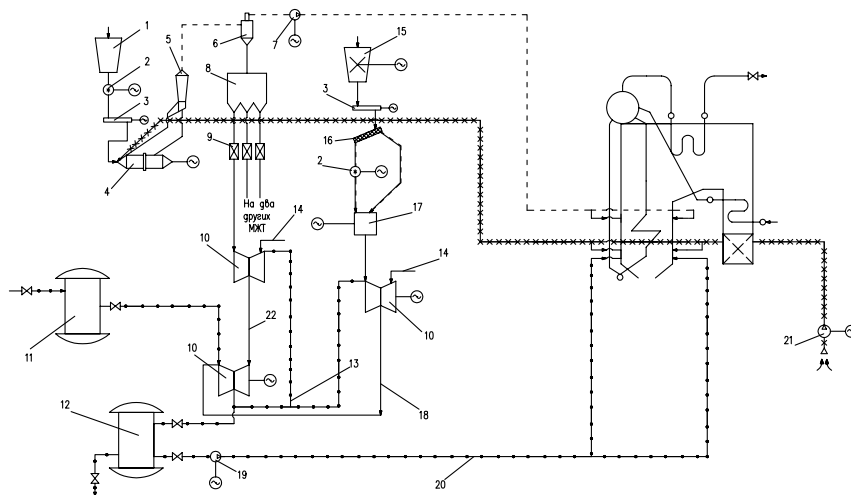


Рис. 2.13. Технологическая схема производства и подачи в котел композитного жидкого топлива:

- 1 – бункер сырого угля; 2 – дробилка; 3 – питатель; 4 – ШБМ; 5 – сепаратор; 6 – циклон; 7 – мельничный вентилятор; 8 – бункер пыли; 9 – питатель пыли; 10 – кавитатор; 11 – бак сырой нефти; 12 – расходная цистерна КЖТ; 13 – контур рециркуляции КЖТ; 14 – линия питательной воды МЖТ; 15 – бункер (с комкорыхлителем) сырого торфа; 16 – грохот; 17 – флотатор; 18 – линия торфяного геля; 19 – насос высокого давления; 20 – линия подачи КЖТ к форсункам котла; 21 – дутьевой вентилятор; 22 – линия ВУС

Как указывалось ранее, Россия обладает как определенными традициями и опытом в области использования растительной биомассы, так и значительными ее ресурсами. Ранее, в табл. 2.4, 2.5 приведены данные по переработке леса в 1995 г. (табл. 2.4), а также громадные неиспользуемые запасы торфа (табл. 2.5). В конце 30-х годов в России на дровах работали несколько сотен стационарных газогенераторных установок [42, 43], существовал крупнейший в мире парк газогенераторных автомобилей и тракторов [42], около 20 000 судов с газогенераторными двигателями [41, 45], газогенераторные локомотивы [42, 43]. В ЦКТИ и ЛПИ были созданы ряд конструкций топков для сжигания древесных отходов. Научно-исследовательские и проектно-конструкторские работы проводились в ведущих организациях и высших

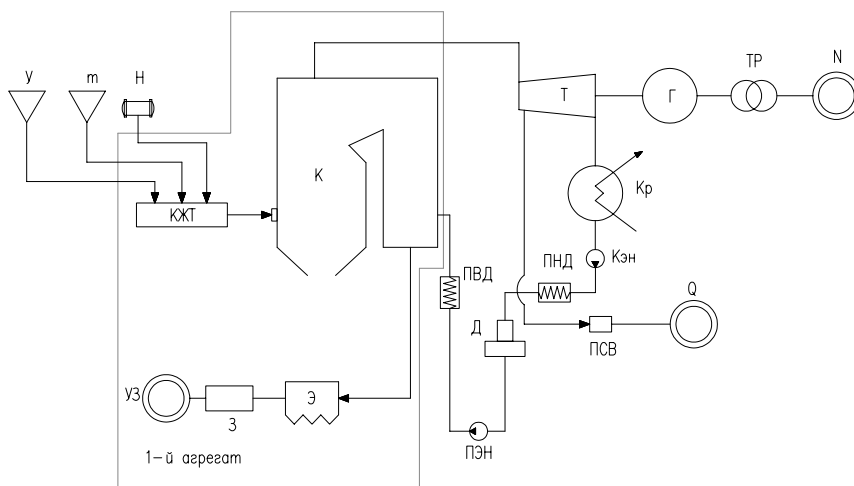


Рис. 2.14. ТЭЦ с технологией производства и сжигания КЖТ:

у – уголь, т – торф, н – нефть, Т – турбина, Г – генератор, Тр – трансформатор, К_р – конденсатор, КЭН – конденсатный электронасос, ПНД – подогреватели низкого давления, Д – деаэрактор, ПЭН – питательный электронасос, ПВД – подогреватели высокого давления, ПСВ – подогреватель сетевой воды, Э – электрофильтр, З – сборник золы, N, Q, У_з – потребители электроэнергии, тепла и золошлаков

учебных заведениях. Так, в 40–60-х гг. во Всесоюзном теплотехническом институте (ВТИ), Ленинградской лесотехнической академии (ЛТА) и Центральном научно-исследовательском институте малой энергетики (ЦНИИМЭ) были созданы высокоэффективные конструкции газогенераторов с прямым и обращенным процессом. Систематические исследования пиролиза древесины и отходов ее переработки проводились во ВНИИ гидролиз. В 60-х гг. из-за доступности дешевого жидкого и газообразного топлива доля растительной биомассы в топливном балансе страны постоянно снижалась и составляла менее 2%. Соответственно резко сократился объем исследовательских и проектно-конструкторских работ. Только к концу 80-х гг. интерес к энергетическому использованию растительной биомассы вновь возрождается.

Этому способствуют изменившиеся экологические, экономические и социальные условия: рост цен на традиционные виды топлива, воз-

росшие экологические требования (включая требование по снижению выбросов CO₂ и международных обязательств в связи с «парниковым эффектом»), децентрализация энерго- и теплоснабжения удаленных территорий России с дорогим привозным топливом и требование по обеспечению устойчивого энерго- и теплоснабжения этих территорий.

Все это требует изменений в структуре топливно-энергетического баланса и вовлечения в него наряду с другими нетрадиционными источниками энергии, о которых говорилось ранее, растительной биомассы, к использованию которой Россия наиболее подготовлена (учитывая уровень предыдущих разработок и исследований).

Подробный анализ возможности и условий использования растительной биомассы излагается в отдельном разделе (часть III).

7. ГОСУДАРСТВЕННАЯ ПРОГРАММА РОССИИ «ЭКОЛОГИЧЕСКИ ЧИСТАЯ ЭНЕРГЕТИКА»

Видение научно-технических проблем в области энергетики, их научно-исследовательские и проектно-конструкторские проработки, составленные на основе анализа отечественного и зарубежного опыта, возможные конкретные пути по их реализации проработаны в научно-технической Государственной программе России «Экологически чистая энергетика» [48]. При составлении программы учитываются следующие основные обстоятельства:

- удовлетворение возрастающих потребностей страны в электроэнергии;
- разведанные запасы органических топлив, в первую очередь нефти и газа, на базе которых вырабатывается в России (в 2000 г. – свыше 63 %) больше половины электроэнергии, не безграничны и самые эффективные из них быстро истощаются;
- необходимость вовлечения в топливно-энергетический баланс (ТЭБ) альтернативных источников энергии;
- решение экологических проблем в топливно-энергетическом комплексе (ТЭК).

Основными направлениями в Государственной научно-технической программе (ГНТПР), подготовленной в 1993–1995 гг., признаны следующие.

1. Атомные станции нового поколения.
2. Экологически чистая тепловая энергетика.
3. Нетрадиционная энергетика.
4. Топливо будущего.
5. Экологически безопасная локализация радиоактивных отходов.
6. Водородная энергетика и технология.
7. Энергетика и технология угольных суспензий.

Программа периодически уточняется и корректируется на основе анализа развивающегося научно-технического прогресса за рубежом и в России, отбора приоритетов в области энергетики и связанных с ними экологических и научно-технических проблем.

Каждое из этих основных направлений включает в себя техническую концепцию направления, научно-технические задачи, которые необходимо решить в рамках направления, проекты реализации основных концепций в топливно-энергетическом комплексе.

7.1. АТОМНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ (АЭС) НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ

Положения технической концепции направления заключаются в следующем:

- новое поколение АЭС должно соответствовать мировому уровню на период 2000 г. и обладать совершенными техническими и экономическими характеристиками;
- обеспечение ядерной и радиационной безопасности достигается за счет внутренних свойств безопасности реактора, повышения качества оборудования и применяемых материалов и методов строительно-монтажных работ; обеспечение экологически чистых процессов в течение всего срока службы АЭС;
- сокращение численности обслуживающего персонала благодаря повышению надежности оборудования, централизованному ремонтному обслуживанию, автоматизации технологических процессов.

В соответствии с принятой концепцией решение этих задач разделено на три поднаправления.

Первое – включает развитие реакторостроения на базе водородных реакторов корпусного типа (ВВЭР) и реакторов типа ВТБЭР. На их базе созданы три проекта АЭС повышенной безопасности: АЭС-600 и АЭС-1100 с реакторами нового поколения ВВЭР-500 и ВВЭР-1000, а также АЭС-600 с реактором ВПБР-600.

Второе – развитие АЭС рассчитано на повышение безопасности АЭС за счет ее подземного размещения (в скальном массиве). Здесь предусмотрена серия подземных АЭС повышенной безопасности с реакторными установками типа ВК, типа КАТ, Э-5 1, с жидким металлическим теплоносителем и повышенной тепловой мощностью.

Третье – развитие АЭС предусматривает обеспечение безопасности не за счет защитных инженерных барьеров, а за счет использования фундаментальных физических и химических свойств ядерного топлива, теплоносителя и других компонентов. Решение этой задачи реализуется в рамках проекта АЭС с быстрым реактором со свинцовым теплоносителем (типа БРЕСТ).

7.2. ЭКОЛОГИЧЕСКИ ЧИСТАЯ ТЕПЛОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Сюда включены разработки по новым технологиям подготовки и сжигания на крупных тепловых электростанциях наиболее характерных для России твердых топлив: канско-ачинских бурых, кузнецких каменных, антрацитового штыба ухудшенного качества, а также используемых на Урале экибастузских каменных углей. При этом основными требованиями для создания экологически чистых электростанций являются:

- выбросы оксидов серы (SO_x) – не более 200...300 мг/м³;
- выбросы оксидов азота (NO_x) – не более 150...200 мг/м³;
- выбросы золы частиц – не более 50 мг/м³;
- очищение жидких стоков от ТЭС – 100 %;
- доля используемой золы и других твердых отходов – не менее 80 %.

Основной научно-технической задачей, которая должна быть решена в рамках этого направления, является создание:

- котлов с новыми типами топочных устройств с циркулирующим кипящим слоем, котлов-утилизаторов, высоконапорных парогенераторов;
- высокотемпературных газовых турбин мощностью 115 МВт и мощных парогенераторов для их работы в составе парогазовых установок с внутрицикловой газификацией твердого топлива;
- сероочистных установок с производительностью по дымовым газам до 3 млн м³/ч;
- комплексных азотоочистных установок, включая каталитические реакторы, газо-газовые теплообменники, высоконапорные дымососы, а также технических средств для подавления оксидов азота при горении топлива;
- высокоэффективных фильтров, в том числе принципиально новых конструкций, для очистки дымовых газов от золы;
- нового поколения автоматизированных высокопроизводительных систем и комплексов экологически чистого горно-транспортного оборудования для вскрышных работ и добычи угля в угольных разрезах;
- способов и средств обеспечения производства отгружаемого угля стабильного качества, в том числе при разработке сложноструктурных угольных пластов;
- технологии и технических средств, обеспечивающих утилизацию отходов производства тепловых электростанций и предприятий угольной промышленности.

Решение указанных задач ведется по следующим проектам.

– Топливо-энергетический комплекс (ТЭК) на базе Березовского угольного разреза, включающий проекты Березовской ГРЭС-2 с мощностью 6,4 млн кВт (8×800 МВт) с паротурбинными энергоблоками и котлами уменьшенных габаритов, рассчитанных на трехступенчатое сжигание пыли с предварительным подогревом и подсушкой угольной пыли, с установкой тканевых фильтров для улавливания золы, оксидов серы и азота.

Здесь же проектируется опытная парогазовая установка на базе газовой турбины мощностью 100...120 МВт и котла-утилизатора в качестве прототипа для полномасштабной парогазовой установки с внут-

рицикловой газификацией канско-ачинских углей (КАУ) под давлением.

– Южно-Уральская ГРЭС мощностью 2,0 млн кВт (4×500) с паротурбинными блоками повышенной эффективности с котлами 1650 т/ч, мокроизвестковой сероочисткой и каталитической азотоочисткой (на экибастузских каменных углях).

– Кировская ТЭЦ-5 с двумя парогазовыми установками мощностью 300 МВт, оснащенными газификаторами кузнецкого каменного угля, высоконапорными парогенераторами производительностью 700 т/ч и газотурбинными установками мощностью 115 МВт.

– Для сжигания АШ ухудшенного качества разрабатываются два проекта:

а) Ростовская ГРЭС мощностью 2,0 млн кВт с восемью паротурбинными энергоблоками по 300 МВт с котлами паропроизводительностью 2×500 т/ч с циркулирующим кипящим слоем (ЦКС) и электрофильтрами со знакопеременным напряжением;

б) опытно-промышленная установка (ОПУ) мощностью 200 МВт (тепл.) для сжигания твердого топлива в шлаковом расплаве в качестве прототипа полномасштабной энергетической безотходной установки на Несветай ГРЭС. Ряд типов разрабатываемых в России оригинальных конструкций агрегатов для экологически чистых ТЭС с новой технологией пылесжигания будут рассмотрены в отдельной работе.

7.3. НЕТРАДИЦИОННАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Это направление программы решает научные задачи, связанные с вовлечением в топливно-энергетический баланс страны возобновляемых источников энергии (ВИЭ): солнечной, ветровой, геотермальной, энергии биомассы, а также низкопотенциального тепла.

Основная концепция разработок предусматривает сооружение демонстрационных и опытно-промышленных установок, их освоение, организацию крупномасштабного серийного производства основного и вспомогательного оборудования. Это позволит соорудить автономных установок для обеспечения энергетических нужд изолированных (децентрализованных) потребителей на базе нетрадиционных возобновляемых источников (НВИЭ). В области солнечного тепло-

снабжения разрабатываются прогрессивные и высокомеханизированные с автоматическим управлением для серийного производства долговечные и надежные солнечные коллекторы нового поколения. При фотоэлектрическом преобразовании солнечной энергии осваивается автоматизированное серийное производство высокоэффективных, надежных и относительно дешевых элементов, модулей и батарей на базе аморфного, кристаллического и поликристаллического кремния. Такие электрические установки малой мощности получают промышленное применение.

В области геотермальной энергии предполагается создать надежное специальное технологическое и энергетическое оборудование, которое должно быть использовано для сооружения блочно-модульных ГеоТЭС на Северном Кавказе (2 МВт) и Дальнем Востоке (6 и 12 МВт).

В ветроэнергетике намечено создание ряда ветроэнергетических агрегатов мощностью до 250 кВт и развернуто их серийное производство.

Реализация заданий по созданию биоэнергетических установок для утилизации твердых и жидких отходов сельского хозяйства, лесной, деревообрабатывающей и целлюлозно-бумажной промышленности предполагает использование через 10 лет до 15 % всех органических отходов, образующихся в стране.

Для решения поставленных задач подготовлено 16 проектов:

- ветроэнергетическая унифицированная установка (ВЭУ) мощностью 8,100 и 250 кВт;
- разработка материалов и конструкций солнечных коллекторов нового поколения и освоение их серийного производства;
- создание и организация производства фотоэлектрических модулей из аморфного кремния объемом выпуска 1 МВт;
- создание переносных комплексных энергетических станций и сборно-разборных водоподъемных установок на основе НВИЭ для автономных сельскохозяйственных потребителей;
- экологически чистая ГеоТЭС на основе подземной циркуляционной системы (ПЦС) в Ставропольском крае;
- экологически чистая биоэнергетическая система переработки куриного помета птицефабрики «Центральная» Владимирской области;

- отработка технологии и освоение производства термических газогенераторов для переработки биомассы в газообразное топливо;
- блочные ГеоТЭС для использования парогидротерм Сахалинской области и Камчатки;
- разработка и постановка на производство солнечно-топливного автономного мобильного комплекса водо- и теплоснабжения для вахтовых и коттеджных поселков;
- экспериментально-производственный энергетический комплекс (ЭБК), использующий сбросное тепло.

7.4. ТОПЛИВО БУДУЩЕГО

Это направление решает задачи по производству высококачественных моторных и твердых топлив, использование которых позволяет обеспечить минимальное негативное воздействие на окружающую среду при их сжигании.

Реализуется это в следующих проектах:

- экологически чистый газоперерабатывающий комплекс по переработке нефтяных газов Западной Сибири при повышенных давлениях с применением мембранной технологии;
- модульная малогабаритная автоматизированная установка по производству экологически чистого топлива на основе конверсии углеводородных газов с применением высокоэффективных катализаторов;
- создание термобрикетного производства мощностью 1 млн т в год для получения экологически чистого окускованного топлива с теплотой сгорания не менее 25 МДж/кг (на базе бурого угля Березовского месторождения);
- торфобрикетное производство мощностью 30 тыс. т в год для получения экологически чистых брикетов с теплотой сгорания 21...23 МДж/кг.

7.5. ЭКОЛОГИЧЕСКИ БЕЗОПАСНАЯ ЛОКАЛИЗАЦИЯ РАДИОАКТИВНЫХ ОТХОДОВ (РАО)

Это направление включает в себя следующие проекты:

– Разработка технологических и инженерных решений для создания могильников радиоактивных отходов приповерхностного типа и в геологических формациях.

– Создание специализированного оборудования и оптимизация технологических процессов для отверждения высокоактивных отходов с получением особостойких материалов минералоподобного типа.

– Альтернативные методы обращения с радиоактивными отходами: трансмутация (ядерное разложение) радионуклидов с превращением их в безопасные для биосферы стабильные элементы; «саморазложение» контейнеров с РАО путем проплавления горных пород за счет тепловыделения находящихся в них радионуклидов.

7.6. ВОДОРОДНАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ТЕХНОЛОГИЯ

Это направление включает разработку и освоение новых высокоэффективных методов и процессов получения водорода из воды и нетрадиционного сырья, а также технологий использования водорода в энергетике.

В области развития высокоэффективных методов получения водорода предусматривается: создание безотходной экологически чистой плазмохимической мембранной технологии переработки природного газа с высоким содержанием серы; разработка и создание новых типов электролизеров воды, позволяющих снизить энергозатраты на 20...30 %; создание высокоэффективных мембранных установок для очистки и выделения водорода из водородсодержащих технологических и отходящих газов промышленных производств.

Использование водорода в энергетике направлено на решение задач аккумуляции электроэнергии, производимой на автономных энергоустановках, использующих возобновляемые источники энергии; обеспечивать комплексное энергоснабжение изолированных потребителей, расположенных вдали от существующих систем энергообеспечения.

Для решения поставленных задач по этому направлению предусматриваются следующие проекты.

- Высокоэкономичные электролизеры с твердым полимерным электролитом.

- Опытно-промышленный модуль плазмохимического мембранного процесса производства водорода из сероводородсодержащего газа астраханского месторождения.

- Опытно-промышленная демонстрационная установка по плазмохимическому получению водорода на основе метана.

- Безотходная энергосберегающая гибкая технология комплексной переработки технологических газов с выделением концентрированного и высокочистого водорода.

- Автономная экономически чистая водородная энергетическая установка мощностью 30 кВт на базе возобновляемых источников энергии для комплексного энергообеспечения автономных объектов.

- Высокотемпературные парогенерирующие устройства экологически чистых водородно-кислородных и водородо-воздушных энергоустановок паротурбинного и парогазового циклов.

- Селективные датчики водорода и приборы обнаружения дозрывоопасных концентраций и дожигания водорода.

7.7. ЭНЕРГЕТИКА И ТЕХНОЛОГИЯ УГОЛЬНЫХ СУСПЕНЗИЙ

Водоугольные суспензии по сравнению с энергетическим использованием угля в традиционном технологическом исполнении имеют ряд преимуществ: большая экологическая чистота; сокращение потерь угля при его транспортировке; удешевление трубопроводного способа доставки по сравнению с железнодорожным; повышение экономичности сжигания.

По его реализации намечены следующие проекты.

- Создание технологии приготовления и сжигания на тепловых электростанциях водоугольной суспензии на базе кузнецких углей. В принятом в 1989 г. в эксплуатацию первой очереди опытно-промышленного углепровода Белово–Новосибирск мощностью 1,2 млн т в год (проектная мощность 30 млн т в год) выявлен ряд «узких» линий в технологии приготовления, хранения и транспорта водо-

угольной суспензии, которые требуют дополнительных научно-исследовательских работ.

– Перевод на экологически чистое водоугольное топливо котельной головных сооружений Белово–Новосибирск и котельной Северного промузла г. Белово; создание и освоение в процессе опытной эксплуатации производства специального технологического оборудования.

– Теплоэнергетический комплекс в г. Прокопьевске Кемеровской области на водоугольном топливе (ВУТ) из слабоспекающихся углей и шламов, включающий шахтные и городские котельные с паровыми и водогрейными котлами мощностью 4...10 МВт каждый, а также централизованный завод по получению ВУТ и обеспечивающий снижение вредных выбросов до допустимого уровня.

– Теплоэнергетические комплексы на водоугольном топливе (ВУТ) из сернистых углей Печерского бассейна в Республике Карелия, включающие котельные мощностью 3...10 МВт и 10...30 МВт, обеспечивающие снижение вредных выбросов до допустимого уровня.

Государственная научно-техническая программа России (ГНТПР) «Экологически чистая энергетика» не является застывшей догмой. Она в перспективе уточняется в зависимости от получаемых результатов и дополняется новыми технологическими проектами по разным направлениям на основании полученных научно-технических исследований.

В частности, намечены к включению в программу работы, направленные на создание технологий, обеспечивающих существенное снижение выбросов в атмосферу основного парникового газа – углекислого, образующегося при сжигании органического топлива. Это следует из необходимости реализации требований согласно Киотскому протоколу.

Программа также стимулирует эффективное международное сотрудничество по рассматриваемым направлениям с целью использования зарубежного опыта для сокращения сроков и затрат на создание и освоение новых технических решений; создания конкурентоспособных технологий; обеспечения выхода создаваемого оборудования и технологий на международный рынок.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК К I И II ЧАСТЯМ

1. Пугач Л.И. Энергетика и экология: Учебник. – Новосибирск: НГТУ, 2003. – 504 с.
2. Мировой энергетический совет (МИРЭС): прогнозы развития энергетики // Энергетика за рубежом. – 2000. – № 3.
3. Беликов С.Е., Котлер В.Р. Нулевые выбросы в атмосферу // Теплоэнергетика. – 2004. – № 1. – С. 69–72.
4. Роганков М. П., Частнов В.Б. Киотский протокол на перепутье // Энергетик. – 2004. – № 9. – С. 12–14.
5. Лапониш Б., Филимон Т., Жгенти В. Российско-европейский диалог по вопросам энергетики и энергетическая стратегия России – определяющая роль энергосбережения // Теплоэнергетика. – 2004. – № 7. – С. 64–73.
6. Саламов А.А. Ужесточение норм вредных выбросов в странах Евросоюза // Сокращенный перевод статьи из журнала Modern Power Systems. – 2002. – № 3. – С. 22–28.
7. Ходаков Ю.С. О нормативах удельных выбросов NO_x для котельных установок на угле // Энергетик. – 2004. – № 6. – С. 20–22.
8. Методические указания по расчету валового выброса двуокиси углерода в атмосферу от котлов ТЭС и котельных // РАО «ЕЭС России», 2001. – 7 с.
9. Энергетическое топливо СССР: Справочник. – М.: ЭАИ, 1991. – С. 180.
10. Бушуев В.В., Троицкий А.А. Энергетическая стратегия России и экономика страны // Теплоэнергетика. – 2004. – №1. – С. 21–27.
11. Бекаев Л.С., Марченко О.В., Пинегин С.П. Мировая энергетика и переход к устойчивому развитию. – Новосибирск: Наука, 2000.
12. Безруких П.П. Нетрадиционные возобновляемые источники энергии // Топливо-энергетический комплекс. – № 2. – 2002. – С. 53–56.
13. Боровков В.М., Зысин Л.В., Сергеев В.В. Итоги научно-технической конференции «Проблемы использования растительной биомассы и органосодержащих отходов в энергетике». Известия Академии наук № 6 // Энергетика. – 2002. – С. 13–23.
14. Панцхава Е., Пожарнов В., Кошкин Н. Биомасса – источник топлива и энергетики // Энергия, 2002. – № 9. – С. 21–25.
15. Стребков Д.С. Возобновляемая энергетика: для развивающихся стран или для России? Энергия: экономика, техника, экология). – № 9. – 2002. – С. 11.
16. Вихрев Ю.В. Развитие возобновляемых источников энергии в странах Европейского Союза // Энергетика за рубежом, 2002. – № 6. – С. 29–30.

17. *Дьяков В.Ф.* Состояние и перспективы развития нетрадиционной энергетики России. Известия Академии наук // Энергетика, 2002. – № 4. – С. 13–29.
18. *Обоснование* направления развития пылеугольных ТЭЦ с новыми энергоресурсосберегающими технологиями / В.Г. Томилов, Г.В. Ноздренко, П.А. Щинников, Л.И. Пугач и др. – Новосибирск: Наука, 2000. – 152 с.
19. *Андрющенко А.И.* Экономия топлива от применения теплонасосных установок в системе теплоснабжения // Энергетика. Изв. вузов и энергетических объединений СНГ. – 2000. – № 6. – С. 62–66.
20. *Петин Ю.М., Накоряков В.Е.* Тепловые насосы. Проблемы энергосбережения и рационального использования энергоресурсов в Сибирском регионе. Сборник научных докладов. – Новосибирск, 1999.
21. *Дробышев А.Д., Леженин А.А.* Ветроэнергетические ресурсы Сибирского региона. Проблемы энергосбережения и рационального использования энергоресурсов в Сибирском регионе: Сборник научных докладов. – Новосибирск, 1999. – С. 45.
22. *Харитонов В.П.* Ветроэнергетические ресурсы, состояние и перспективы использования // Энергетическое строительство. – 1991. – № 3. – С. 24–29.
23. *Перфилов О.Л., Шаварин В.Н.* Некоторые вопросы развития ветроэнергетики // Энергетическое строительство. – 1991. – № 3. – С. 29–33.
24. *Шевченко А.Ф.* Из опыта разработки и эксплуатации ветроэнергетических станций малой мощности. Проблемы энергосбережения и рационального использования энергоресурсов в Сибирском регионе. Сборник научных докладов. – Новосибирск, 1999. – С. 50–54.
25. *Бычков Н.М., Демчук А.Ф., Диковская Н.Д.* Ветродвижитель нового типа. Проблемы энергосбережения и рационального использования ресурсов в Сибирском регионе: Сборник научных докладов, Новосибирск. – 1999. – С. 54–57.
26. *Ветроэнергетические* установки. Справочник. Часть 2. Технико-экономические характеристики установок и узлов. – М.: Информэнерго, 1993. – 193 с.
27. *Кашинский Ю.Д., Мусатов В.В., Печеркин Н.И.* Малая энергетическая установка, использующая естественный температурный перепад между подледной водой и наружным воздухом: Сб. Проблемы энергосбережения и рационального использования энергоресурсов в Сибирском регионе. Сб. научных докладов. – Новосибирск, 1999. – С. 77–84.
28. *Критт, Бхаратхан.* Исследование теплообмена в системе преобразования тепловой энергии океана // Теплопередача. – 1988. – № 4. – С. 1–23.

29. Меркулов В.И. Перспективы автономного энергообеспечения. Проблемы развития малой энергетики и использования нетрадиционных и возобновляемых источников энергии. – Новосибирск, 1995. – С. 4–8.
- 30 Некрасов В.Г. Малые тепловые электростанции // Энергетик. – № 5. – 1996. – С. 12–13.
31. Симония Н. Энергобезопасность Запада и роль России. Россия в глобальной политике. – АН РФ, 2004.
32. Перспективы применения газовых турбин в энергетике // Теплоэнергетика. – 1992. – № 9. – С. 2–9.
33. Татищев С.В. Рациональные методы сжигания торфа в котельных установках // Г.Э.И. – 1946. – 68 с.
34. Опыт сжигания торфа на электростанциях. БТИ ОРГРЭС. – М., 1960. – 120 с.
35. Коваль А.П., Хзмалян Д.М. Сжигание фрезерного торфа в системе плоских параллельных струй в шахтно-мельничных топках БТИ ОРГРЭС. – М., 1964. – 68 с.
36. Патент РФ на изобретение № 2151959. Способ получения жидкого композитного топлива. 27.06.2000. Бюллетень № 18 / В.Г. Томилов, Г.В. Ноздренко, Л.И. Пугач, Ю.В. Овчинников, Ю.Л. Пугач, Е.А. Евтушенко.
37. Патент РФ на изобретение № 2165956. Способ получения топливных брикетов. 27.04.2001. Бюллетень 12 / В.Г. Томилов, Л.И. Пугач, Ю.В. Овчинников, Г.В. Ноздренко, Е.А. Евтушенко, Ю.Л. Пугач.
38. Новая технология сжигания твердого топлива / П.А. Щинников, Е.А. Евтушенко, Л.И. Пугач, Ю.В. Овчинников, Г.В. Ноздренко, В.Г. Томилов // Теплоэнергетика. – 2001. – № 7. – С. 30–32.
39. Обоснование направлений развития пылеугольных ТЭЦ с новыми ресурсосберегающими технологиями / В.Г. Томилов, П.А. Щинников, Г.В. Ноздренко, Ю.В. Овчинников, Л.И. Пугач, В.В. Зыков, Ю.Л. Пугач. Ответственный редактор акад. РАН В.Е. Накоряков. – Новосибирск: Наука, 2000. – 150 с.
40. Шишаков Н.В. Основы производства горючих газов. – М.: Госэнергоиздат, 1949.
41. Хандов З.А., Гежин А.Б. Судовые газосиловые установки. – М.: Речиздат, 1951.
42. Каллеров Л.К. Газомоторные установки. – М.: Машизд, 1951.
43. Фуфьянский А.А. Техничко-экономические показатели эксплуатации газогенераторных электростанций. Труды НИИЖТ. Вып. 39. – Новосибирск, 1950.
44. Гинзбург Д.Б. Газогенераторное и газовое хозяйство стекольной и керамической промышленности. – М.: Промстройиздат, 1949.

45. *Осинов А.А.* Газификация теплосилового хозяйства речного транспорта. – М.: Речиздат, 1952.
46. *Россиевский Г.И.* Электрические станции с двигателями внутреннего сгорания. – М.: Госэнергоиздат, 1954. – 200 с.
47. *Беликов С.Е., Котлер В.Р.* Нулевые выбросы в атмосферу // Теплоэнергетика. – № 1. – 2004. – С. 69–72.
48. *Доброхотов В.И.* Основные направления научно-технического прогресса в энергетике, решаемые в рамках Государственной программы России «Экологически чистая энергетика». Теплоэнергетика. – 1993. – № 6. – С. 39–45.
49. *Ю.И. Шаров.* Оборудование тепловых электростанций – проблемы и перспективы. Учебное пособие. – М.: Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2002, 122 с.
50. *Применение* новых технологий утилизации тепла уходящих газов на электростанциях, котельных и промышленных предприятиях / В.В. Гордеев, И.А. Сотников, А.У. Липец, Ф.А. Серант, П.Ю. Коваленко. Сб. докладов «Проблемы энергосбережения и рационального использования энергоресурсов в Сибирском регионе». – Новосибирск, 1999. – С. 130–149.
51. *Применение* парогазовых установок – наиболее рациональный путь использования газообразного топлива при создании новых и конструкции действующих энергоустановок на электростанциях и промышленных предприятиях // Ю.А. Ершов, Ю.В. Петров, Ф.А. Серант, П.Ю. Коваленко. Сб. докладов «Проблемы энергосбережения и рационального использования энергоресурсов в Сибирском регионе». – Новосибирск, 1999. – С. 150–165.
52. *Перспективы* применения газовых турбин в энергетике // Теплоэнергетика. – 1992. – № 9. – С. 2–9.
53. *Теплофикационная* парогазовая установка мощностью 130 МВт / Н.К. Акимов, П.А. Березинец, М.К. Васильев, А.И. Алексюк, А.В. Гвоздев, Ю.А. Ершов, Г.Г. Ольховский, Ю.В. Петров, В.Б. Проскуряков, Г.Д. Баринберг, А.Д. Чуканов // Теплоэнергетика. – 1992. – № 9. – С. 22–27.

Часть III

ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ БИОМАССЫ

ВВЕДЕНИЕ

В последние годы в мире возникла большая заинтересованность в использовании биомассы для выработки тепловой и электрической энергии, ее вовлечение в топливно-энергетический баланс регионов и стран в целом.

Об этом говорят многочисленные исследования в странах Европейского союза и США, направленные на выявление оптимальных путей использования биомассы в энергетике, а также в России [2–33].

Интерес к широкому использованию биомассы определен следующими основными обстоятельствами [1].

1. Экологическими, связанными с необходимостью решения, в том числе, глобальных климатологических задач.

2. Необходимостью снижения потребления невозобновляемых источников энергии (газ, нефть, уголь), активно истощаемых в обозримом будущем, и заменой их возобновляемыми источниками.

Масштабное использование природных энергетических ресурсов для производства энергии на тепловых электрических станциях приводит к значительному загрязнению природной окружающей среды такими вредными выбросами в атмосферу, как диоксид углерода (CO_2), оксиды серы (SO_2 и др.), азота (NO_x), а также твердой пыли-взвеси. Обычный каменный уголь выделяет, например, около 3 т CO_2

на каждую тонну сожженного топлива. В то же время такой выброс, как CO_2 , является основным компонентом парникового газа. Несмотря на то, что климатологи мира не могут окончательно договориться о причинах глобального потепления (за 100 лет на $0,6^\circ\text{C}$, а по различным сценариям к концу столетия температура на планете может возрасти на $1,5\dots 2$ и даже 6°C) международными экологическими протоколами на уровне ООН для стран–производителей энергии устанавливаются ограниченные квоты на массовые выбросы CO_2 . Такие протоколы приняты в Монреале, Рио-де-Жанейро и Киото. Известно, что доля США, например, составляет 35 % мировых выбросов углекислого газа, а в России – 17 %.

Киотский протокол предусматривает добровольное обязательство стран с развитой экономикой с 2008 по 2012 годы увеличивать выбросы CO_2 не более 5,2 % по сравнению с уровнем 1990 г.

Если страна-участница протокола сократит выбросы сверх утвержденной нормы, она может продать сэкономленные выбросы условного топлива «перебравшим» лимиты государствам. Те же государства, которые «выбросили» слишком много парниковых газов, должны будут либо купить квоты, либо заплатить штраф. Санкции могут быть настолько большими (до 300...400 долларов за каждую лишнюю тонну углекислого газа), что странам-нарушителям придется или тратить огромные деньги на техническое перевооружение, или закрывать энергозатратные производства. По расчетным прогнозам цена квоты за тонну углекислого газа может составлять от 5 до 80 евро. Энергетика в России эмитирует до 45 % парниковых газов.

РАО «ЕЭС России» в 2001 г. учредило для участия в разработке механизма переуступки квот на сэкономленные выбросы специальный некоммерческий Углеродный фонд России. Фонд собирает заявки от Российских компаний для участия в тендерах на продажу сертифицированных квот на выбросы парниковых газов. Рациональными путями снижения выбросов CO_2 , повышения экологической безопасности при производстве энергии являются:

- повышение эффективности использования органического топлива;
- активное внедрение энергосберегающих технологий;
- использование биомассы как энергетического топлива.

При этом использование биомассы является одним из радикальных путей решения проблемы снижения выбросов парниковых газов (CO₂) в топливоиспользующих установках, а также снижения выбросов других вредных ингредиентов:

- деревья и растения, составляющие основной состав биомассы, сами поглощают выбросы CO₂, т.е. в них происходит рециркуляция: сколько CO₂ поглощено, столько и выделяется при сжигании и при этом не увеличивается его содержание в атмосфере;
- в биомассе практически нет серы, малое содержание азота и золы.

Кроме того, эффективное использование биомассы как энергетического топлива снижает негативное ее влияние на окружающую среду от гниения, сжигания в случайных установках и условиях с целью очистки от них и др.

Используя механизмы финансирования, в соответствии с Киотским протоколом, например Санкт-Петербургский лесопромышленный концерн «Лемо», подготовил проект замены угольной ТЭС на энергоузел, работающий на биотопливе. Энергоузел будет обслуживать комбинат по производству пиломатериалов на территории Сясьского ЦБК. Это предприятие будет использовать технологию полного цикла утилизации промышленных отходов в биологически чистое топливо для выработки электроэнергии. Этот проект, как и три других проекта (перевод Амурской ТЭЦ «Хабаровскэнерго» с угля на газовое топливо; совершенствование системы централизованного теплоснабжения на Улан-Удэнской ТЭЦ-1; энергосберегающий проект Невинномысской ГРЭС), принят Углеродным фондом России (РАО «ЕЭС») для участия в тендерах на продажу сертифицированных квот на выбросы парниковых газов.

Другим стимулом использования биомассы в энергетике является вовлечение ее, как источника химической энергии, в топливно-энергетический баланс в качестве возобновляемого источника в структурно-энергетическом балансе (наряду с механической энергией гидро- и ветроэнергетики, тепловой энергией градиента температур и геотермальных установок).

Известно, что уже в обозримом будущем человечество может начать испытывать дефицит в природных энергетических ресурсах. С уче-

том темпов их наращивания, обеспеченность в мире запасами органических топлив при существующих темпах ежегодного спроса на электроэнергию в цивилизованных странах 2,5...3 % в год составляет (по разным источникам): нефти 25–48 лет; газа 35–64 года; угля 228–330 лет (кстати, запасы урана также могут быть исчерпаны в 30–60 лет) [1].

В то же время последними исследованиями [2] установлено, что экономически оправданное использование биомассы, как энергетического топлива, позволяет покрыть 26 % мировой энергетической потребности.

При этом, как показано, за счет использования биомассы в качестве возобновляемого источника энергии сохраняются природные ресурсы, в значительной степени решается проблема выбросов CO₂, повышается экологическая безопасность за счет снижения вредных выбросов.

Между тем существуют факторы, препятствующие широкому внедрению биомасс:

- недоступность определенной доли растительных ресурсов для рентабельного использования;
- распределение некоторых видов биомасс относительно мелкими партиями, трудность их сбора (концентрации) и транспортировки;
- сезонность рынка некоторых биомасс, особенно годового цикла;
- трудности длительного хранения биомасс;
- сложившийся стереотип и отсутствие в нашей стране законодательного и экономического стимулирования.

Растительные биомассы считаются одним из наиболее «благородных» видов топлива и во многих странах рассматриваются, как перспективный источник энергии на ближайшее будущее. Ежегодный воспроизводимый потенциал биомасс оценивается в 10 раз выше мировой добычи полезных ископаемых. При этом, однако, необходимо учитывать, что доступность и экономическая целесообразность использования разных видов биомасс различна [4]. И все же, в конечном счете, при любом способе энергетического использования биомасс как возобновляемых источников энергии:

- сохраняются природные ресурсы;
- кардинально решается проблема выбросов парникового газа CO₂;

- уменьшается загрязнение атмосферы выбросами SO_2 , NO_x , золы;
- снижается стоимость вырабатываемой энергии.

Все это делает весьма перспективной проблему использования биомасс в энергетике.

Однако следует учитывать, что ряд их характеристик имеют уникальные особенности и кардинально отличаются от освоенных и используемых в энергетике углей. Это обстоятельство ограничивает и затрудняет их использование и требует разработки и внедрения нового оборудования и модернизации существующего.

Указанным обстоятельствам по внедрению и оптимизации способов использования биомассы как возобновляемого источника энергии в крупной энергетике в последнее время стали активно уделять внимание во многих странах мира. Об этом говорят многочисленные публикации в разных изданиях [2–15]. К сожалению, в России этим вопросам уделено пока недостаточно внимания. Однако в малой (промышленной) энергетике и в России выполнен большой комплекс исследований и разработок по использованию биомасс различного происхождения [16–21, 22–26].

При этом следует иметь в виду, что по запасам биомассы Россия занимает первое место в мире, а лесные запасы уже сами по себе оказывают благотворный экологический эффект на климат всей планеты.

Особой актуальностью этой проблемы обеспокоено Европейское сообщество, которое даже вступление России во Всемирную торговую организацию (ВТО) обусловило необходимостью ратификации Россией Киотского протокола (и принятие в соответствии с ним обязательств по снижению вредных выбросов).

Хотя обеспокоенности по отношению к запасам угля не существует (по сравнению с ограниченными запасами нефти и газа, которые не смогут быть использованы как энергетическое топливо в ближайшем будущем, запасов угля может хватить на многие сотни лет), однако его использование в энергетике (объемы использования постоянно растут) создает проблему совместимости существующих технологий его сжигания и окружающей среды.

Сжигание угля вызывает значительные выбросы в атмосферу таких вредных веществ, как SO_x , NO_x , золовые частицы, тяжелые метал-

лы, а также увеличивает массовые выбросы относительно безвредного но создающего парниковый эффект диоксида углерода (CO_2).

Уже в течение многих лет общественность озабочена выбросами в атмосферу таких загрязнений, как SO_x , NO_x , золы и тяжелые металлы. В 2004 г. разработаны нормы для регламентирования выбросов тяжелых металлов, что потребует новых затрат для их соблюдения. При этом будет осуществлен переход на ограничение выбросов микрочастиц (2,5 микрона и менее), так как в них концентрируется содержание вредных тяжелых металлов (ртути и др.). Эти нормы потребуют значительно более совершенных и дорогостоящих способов очистки газа. Особое внимание в последнее десятилетие будет уделяться в дальнейшем и выбросам диоксида углерода (CO_2) – конечного продукта сжигания ископаемого топлива. Это объясняется главным образом его влиянием на изменение климата. Вред природе наносят не сами выбросы CO_2 , а их накопление в атмосфере. Согласно [34], проведенные измерения показали, что концентрация CO_2 в атмосфере выросла с 280 ppm (в так называемый доиндустриальный период, середина XVIII в.) до 370 ppm в 2003 г. Более половины выбросов CO_2 , образовавшихся при сжигании ископаемых топлив, не поглощается биосферой и поверхностью океана, а накапливается в атмосфере. Темп роста концентрации CO_2 составляет 47 ppm/год.

В таком случае даже при умеренном росте мировой экономики (не превышающем 2 % в год) концентрация CO_2 в атмосфере к 2050 г. превысит 500 ppm. Для прекращения роста концентрации CO_2 в атмосфере необходимо в ближайшие 10–20 лет снизить его выбросы до уровня в 3 раза ниже уровня выбросов 1990 г.

Использование растительной биомассы выгодно отличается от углеводородного сырья своими экологическими достоинствами (малая зольность, практическое отсутствие серы и, безусловно, – снижение парникового эффекта) и позволяет в значительной мере решить эту климатологическую и экологическую проблему.

1. ОСНОВНЫЕ ИСТОЧНИКИ БИОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ТОПЛИВА

Основные источники биоэнергетических энергоресурсов включают в себя:

- отходы сельскохозяйственного производства;
- органические отходы промышленности, в том числе лесной, деревообрабатывающей, гидролизной, целлюлозно-бумажной, пищевой, мясо-молочной;
- осадки сточных вод;
- отходы коммунального производства (твердые бытовые отходы ТБО и жидкие).

Основными видами биомассы являются:

- древесные отходы (включая отходы лесного хозяйства);
- сельскохозяйственные отходы (включая отходы растениеводства, мукомольного производства, животноводства);
- выращиваемые энергетические культуры;
- отходы целлюлозно-бумажного производства (щелоки, отжатая кора и др.);
- бумага, не подлежащая вторичной переработке.

Наиболее значительным возобновляемым биоресурсом является древесина, запасы (лесные массивы) которой в России составляют свыше 25 % общемировых.

На каждый 1 млрд м³ объема леса на корню ежегодный прирост древесной биомассы составляет 25 млн м³ (здесь древесную биомассу составляет в основном переросший, болеющий или отмерший лес в виде кругляка). С каждого гектара такого леса, например с лесного массива Новосибирской области, прирост древесины составляет 2,2 м³.

В результате прореживания, необходимого для поддержания культурного уровня лесов, в Европе, например, получают 0,9 т древесной биомассы с гектара.

К древесной биомассе относятся: кругляк, щепка, кора, древесные опилки с лесопилок, древесные опилки мебельных отходов, горбыль, отходы лесозаготовок (сломанные деревья, кроны ветвей, пни и их корневая система и др.), древесная шлифовальная пыль, древесные отходы от сноса строительных сооружений, переработанные древес-

ные отходы (из фанеры, досок), древесные отходы из необработанной древесины, деревянная тара, измельченные планки, древесная стружка.

Каждая из названных групп древесной биомассы отличается гранулометрическим составом, влажностью, способностью к транспортировке и хранению, удельным весом и, конечно, энергетическими характеристиками, которые будут рассмотрены более подробно.

Использование древесной биомассы только за счет ее прироста позволяет не только выработать значительный объем тепловой и электрической энергии, но и стимулировать лесостой и культурный уровень лесов (уменьшить загрязнение рек и ручьев, удалить потенциальный источник пожаров и гниения, проводить регулярную чистку лесных массивов).

Биомасса из сельскохозяйственных отходов включает в себя: солому, лузгу подсолнечника, гречихи, овса; отходы мукомольного производства (отсевы, отруби); отходы животноводства (от животноводческих комплексов и птицефабрик); костная мука.

К выращиваемым энергетическим культурам, составляющим биомассу, относятся: быстрорастущие травы (стебли люцерны и др.); деревья с коротким севооборотом (гибридная ива и др.), лозное просо.

Как видно, биомасса состоит из различных видов, в пределах каждого вида имеет место значительное количество групп. А все эти виды и группы в пределах вида могут иметь свои существенные различия как по энергетическим характеристикам, так и по гранулометрическому составу, влажности, зольности, удельному весу, способности к размолу, транспорту, хранению; сезонности получения и масштабности поставки; склонности к взрывам, пылению и др.

Учитывая саму природу происхождения биомассы различных видов и групп, принципиальных различий в их характеристиках, по данным зарубежных и российских исследователей, ожидать не следует. Это позволяет, для выработки технических решений, более активно и уверенно использовать материалы зарубежных исследований и обобщать материалы публикуемых работ по рассматриваемому вопросу.

В связи с тем, что биомассу отходов животноводства (от животноводческих комплексов, птицефабрик) в силу своих особых специфических свойств наиболее целесообразно использовать, как показывает практика, в мелких промышленных установках через получение из нее

биогаза, в настоящей работе ее использование рассматривается в приложении (технология получения биогаза имеет свою специфику).

Значительное количество органических отходов в виде соответствующих биомасс имеет место в целлюлозно-бумажном производстве (ЦБП).

Целлюлозно-бумажное производство относится к наиболее энергоемким отраслям промышленности и отличается наличием широкой гаммы специфических отходов, которые должны использоваться либо в чисто энергетическом, либо, что наиболее экономично, в энерготехнологическом направлениях. В табл. 3.1, 3.2 приведены характеристики и баланс отходов ЦБП.

Т а б л и ц а 3.1

Характеристика отходов ЦБП

Отходы	W^r , %	A^d , %	Элементный состав сухой массы, %				Q^r_i , ккал/кг	V^{daf} , %
			C^d	H^d	$S^d_{общ}$	$(N+O)^d$		
Отжатая кора	55...75	3...5	49...50	6...6,2	–	39...40	1580...610	78,5
Древесные отходы	40...60	0,9...1,4	50,5...51	5,6...6,0	–	40,5...42,5	2440...1340	81...85
Черный щелок	35...45	40...50	34...39	2,8...3,5	3,4	13...18	1800...1300	60...70
Сульфитный щелок	35...45	4...15	45...51	4,1...5	4,1-8	25...37	2000...1300	38...70

В табл. 3.2 приведен баланс отходов современного мощного лесопромышленного комплекса, перерабатывающего 6,5 млн м³ древесины в год (в том числе на нужды ЦБП 4,5 млн м³) [35].

Для энергетических нужд (электроэнергия, тепло на технологические и бытовые нужды) такое предприятие должно потреблять $2,1 \times 10^6$ т у.т./год. Из табл. 3.2 видно, что за счет сжигания отходов целлюлозно-бумажного производства (ЦБП) можно удовлетворить до ~50 % потребности предприятия в энергетическом топливе. При полном использовании отходов ЦБП в масштабах всей отрасли можно ожидать экономию более 5,5 млн т у.т./год (масштаб производства 1975 г.).

Баланс отходов лесопромышленного комплекса с объемом переработки 6,5 млн м³ древесины

Отходы	Источники отходов	Разновидность отходов	Количество топлива		Теплотворная способность, Q'_{is} , ккал/кг	В пересчете на условное топливо		В пересчете на выработку пара **	
			т/год	т/час		т/год	т/час	т/год	т/час
Твердые отходы	Механическая переработка древесины и ее сортировка	Отжатая кора	678,6×10 ³	119,8/53,1*	1340 ($W^r=55\%$)	130×10 ³	22,9/10,2*	1195×10 ³	211,0/93,7*
		Опилки от слешеров	32,9×10 ³	5,9/2,5	2030 ($W^r=45\%$)	9,6×10 ³	1,7/0,72	88,2×10 ³	15,6/6,64
		Отходы древесины при окорке и промывке балласта	70,7×10 ³	11,4/6,4	2030 ($W^r=45\%$)	20,5×10 ³	3,3/1,86	189,0×10 ³	30,4/17,1
		Мелкая щепка от сортировок	14,0×10 ³	1,7/1,7	2030 ($W^r=45\%$)	4,1×10 ³	0,493/0,493	37,7×10 ³	45,4/4,5
		Древесная пыль	63,0×10 ³	11,9/4,4	2030 ($W^r=45\%$)	18,3×10 ³	3,45/1,28	168,6×10 ³	31,7/11,78
		Обрезки фанеры и шпона	31,5×10 ³	3,8/3,7	2440 ($W^r=40\%$)	11,0×10 ³	1,32/1,29	115,0×10 ³	12,15/11,85
Жидкие отходы	Отходы от варки целлюлозы	Черный щелок	3022,2×10 ³	365,0	1300–1800** ($W^r=40\%$)	810×10 ³	98,0	7452×10 ³	901,0
		Барда гидролизно-дрожжевого производства	107,0×10 ³	12,9	1300–2000** ($W^r=45\%$)	30,5×10 ³	4,2	281,0×10 ³	38,65
Всего			4020×10 ³			1034×10 ³		9500×10 ³	

* В числителе и знаменателе приведен часовой расход топлива в летний и зимний периоды соответственно; количество дней работы для условий Восточной Сибири принято: летом – 150 дней, зимой – 195 дней.

** Испарительность 1 кг условного топлива принята равной ~9,2 кг/кг (параметры пара: $p = 39$ кг/см², $t_{н.п.} = 440$ °С, $t_{п.в.} = 145$ °С, $\eta_{к.д.} \cong 85\%$)

*** Колебания определяются сортом перерабатываемой древесины и выходом целлюлозы.

Уже одно это обстоятельство определяет значительный экономический эффект проблемы рациональной организации использования отходов ЦБП. Большая дополнительная экономия возникает за счет высвобождения средств, затрачиваемых на транспортировку твердых отходов в отвалы и на сооружение очистных устройств для жидких отходов.

В табл. 3.1 приведены характеристики отходов ЦБП как топлива [35]. Видно, что все отходы ЦБП обладают свойствами, резко отличающимися их от обычных энергетических топлив. При относительно высокой реакционной способности сухой массы они имеют чрезвычайно высокую приведенную влажность, специфические свойства минеральной части и обладают рядом других особенностей. Все это предъявляет особые требования к конструкциям топочных устройств. Таким образом, на целлюлозно-бумажных предприятиях всегда имеется широкая гамма топлив, резко различающихся по своим характеристикам: обычные энергетические (твердые натуральные топлива, мазут или газ), древесные отходы и жидкие горючие отходы производства. Поэтому для ЦБП наиболее остро встает проблема создания многотопливных котлов, допускающих сжигание под котлом единого профиля всех указанных топлив в различных соотношениях.

Кроме того, экономически целесообразно, а в ряде случаев необходимо по условиям технологии осуществлять сжигание отходов ЦБП в энерготехнологических агрегатах.

Как видно из табл. 3.1, отходы ЦБП можно разбить на две крупные группы: древесные твердые отходы и жидкие отходы (шелока). Проблемы сжигания и утилизации этих отходов решаются по-разному.

2. РЕСУРСЫ БИОМАССЫ В РОССИИ, КАК ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ТОПЛИВА

Основными ресурсными источниками растительной биомассы являются: древесина, отходы от ее заготовки и переработки, сельскохозяйственные отходы растениеводства, промышленные отходы от их заготовки и переработки, а также бытовые отходы. Индустриальной базой для биоэнергетики могут стать специальные плантации, селекционируемые соответствующими быстрорастущими видами деревьев,

кустарников и трав, которые могут быть развиты при рекультивации свободных площадей.

Сюда можно, на наш взгляд, отнести и торф, хотя в ряде стран дискутируется вопрос: является ли он биологическим или ископаемым топливом. Торф, несомненно, можно отнести к возобновляемым источникам энергии, так как его ежегодный прирост значительно превышает его потребление.

Кроме того, физико-химические характеристики торфа идентичны «классическим» биотопливам и использование его и «классического» биотоплива может практически производиться с использованием однотипных энергетических технологий.

Основной ресурсной базой биотоплива в России являются отходы лесозаготовок, которые составляют 40...60 % заготавливаемой древесины; 20 % составляют отходы, образующиеся при лесопереработке и используемые пока только на 20 %. По приближенным оценкам [36], суммарное годовое количество отходов лесопромышленного комплекса составляет свыше 200 млн м³. Отходы сельскохозяйственного производства составляют 200...250 млн м³ в год. В отвалы ежегодно направляются 100 млн м³ промышленных отходов только лигнина. Твердые бытовые отходы ежегодно накапливаются в количестве 35 млн т. В целом, ежегодно образующееся совокупное количество растительных отходов в России эквивалентно приблизительно 100 млн т нефти.

В табл. 3.3 приводятся [37] оценки ресурсной базы биомассы для энергетического использования в различных регионах страны (по данным 1985–1990 гг.)

В России отходы переработки древесины используются в основном в целлюлозно-бумажной и лесной промышленности, однако не в полной мере. Потребление торфа в связи с возможностью использования в энергетике газа и жидкого топлива на этапе 2000–2005 гг. неуклонно снижается, а доля переработки твердых бытовых отходов составляет менее 1 %. То есть использование биомассы в России в отличие от ряда цивилизованных стран, которые по климатическим условиям близки ко многим регионам России (Финляндия, Швеция), используется пока недостаточно.

Оценка энергетических ресурсов растительной биомассы России [37]

№ п/п	Экономический регион	Отходы лесозаготовок, млн м ³ /год	Отход лесопереработок, млн м ³ /год	Торф, млн м ³	
				Запасы	Годовая добыча
1	Северный	38	8,29	6681	69,1
2	Северо-Западный	7,26	1,7	3370	46
3	Центральный	12,72	3,52	1387	23,1
4	Волго-Вятский	10,92	2,76	1123	14,8
5	Центрально-Черноземный	0,18	0,28	–	–
6	Поволжский	3,66	2,64	–	–
7	Северо-Кавказский	0,9	0,87	–	–
8	Уральский	23,58	5,92	4416	47,7
9	Западно-Сибирский	16,38	3,66	50063	192,3
10	Восточно-Сибирский	38,1	11,46	16232	–
11	Дальневосточный	18,18	3,23	3713	–
	Всего по Российской Федерации	169,98	43,73	86985	393,0

В нашей стране создание технологий по энергетическому использованию растительной биомассы осуществляется в рамках Государственной научно-технической программы «Экологически чистая энергетика» с 1988 г. [38].

Определенная активизация в этом направлении в последние годы происходит на фоне расширения таких работ в большинстве развитых стран, возросших экологических требований к производству энергии на органическом топливе и выделении многими странами растительной биомассы как перспективного источника энергии на ближайшее будущее. Использование энергетического потенциала биомассы является одним из приоритетных направлений в области нетрадиционной энергетики в программе России «Экологически чистая энергетика».

По данным Мирового энергетического совета, представившего варианты прогноза вклада разных видов энергоресурсов в миллионах

тонн нефтяного эквивалента (табл. 3.4) [39] на период до 2020 г., видна опережающая роль включенной в энергобаланс, как нетрадиционного возобновляемого источника энергии, современной биомассы.

Т а б л и ц а 3.4

Прогнозируемое использование возобновляемых энергоресурсов на период до 2020 г. (по данным МИРЭС) [39]

Вид нетрадиционных энергоресурсов	Вариант прогноза и вклад возобновляемых источников энергии в общее энергопотребление			
	Минимальный		Максимальный	
	млн т н.э.	%	млн т н.э.	%
Современная биомасса	243	45	561	42
Солнечная энергия	109	20	355	26
Ветровая, геотермальная, малые ГЭС бытовые отходы	187	35	429	32

Чтобы рассматривать растительное топливо (биомассу) как альтернативное невозобновляемому органическому (уголь, нефть, газ), для электростанций важно решить вопрос ритмичности и непрерывности его поставки. Одним из недостатков, возможных для поставки на ТЭС отходов сельскохозяйственного производства, является сезонность и неритмичность их поставки. Для обеспечения ритмичности поставок может быть рассмотрен вариант с конвейерной ротацией быстрорастущей биомассы.

Расчеты показывают [40], что для работы ТЭС мощностью 100 МВт необходима плантация с конвейерной ротацией биомассы (растительного топлива) площадью 100 км² при обычной скорости прироста древесной массы 40 т/га в год; ежегодная вырубка при этом должна производиться с площади 8...10 км². Площадь посадки может быть существенно уменьшена при использовании быстрорастущих древесных пород.

Достижения селекции позволяют рассчитывать на определенные успехи в этом направлении.

3. ХАРАКТЕРИСТИКИ БИОМАССЫ, КАК ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ТОПЛИВА

3.1. ОБЩИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ БИОМАССЫ

Как показано, биомасса состоит из разных видов и групп в пределах каждого вида. В соответствии с природой исходных продуктов, технологии их переработки, характера отходов различны их характеристики. Это необходимо учитывать при разработке технологии их практического использования.

Основные характеристики, по которым биомассы отличаются в зависимости от вида (и группы), это (табл. 3.5...3.8):

- технический состав (зольность, влажность, калорийность);
- элементный состав;
- состав минеральной части;
- шлакующие характеристики;
- экологические характеристики;
- коррозионные характеристики.

Общими особенностями биомассы, как энергетического топлива, являются (табл. 3.5...3.9):

- высокая реакционная способность (выход летучих на горючую массу составляет от 75...80 % до 92 %);
- повышенная взрывоопасность и пожароопасность (по классификации «Правил взрывобезопасности» [8] критерий взрываемости K_T достигает $> 8,4$);
- крайне нестабильная влажность (в зависимости от способов получения биомассы, ее хранения и складирования влажность колеблется от 25 до 65 %);
- повышенные загрязняющие и шлакующие свойства минеральной части при низкой зольности (за счет повышенного содержания щелочных элементов $K_2O + Na_2O$, достигающего 30..35 %, «короткие» шлаки при низких температурах плавления $t_a \rightarrow t_c = 1150...1180$ °С);
- высокие коррозионные свойства для биомасс годовичного цикла из-за повышенного содержания калия, а также частично хлора (до 4,0 % и 4,5 % соответственно);

Т а б л и ц а 3.5

Анализ топлив из биомассы, на сухую массу

Технический анализ, % по весу (несортированное)	Опилки из мебельных отходов	Опилки с лесопилок	Лозное просо	Гибридная ива	Измельченная тара
Влажность	7,88	5,39	8,77	7,83	4,57
Летучие	75,51	73,55	71,68	75,34	73,58
Связанный углерод	15,53	19,59	11,19	11,04	6,74
Зольность	1,08	1,47	6,95	5,8	15,11
Элементный анализ, % по весу (на сухую массу)					
Водород	7,09	6,26	6,02	6,02	4,8
Углерод	49,08	48,47	46,21	48,29	42,4
Сера	0,08	0,16	0,11	0,05	0,10
Азот	3,25	0,59	0,94	1,20	0,22
Кислород	39,16	42,93	37,56	38,15	36,65
Хлор	0,17	<0,04	<0,04	<0,04	<0,04
Минеральная часть	1,17	1,56	9,16	6,29	15,83

Т а б л и ц а 3.6

Разброс данных при анализе топлив из биомассы, включая несортированное топливо [7, 13, 15]

Характеристика топлива	Опилки из мебельных отходов	Опилки с лесопилок	Лозное просо
Влажность, % по весу, несортированное топливо	5,95...7,64	7,53...58,00	5,81...11,05
Зольность, % по весу, на сухую массу	0,59...1,37	0,57...2,40	5,22...18,45
Сера, % по весу, на сухую массу	0,05...0,10	0,02...0,07	0,04...0,18
Азот, % по весу, на сухую массу	2,32...4,32	0,12...0,72	0,59...1,20

Характеристика плавления золы биомассы

№ п/п	Температуры плавления золы	Размерность	Опилки мебельных отходов	Опилки с лесопилок	Лозное просо	Гибридная ива	Измельченная тара
1. Восстановительная среда							
1.1	t_A	°C	1195...1280	1175...1480	1165...1200	1150	н/о
1.2	t_B	°C	1215...1285	1180...1485	1215...1235	1160	н/о
1.3	t_C	°C	1230...1290	1185...1490	1265...1285	1260	н/о
2. Окислительная среда							
2.1	t_A	°C	1210...1335	1180...1510	1230...1250	1175	н/о
2.2	t_B	°C	1215...1340	1190...1515	1270...1310	1180	н/о
2.3	t_C	°C	1250...1345	1200...1520	1290...1380	1225	н/о
3. Состав золы в % по весу							
3.1	SiO ₂	%	15,0...18,25	52,4...41,0	61,0...67,2	56,4	14,67
3.2	Al ₂ O ₃	%	3,7...3,9	8,1...12,3	2,0...2,6	7,2	4,1
3.3	Fe ₂ O ₃	%	10,3...22,0	7,3...9,9	3,9...7,2	5,9	10,5
3.4	TiO ₂	%	5,3...7,6	0,5...0,6	0,15...0,2	0,9	8,8
3.5	CaO	%	22,8...29,5	12,3...15,7	9,5...11,8	16,3	37,4
3.6	MgO	%	3,4...4,4	1,1...1,8	4,3...4,9	2,6	6,7
3.7	Na ₂ O	%	7,5...13,6	0,3...0,8	0,4...0,8	2,0	11,7
3.8	K ₂ O	%	3,3...6,6	7,5...10,1	3,7...8,3	4,1	3,2
3.9	P ₂ O ₅	%	0,0...3,0	0,7...0,8	2,1...4,0	2,0	0,0

- возможные значительные колебания основных характеристик в пределах одной биомассы (влажности, калорийности и др.);
- затрудненность движения биомассы по тракту за счет волокнистого строения материала (питателя, бункера, тетки и др.);
- ухудшенные сыпучие свойства, низкая плотность, высокая волокнистость, неоднородный гранулометрический состав, что приводит

Характеристики топлива и биомасс [4]

Показатель	Уголь			Торф	Дрова	Биомасса		
	Кузнецкий СС (разрезы)	Челябинский БЗ	Брезовский БЗ			Древесные от- ходы	Солома	Растительные отходы
Влага, W^t , %	9,5	15,5	33	50	35	25,3	12,77	11,26
Зольность A^d , %	18,75	43	7	12,5	1,15	4,72	5,86	4,66
Выход летучих V^d , %	16,86	25,65	44,64	61,25	80,03	76,79	77,48	78,71
Коксовый оста- ток, C^d , %	64,39	31,35	48,36	26,25	18,82	18,5	16,67	16,63
Выход летучих V^{daf} , %	20,75	45	48	70	80,96	80,59	82,3	82,56
Теплота сгора- ния Q^i , кДж/кг	25150	12600	15650	8120	11600	13350	15200	15580
Элементный состав, %								
C^{daf}	86,75	71	71	56,5	50,96	53,36	48,21	50,11
H^{daf}	4,45	5,1	4,9	6	6,08	6,27	6,04	5,95
S^{daf}	0,55	1,7	0,3	0,3	0,03	0,05	0,12	0,12
N^{daf}	2,2	2,0	0,7	2,5	0,33	0,48	0,67	1,21
O^{daf}	6,7	20,2	23,1	34,7	42,6	39,48	44,82	42,55
Cl^{daf} (сверх 100 %)	–	–	–	0,04	0,04	0,05	0,32	0,17
Состав золы, %								
SiO_2	55,86	56,31	30	35,82	6,06	45,3	58,36	59,6
Al_2O_3	27,8	25,02	11	8,7	1,76	10,15	2,56	2,18
TiO_2	0,9	0,9	–	0,41	–	–	0,05	0,11
Fe_2O_3	7,79	8<58	9	16,38	1,38	4,54	0,8	1,53
CaO	3,72	2,93	42	32,45	54,34	24,3	9,61	15,0
MgO	1,21	2,72	6	3,58	10,05	3,85	2,63	4,33
K_2O	1,71	2<42	1,2	1,23	24,52	9,11	25,0	16,67
Na_2O	1,06	1,11	0,8	1,43	1,75	2,22	1,04	0,69

Показатель	Уголь			Торф	Дрова	Биомасса		
	Кузнецкий СС (разрезы)	Челябинский БЗ	Брезовский БЗ			Древесные от- ходы	Солома	Растительные отходы
MnO (сверх 100 %)	0,1	0,3	–	0,36	1,58	2,19	–	–
P ₂ O ₅ (сверх 100 %)	0,45	0,5	–	2,35	10,78	3,12	2,98	9,59
SO ₃ (сверх 100 %)	–	–	–	–	5,19	–	4,27	2,21
Cl (сверх 100 %)	–	–	–	–	0,35	–	4,39	3,59

к возникновению проблем транспорта и размола и не всегда позволяет использовать существующее пылеприготовительное оборудование и совместный размол с другим топливом;

- неоднородный гранулометрический состав;
- обогащение шлаков щелочами при сжигании биомассы снижает их коммерческую привлекательность (в цементной промышленности, например).

В то же время следует отметить достаточно высокие экологические характеристики биомассы:

- низкая зольность ($A^d = 2...12\%$ в среднем 4%);
- низкое содержание серы ($S^{daf} = 0,02...0,1\%$) и азота ($N^{daf} = 0,3...1,2\%$);
- снижение загрязнения атмосферы таким парниковым газом, как CO₂, за счет рециркуляции углекислого газа (сколько поглощают сами деревья и растения CO₂, столько же и выделяют при горении, не увеличивая его количества в атмосфере);
- низкое содержание хлора в минеральной части (в среднем $0,04\%$ и лишь для растительных отходов до $4,3\%$).

В табл. 3.8 приводятся данные по характеристикам биомассы, которая использовалась российскими исследователями [4] при совмест-

ном и раздельном сжигании биомассы с углем на огневом стенде УралВТИ. Как и предполагалось, принципиальных отличий в составе биомасс не наблюдается. Здесь же, для сравнения, даны характеристики для угля и торфа.

3.2. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ И СОСТАВ БИОМАССЫ ДРЕВЕСНЫХ ОТХОДОВ

В связи с тем, что Россия располагает свыше 25 % мировых запасов леса, занимается активной переработкой древесного материала, использование древесной биомассы становится достаточно актуальным. Она используется как возобновляемый источник при выработке энергии.

Лесами, из которых почти 80 % падает на долю хвойных, занято 2/5 территории страны. Основные запасы леса сосредоточены в Сибири и на Севере Европейской части страны. При рубке леса и обработке древесины весьма большую долю составляют его отходы (пни, ветви, горбыли, щепа, стружки, опилки и др.).

К категории древесного топлива относятся, кроме собственно деревьев, их растительные отходы (пни, сучья, ветви, вершинные части деревьев) и отпады (хвоя, листья, валежник, кора), также промышленные отходы (обрезки, щепа, стружка, опилки, деревянная тара и др.).

Органическая часть древесины и других растительных образований состоит в основном из углеводов и в меньшей степени из белков, жиров, восков и смол, входящих в состав растительных клеток или заполняющих межклеточное пространство растительной ткани. Основными компонентами углеводов являются целлюлоза ($C_6H_{10}O_5$)_x, из которой построены стенки клеток, гемицеллюлоза, представляющая собой гидролизующуюся часть целлюлозы, и лигнин – особое инкрустирующее вещество, заполняющее межклеточные промежутки ($C_9H_{24}O_{10}$). Содержание целлюлозы в органической части многоклеточных растений достигает 60 %, содержание лигнина 20...30 % (в зависимости от породы и возраста древесины). Растительная ткань пропитана водой, в которой растворены различные минеральные соли, образующие при сжигании древесины золу. Содержание солей в древесине обычно 1 %. Так, в сосновой древесине содержание минераль-

ных солей составляет 0,21 %; в березовой – 0,29...0,38 %; в дубовой – 0,37 %; в еловой – 0,22...0,37 %. Однако в коре, листьях (а также в стеблях однолетних растений) содержание минеральных примесей значительно больше и составляет: в еловой коре – 5,77 %, в буковой – 8,84; (в соломе – 3,3...7,2 %; в лузге – 2,31 %; в камыше – 7,4 %).

В табл. 3.9 приведены состав и некоторые характеристики древесной и растительной биомассы в сравнении с торфом.

Т а б л и ц а 3.9

Состав и характеристики некоторых видов биомассы в сравнении с торфом

№ п/п	Топливо	Состав органической массы				W^r , %	A^r , %	V^{daf} , %	Q^r_{is} , кДж/кг
		C^o , %	H^o , %	O^o+N^o , %	N^{daf} , %				
1	Древесная биомасса				0,3...0,5				
1.1	Сосна	50,2	6,0	43,8	-/-	57,4	1,4	76...90	7120
1.2	Береза	49,3	6,1	44,6	-/-	50,4	2,1	-/-	8140
1.3	Ольха	49,0	6,3	44,8	-/-	51,0	1,4	-/-	7780
1.4	Осина	48,8	6,1	45,1	-/-	44,0	1,1	-/-	9150
2	Растительная биомасса				0,6...1,5				
2.1	Солома							78...86 (до 90 %)	
		44,9	5,4	49,7	0,67	8	5,0		13120
2.2	Лузга подсолнечника	51,7	6,3	42,0	0,7	15	2,0	-/-	15500
2.3	Камыш	–	–	–	1,2	16	7,4	-/-	14400
3	Торф				2,5			70	
3.1	Кусковой	57,86	6,0	35,8	2,3	40,0	6,6	70	10170
3.2	Фрезерный	57,75	6,1	35,9	2,1	50,0	5,5	70	8500

Структура сухой массы древесины, как подчеркивалось ранее, представляет собой совокупность ячеек, стенки которых образуются в основном из клетчатки, состоящей из целлюлозы ($C_6H_{10}O_5$)_x, гемицеллюлозы и особого вещества-лигнина, являющихся сложными соеди-

нениями углерода, водорода и кислорода. В состав древесины, кроме того, входят в небольшом количестве смолы, жиры, воск, дубильные вещества и минеральные примеси. На состав минеральных примесей оказывает влияние также технология получения древесных отходов. Например, в отходах с мебельных фабрик, где в производстве используются разные клеи, имеется особенно повышенное содержание щелочей. При этом технология получения древесных отходов резко влияет не только на состав их минеральной части, но и на все их характеристики как энергетического топлива. Эти характеристики различны: для свежесрубленного леса; для опилок с лесопилок и для опилок с мебельного производства; для измельченной тары; для коры; для хвой и других видов древесной биомассы. Значительно отличаются характеристики древесной массы с годичным циклом, выращиваемой на специальных плантациях.

Сама природа древесины мало влияет на состав ее органической части. Состав органической массы древесины разных пород может характеризоваться следующими усредненными данными: $C^o = 50\%$; $H^o = 6\%$; $O^o = 43\%$, $N^o = 0,43\%$; $S^o = 0\%$; зольность сухой массы такой древесины $A^d = 1...2\%$; содержание влаги у растущего дерева $W^r = 45...65\%$, а при хранении на воздухе древесины в течение 1,5...2 лет ее влажность снижается до 18...20%.

Так как состав органической массы древесины достаточно стабилен для разных пород (а величина зольности мала), на теплоту сгорания ее существенное влияние оказывает содержание влаги. При достаточно стабильной органической части ее теплота сгорания составляет 18,4 МДж/кг. Из этих соображений профессором К.В. Киршем предложена для определения теплоты сгорания рабочей массы формула

$$Q_i^r = 18,4 - 0,209W^r, \text{ МДж/кг.}$$

В целом, для древесной биомассы показательны следующие энергетические характеристики, оказывающие существенное влияние на ее поведение в технологическом цикле при производстве тепловой и электрической энергии.

1. Состав органической массы достаточно стабилен и составляет на сухую массу: содержание углерода $C^d = 45...53\%$, водорода $H^d = 5...6\%$, кислорода $O^d = 37...45\%$, азота $N^d = 0,3...1,2\%$.

2. Теплота сгорания, в зависимости, главным образом, от влажности колеблется в пределах 7...15 МДж/кг. При среднем составе на горючую массу: $C^{daf} = 50\%$; $H^{daf} = 6\%$; $O^{daf} = 43\%$; $N^{daf} = 1\%$ и при влажности $W^r = 42\%$ величина $Q_i^r = 2440$ ккал/кг.

3. Высокая реакционная способность, определяемая величиной выхода летучих, составляет $V^{daf} = 80...90\%$ на горючую массу.

4. Высокая склонность к самовозгоранию, определяется величиной критерия взрываемости $K_T \geq 8$.

5. Колебания влажности, в широком диапазоне, в зависимости от способа получения биомассы и условий ее хранения – от 8 до 60 % (в среднем 20...60 %) и в отдельных случаях до 80 %.

6. Высокая шлакуемость определяется спецификой минеральной части:

- высокое содержание щелочи, в основном в виде K_2O (в среднем 8...10 %), в отдельных случаях до 25 %; при этом, хотя содержание Na_2O в среднем составляет 0,3...2,2 %, для отдельных видов отходов мебельного производства Na_2O может достигать 7...13 %;

- достаточно высокое содержание Fe_2O_3 (7...10 %), а для отдельных отходов мебельного производства величина Fe_2O_3 может достигать 22 %;

- хотя содержание оксида кальция умеренно (в среднем $CaO = 12...15\%$), для отдельных отходов мебельного производства и деревянной тары содержание $CaO + MgO$ может достигать 30...37 %;

- при низком, в среднем содержании хлора ($< 0,04\%$), для отдельных отходов мебельного производства достигает 1,2 %;

- низкие температуры плавкости золы как в восстановительной, так и окислительной среде (температура t_C достигает 1180...1200 °С);

- очень «короткие» шлаки (разность между температурами t_A и t_C достигает всего 30...40 °С: $t_A = 1150$ °С величина $t_C = 1180$ °С).

7. Плотность древесной массы в 3...5 раз ниже плотности угля – (300...500 кг/м³) по сравнению с 1400 кг/м³ для угля.

8. Волокнистая структура материала, что вызывает определенные трудности при движении его по тракту (бункера, тетки, питатели-дозаторы и др.).

9. Широкий диапазон изменения гранулометрического состава исходной древесной биомассы (опилки – до 8 мм; щепа- до 100 мм; кругляк, после расщепления, 5...35 мм и др.).

10. Весьма благоприятные экологические характеристики:

- низкая зольность (на сухую массу- в среднем 2 %) – от 1,6 до 5,0 % (отдельные значения достигают 6 %);
- низкое содержание серы (от полного отсутствия до 0,1 в среднем), достигая максимум 0,18 % на сухую массу;
- ограниченное содержание азота – в среднем 0,25...1,0 %, достигая для отдельных видов отходов до 2...3 % на сухую массу;
- способность не увеличивать в атмосфере содержание парникового углекислого газа от сжигания древесной биомассы.

Рассматривая возможные варианты энергетического использования древесной массы, следует иметь в виду, что по своим энергетическим характеристикам (несмотря на имеющиеся специфические особенности, которые необходимо учитывать при выборе технических решений по энергетическому использованию) наиболее близкими энергетическими топливами, уже освоенными для эффективного использования, являются лигниты, торф (фрезерный), землистые бурые (окисленные) угли и бурые угли марки Б1 ($W^r \geq 40\%$) [27...30].

Особенно это относится к фрезерному торфу. у которого основная масса имеет размер менее 3 мм (85 % всей массы). Содержание летучих в нем $V^{\text{daf}} = 70\%$, влажность колеблется в пределах 48...52 % (достигает 60 %); зольность на сухую массу $A^d = 7...14\%$; среднее содержание элементов (на горючую массу: $C^{\text{daf}} = 57,8\%$; $H^{\text{daf}} = 6\%$; $S^{\text{daf}} = 0,3\%$; $N^{\text{daf}} = 2,5\%$ $O^{\text{daf}} = 33,4$; невысокую величину составляют температуры плавкости золы в полувосстановительной среде – температура начала деформации $t_A = 1070\text{ }^\circ\text{C}$; температура размягчения $t_B = 1150\text{ }^\circ\text{C}$; температура низкоплавкого состояния $t_C = 1200\text{ }^\circ\text{C}$. Достаточно велика засоренность фрезерного торфа корнями, малоразложившимся торфом, кусками пней и дров (10 и более %) с размерами от 25 до 70 мм. Рабочая, теплотворная способность торфа зависит в основном от влажности (как и древесной биомассы) и может подсчитываться из выражения $Q^r_i \approx 4800 - 54W^r$, ккал/кг.

3.3. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ И СОСТАВ БИОМАССЫ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННЫХ ОТХОДОВ

Исследования отходов из разных исходных продуктов сельскохозяйственного производства (пшеницы, ржи, овса) на разных стадиях переработки (отсевы, отруби, лузга) показали [4], что их характеристики существенно различаются, однако лежат в характерном для биомассы годового цикла диапазоне и по большинству показателей резко отличаются от характеристик угля (например, челябинского бурого) и даже от характеристик древесной биомассы (табл. 3.6, 3.7, 3.8).

Влага аналитическая отходов – $W^a = 7,5...12,3\%$, а рабочая $W^r = 15\%$, зольность на сухую массу $A^d = 4,0...5,5\%$, а в засоренной лузге возрастает до $14,5\%$; теплота сгорания лежит в диапазоне $Q^r_i = 15384...16681$ кДж/кг; плотность при свободной засыпке $\rho_{св} = 0,2...0,36$ г/см³.

Органическая часть отходов, характерная для биомассы годового цикла, характеризуется большим содержанием «внутреннего балласта»: $O^{daf} + N^{daf} = 43...44\%$; высоким отношением водорода к углероду ($H^{daf} = 6,2...6,9\%$ при $C^{daf} = 48...49,6\%$); низким содержанием серы ($S^{daf} = 0,15...0,25\%$).

Отходы имеют весьма высокий уровень летучих ($V^{daf} = 70...81,5\%$) и расчетный критерий взрываемости $K_T = 7,7...9,0\%$ (для угля – самого взрываемого – K_T не превышает 4).

Характерной для состава минеральной части является высокое содержание калия ($K_2O = 16...25\%$); при этом он находится в активной ионообменной форме. Из результатов исследования [4], приведенных в табл. 3.10, видно, что в партии биомассы с $A^d = 4,75\%$ содержится 72% минеральной части в ионообменной форме (растворимой последовательно в воде и в ацетате аммония), что соответствует доле испарившихся при горении компонентов – в минеральной части присутствует около 44% K_2O с долей активной части $98,8\%$.

Отходы имеют повышенное содержание в минеральной части компонентов основного состава (CaO , MgO , Na_2O и соответственно повышенные шлакующие свойства. Особенно высок уровень содержания щелочей и хлора в соломе (соответственно $K_2O > 25\%$, а хлора

**Результаты химического фракционирования отходов мукомольного
производства и челябинского угля [4]**

Показатель	Компоненты								
	A ^d	SiO ₂	Al ₂ O ₃	TiO ₂	Fe ₂ O ₃	CaO	MgO	K ₂ O	Na ₂ O
Отруби, проба № 4016									
Содержание в исходном продукте, %	4,75	8,38	2,45	0,77	1,94	3,99	36,65	44,09	2,04
Доля, растворившаяся в воде, % отн.	48,8	24,6	0	85,2	0	0	7,15	96,1	67,3
Доля, растворившаяся в ацетате аммония, % отн.	22,1	21	0	5,6	5,9	0	57	2,7	0
Лузга (отсев), проба № 4015									
Содержание в исходном продукте, %	14,64	60,1	10,2	0,61	7,38	7,3	5,46	7,82	1,19
Доля, растворившаяся в воде, % отн.	3,35	1,24	0	0	0	2,8	31,7	58	13,9
Доля, растворившаяся в ацетате аммония, % отн.	17,4	14,9	0	0	0	51,3	26,4	21,8	4,86
Челябинский уголь, проба № 3638									
Содержание в исходном продукте, %	39,7	57,3	20	1,12	10,4	2,28	4,75	3,88	1,28
Доля, растворившаяся в воде, % отн.	6,05	5,2	3,98	0	3,07	0	0	5,54	70,5
Доля, растворившаяся в ацетате аммония, % отн.	5,79	5,7	0,91	0	0,93	68,7	21,2	6,11	9,39

до 4,5 %), что вызывает высокую коррозию. Сжигание костной муки [17] с выходом летучих $V^{\text{daf}} = 70 \dots 80 \%$ показало интенсивное отложение летучей золы на поверхностях нагрева, а сжигание биомассы в виде лузги гречихи, овса, подсолнечника с выходом летучих до 60...70 % выявило повышенные потери за счет высокой парусности коксового остатка [18].

4. ТЕХНИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ БИОМАССЫ, КАК ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ТОПЛИВА

Выбор технологии для использования биомассы в энергетике определяется, в первую очередь, такими факторами, как мощность установки, вид биомассы, способ ее подготовки.

Все применяемые в настоящее время технологии энергетического использования биомассы делятся в основном на две группы:

- прямое сжигание;
- термическая газификация

Кроме этого, на различных этапах исследования находятся такие технологии переработки биомассы, как быстрый пиролиз (флеш-пиролиз); каталитические технологии, позволяющие получить жидкое топливо; ферментативные процессы получения метанола и этанола, технология на топливных ячейках.

Методы прямого сжигания предполагают использование для получения электрической энергии традиционных паросиловых циклов.

4.1. ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ВОЗМОЖНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ БИОМАСС

Основными направлениями использования биомассы для выработки энергии являются:

- 1) совместное сжигание биомассы с энергетическим углем на энергетической установке;
- 2) сжигание биомассы в специальных установках;
- 3) комбинированный способ употребления биомассы в топливоиспользующих установках с ее предварительной газификацией;

4) создание на базе газогенераторов биомассы автономных газогенераторных электростанций (мини-ТЭЦ).

4.2. СОВМЕСТНОЕ СЖИГАНИЕ УГЛЯ И БИОМАССЫ

4.2.1. Общие положения

Совместное сжигание угля и биомассы для выработки тепловой и электрической энергии имеет ряд преимуществ, которые включают в себя следующее:

- уменьшаются капитальные затраты на внедрение;
- снимается проблема использования энергии, выработанной на базе биомассы;
- достигается более высокая эффективность использования расходуемого тепла топлива: у современных ТЭС она составляет 35...38 %, у мелких установок утилизации биомасс – примерно 16...20 %;
- решается проблема сезонности поставки;
- уменьшается загрязнение атмосферы выбросами оксидов серы, азота, аэрозолей;
- снижается стоимость вырабатываемой энергии;
- сокращается выброс парникового углекислого газа.

Однако некоторые характеристики и состав биомасс, как показано ранее, настолько кардинально отличаются от используемого на ТЭС угля (значительные колебания энергетических характеристик даже в пределах одной биомассы; крайне нестабильная влажность; повышенные загрязняющие, шлакующие и даже для некоторых биомасс – коррозионные свойства; волокнистость структуры материала и др.), что затрудняет и требует ограничения доли их использования при совместном сжигании, а также разработки и внедрения отдельных видов нового оборудования.

В целом, топлива из биомассы по своим характеристикам в зависимости от способа получения и вида массы значительно отличаются не только по влажности, но в ряде случаев и по зольности, и по содержанию азота. Это указывает также на необходимость предварительного, тщательного перемешивания топлива из биомасс для

уменьшения разброса и усреднения характеристики непосредственно используемого топлива при поступлении биомасс разных видов и групп на один объект.

Существует ряд промышленных угольных технологий, которые в потенциале наиболее приспособлены к совместному сжиганию угля с биомассой. Сюда относятся: слоевые топки; технология сжигания в стационарном (пузырьковом) кипящем слое (КС); система сжигания в циркулирующем кипящем слое (ЦКС); циклонные топки; установки с пылеугольным факельным сжиганием. Сюда же следует отнести технологии с системами предварительной газификации угля (с газификаторами различной модификации).

Все указанные технологии совместного сжигания в большей или меньшей степени имеют технические проблемы и ограничения, которые, однако, ни в коей мере не являются непреодолимыми.

4.2.2. Технологии слоевого сжигания, сжигания в стационарном и циркулирующем кипящем слое, а также в циклонных предтопках

Указанные технологии в силу своего принципиального характера организации процесса сжигания наиболее приспособлены к совместному сжиганию различных видов твердого топлива, включая биомассу. К их преимуществам по рассматриваемой проблеме совместного сжигания можно отнести:

- возможность использования топлива с широким диапазоном изменения влажности (35...65%), что снижает требование предварительной сушки топлива;
- использование топлива с широким диапазоном размера частиц (от опилок до кусков топлива с размером до 25 мм, что снижает требование к хранению и подготовке смеси топлив). В слоевых топках размер фракций угля составляет 6...25 мм, а в топках с ЦКС – 3...4 мм.

Установки для сжигания в кипящем слое при атмосферном давлении уже в течение многих лет находят широкое промышленное использование и считаются уже испытанной технологией. Во всем мире начиная с 1980-х годов введено несколько тысяч установок для сжигания топлива в кипящем слое при атмосферном давлении. Основным

преимуществом этих установок является снижение выбросов SO₂ и NO_x, улучшение регулирования горения, что позволяет снизить выбросы CO и органических веществ. Эта технология менее требовательна к используемому топливу и наиболее пригодна для совместного сжигания.

Системы с установками для сжигания, в том числе с кипящим слоем при атмосферном давлении, работающие на смесях угля с биомассами (чаще древесными) и другими топливами, широко распространены в Финляндии, Швеции и других странах. Это видно из табл. 3.11 [2, 5].

Т а б л и ц а 3.11

Примеры совместного сжигания угля с биомассами и отходами

Время поставки	Местонахождение	Мощность (МВт)	Топливо	Комментарии
1977	Outokumpu Oy.Kokkola, Финляндия	17,5 и 24	Каменный уголь, торф, древесные отходы	Установка для обжига колчедана
1982	Seinajoki Energy Works, Финляндия	20	Каменный уголь, торф, древесные отходы, тяжелые виды мазута	Водогрейный котел для теплоцентрали
1983	Pieksamaki District Heating Co, Финляндия	20	Каменный уголь, торф, древесные отходы, тяжелые виды мазута	Водогрейный котел
1985	Skelleftea Kraft, Швеция	25	Каменный уголь, торф, древесные отходы, тяжелые виды мазута	Водогрейный котел для теплоцентрали
1985	Lohja Paper Mill, Финляндия	36	Каменный уголь, древесные отходы, бумажные отходы	Паровой котел
1986	Ostersung District Heating, Швеция	25	Каменный уголь, торф, кора, древесные отходы, мазут	Водогрейный котел

Время по-ставки	Местонахождение	Мощность (МВт)	Топливо	Комментарии
1990	Rauma Paper Mill, Финляндия	60	Каменный уголь, кора, осадок, волокнистые отходы	Котел-утилизатор
1993	Ocean Sky Co, Индонезия	155	Каменный уголь, торф, древесная стружка, кора, мазут	Паровой котел
1993	PT Indah Kiat Pulp & Paper, Индонезия	2x109	Каменный уголь, торф, древесная стружка, кора, мазут	
1995	Nykoping Energy, Швеция	100т/35эл	Каменный уголь, древесные отходы, торф, мазут	Паровой котел
1995	Soderenergi AB, Швеция	120	Каменный уголь, древесные отходы, торф, мазут	Модернизация пылеугольного котла
1982	Anjala Paper Mill, Финляндия	14	Каменный уголь, кора, осадок	
1984	Clairvirre, Финляндия	2x100	Каменный уголь, древесина	Теплоцентраль
1985	Heinola Fluting Mill, Финляндия	107	Каменный уголь, торф, древесные отходы	Комбинированный котел с кипящим слоем и пылеугольный
1991	United Paper Mills, Kaipola, Финляндия	105	Каменный уголь, торф, древесные отходы	Комбинированный котел с кипящим слоем и пылеугольный

Примечание. Большое разнообразие работающего в настоящее время оборудования отражает многообразие тех видов использования, для которых оно предназначалось. Обычно такие установки включают с паровыми и водогрейными котлами, причем некоторые из них соединены с системами центрального отопления. Совместное сжигание может сократить затраты, связанные с покупкой топлива, и избежать расходов на утилизацию нежелательных побочных продуктов и отходов.

Примеры установок с ЦКС, сжигающие каменный уголь и биомассу (чаще древесные отходы) видны из табл. 3.12 [2, 5].

Т а б л и ц а 3.12

Примеры установок с ЦКС, сжигающих каменный уголь и биомассу/отходы

Компания, внедр. проект	Местонахождение	Страна	Топливо	Технология фирмы
Avesta Energiwerk	Алвеста	Швеция	Каменный уголь, торф, древесина	Gotaverken
Ba Yu Paper	Пейканг	Тайвань	Каменный уголь, шлам	Ahlstrom
Black River Partners	Форт Драм	США	Каменный уголь, антрацит, древесина	Ahlstrom
Brista Kraft AB	Марста	Швеция	Каменный уголь, древесина, различные отходы	Ahlstrom
Caledonian Paper plc	Шотландия	Великобритания	Каменный уголь, кора	Ahlstrom
Etela-Savon Energia Oy	Миккели	Финляндия	Каменный уголь, лигнит, древесные отходы, мазут, газ	Ahlstrom
Hunosa Power Station	Ла Переда	Испания	Каменный уголь, угольные отходы, древесные отходы	Foster Wheeler
IVO	Коккола	Финляндия	Каменный уголь, торф, топливо из отходов, древесина	Ahlstrom
Duke Power	Форт Драм	США	Каменный уголь, антрацит, древесина	Ahlstrom
Enso-Gutzeit Oy	Варкус	Финляндия	Каменный уголь, мазут, кора, древесные отходы	Ahlstrom
Kainuun Voima Oy	Каджаани	Финляндия	Каменный уголь, торф, древесина, шлам	Ahlstrom
Karlstad Energiverken	Карлштад	Швеция	Каменный уголь, торф, кора, опилки	Ahlstrom
Kuhmon Lampo Oy	Кумо	Финляндия	Каменный уголь, древесные отходы, торф, мазут	Ahlstrom
Lenzing AG	Ленцинг	Австрия	Каменный уголь, солома	Waagner Biro

Компания, внедр. проект	Местонахождение	Страна	Топливо	Технология фирмы
Lieska	Лиеска	Финляндия	Каменный уголь, древесина	Tampella
Metsa-Sellu Oy	Аанекоски	Финляндия	Каменный уголь, древесина, торф	Ahlstrom
Midkraft Power Co	Гренаа	Дания	Каменный уголь, солома	Ahlstrom
Norrkopings Kraft	Норркопинг	Швеция	Каменный уголь, древесина	Tampella
Nykoping Evergiverk	Никопинг	Швеция	Каменный уголь, древесина, торф	Gotaverken
Ostersunds Fjarrvarme	Остерсунд	Швеция	Каменный уголь, древесина, торф	Ahlstrom
PH Glatfelter Co	Спринг Гров	США	Каменный уголь, антрацит, древесина, мазут	Ahlstrom
Papyrus Kopparfors AB	Форс	Швеция	Каменный уголь, древесина, торф	Ahlstrom
Partia Papier & Zellstoff	Франтшах	Австрия	Каменный уголь, лигнит, мазут, древесина	Waagner Biro
Rauma Mill	Раума	Финляндия	Каменный уголь, торф, шлам, кора	Tampella
Rumford Cogen Co	Румфорд	США	Каменный уголь, мазут, древесина	Ahlstrom
Slough Estates	Слоу	Великобритания	Каменный уголь, топливо из крышек, топливо из отходов	Foster Wheeler
Sande Paper Mill A/S	Занде	Норвегия	Каменный уголь, древесина, топливо из отходов	Gotaverken
Solvay Osterreich	Эбензее	Австрия	Каменный уголь, лигнит, газ, мазут, древесина	Waagner Biro
Southeast Paper	Дублин	США	Каменный уголь, шлам	Ahlstrom
UDG Niagara Good-year	Ниагара Фоллз	США	Каменный уголь, крышки	Ahlstrom

Технология сжигания в циркулирующем кипящем слое принята во всем мире в качестве промышленно испытанной технологии. Преимущества этой технологии сходны с преимуществами установок для сжигания в кипящем слое. В мире на 1998 г. работало более 300 таких установок различной производительности. Гибкость таких установок по отношению к используемому топливу обеспечила их широкое применение для различных видов топлива как совместно с биомассой и отходами, так и отдельно топлива из биомассы и отходов.

Котлы с пузырьковым кипящим слоем толерантны к различным источникам топлива с неоднородными по размерам частицами, где часто разброс их размеров довольно значителен – от опилок до 75-миллиметровых кусочков топлива. Влажность может варьироваться в диапазоне от 35 % до 60 %. В результате, требования к хранению и перемешиванию смесей из угля/отходов относительно просты и не требуют больших затрат.

Циклонные топki – это вид топki с жидким шлакоудалением, используются в основном в энергетических котлах.

Основным преимуществом котлов с циклонными предтопками являются возможность сжигать самые разнообразные виды топлива, включая основные виды угля, мазут, природный газ, различные виды твердого топлива из биомассы (в основном древесной, такой как древесина, кора, опилки, древесные отходы), а также бытовые отходы.

Однако несмотря на определенную универсальность по топливу этих топочных устройств, у них нет перспективы использования из-за повышенных выбросов NO_x . Поэтому такие топочные устройства не проектируются и не планируются к внедрению. Совместное сжигание биомассы и угля может иметь место в находящихся в эксплуатации (а таких в мире более 1000) установках, которые не подвергались модернизации (перевод на твердое шлакоудаление).

В России число таких установок весьма ограничено и исчисляется лишь некоторыми опытно-промышленными установками. По этим причинам они для России совершенно не перспективны для сжигания биомасс.

Размер фракций, сжигаемых в циклоне, должен составлять меньше 6,3 мм. В этом случае схема топливоприготовления древесной массы включает в себя классификатор (барабанный грохот как дисковый

классификатор), после которого крупные фракции возвращаются на дробилку, основную дробилку и бункер биомассы. Транспорт по топливному тракту осуществляется конвейером. Отмечается при этом очень высокая запыленность помещения летучей пылью, что сильно усложняет условия эксплуатации и вопросы взрывобезопасности. Необходим комплекс специальных технических решений для их устранения (обеспыливание, пылеподавление и др.).

Введение в циклонный предтопок вместе с углем древесных опилок в количестве до 10 % улучшает условия воспламенения и выгорания всей топливной массы.

4.2.3. СОВМЕСТНОЕ СЖИГАНИЕ БИОМАССЫ В ПЫЛЕУГОЛЬНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОТЛАХ

Наибольшее количество установок в мире, используемых для выработки электроэнергии, работают по пылеугольной технологии с факельным сжиганием.

В связи с этим по причинам, изложенным ранее, заинтересованность в использовании биомассы для производства энергии особенно актуальна для этой технологии при совместном сжигании основного твердого топлива с биомассой.

Увеличение доли, вырабатываемой на биомассе энергии, связано с все большей популярностью совместного сжигания биомасс с углем в существующих пылеугольных котлах [2, 3, 5, 7, 13, 14]. Применение в котлах даже небольшой доли биомасс в смеси с углем приводит к широкой утилизации биомасс без больших капитальных вложений в отличие от строительства специальных установок. Например, при замене 5 % угля биомассой на угольной ТЭС мощностью 2000 МВт, возможно использование 375 000 т биомассы в год [2, 5, 6, 7]. При этом улучшается экология, уменьшается средняя стоимость сжигаемого на ТЭС топлива и вырабатываемой энергии. Однако специфические свойства биомасс в особенности их шлакующие и коррозионные свойства вынуждают ограничить долю их использования в смеси с углем в одной установке. Большинство зарубежных исследователей установили размер этой доли не более 10...20 %, а наиболее уверенно – 5...10 % (конкретная доля определяется в зависимости от характери-

стик используемой биомассы и используемого топочного устройства) [2, 3, 5, 7, 13, 14]. Способность топливной массы к размолу (волоконность структуры, плотность), влажность, взрывоопасность определяют выбор технологических решений по обеспечению сушки биомассы, ее размолу и транспорту; а реакционная способность биомассы, содержание связанного углерода, отношение величины выхода летучих к величине связанного углерода – определили предельный фракционный состав, предельную влажность подаваемой на горение биомассы и конструкцию горелочных устройств, их размещение из условий воспламенения и выгорания биомассы в топочном пространстве. Исследованиями зарубежных авторов установлено: оптимальный размер древесной биомассы подаваемой в топку $\approx 1,0$ мм (проверяется возможность увеличения до 2...3 мм), влажность биомассы, поступающей на размол – 20 %, а поступающей в топку размолотой биомассы – 8 % [2, 5, 7, 13].

В процессе внедрения и освоения способов совместного сжигания в разных странах [2, 5, 7, 13] (табл. 3.13) были опробованы и проверены различные технологические схемы совместного сжигания угля с биомассой в пылеугольных котлах.

Здесь могут быть рассмотрены следующие основные из опробованных систем.

- По системе 1 биомасса после предварительной подготовки (измельчение, сушка) или без нее смешивается с углем в системе топливоподдачи (до систем пылеприготовления); полученная в результате смесь угля с биомассой поступает в систему пылеприготовления, где осуществляется ее совместный размол; полученный после размол в системе пылеприготовления продукт направляется в горелочные устройства для совместного сжигания.

- По системе 2, осуществляется раздельное пылеприготовление биомассы и угля. Размолотая биомасса вводится в пылеугольный поток перед некоторыми или перед всеми горелками. В оптимизированном варианте такой схемы применяются двухпоточные (с раздельным вводом по топливу) горелки. Такая схема внедрена, например, на котле энергоблока 380 МВт в Дании для совместного сжигания угля и соломы [5].

Примеры промышленного внедрения проектов по совместному сжиганию углей с биомассами и отходами в пылеугольных топках [2]

Компания, внедрившая проект	Страна	Топливо	Мощность установки (электрическая), МВт
Lowa Electric Light and Power	США	Уголь, сельскохозяйственные отходы	45
SEPCO	США	Уголь, древесные отходы	54
Stockholm Energy	Швеция	Уголь, древесина, отходы олив	54
Ames Municipal Electric	США	Уголь, топливо из отходов	75
Saabergwerke AG	Германия	Уголь, бытовые отходы	75
Georgia Power	США	Уголь, древесные отходы	100
GPU GENCO	США	Уголь, древесные отходы	130
Tennessee Valley Authority	США	Уголь, древесные отходы	150
Midkraft Energy	Дания	Уголь, солома	150
Vasthamnsvert CHP	Швеция	Уголь, древесина	180
Elsam	Дания	Уголь, солома	250
Uppsala Energy AB	Швеция	Уголь, торф, древесина	320
Lakeland Electric and Water	США	Уголь, топливо из отходов	350
VEAG	Германия	Уголь, древесина	350
EPON	Голландия	Уголь, древесные отходы	602

- По системе 3 биомасса приготавливается в автономной системе подачи и размол, а сжигается в горелках, оптимизированных для сжигания биомассы. По такой схеме (рис. 3.1) был реконструирован котел блока 635 МВт компании EPON для электростанции в Нидерландах (Гельдерланд). На этой ТЭС, запроектированной для сжигания

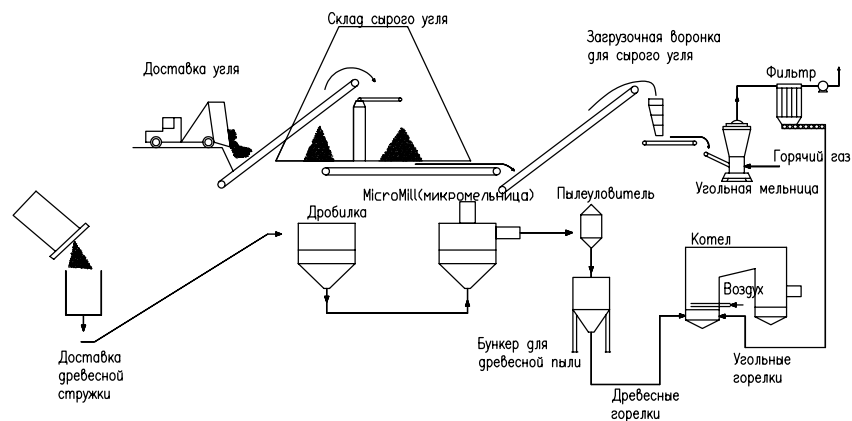


Рис. 3.1. Схема совместного сжигания на пылеугольной станции с помощью специальных горелок (как на угольной станции компании EPON в Голландии)

древесной биомассы совместно с углем (в количестве 3,27 % по теплу), древесная щепа транспортируется на электростанцию в контейнерах, разгружается в приемные бункеры и по конвейеру подается на дробление; две дробильные установки производительностью по 10 т/ч измельчают щепу до размеров частиц 1...8 мм. Затем дробленая древесина транспортируется в бункеры мельниц (две микромельницы); сушка производится во время конвейерной транспортировки на мельницы со снижением влажности до 8 %; размер частиц, выходящих из блоков микромельниц, менее 1 мм; они после пылеуловителя пневмоконвейером подаются на хранение в силос-бункер рядом с котлом; дозирующая система подает пыль на четыре отдельные инжекторные линии, каждая из которых соединена с горелкой тепловой мощностью 20 МВт для сжигания древесины.

- По системе 4 предусматривается частичное сжигание биомассы (главным образом древесины) в предварительной камере сжигания (или газификации) с последующим поступлением горячих газов из камеры предварительного сжигания в камеру пылеугольного котла (такая схема с выносной топкой и предварительной газификацией для котла блока 270 МВт проработана в США и будет рассмотрена далее подробнее).

- Прорабатывалась также и система 5, по которой предусматривалась подготовка и сжигание древесных суспензий (по аналогии с успешным в ряде стран опытом использования водоугольных суспензий). Однако реального развития она не получила.

Из рассмотренных схем наиболее перспективной представляется технология совместного сжигания биомассы с углем в пылеугольном котле по системе № 3 (система № 4 будет, как сказано выше, рассмотрена отдельно). Обуславливается это следующими соображениями (по надежности, экономичности, объему модернизации и стоимости):

- пылеугольные мельницы не способны одновременно обеспечить размол и угля и биомассы в силу разной способности к размолу и транспорту этих материалов, что требует разной вентиляции и условий размолы для каждого из них (волокистость структуры биомассы, ее разная с углем плотность, разная способность к размолу) для получения тонкомолотого материала, необходимого для пылеугольного сжигания; при различной реакционной способности биомассы и угля для каждого из них есть свой оптимальный зерновой состав с необходимой тонкостью размолы по условиям воспламенения и выгорания;

- при совместном сжигании биомассы с углем существующие пылесистемы не всегда приемлемы по условиям взрывобезопасности;

- автономная система подачи, дробления, размолы и сжигания биомассы позволяет снизить влияние сезонности в поставке биомассы, повышает надежность работы котла за счет возможности отключения в аварийных или негативных ситуациях (поступление некачественной и некондиционной биомассы) системы поступления биомассы;

- автономная система сжигания биомассы в отдельных горелках позволяет адаптировать конструкцию горелки применительно к основным характеристикам биомассы, условиям воспламенения и горения, а оптимальное размещение горелок позволяет оптимизировать влияние ввода биомассы на условия работы топочной камеры пылеугольного котла в целом (теплообмен, выбросы, регулирование);

- объем реконструкции, связанный с совместным сжиганием биомассы с углем в одном пылеугольном котле, является наиболее приемлемым по затратам для оптимальных (по условиям надежности и экономичности) условий по системе № 3.

В табл. 3.13 приводится перечень ТЭС [по данным 2, 5, 13, 14], где осуществляется совместное сжигание биомассы с другими видами твердого топлива.

При выборе системы топливоподачи для совместного сжигания биомассы, естественно, следует исходить как из характеристик поставляемой биомассы, так и из ее гранулометрического состава, смешиваемых видов биомасс.

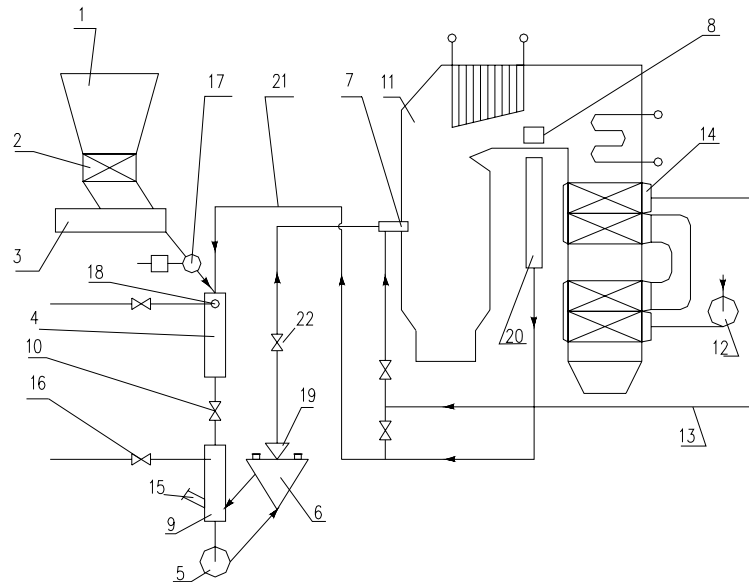


Рис. 3.2. Схема системы пылеприготовления с газовой сушкой, размолем в мельницах-вентиляторах и прямым вдуванием топлива:

1 – бункер топлива; 2 – отсекающий шибер; 3 – питатель сырого топлива; 4 – сушильная шахта; 5 – мельница-вентилятор; 6 – инерционный сепаратор пыли; 7 – горелочное устройство (блок со сбросом части пыли после пылеконцентратора); 8 – окно отбора газов для сушки топлива; 9 – смешительная камера; 10 – отключающий шибер; 11 – котел; 12 – дутьевой вентилятор; 13 – воздухопровод горячего воздуха; 14 – воздухоподогреватель; 15 – взрывной клапан; 16 – клапан присадки холодного воздуха; 17 – мигалка; 18 – форсунка для впрыска воды; 19 – пыледелитель; 20 – устройство для понижения температуры сушильного агента; 21 – газопровод дымовых газов; 22 – пылеконцентратор

В России при выборе технологических решений при автономной подготовке и сжигании биомассы совместно с углем следует также учитывать, что при всей специфике характеристик биомассы, по ряду качественных свойств (повышенная влажность, высокий выход летучих, шлакующие свойства) такая, например, распространенная биомасса, как древесина, достаточно близка к уже освоенным в энергетике «молодым» топливам (торфу, лигнитам и низкозольным бурым углям марки Б1), для которых технология пылесжигания предусматривает прямое вдувание с сушкой и транспортом размолотого топлива горячими инертными топочными газами, размол в мельницах-вентиляторах и сжигание в прямоточных горелочных устройствах (рис. 3.2).

Близка к использованию биомассы схема пылесжигания, используемая при сжигании немолотого дробленного топлива (бурых канскоачинских углей), внедренная на котле БКЗ-420-140-9 Усть-Илимской ТЭЦ (рис. 3.3). Эта же схема пылесжигания в целом, включая котел с низкотемпературным вихревым факельным сжиганием, может быть использована и при прямом (не совместном) сжигании древесной биомассы. В схеме должен быть предусмотрен подвод к топливопроводу инертных газов [30].

Таким образом, требования к системе пылесжигания в целом могут быть приближены к требованиям к факельному сжиганию уже освоенных в энергетике топлив типа фрезерного торфа, лигнитов, мало-зольных бурых углей, т.е.:

- прямое вдувание;
- сушка горячими инертными газами, взятыми из топки;
- размол в мельничном устройстве, позволяющем размалывать топливо с волокнистым строением материала;
- установка пылеконцентратора для разделения пылевого потока и сброса влаги выше основного факела;
- прямоточные горелочные устройства.

При этом целесообразно использовать упрощенную конструкцию сепаратора, так как, например лигниты (а они имеют $W^m = 13...20\%$; $V^{daf} = 55...70\%$; $W^r = 45\%$; $A^d = 15...30\%$; $Q_i^r = 1700...2600$ ккал/кг), экономически целесообразно размалывать (по опыту их использования) до $R_{90} = 65...75\%$ и $R_{200} = 35...60\%$ при условии, что они предварительно подсушиваются до гигроскопической влажности.

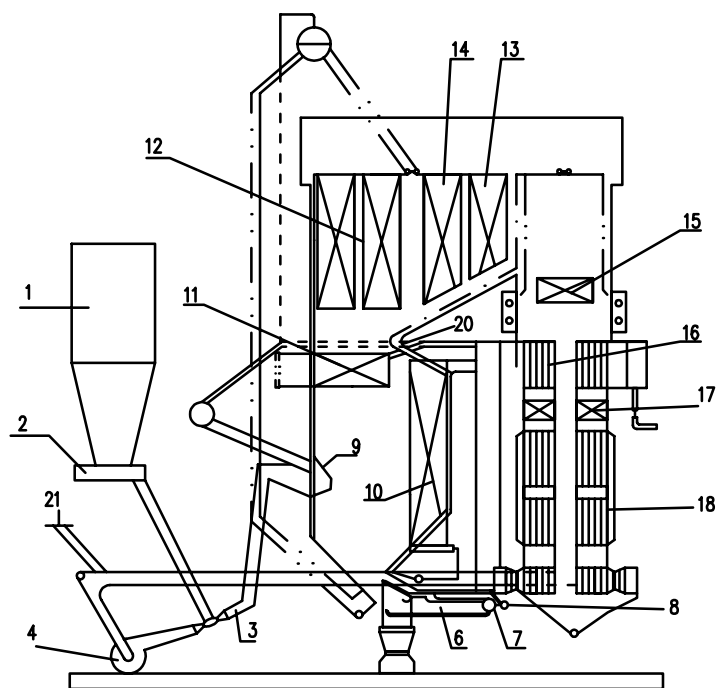


Рис. 3.3. Схема котла БКЗ-320-140-9 с НТВ топкой ЛПИ-БКЗ (Усть-Илимская ТЭЦ):

1 – бункер сырого угля (БСУ); 2 – шнековый питатель сырого угля (ШПСУ); 3 – топливопровод; 4 – вентилятор первичного воздуха (ВПВ-МВ-18А); 5 – горелка; 6 – воздушно-каскадный классификатор (ВКК); 7 – нижнее дутье, нижний ярус (НДНЯ); 8 – нижнее дутье, верхний ярус (НДВЯ); 9 – нагорелочный аэродинамический «козырек»; 10 – внутритопочный вертикальный радиационный пароперегреватель (ВРПП); 11 – горизонтальный радиационный пароперегреватель (ГРПП); 12 – ширмовый пароперегреватель (ШПП); 13 – конвективный пароперегреватель 1-й ступени (КПП-1); 14 – конвективный пароперегреватель 3-й и 4-й ступеней (КПП-3,4); 15 – водяной экономайзер 2-й ступени (ВЭ-2); 16 – воздухоподогреватель 2-й ступени (ВП-2); 17 – водяной экономайзер 1-й ступени (ВЭ-1); 18 – воздухоподогреватель 1-й ступени (ВП-1); 19 – вторичный воздух; 20 – третичный воздух; 21 – инертные газы

Сжигание лигнитов освоено на ТЭС в Болгарии, Греции, Югославии, Румынии, в том числе и с участием российских машиностроителей [27,28].

Освоены в России схемы пылесжигания фрезерного торфа и бурых низкотемпературных высоковлажных энергетических углей, которые в значительной степени и могут быть использованы при совместном сжигании древесной биомассы [29, 30].

Для сжигания смеси древесных отходов из нескольких компонентов (опилки диаметром до 5 мм при влажности 50...60 %; щепа размером до 100 мм при влажности 55...60 %, расщепленный до размеров 5...35 мм кругляк) при факельном сжигании сохраняются те же требования к качеству выходного продукта, добавляются требования к обеспечению однородной смеси. Это может потребовать усложнения системы топливоприготовления за счет внесения элементов классификации продукта и его предварительного дробления.

При сжигании же указанной смеси в механических слоевых топках, а также в кипящем слое, где может допускаться размер фракций 6...25 мм (и несколько более) при влажности более 20 %, топливоприготовление значительно упрощается.

Положительные результаты получены в России при испытаниях на отходах переработки растительной биомассы топкой с циркулирующим кипящим слоем (опыты проведены на установке мощностью 2 МВт); в результате открываются перспективы использования биомассы (в частности, в смеси с углем) в качестве топлива для энергетических установок средней и большой мощности. Реализация такого проекта в ближайшем будущем представляется весьма актуальной задачей.

4.2.4. Совместное сжигание биомассы с предварительной ее газификацией в выносной топке

Одним из предпочтительных вариантов использования биомассы являются системы с предварительной ее газификацией в выносной топке. При этом снимаются такие проблемы, как шлакование и загрязнение поверхностей нагрева, переменность энергетических харак-

теристик биомассы, в том числе ее влажность, а также в значительной для технологии степени – гранулометрический состав исходной массы.

Такие системы могут использоваться как при отдельном сжигании биомассы, так и при совместном использовании ее с углем.

Примером технологии предварительной газификации биомасс при совместном сжигании ее с углем может служить технология использования для газификации биомассы выносной топки (рис. 3.4, 3.5), проверенная в США для пылеугольных котлов 270 МВт [15]. При этом была выполнена реконструкция пылеугольного котла для сжигания смеси из 10 % древесных отходов и 90 % угля. Древесные отходы сжигались в выносной топке со слоевой решеткой, где на первой стадии происходит процесс газификации биомассы. Полученные газы на второй стадии дожигаются и направляются через огнеупорный газопровод в топку пылеугольного котла с температурой 980...1200 °С. Эта технология сжигания имеет следующие преимущества:

- из-за очень низкого содержания твердых частиц в газе больше 99 % древесного шлака остается в выносной топке (на первой ступени

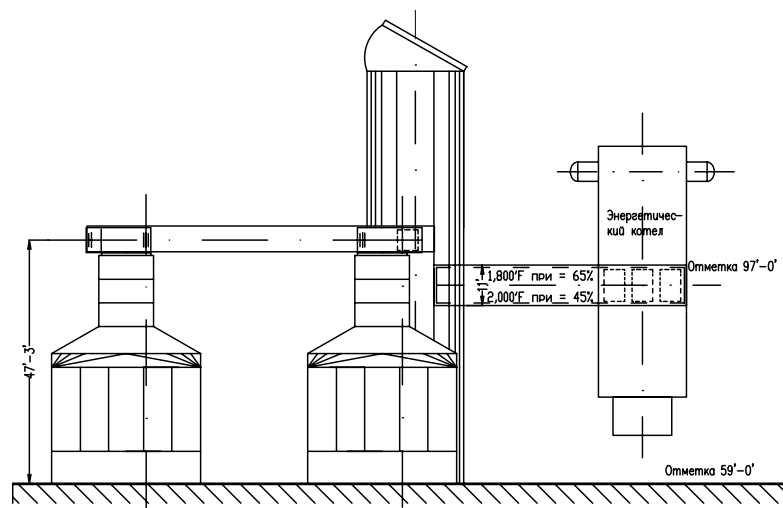


Рис. 3.4. Котел на 90 т/ч с выносной топкой для совместного сжигания с помощью 3 установок Envirocyclers с общей дымовой трубой. Вертикальный разрез

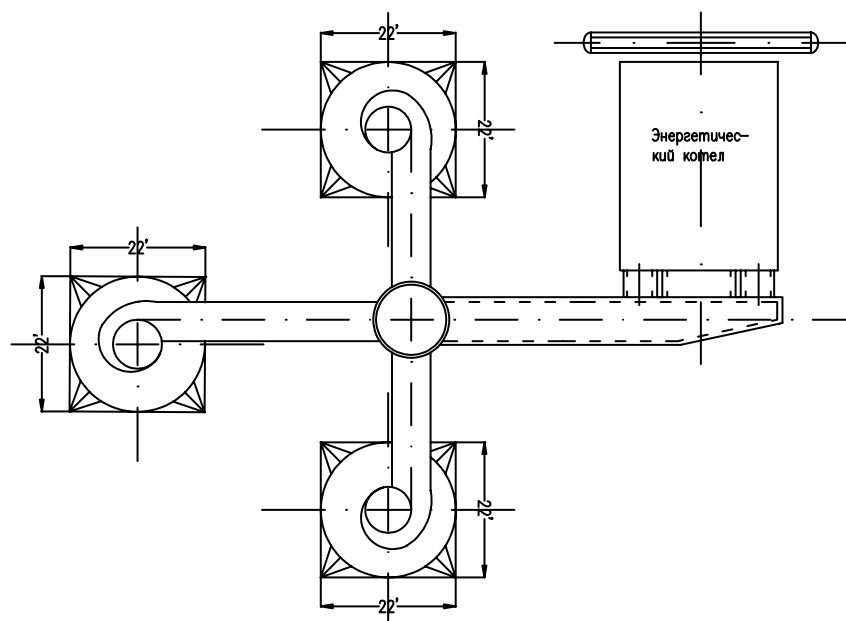


Рис. 3.5. Котел с выносной топкой для совместного сжигания с помощью 3 установок Envirocycler с общей дымовой трубой. Вид в плане

установки), откуда он удаляется встроенной в эту ступень системой шлакоудаления. Это позволяет значительно уменьшить нагрузку на существующую систему очистки котла;

- при использовании в выносной топке решетки с большой площадью поверхности ее температура при сжигании древесных отходов редко превышает $650\text{ }^{\circ}\text{C}$, что на $300\text{ }^{\circ}\text{C}$ ниже, чем точка кипения калия ($960\text{ }^{\circ}\text{C}$) и больше чем на $205\text{ }^{\circ}\text{C}$ ниже точки кипения натрия ($880\text{ }^{\circ}\text{C}$). В результате количество паров калия и натрия, уносимых в котел продуктами сгорания, весьма незначительно, а это приводит к минимальным отложениям щелочей. Этот способ сжигания позволяет повысить надежность использования биомассы, обогащенной щелочными элементами;

- преимуществом совместного сжигания с технологией выносной топки является гибкость (универсальность) в отношении вида сжигае-

мой вместе с углем биомассы и ее влажность (от 10 % до 65 % на рабочую массу);

- на второй ступени сжигания «генераторного» газа (огнеупорный газоход без поверхностей нагрева) температура газов составляет 980...1200 °С, практически разрушаются все молекулы диоксинов и фуренов, имеющихся в топливе;

- универсальность такой схемы сжигания состоит в том, что в качестве биомасс могут быть использованы как древесные отходы, так и сельскохозяйственные (включая рисовую шелуху, отличающуюся повышенным содержанием щелочей), а кроме биомассы различных видов могут также сжигаться и различные бытовые отходы (их смеси);

- высокая маневренность установки за счет регулирования скорости получения генераторного газа на первой ступени;

- может быть обеспечено до 20 % тепловой производительности котла за счет соответствующей (1:5 по отношению к основному котлу) производительности выносной топки;

- в аварийной ситуации газы от выносной топки могут освободиться по байпасу непосредственно в дымовую трубу, не оказывая никакого отрицательного влияния на работу пылеугольного котла;

- упрощенная система топливоприготовления.

Итак, основным преимуществом указанной технологической схемы является возможность сжигать в этом устройстве широкого диапазона (по качественным характеристикам) биомасс (и даже бытовых отходов) в количестве не менее 10 % по теплу (и даже более). Предел обусловлен более низкой радиационной теплопередачей топочным экранам и трубам пароперегревателя от продуктов сгорания, выносной топкой с температурой 1200 °С при температуре сгорания угольной пыли 1650 °С.

Производство электроэнергии на такой модернизированной установке с пылеугольным котлом 270 МВт с тремя выносными топками-газификаторами обходится в 300 долл./кВт (сюда входит стоимость бункера для древесных отходов, конвейеры и газоходы; системы размола при этом не требуется, а древесные отходы (опилки) подаются немолотыми).

5. ПРЯМОЕ СЖИГАНИЕ БИОМАССЫ В СПЕЦИАЛЬНЫХ ПРОМЫШЛЕННЫХ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВКАХ

5.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ. ОСНОВНЫЕ ЭНЕРГОМАШИНОПРОИЗВОДИТЕЛИ. НАУЧНО- ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЕ РАЗРАБОТКИ

Одним из путей рационального использования биомасс является их прямое сжигание в специальных установках. В течение длительного времени, да и в настоящий период, такой способ использования биомасс имеет место в России, Республике Беларусь, а также в ряде развитых стран (США, Финляндия, Швеция и др.). Так, в США в 1995 г. было внедрено 360 установок для сжигания биомасс, что составило 1 % установленных в стране мощностей. Много таких установок разработано и внедрено в России («Бийскэнергомаш», ОАО «Кировский завод» в Калужской области и др.), а также в республике Беларусь (заводы «Коммунальник», «Котломаш» и др.) [16–25, 31–32].

Вопросами исследований сжигания, разработки конструкций, изготовления, внедрения в производство котельных установок мощностью (до 50 т/ч) по сжиганию биомассы (отдельно и совместно с другими видами топлив) в виде:

- лузги гречихи, овса, подсолнечника (с выходом летучих до 60...80 % с большой парусностью коксового остатка);
- костной муки (с выходом летучих до 70...80 %, с интенсивным отложением летучей золы на поверхностях нагрева);
- ила отстойников водоочистных сооружений (с влажностью 40...50 %, зольностью 25...30 %, с фрагментами пластмассы);
- опилок, шлифованной пыли, стружки, щепы и крупных фрагментов древесины (высокая влажность, повышенная парусность, недревесные включения) – в России, наряду с другими организациями, эффективно занимаются НИИ ПО «Бийскэнергомаш» (г. Барнаул), Алтайский государственный технический университет (г. Барнаул), ЗАО ПО «Бийскэнергомаш», ОАО «БиКЗ», ООО «Петрокотел» (Санкт-Петербург), ОАО «Белэнергомаш» (г. Белгород), АО «Политехэнерго», ТОО «Энерготехнология» (Санкт-Петербург), НПО ЦКТИ (Санкт-Петербург) и др.

Для решения поставленных задач на ПО «Бийскэнергомаш» функционирует экспериментальная котельная (в т.ч. и по сжиганию ВУТ), на кафедре «Котло- и реакторостроения» АлтГТУ – пилотная огневая установка мощностью 0,5 МВт, два лабораторных огневых стенда с кипящим слоем, крупномасштабная (2 м²) изотермическая модель топки ЦКС, плоская изотермическая модель кипящего слоя, установка для термообработки (до 500 °С), плоская изотермическая модель ЦКС, модель пневмозатвора с кипящим слоем, растопочное устройство «козырек», аэродинамическая установка для крупномасштабных моделей газоздухопроводов, аэродинамический стенд для изучения теплообмена и отложений цилиндрических поверхностей нагрева; там же лаборатория физико-технического анализа топлива, химического анализа дымовых газов.

На установках проводятся исследования и ведутся разработки по следующим вопросам и проблемам:

- оптимизация системы ожигения слоя (конструкция газораспределительной решетки, колпачков, сепараторов слива слоя, параметры газовых струй, равномерность ожигения);
- надежность методов растопки топочного устройства;
- эффективность выгорания твердого топлива (механизм образования механического недожога, возврат уноса, способы дожигания);
- применение и способы грануляции (грануляция уноса, мелкого топлива, всего топлива);
- сжигание биотоплива в кипящем слое (отходы деревообработки, сельскохозяйственные отходы, ил водоотстойников и др.).

НИИ ПО «Бийскэнергомаш», ЗАО ПО «Бийскэнергомаш», ОАО «БиКЗ» одним из основных направлений по эффективному сжиганию лузги, древесных отходов (а также водоугольного топлива) считают использование вихревых и радиальных топков. Ими внедрены 34 котла в 24 котельных производительностью до 25 т/ч с вихревыми топками. Для сжигания лузги и растительных отходов ОАО «БиКЗ» освоено производство новых котлов Е-16-21-350 ГМДВ, КЕ-10-14 ОГВ, КВ-1,86 ВД и УСШ-1-1,4 ГМДВ. Блок котла Е-16-21-350 ГМДВ установлен над вихревой топкой и соединен с ней вертикальным газоходом, в котором расположен пароперегреватель (перегрев пара до 350 °С). Вихревая топка шестигранная с горизонтальной осью, обра-

зована двумя цельносварными экранами. Выход вихревой топки выполнен фестоном, а со стороны глухого торца топки, образованного обмуровкой, установлена горелка и лаз.

При реконструкции наиболее эффективны топки радиального типа. Они использованы в котлах КЕ-25-14-250, КЕ-10-14, КЕ-6,5-14, ДКВр-2,5-13 и др. Эти котлы поставляются «БиКЗ», а проекты реконструкции имеющихся котлов типа КЕ и ДКВР выполняются НИИ ПО «Бийскэнергомаш» и ЗАО ПО «Бийскэнергомаш».

Указанные типы топочных устройств позволяют удерживать в топке частицы лузги до полного их выгорания.

Опыт сжигания растительных отходов показал, что даже при низкой их зольности (например, подсолнечная лузга) имеет место формирование мощных отложений золы в топке и котельных пучках. Это требует для обеспечения надежной эксплуатации соответствующих режимных и конструктивных мероприятий. Опыт круглосуточного сжигания лузги (котельная Урюпинского маслоэкстракционного завода с котлами Е-16-24-380ГВДМ) подтвердил эффективность работы котельной.

На основе вихревых топков с двусторонним воспламенением слоя на колоснике в ЗАО ПО «Бийскэнергомаш» и ОАО «БиКЗ» освоено производство котлов КВ-1,86 ВД, работающих на древесных отходах. Такие котлы успешно эксплуатируются в котельной Абазинского лесокомбината (г. Абаза) с 1996 г.

Вихревые топки высокоэффективны также и для сжигания сухих опилок и пыли от шлифования.

Реконструкция котлов ДКВр-10, «Энергия РК» (г. Бердск) показала, что глубокое выгорание горючих из легких уносимых частиц может быть обеспечено в том числе и за счет оригинальной системы подачи острого дутья.

Наиболее унифицированным топочным устройством, где могут эффективно сжигаться и древесные отходы, и низкосортные угли, разработанным НИИ и ЗАО ПО «Бийскэнергомаш», являются топки со схемой свободного форсированного низкотемпературного кипящего слоя (НКТС) с организацией вихревого движения в объеме над слоем подачей вторичного дутья. В основе концепции создания таких топков лежит технологическая схема с использованием топки со свободным

(без погруженных поверхностей нагрева), форсированным (скорость ожигения 5...10 м/с), низкотемпературным (800...1000 °С) кипящим слоем (НКТС), вписываемой в профиль котельного блока (котла) с использованием его элементов (экранов) и топочного объема для сепарации частиц и дожигания горючих с учетом видов топлива (рис. 3.13).

Котлы с такими топками (водогрейные и паровые) удовлетворяют современным экологическим требованиям и рассчитаны на сжигание низкосортных углей, биомассы (древесных отходов) и горючих твердотопливных отходов.

Выбранная технологическая схема сочетает в себе наиболее важные преимущества топок классического (пузырькового) и циркулирующего кипящего слоя.

Топка НКТС отличается высокой скоростью ожигения (до 9...10 м/с), малой неравномерностью температуры и концентрации топлива по площади слоя (за счет интенсивного перемешивания), слой выносится в объем топки и, интенсивно охлаждаясь, «истекает» по заднему экрану; под решетку подается только 50...60 % воздуха, участвующего в горении, остальной воздух подается через сопла вторичного дутья. Недостаток воздуха в слое приводит к частичной газификации топлива и двухстадийному горению. Вторичный воздух, поступает через фронтальные и задние сопла, образует вихрь с горизонтальной осью вращения и обеспечивает дожигание газов и выносимой мелочи. Форсированный режим обеспечивает более надежное сжигание и увеличение диапазона регулирования нагрузки, уменьшает площадь воздухораспределительной решетки, позволяет вписать топку НКТС практически во все известные профили котлов Бийского, Дорогобужского, Белгородского и других котельных заводов. В совокупности с внутритопочной сепарацией заполняется циркулирующими частицами топочный объем над слоем и интенсифицируется процесс горения и теплообмена, как при циркулирующем кипящем слое. А отсутствие погруженных в слой поверхностей нагрева облегчает обслуживание котла, его эксплуатацию, снижает проблему абразивного износа. Низкая же температура топочного процесса обеспечивает высокие экологические показатели и бесшлаковочную работу котла. Котел КЕ-20-16-320 с топкой низкотемпературного кипящего слоя

(НКТС) при сжигании древесных отходов (технологической щепы с $W^* = 45\%$) был установлен (реконструкция котла КЕ-25-24-350 ГМ) в котельной ЗАО «Пермский фанерный комбинат» (новая маркировка котла КЕ-20-26-320 ОГВ). Испытания котла в режиме НКТС показали его преимущества по сравнению с котлами «Тампелла» (Финляндия), установленными в той же котельной и сжигающими древесные отходы:

- высокая стабильность параметров работы при КПД 78...84 %;
- отсутствие шлакования;
- выбросы NO_x не более 200 мг/м^3 (при $\alpha_{yx} = 1,4$).

Этот котел планируется для перевода на сжигание дробленой бересты, опилок, дробленых отходов от обрезки фанеры.

Для сжигания дробленого угля топки с НКТС установлены на реконструированных котлах ТП-35-40-440 и ТП 30-40-440 в котельной Теплоозерского цементного завода (Хабаровский край) и котлов ТС-35-40-440 Читинской ТЭЦ-2 (рис. 3.13).

В результате реконструкции котлов с установкой топки НКТС на дробленом угле получены следующие преимущества:

- расширены пределы регулирования температуры перегретого пара за счет интенсификации теплообмена в топке и перераспределения дутья;
- повышен выжиг топлива (максимальные потери с механическим недожогом не превышают 2,5 %);
- исключены потери с химическим недожогом;
- концентрация окиси углерода не превышает 100 ppm, а оксидов азота 200 мг/м^3 ;
- регулирование температуры слоя осуществляется изменением расхода воздуха (без применения погруженных в слой поверхностей нагрева); при переходе в режим газификации температура слоя снижается и имеет ярко выраженный максимум в топке стехиометрического соотношения – вот почему котел не имеет ограничений по нагрузке из-за температуры слоя.

Весьма существенно, что разработанная схема (НКТС) позволяет адаптироваться к особенностям (большие объемы, высокие теплонпряжения топочного объема и теплосъемы топки, необходимость четкого выдерживания параметров перегрева и высокая эффективность сжигания) пылеугольных (камерных) энергетических котлов как объ-

ектов реконструкции. При этом схема позволяет обеспечить процесс без дорогостоящих сепарационных устройств (циклоны) и систем возврата уноса.

ОАО «Кировский завод» (Калужская область) запустил в производство промышленный котел КВм-0,63 Д номинальной производительностью по теплу 0,63 МВт для работы на отходах деревообрабатывающей промышленности (опилки и др.). Котел имеет достаточную степень автоматизации и эксплуатации без постоянного обслуживающего персонала. Более пятидесяти таких котлов уже работают на мебельных фабриках, лесопилках и деревообрабатывающих предприятиях.

Выпуску нового типа эффективных промышленных энергоустановок разного типа (включая и предварительную газификацию топлива) уделяется большое внимание в Правительственных программах по энергосбережению и утилизации использования промышленных отходов, в том числе в широком спектре – древесной биомассы и отходов сельскохозяйственного производства. Этому посвящены «Временные руководящие указания по энергосбережениям», разработанные Департаментом государственного энергетического надзора и энергосбережений Минатомэнерго Российской Федерации [24].

В значительных количествах биомасса вследствие ограниченных запасов топливно-энергетических ресурсов используется в республике Беларусь. При этом в наибольших количествах используется древесная биомасса, состоящая из древесных отходов. Около 40 % заготовленной круглой древесины составляют древесные отходы, из которых около 50 % сжигалось в котлах. В основном это котлы малой энергетики (промышленных предприятий). В 1995 г. на сжигание древесных отходов переведено 1190 действующих котлоагрегатов. При этом наиболее эффективным способом сжигания древесных отходов является их предварительная переработка в газогенераторных установках. Освоен выпуск газогенераторов, мощностью 30...200 кВт, работающих на местных низкосортных топливах и биомассе. Выпуск котлов с газогенераторной технологией освоен на Гомельском заводе «Коммунальник» и заводе «Котломаш».

Из животноводческих отходов в республике Беларусь используется получаемый из них биогаз. В 1992 г. в Брестской области введена в

работу установка «Кобос» (где биогаз получается по типу установок Западной Европы) производительностью 500 м³ биогаза в сутки при расходе навоза крупного рогатого скота в объеме 50 м³/сутки. На основании рекомендаций Института проблем энергетики Академии наук Беларуси изготавливается опытно-промышленная установка производительностью 200 м³ биогаза в сутки.

Наиболее рациональным представляется прямое сжигание биомассы в так называемых «многопливных» котлах, рассчитанных на возможность сжигания в них топлив разных видов как отдельно, так и совместно в различном сочетании. Такие котельные агрегаты наиболее универсальны по топливу и могут сглаживать такой недостаток при энергетическом использовании биомассы, как ее неоднородность, так и неравномерность и сезонность поставки.

Примерами таких прогрессивных конструкций, проверенных в России, являются следующие.

1. Выпущенные ранее и эксплуатируемые на Архангельском бумкомбинате котлы КМ-75-40 с факельным сжиганием Белгородского котельного завода (рис. 3.6).

2. Модернизированный по схеме сжигания в «зажатом» слое с высокоскоростной топкой Померанцева котел ЦКТИ-ЛПИ с топкой скоростного горения с каскадными газовыми сушилками (Архбумкомбинат) (рис. 3.7).

3. Котлы с высокотемпературным циркуляционным кипящим слоем ВЦКС ООО «Петрокотел» (Санкт-Петербург) (рис. 3.8, 3.9).

4. Котел тепловой мощностью 40 МВт (Кайданский биохимический завод) модернизированный по схеме НТВ-метода сжигания растительной биомассы (АО «Политехэнерго» и ТОО «Энерготехнология»-Санкт-Петербург) (рис. 3.14).

5. Модернизированный (упомянутый ранее) котел ТС-35-40 по схеме низкотемпературного кипящего сжигания с вертикальным вихрем (НКТС) на Читинской ТЭЦ-2. (рис. 3.13).

Ниже приводится краткий обзор выпускаемых ведущими энергомашиностроительными заводами, специализирующимися на малой энергетике, конструкций котельных агрегатов, в т.ч. упомянутых выше. Для сравнения приводятся некоторые примеры конструкций котлов зарубежных изготовителей (рис. 3.17–3.20).

5.2. КОТЕЛЬНЫЕ АГРЕГАТЫ БЕЛГОРОДСКОГО КОТЕЛЬНОГО ЗАВОДА ДЛЯ СЖИГАНИЯ БИОМАССЫ

Белгородский котельный завод ОАО «Белэнергомаш», специализируется на производстве энергетических котлов малой, средней и большой мощности для тепловых электростанций (ТЭЦ) промышленной энергетики и коммунального хозяйства [43].

Им выпускаются:

- паровые и водогрейные котлы;
- котлы-утилизаторы
- энерготехнологические котлы;
- малые котельные установки.

Выпускаемые заводом котлы:

- унифицированы по видам топлива (природному газу, мазуту, доменному и коксовому газу, некоторым видам твердого топлива);
- имеют газоплотную конструкцию экранной системы;
- имеют легкую натрубную изоляцию;
- имеют продольное и спиральное оребрение конвективных поверхностей нагрева;
- оборудованы первичными системами подавления генерации оксидов азота – ступенчатое сжигание топлива и рециркуляция дымовых газов.

Изготавливаются (наряду с другими конструкциями для сжигания жидкого, газообразного и твердого топлив) многотопливные котлы для сжигания топлива комбинированным способом (факельный плюс кипящий слой) древесных отходов, каменных углей, газа.

5.2.1. Многотопливные котлы Белгородского котельного завода [35]

Как отмечалось, наибольшее количество твердой древесины (кора, щепа, опилки) и жидких отходов (различные типы щелоков) имеет место с комплексов целлюлозно-бумажной промышленности (ЦБП).

В настоящее время наиболее распространенным способом утилизации древесных отходов ЦБП является простое их сжигание в топках

паровых котлов. Основные трудности, возникающие при организации устойчивого сжигания древесных отходов, связаны с их высокой влажностью и плохой сыпучестью. Процентное содержание коры в отходах ЦБП из года в год повышается, а короотжимное оборудование, которое должно выдавать кору с $W^* = 57...59\%$, часто работает неудовлетворительно и выдает топливо с влажностью до $70...75\%$.

Устойчивое сжигание такого топлива (без предварительной подсушки) возможно только в слое определенной и значительной толщины, так как только внутри «толстого» слоя, особенно при нижнем зажигании, создается тепловой режим, обеспечивающий устойчивое горение. Следует отметить, что при обычном сжигании высоковлажных отходов на неподвижных и подвижных колосниковых решетках тепловые напряжения зеркала горения составляют не более $(700...800) \times 10^3$ ккал/м²ч, что приводит к увеличенным габаритам топочного устройства.

Первая попытка создания серийного отечественного многотопливного котельного агрегата с топочными устройствами, позволяющими наряду с энергетическими топливами (каменные и бурые угли, торф, мазут, газ) сжигать высоковлажные древесные отходы, была осуществлена ЦКТИ и БелКЗ при участии Гипробума и Оргбумдрева (котел КМ-75, рис. 3.6). Расчетные характеристики котла приведены в табл. 3.14.

Котел выполнен на основе конструкции серийного котлоагрегата БКЗ-75-39. Особенностью конструкции является двухкамерная топка. Первая топка – предтопок для сжигания отжатой коры – оборудована наклонной неподвижной решеткой и чешуйчатой цепной решеткой. Предтопок отделен от основной топочной камеры фронтным экраном. Основная топочная камера для сжигания угольной пыли, мазута и газа оборудована четырьмя комбинированными пылеугольными горелками с встроенными мазутными форсунками или горелками для сжигания газа.

Отжатая кора через загрузочные отверстия подается на наклонную решетку, где подсушивается и частично сгорает в толстом слое. Основное горение и выжиг очаговых остатков происходят на чешуйчатой решетке, скорость которой может регулироваться.

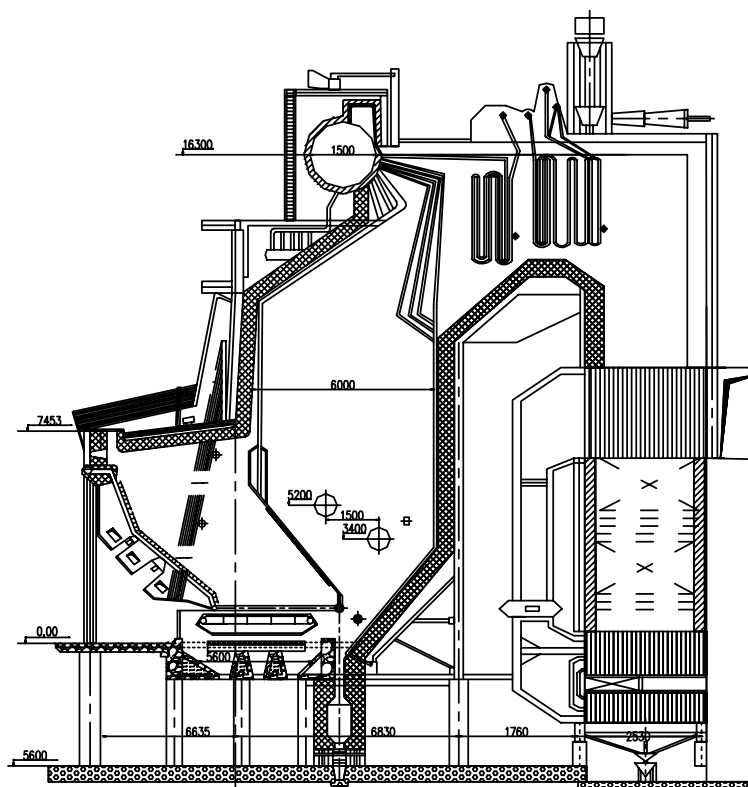


Рис. 3.6. Котлоагрегат КМ-75-40 Белгородского котельного завода

Под наклонную решетку в три зоны подается дутьевой воздух, подогретый до температуры 400 °С, под чешуйчатую решетку также в три зоны подается нагретый до 250 °С воздух.

Следует особо подчеркнуть, что установка под котлом чешуйчатой колосниковой решетки позволяет полностью механизировать процесс удаления очаговых остатков.

При организации сжигания древесных отходов, склонных к спрессовыванию и зависаниям в топливном тракте, всегда возникают трудности с подачей топлива к горловине топочного устройства. Проблема местного накопления и подачи древесных отходов к горловине топки

Расчетные характеристики котла БелКЗ КМ-75

Топливо	Производительность, т/ч	Давление перегретого пара, ата	Температура, °С				Теплонапряжение топочного объема, ккал/м ³	Расчетный КПД брутто	Расход топлива
			Питательной воды	Перегретого пара	Горячего воздуха	Уходящих газов			
Отжатая кора при рабочей влажности 57 %	50	40	145	440	398	197	64,3x10 ³	80,2	25,8 т/ч
Интинский каменный уголь марки «Д»	60	40	145	440	316	140	99,6x10 ³	90,1	9,8 т/ч
Мазут марки «100»	75	40	145	440	334	171	125x10 ³	90,0	5,73 т/ч
Ухтинский природный газ	75	40	145	440	342	151	123x10 ³	90,4	6720 нм ³ /ч

котла КМ-75 первоначально решалась путем установки к каждому котлу двух бункеров с «живым» дном, оборудованных системой шнеков, выдающих топливо в течку, соединяющую бункер с горловиной предтопка; емкость каждого бункера составляла ~30 м³.

Основным конструктивным недостатком предтопка для сжигания древесных отходов является неудачное оформление уплотнения места сочленения наклонной и цепной решеток, что при повышенных форсировках приводит к дымлению через уплотнения на фронт котла и к перегреву передних валов цепных решеток. Этот недостаток особенно ощутим при относительно мелком дроблении отходов, так как в этом случае аэродинамическое сопротивление слоя увеличивается и дымление на фронт при прочих равных условиях возрастает. В частности, на ТЭЦ-2 Братского ЛПК, где кора после отжима поступает с большим содержанием мелочи, переток горячих топочных газов к фронту котла приводит к частому выводу из строя цепных решеток.

Белгородским котельным заводом в свое время (1970 г.) было выпущено 15 таких котлов, которые после различных модификаций эксплуатировались на ТЭЦ Архангельского бумкомбината и ТЭЦ-2 Братского ЦБК.

В настоящее время этого вида котлов у завода нет, но к ней при необходимости (а она в настоящее время есть) возможен возврат и возобновление их изготовления с учетом имеющегося опыта освоения.

В настоящее время (2000 г. и далее) в номенклатуре Белгородского энергомашиностроительного завода для сжигания угля и древесного топлива значатся котлы КМ-2,5-0,6Р. Эти котлы служат для выработки насыщенного пара для технологических нужд предприятий. Они рассчитаны на производительность 2,5 т/ч, давление 6 кгс/см², температуру насыщенного пара 158 °С. Способ сжигания топлива – с полумеханической колосниковой решеткой.

5.2.2. Котлы для сжигания органического твердого топлива в «зажатом» слое

Топка скоростного горения ЦКТИ-ЛПИ (топка Померанцева), рис. 3.7.

Одним из направлений интенсификации слоевого процесса сжигания топлив является организация горения в так называемом «зажатом» слое, что для древесных отходов нашло конструктивное решение в топке скоростного горения ЦКТИ-ЛПИ. Одна из модификаций такой топки установлена к котлу № 2 Архбумкомбината (рис. 3.7, поз. I) и работает на высоковлажных древесных отходах с преимущественным содержанием коры (периодами до 100 %).

Принцип работы топки заключается в том, что вертикальный слой топлива по мере выгорания его в нижней части 1, опирающейся на «решетчатое» дно 2, образованное трубами фронтального экрана 3, под действием собственного веса опускается вниз, заменяя выгоревшее топливо. Воздух для горения (в количестве 0,65...0,9 от теоретически необходимого) подается к слою на участке 1 с фронта 4. Продукты неполного сгорания в основном пронизывают слой топлива в горизонтальном направлении и попадают в топочный объем 5, где дожигаются вместе с частицами несгоревшего топлива, выпавшего в топочный

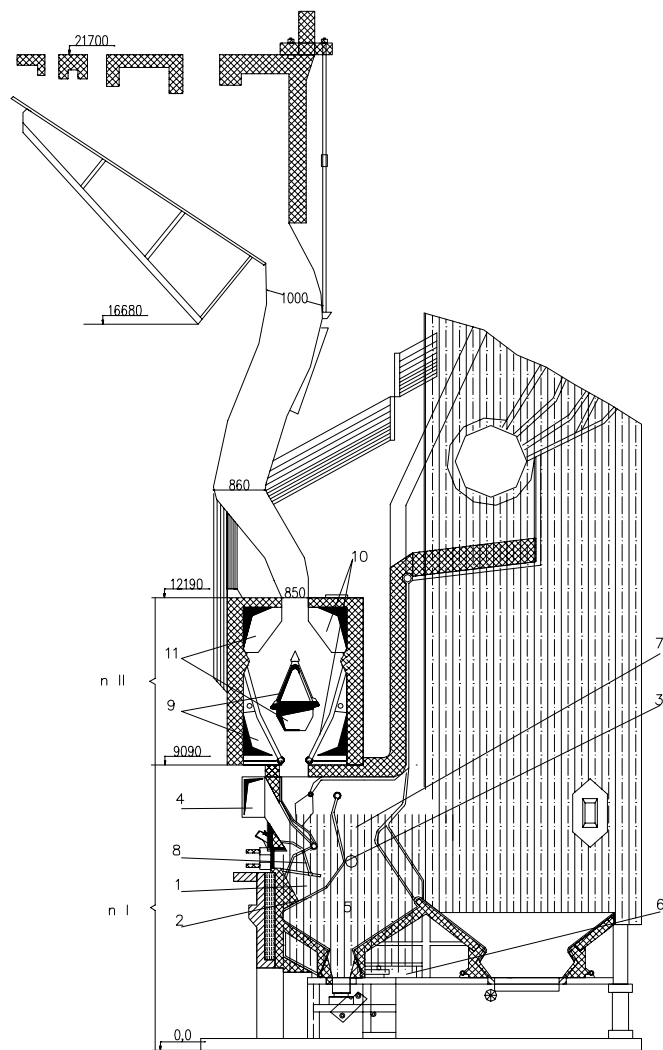


Рис. 3.7. Котел № 2 Архбумкомбината:

1 – нижняя часть предтопка; 2 – решетчатое дно; 3 – фронтной экран; 4 – подача воздуха; 5 – топочный объем; 6 – подача вторичного воздуха; 7 – выход продуктов сгорания; 8 – экранная труба; 9 – подача сушильного агента; 10 – ступень сушилки

объем через щели фронтального экрана, за счет организованной подачи вторичного воздуха б. Форсировка котла производится путем увеличения подачи первичного воздуха к нижней части слоя (зоне активного горения); при этом количество топлива, выгорающего в этой зоне (следовательно, и поступающего в нее), возрастает и соответственно повышается теплопроизводительность котла. В этом, по существу, и заключается все регулирование топочного процесса.

В топке скоростного горения не все газы активной зоны горения пронизывают слой в строго горизонтальном направлении на участке 1; значительная их часть поднимается вверх почти в противоток движущемуся слою и выходит в топочный объем на участке 7. За счет физического тепла этих газов, имеющих высокую температуру, осуществляется подсушка топлива, поступающего в зону активного горения, что резко повышает устойчивость процесса и приводит к увеличению допустимых значений теплонапряжения зеркала горения.

В топке скоростного горения довольно просто можно осуществить регулирование толщины слоя в зоне активного горения при изменении качества топлива, для этой цели устанавливаются одна или две передвижные ступени 8. При увеличении влажности или размера кусков топлива эти ступени отодвигаются к фронту топки, толщина слоя увеличивается, повышается его аэродинамическое сопротивление в горизонтальном направлении, а следовательно, увеличивается количество продуктов сгорания, выходящих в топочный объем на участке 7, что улучшает подготовку топлива. Именно благодаря осуществлению такой регулировки и правильному выбору толщины слоя условное теплонапряжение площади подачи дутья (на участке 1) достигает значений $\sim 2 \times 10^6$ ккал/м²ч даже при относительно высокой влажности ($W^r = 60\%$).

Накопление отходов в котельной Архбумкомбината осуществляется в топливном тракте каскадно-лоткового типа, предложенном ЛПИ-ЦКТИ. Такая конфигурация топливного тракта обеспечивает разгрузку слоя топлива от давления вышележащих его участков, что заметно улучшает сход топлива. Принятая и проверенная на ряде других промышленных объектов конфигурация топливного тракта оправдала себя и может быть рекомендована для всех случаев, когда над горловиной топки должна устанавливаться топливная течка.

К недостаткам топки скоростного горения прежде всего следует отнести сравнительно сложную конфигурацию топливного тракта, формирующего тонкий вертикальный слой топлива. Вероятность зависания топлива в таком тракте относительно велика. Нарушение нормального схода топлива приводит к ухудшению процесса в зоне активного горения и, в частности, к появлению «кратеров» в слое горящего топлива. При возникновении кратерного горения снижается паропроизводительность котла, повышаются избытки воздуха в топке, увеличивается вынос несгоревшего топлива в дымовую трубу и т.п. Поэтому конфигурация топливного тракта топок скоростного горения должна выдерживаться особенно тщательно, а наличие крупных кусков в древесных отходах является недопустимым.

Топка скоростного горения может служить хорошей базой для создания многотопливных котлоагрегатов, сжигающих в качестве одного из топлив высоковлажные древесные отходы. Из рис. 3.7 видно, что эта топка хорошо komponуется с топочной камерой, которая может быть легко использована для факельного сжигания как жидких, так и твердых природных топлив.

Однако в настоящее время при сжигании в таких топках высоковлажных древесных отходов устойчиво достигнута теплопроизводительность (в пересчете на пар) порядка 5...6 т/ч на метр ширины топки.

Таким образом, даже топка скоростного горения, отличающаяся от обычных слоевых топок более глубокой подготовкой топлива перед поступлением его в зону горения, не обеспечивает достаточную интенсивность сжигания высоковлажных древесных отходов.

Одним из основных путей повышения теплопроизводительности топочного устройства и увеличения КПД котла при работе на высоковлажных топливах является организация предварительной его подсушки. Экономичнее всего подсушку топлива осуществлять по разомкнутому циклу за счет тепла отработанных дымовых газов котла. Учитывая, что древесные отходы в настоящее время в основном сжигаются в слое, целесообразнее всего предварительную подсушку осуществлять также в слоевых сушилках. Для этой цели были разработаны одно- и двухпоточные слоевые каскадно-лотковые сушилки.

На рис. 3.7 (поз. II) показаны конструкция двухпоточной сушилki и компоновка ее с топкой скоростного горения. В этой конструкции

сушильный агент с температурой 350 °С, забираемый из котла специальным дымососом, подается через окна 9 под ступени сушилки 10, образованные из жалюзийно расположенных колосников.

5.3. КОТЛЫ С ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫМ КИПЯЩИМ СЛОЕМ ООО «ПЕТРОКОТЕЛ» [41]

Технология высокотемпературного циркулирующего кипящего слоя (ООО «Петрокотел») заключается в следующем:

- кипящий слой формируется на узкой подвижной наклонной решетке, собранной из чугуновых или стальных колосников;
- кипящий слой формируется частицами кокса, топлива и золы (не требуется специальных инертных материалов);
- рабочая высота слоя составляет 250...350 мм, что позволяет исключить необходимость в высоконапорном дутьевом вентиляторе;
- циркуляция материала слоя обеспечивается путем многоступенчатого осаждения и возврата в топку основной массы уноса без применения «горячих» циклонов;
- для розжига котлов мощностью до 50 МВт не требуется применения пусковых горелок;
- основная часть летучей золы выгружается вместе со шлаком прямо с решетки благодаря применению мощной системы возврата уноса и эффекту агломерации в ВЦКС золовых частиц;
- подача топлива в топку производится методом пневмогравитационного заброса (без механических забрасывателей);
- сжигание топлива осуществляется в две ступени:
 - непосредственно в кипящем слое, в который подается 40...60 % воздуха, необходимого для горения (образуется зона пиролиза и газификации топлива);
 - в надслоевом пространстве топочной камеры, куда мощными струями подается вторичный воздух, происходит полное дожигание продуктов газификации и тонких фракций топлива.

Котлы ВЦКС являются практически многотопливными котлами и пригодны для сжигания практически любых сортов каменного и бурого угля с зольностью до 50 %, а также для сжигания различных видов низкокачественного твердого топлива как в чистом виде, так и в смеси

со сланцем, торфом, древесными отходами. (Это очень важно для возможностей использования нерегулярно поступающих древесных отходов.)

Требования к фракционному составу топлива не столь важны: при рекомендуемом размере частиц 0...20 мм допускается наличие пусков до 30 мм и более.

Котлы с ВЦКС позволяют обеспечить:

- уровень NO_x 200...350 мг/нм³ (благодаря двухстадийному подводу окислителя);
- снижение при необходимости выбросов оксидов серы путем вдувания в топку известковой присадки;
- концентрацию твердых выбросов до 150...50 мг/нм³ (в зависимости от санитарной ступени золоуловителя и при использовании электрофильтров или рукавных тканевых фильтров).

Оптимальная область применения таких котлов от 4...5 до 120...150 МВт тепловой мощности. Затраты электроэнергии на эксплуатацию котлов с ВЦКС составляют 6...8 кВт (эл)/МВт (тепл).

Благодаря особенностям технологии КПД котлов ВЦКС выше, чем КПД серийных котлов той же мощности на 5...7 % и достигает 86 %.

Котлы ВЦКС позволяют обеспечить:

- возможность стабильной работы по условиям горения;
- быстрый пуск котла из холодного состояния (для котлов мощностью менее 50 МВт без обязательного применения растопочных горелок);
- возможность снижения нагрузки со скоростью 10...15 % от потенциала в минуту;
- диапазон изменения нагрузки 20...100 % от номинальной;
- повышение мощности серийных слоевых котлов при переводе на ВЦКС на 20...50 %;
- расширение диапазона сжигаемых топлив в одном котлоагрегате (обеспечение «многотопливности» в одном агрегате).

Котлы водогрейные на твердом топливе:

- КВРФ-1,5 производительностью 1,5 Гкал/ч (1,75 МВт) с топкой ВЦКС;
- котлы водогрейные мощностью 2,0...7,5 МВт (топливо: угли, торф, сланцы, древесные отходы);

- КВФО-3 производительностью 3 Гкал/ч (3,5 МВт);
- КВ-ТС-6,5 производительностью 6,5 Гкал/ч (7,5 МВт) с топкой ВЦКС;
- КВ-ТС-10 производительностью до 15 Гкал/ч (17,5 МВт) с топкой ВЦКС;
- КВ-ТС-20 производительностью до 30 Гкал/ч (35 МВт);
- КВ-ТС-50 производительностью до 70 Гкал/ч (81,2 МВт) (топливо: угли, торф, сланцы, древесные отходы, газ, жидкое – совместно и попеременно).

Выпускаются также стальные водогрейные котлы типа ПК-ВДО на твердом топливе (щепа, опилки) с механизированной загрузкой топлива мощностью 1,0...2,5 МВт, расходом топлива 514...1985 кг/ч, КПД > 82 %, температурой воды на выходе не ниже 95 °С с габаритами от 5064×2400×6444 до 5064×3720×6440 мм (высота, ширина, длина). Отличительные особенности котлов ВЦКС видны из рис. 3.8. Некоторые примеры котлов ВЦКС ООО «Петрокотел» (г. Санкт-Петербург) приведены на рис. 3.8, 3.9.

ООО «Петрокотел» уже более 10 лет успешно внедряет простую, надежную модификацию кипящего слоя – технологию высокотемпературного циркулирующего кипящего слоя ВЦКС, которая подходит

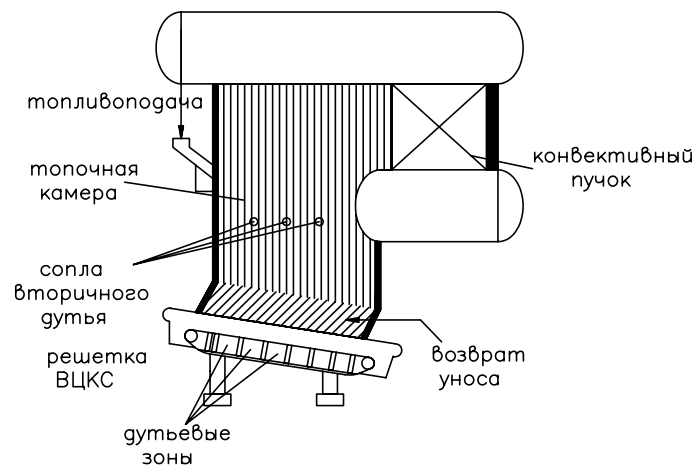


Рис. 3.8. Схема сжигания котла с ВЦКС

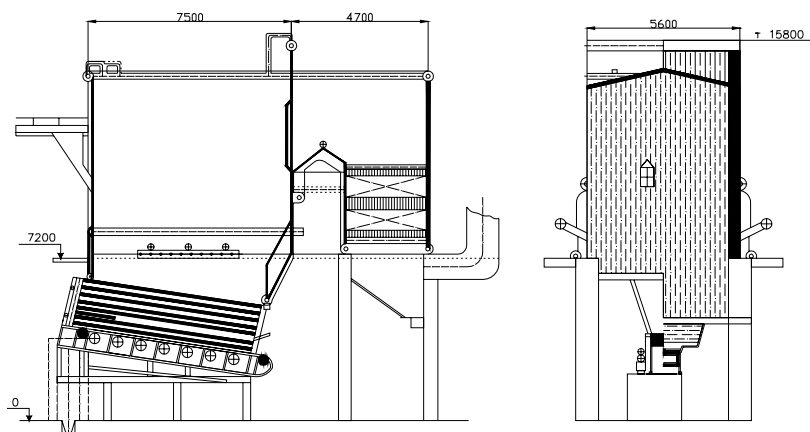


Рис. 3.9. Котел KB-TC-50

как для реконструкции существующих котлов на твердом топливе, так и для разработки новых котлоагрегатов. Отличительные особенности котлов ВЦКС показаны на рис. 3.8.

Применение данной технологии для изготовления новых и реконструкции существующих котлов позволяет комплексно решить основные задачи:

- повышение надежности и экономичности;
- обеспечение экологической безопасности;
- улучшение культуры обслуживания

Котлы выпускаются в варианте как паровые, так и водогрейные. При этом отдельные марки котлов могут выпускаться как в паровом (установка пароперегревателя для работы с турбиной), так и в водогрейном исполнении.

Котлы паровые с ВЦКС:

- KE-10 паропроизводительностью до 15 т/ч с установкой пароперегревателя для работы с турбиной (водогрейный режим до 9 Гкал/ч);
- ДКВр-10 паропроизводительностью до 15 т/ч с установкой пароперегревателя для работы с турбиной (водогрейный режим до 9 Гкал/ч);
- КВДКВр-20 паропроизводительностью до 30 т/ч с установкой пароперегревателя для работы с турбиной (водогрейный режим до 18 Гкал/ч).

Реконструкция не требует замены тягодутьевых устройств и может быть проведена в сроки плановых ремонтов.

Реконструкция гарантирует:

- рост КПД брутто котла на 5...7 %;
- повышение производительности до $1,5 D_{\text{ном}}$;
- повышение маневренности котла в пределах $20...100 D_{\text{ном}}$;
- снижение удельного выброса NO_x внутритопочными методами до уровня 250 мг/м^3 ;
- снижение удельного выброса SO_2 благодаря присадкам до 350 мг/м^3 ;
- существенное расширение диапазона сжигаемых топлив в одном котлоагрегате;
- снижение твердых выбросов внутритопочными методами до 200 мг/м^3 ;
- работу топочной камеры без подсветки резервным топливом на минимальных нагрузках.

Ниже приведены основные технологические характеристики некоторых котлов разной производительности для сжигания топлив в высокотемпературном циркулирующем кипящем слое (ВЦКС) в модификациях ООО «Петрокотел».

Котлы водогрейные мощностью 2...7,5 МВт для сжигания топлив в высокотемпературном кипящем слое (ВЦКС)

- Топливо – угли, торф, сланцы, древесные отходы.
- Топка – ВЦКС.
- КПД на угле – до 85 %.
- Ширина полотна – 310 мм.
- Длина по валам – 2500 мм.
- Газоплотное исполнение, легкая изоляция
- Возможна совместная или попеременная работа на газе и жидком топливе с установкой горелок на боковых стенах топки.

Котел ДКВР-20 паропроизводительностью до 30 т/ч для сжигания топлива в высокотемпературном циркулирующем кипящем слое (ВЦКС)

- Варианты: установка пароперегревателя и работа с турбиной; водогрейный режим до 18 Гкал/ч.

Т а б л и ц а 3.15

Основные технические данные водогрейных котлов

Мощность, МВт	2,0	2,6	3,7	5,2	7,5
Вес, т (трубы/топка)	3,6/1,5	4,1/1,7	5,2/1,7	5,9/2,0	8,3/2,0
Габариты, м					
<i>L</i>	3,3	3,7	4,8	5,2	6,0
<i>B</i>	2,4	2,6	2,6	3,0	3,0
<i>H</i>	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
Расход условного топлива, кг	319	437	622	874	1243
Потребляемая электрическая мощность, кВт	3,2	3,4	3,4	3,8	3,8

- Подача топлива: одним ленточным или скребковым питателем через течку на фронте котла.
- КПД котла на угле – до 86 %.
- Номинальная производительность – 20 т/ч.
- На углях $Q_i^r \geq 4500$ ккал/кг и $A^r \leq 25$ % возможно повышение производительности до 30 т/ч.

Котел KB-ТС-50 водогрейный производительностью до 70 Гкал/ч (81,2 МВт) для сжигания топлива в высокотемпературном циркулирующем кипящем слое (ВЦКС), рис. 3.9.

- Топливо: угли, торф, сланцы, древесные отходы, газ, жидкое (совместно и попеременно).
- Подача топлива: одним ленточным или скребковым питателем через течку на фронте котла.
- КПД котла на угле – до 87 %.
- Номинальная производительность-50 Гкал/ч (58,2 МВт).
- На углях $Q_i^r \geq 4500$ ккал/кг и $A^r \leq 25$ % возможно повышение производительности до 70 Гкал/ч (81,2 МВт).

5.4. КОТЛЫ БИЙСКОГО КОТЕЛЬНОГО ЗАВОДА И НИИ ПО «БИЙСКЭНЕРГОМАШ» [21,42]

Как указывалось ранее, крупнейшим производителем котлов для промышленной энергетики, использующих разные виды твердого топлива, в том числе и биомассу, является Бийский котельный завод. Совместно с НИИ ПО «Бийскэнергомаш» им осуществляется модернизация котлов со слоевого сжигания на сжигание в кипящем слое (НКТС).

Характеристики некоторых водогрейных котлов БиКЗ с кипящим слоем показаны в табл. 3.16.

Т а б л и ц а 3.16

Характеристики водогрейного котла КЕ-25-14 Бийского котельного завода

Наименование параметра	Антрацит	Высококалорийное твердое топливо	Низкокалорийное твердое топливо	Шлак слоевых котлов, отходы углеобогащения	Древесные отходы
Производительность, т/ч	25	25	25	25	25
Теплопроизводительность, Гкал/ч	14	14	14	14	14
Температура воды на входе, °С	70	70	70	70	70
Температура воды на выходе, °С	150(115)	150(115)	150(115)	150(115)	150(115)
Давление воды на входе, МПа	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
КПД брутто котла, %	80	82	84	80	85
Диапазон регулирования нагрузки, %	60...110	50...110	50...110	60...110	50...110
Температура уходящих газов, °С	177(157)	174(154)	172(154)	174(154)	170(150)

О к о н ч а н и е т а б л . 3.16

Наименование параметра	Антрацит	Высококалорийное твердое топливо	Низкокалорийное твердое топливо	Шлак слоевых котлов, отходы углеобогащения	Древесные отходы
Концентрация окислов азота (не более), мг/м ³	400	400	400	400	400
Концентрация окислов серы (не более), мг/м ³	150	130	100	150	150
Требования к топливу:					
– зольность, %	8...20	8...25	20...45	40...60	1,5...4
– теплотворная способность, ккал/кг	6500	5000	2800	1500	2000
– влажность, %	10	15	35	20	до 60
– максимальный размер частиц, мм	20	25	35	25	50×300
– содержание частиц не менее 1 мм не более, %	25	25	35	25	50
Требования к инертному материалу слоя:					
– размер частиц, мм	1...6	1...6	1...6	1...6	1...6
– содержание частиц размером более 3 мм, %;	10...15	10...15	10...15	10...15	10...15
– насыпная плотность не более, кг/м ³	110	110	110	110	110

Работы по реконструкции установленных ранее котлов с переводом на сжигание в кипящем слое позволяют: повысить производительность на 10...20 % относительно паспортной, снизить выбросы окислов азота и серы на 30...80 %, сжигать низкокачественный уголь

и горючие отходы (шлак, отсеvy) с зольностью до 55...60 % и тепло-
творной способностью на уровне 1500 ккал/кг.

Реконструкция включает:

- замену топki слоевого сжигания на топку низкотемпературного кипящего слоя с водоохлаждающей воздухораспределительной решеткой;
- установку дополнительной трубной поверхности в топочном объеме;
- модернизацию переднего топочного блока;
- установку высоконапорного вентилятора;
- монтаж трехступенчатой системы возврата уноса.

Примеры конструкции котлов типа Е (КЕ) производительностью от 2,5 до 25 т/ч показаны на рис. 3.10–3.12. Паровые котлы Е (КЕ) с естественной циркуляцией, верхним и нижним барабаном с внутренним диаметром 1000 мм. Топочная камера экранирована негазоплотными панелями в зависимости от производительности котла.

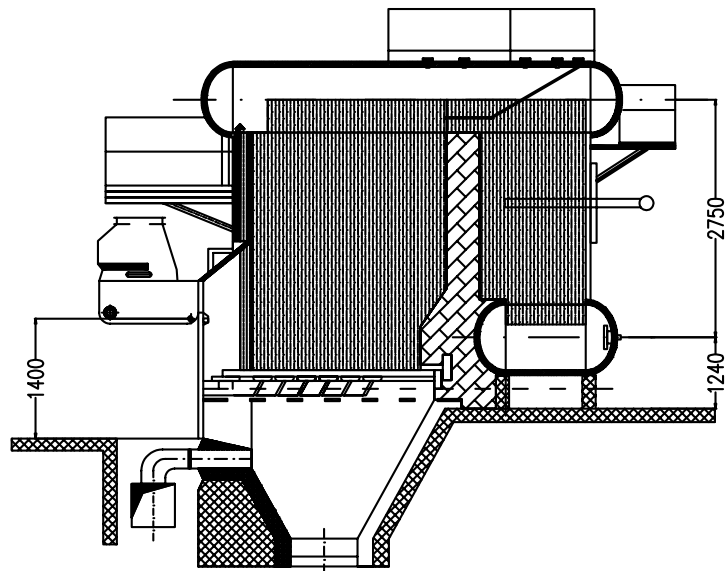


Рис. 3.10. Котел паровой Е-2,5-1,4Р (КЕ-2,5-14С)

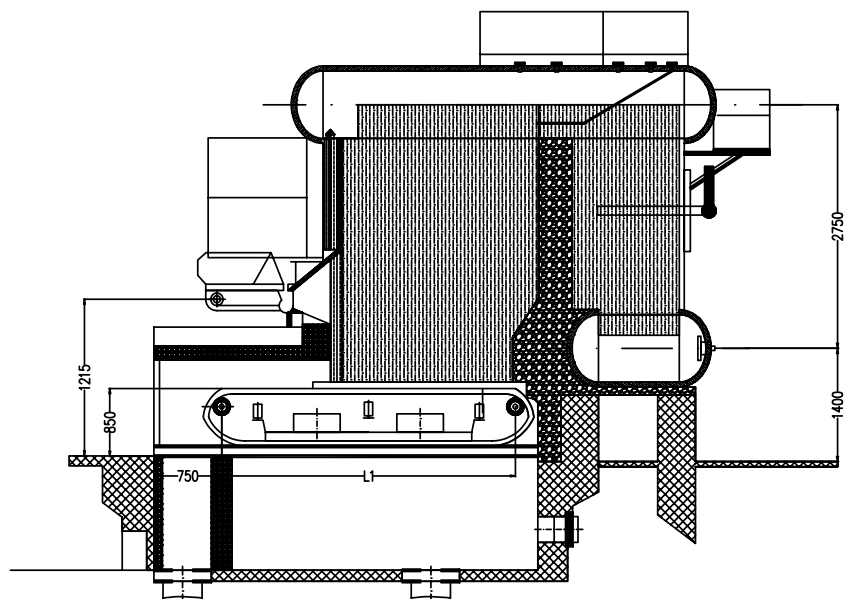


Рис. 3.11. Котел паровой типа Е(КЕ) производительностью 4...10 т/ч

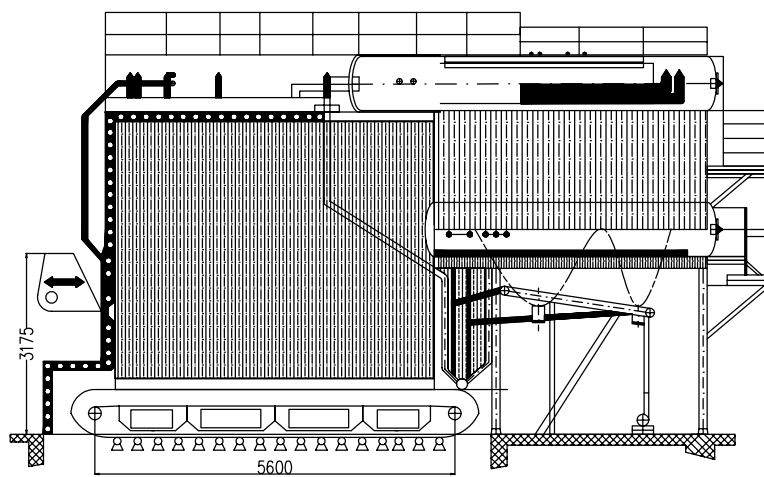


Рис. 3.12. Котел паровой Е-25-1,4Р (КЕ-25-14С)

Котел Е-2,5-1,4Р комплектуется топкой типа ЗП-РПК с пневмомеханическими забрасывателями и решеткой с поворотными колосниками. Котлы от 4 до 10 т/ч оборудуются топками типа ТЛЗМ с пневмомеханическими забрасывателями и моноблочной ленточной цепной решеткой обратного хода.

Котлы оборудуются системой возврата уноса и острым дутьем. Выпадающий в конвективном пучке унос оседает в зольниках и возвращается в топочную камеру для дожигания при помощи воздушных эжекторов, по прямым трубам через заднюю стенку. Топочные устройства предназначены для сжигания каменных и бурых углей с максимальным размером куска до 50 мм и содержанием мелочи 0...6 мм не более 50 %. Допускается влажность каменного угля не более 8 %, бурого угля не более 40 %. За котельными агрегатами при сжигании каменных и бурых углей с приведенной влажностью $W_{пр} < 8$ устанавливаются водяные экономайзеры, а при сжигании бурых углей с приведенной влажностью $W_{пр} > 8$ – трубчатые воздухоподогреватели.

Все котлы типа Е(КЕ) могут использоваться в качестве водогрейных (по технической документации завода).

Научно-исследовательским центром ПО «Бийскэнергомаш» были выполнены работы по выбору оптимальной схемы топки кипящего слоя, разработке и оптимизации отдельных узлов и решений по топке и котлу в целом.

Принятые решения были проверены на работающих котлах путем их реконструкции с переводом на сжигание в кипящем слое.

Заводом освоено производство котлов с НКТС для сжигания широкой гаммы низкосортных углей и твердых горючих отходов, производительностью 10 и 25 т/ч, а также комплектов реконструкции на перевод серийных котлов типа КЕ, ДКВР, КВ-ТС на сжигание в кипящем слое. (Характеристики котла КЕ-25-14Р при сжигании различных видов топлив в водогрейном режиме представлены в табл. 3.16.)

Технология сжигания низкосортных топлив в топках с низкотемпературным кипящим слоем с вертикальным вихрем (НКТС)

На Читинской ТЭЦ-2 была выполнена реконструкция котла ТС-35У с переводом на топку с низкотемпературным кипящим слоем с вертикальным вихрем (НКТС). Проект (по тендеру) выполнен НИИ ПО «Бийскэнергомаш» совместно с заводом «Бийскэнергомаш» [19, 44]

В августе 2000 г. на Читинской ТЭЦ-2 была начата реконструкция котла ст. № 7, а уже в октябре котлоагрегат был сдан в эксплуатацию. Затраты на приобретение оборудования и строительно-монтажные работы составили менее 3 млн руб. Реконструкция затронула узлы котла, которые изображены на рис. 3.13:

- изменен профиль нижней части топки. Цепная решетка демонтирована, фронтальной и задней экраны продлены вниз. Боковые стены закрыты тяжелой обмуровкой на высоте от воздухораспределительной решетки 1 до оси охлаждающих панелей 2, экраны боковых стен остались без изменения;

- на воздухораспределительной решетке приварены колпачки 3 с направленным дутьем для циркуляции материала слоя. Решетка и две трубы слива 4 охлаждаются водой;

- для растопки котла в отдельном воздушном коробе под решеткой установлено растопочное устройство 5, состоящее из форсунки, ЗЗУ и завихрителя. Горячие газы, образующиеся при сжигании дизельного топлива, нагревают слой снизу и обеспечивают зажигание подаваемого в топку угля. После устойчивого зажигания угля в слое растопочное устройство отключается;

- на фронтальной и задней стене топки установлены сопла острого дутья 6. Воздух, предварительно подогретый в воздухоподогревателе 7, подается к соплам штатным вентилятором ВД-13,5 8;

- для обеспечения ожигения слоя дополнительно установлены два высоконапорных вентилятора ВДН-8,5×3000⁹, производительностью 17 тыс. м³/ч и напором 10 кПа;

- второй по ходу газов куб воздухоподогревателя 10, расположенный в поворотном газоходе, увеличен и полностью заменен;

- демонтирован второй по ходу газов куб воздухоподогревателя;

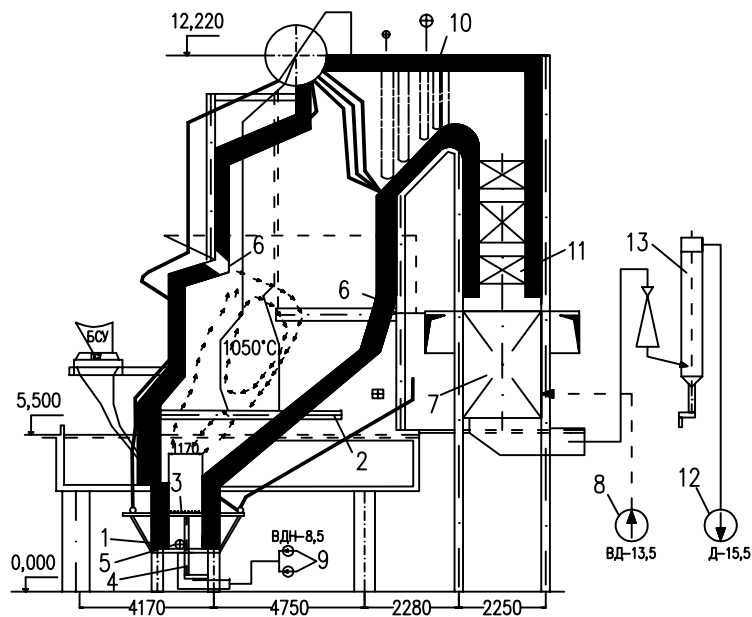


Рис. 3.13. Схема топки с низкотемпературным кипящим слоем с вертикальным вихрем:

1 – воздухоразделительная решетка; 2 – охлаждающие панели; 3 – колпачки воздухоподогревательной решетки; 4 – трубы слива шлака; 5 – растопочное устройство; 6 – воздушные сопла; 7 – воздухоподогреватель; 8 – вентилятор основной; 9 – вентиляторы высоконапорные; 10 – пароподогреватель; 11 – экономайзер; 12 – дымосос; 13 – золоуловитель

- экономайзер котла 11 увеличен на 3,5 петли;
- лопатки штатного дымососа Д-15,5 12 наращены, двигатель заменен на более мощный.

Реконструированная топка с НКТС принципиально отличается от традиционных топок подобного типа, а именно:

- высокая скорость ожигения (9...10 м/с), как у топок с циркулирующим кипящим слоем. За счет интенсивного перемешивания, неравномерности температуры и концентрации топлива по площади слоя отсутствуют. Слой выносится в объем топки и, интенсивно охлаждаясь, «стекает» по заднему экрану;

- под решетку подается только 50...60 % воздуха, участвующего в горении, остальной воздух подается через сопла. Недостаток воздуха в слое приводит к частичной газификации топлива и двухстадийному горению;

- вторичный воздух, подаваемый через фронтальные и задние сопла, образует мощный вертикальный вихрь и способствует дожиганию газов и выносимой мелочи. Половина золы топлива остается в топке.

Указанные конструктивные решения позволили значительно улучшить показатели топок с НКТС (табл. 3.17), в частности:

- повысить выжиг топлива без применения дорогостоящих сепарационных устройств и возврата уноса, используемых в котлах с ЦКС. Максимальные потери с механическим недожогом не превышают 2,5 %;

- расширить предел регулирования температуры перегретого пара за счет интенсификации теплообмена в топке, вызванного вертикальным вихрем;

- регулировать температуру слоя с помощью изменения расхода воздуха под решетку без применения погруженных поверхностей нагрева. При переходе в режим газификации температура слоя снижается. Зависимость температуры слоя от расходов воздуха под решетку имеет явно выраженный максимум в точке их стехиометрического соотношения, при увеличении или уменьшении воздуха в слое температура падает. Благодаря этому котел не имеет ограничений по нагрузке из-за высокой температуры слоя;

- добиться умеренного износа конвективных поверхностей. Доля уноса золы из топки 45...55 %; 60...70 % всего уноса – это «проскок» относительно крупных частиц (100...1000 мкм), не попавших в вертикальный вихрь, остальное – очень тонкая зола, которая мало влияет на износ. Фактически, доля уноса абразивной золы в конвективные поверхности значительно меньше, чем у пылеугольных котлов с твердым шлакоудалением, и практически такая же, как для котлов с топками с ЦКС;

- снизить в 2 раза (относительно слоевых и факельных топок) выбросы оксидов азота. За счет двухстадийного горения и низких температур слоя во всем регулировочном диапазоне нагрузок и при любых

избытках воздуха в топке максимальная концентрация NO_x не превышает 200 мг/м^3 ;

- исключить значительные потери с химическим недожогом. Концентрация окиси углерода за счет дожигания в вертикальном вихре не превышает 100 ppm.

Т а б л и ц а 3.17

Технические характеристики котла до и после реконструкции

Показатели	До реконструкции	После реконструкции
Производительность, т/ч	35	42
Давление перегретого пара, МПа	3,8	3,8
Температура, °С		
– перегретого пара	440	440
– питательной воды	105	105
Потери тепла с механическим недожогом	4,5	2,5
КПД котла брутто, %	82	86
Диапазон регулирования нагрузки, %	40...100	52...100
Избыток воздуха за топкой	1,4	1,3
Температура газов за ВЗП, °С	175	180
Концентрация СО ppm, не более	4000	100
Концентрация оксидов азота, мг/м^3 , не более	450	200
Расход дизельного топлива на одну растопку, т, не более	–	0,18
Требования к топливу:		
– зольность, %	6...45	10...30
– теплотворная способность, МДж/кг (ккал/кг)	более 12,2 (>2900)	10,5...14,7 (2500...3500)
– влажность, %	35...38	до 40
– максимальный размер частиц, мм	до 25	до 25
Требования к материалу слоя:		
– размер частиц, мм	–	0...6
– содержание частиц размером не менее 1 мм, %	–	15
– насыпная плотность, кг/м^3	–	1100

Результаты наладочных опытов показали, что максимальная паропроизводительность котла после реконструкции ограничена производительностью дымососа и составляет 44 т/ч. Заполнение топки на нагрузках выше 35...38 т/ч улучшается, содержание окиси углерода в газах снижается.

Минимальная нагрузка на котле составила 22 т/ч. Так как заполнение топки начинается снизу, добиться минимально допустимого перегрева пара (425 °С) при меньших нагрузках не представляется возможным.

Во всем диапазоне нагрузок котел работает с полностью отключенным пароохладителем, корректировки температуры перегретого пара при изменении нагрузки осуществляется только вторичным воздухом. При увеличении доли вторичного воздуха от 20 до 40 % температура перегретого пара снижается на 20 °С.

Температура факела, измеренная оптическим пирометром над слоем около 1100 °С, на уровне задних сопел 1040 °С. Температура газов за пароперегревателем не более 480 °С, что на 150...190 °С ниже, чем при слоевом сжигании. Относительно низкие температуры в топочной камере и в поворотном газоходе способствуют более надежной работе пароперегревателя и ограждающих поверхностей топки. Поскольку горение происходит при температурах ниже температуры плавления золы, шлакование неэкранированных стен топки и поверхностей нагрева отсутствует.

Топочный режим характеризуется высокой стабильностью. Отклонение температуры перегретого пара в стационарном режиме кратковременны и по амплитуде не превышают 1...5 °С. Перекосов температур по ширине топки и пульсаций нет, устойчивое горение возможно в диапазоне температур слоя от 550 до 1140 °С. В зимнее время за счет газификации и прочих внешних условий рабочая температура слоя снижается до 850 °С.

В ходе наладочных испытаний выявлено, что минимальные тепловые нагрузки, обеспечивающие саморазогрев слоя, полностью удовлетворяют заданный график растопки котла. Расход угля для поддержания минимальной температуры слоя примерно 1,5 т/ч, что составляет около 15 % расхода топлива на котел при номинальной нагрузке.

Растопка котла начинается на дизельном топливе. После устойчивого загорания угля в слое при температуре 500...550 °С растопочная форсунка отключается, устанавливается минимальный расход топлива и прогрев котла продолжается без постороннего вмешательства в режим горения. Расход дизельного топлива для разогрева не более 200 л. После простоя котла менее 6 ч расход дизельного топлива уменьшается вдвое. При простое котла менее 3 ч растопка производится без использования жидкого топлива. При этом уголь зажигается от аккумулялированного слоем тепла. Вместо дизельного топлива может использоваться топочный мазут.

В настоящее время котел отработал около 4000 ч в отопительный сезон 2000–2001 гг. с нагрузкой 35...42 т/ч. В 2001 г. выполнена аналогичная реконструкция второго котла. В 2002 г. реконструированы еще два слоевых котла Читинской ТЭЦ-2.

5.5. СЖИГАНИЕ БИОМАССЫ ПО СХЕМЕ НТВ МЕТОДА [36]

Для энергетических котлов средней мощности представляет интерес метод низкотемпературного вихревого сжигания (НТВ метод) биомассы.

При использовании в качестве топлива растительной биомассы, отличающейся пониженным содержанием золы и ее низкими абразивными свойствами, исключается такой недостаток, характерный для этого метода сжигания, как эрозия экранных труб набегающим вихревым потоком.

Процесс разработан и усовершенствован в С-Петербургском техническом университете совместно с АО «Политехэнерго», ТОО «Энерготехнология» и др.

Существо метода заключается в том, что в топке с помощью специально организованного воздушного дутья создается плотный вихрь, в котором осуществляется сушка и сжигание топлива. Посторонние включения, не поддающиеся сжиганию, проваливаются в холодную воронку и удаляются оттуда.

Принципиальная схема НТВ-метода сжигания биомассы наглядно иллюстрируется рис. 3.14.

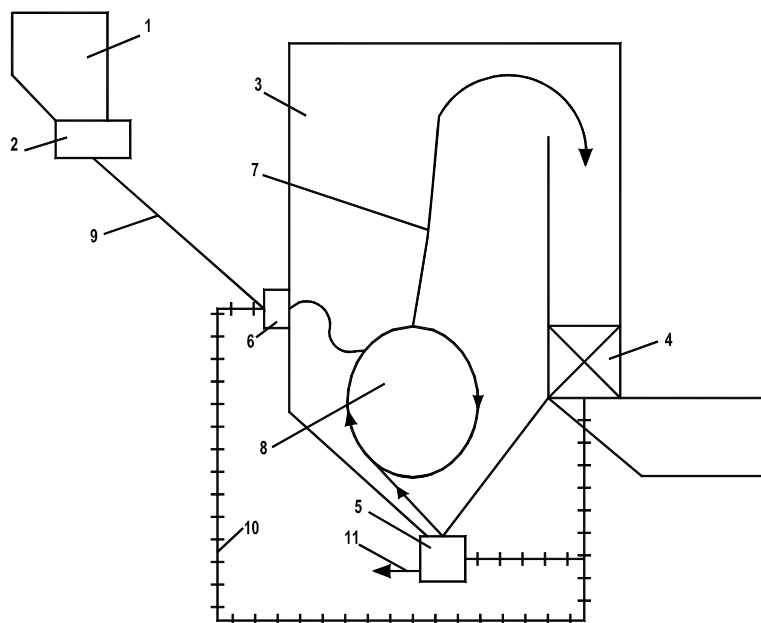


Рис. 3.14. Принципиальная схема НТВ-метода сжигания растительной биомассы:

1 – бункер топлива; 2 – питатель; 3 – топка; 4 – воздухоподогреватель; 5 – удаление золы, шлака, не сжигаемых примесей; 6 – горелка; 7 – ламинарная часть факела; 8 – турбулентная часть факела; 9 – подача топлива; 10 – горячий воздух; 11 – зола

На основе НТВ-метода разработан и испытан в условиях промышленной эксплуатации на лигнине (растительной биомассе – отходах Кедайского биохимзавода) паровой котел мощностью 40 МВт. Метод НТВ опробован в опытно-промышленных условиях при сжигании отходов переработки древесины, гидролизного лигнина и других видах биомассы при их максимальной влажности 60 и более (до 70) %.

Проведенные испытания подтвердили достоинства внедренного метода: простоту обслуживания и реализации, возможность внедрения с минимальными переделками на действующих топках с факельным сжиганием или сжиганием в слое, самоочистку конвективных повер-

ностей нагрева, высокую надежность и взрывобезопасность, низкие эксплуатационные затраты, уменьшение на 40 % выбросов в атмосферу оксидов азота (благодаря глубокому снижению температуры в топке и возможности осуществления стадийности в подводе окислителя).

При сжигании биомассы с влажностью более 60 % осуществляется использование мазута (или газа) для подсветки факела.

5.6. ПРИМЕРЫ НЕКОТОРЫХ КОНСТРУКЦИЙ КОТЛОВ И ТЕХНОЛОГИЙ ТЭС ЗАРУБЕЖНЫХ ИЗГОТОВИТЕЛЕЙ [45–47, 50–51]

5.6.1. Энергоустановка Алхомене с многотопливным котлом (Д = 700 т/ч)

Значительный интерес представляет введенная в 2002 г. крупнейшая в мире энергоустановка по сжиганию биотоплива в Алхомене (Финляндия) [45]. Общая электрическая мощность установки при работе в конденсационном режиме составляет 240 МВт. В случае эксплуатации в комбинированном режиме с отбором пара на производство (100 МВт) и в систему теплоснабжения (60 МВт) максимальная электрическая мощность составляет 205 МВт.

Главной целью реализации проекта было доказать принципиальную возможность применения многотопливной технологии при совместном сжигании биомассы и органического топлива с высокой эффективностью и низкими выбросами вредных веществ в окружающую среду.

В топливном балансе установки доля древесной массы (древесных отходов, коры и других побочных продуктов производства комплекса бумажных и лесопильных заводов, вблизи которых построена энергоустановка) составляет 35...50 %, доля торфа – 45...55 %, предусмотрено также использование небольшого количества (до 10 %) битуминозного угля и мазута в качестве резервного топлива и в процессе растопки. Общая характеристика сжигаемых топлив приведена в табл. 3.18. Ежегодно предполагается сжигать 150...200 тыс. м³ древесных отходов. При этом проектные значения выбросов оксидов азота составят 100 мг/МДж, серы (SO₂) 50 мг/МДж, золы частиц 30 мг/м³ (при нормальных условиях).

Т а б л и ц а 3.18

Характеристика топлива, сжигаемого на ТЭС «Алхомене» (Финляндия)

Характеристика сжигаемого топлива	Обозначения	Размерность	Торф	Древесные отходы	Уголь
Теплота сгорания низшая	Q_i^r	МДж/кг	8,7	7,7	23,0
Влажность рабочая	W^r	%	52	57	11
Зольность на сухую массу	A^d	%	10	1,6	18
Содержание летучих на горючую массу	V^{daf}	%	65	70	30
Элементный состав на горючую массу:					
– углерода	C^{daf}	%	53,5	55,3	66,4
– водорода	H^{daf}	%	5,3	6,4	4,4
– азота	N^{daf}	%	2,0	0,5	1,4
– серы	S^{daf}	%	0,3	0	0,9
Средняя доля в общем расходе топлива	–	%	45	45	10

Главный элемент всей установки – многотопливный паровой котел с топкой циркулирующего кипящего слоя (рис. 3.15). Он изготовлен и поставлен фирмой Финляндии «Квернер Полпинг». Конструкция его, предназначенная для совместного сжигания биомассы, торфа и угля, уникальна. Впервые в мире в одном таком крупном котле сжигается топливо с таким широким диапазоном рабочих свойств (теплота сгорания, влажность и др.). Для компенсации большой разницы в объемах продуктов сгорания при работе на угле используется рециркуляция дымовых газов. Паропроизводительность котла по свежему пару 194 кг/с (700 т/ч) с параметрами за котлом 16,5 МПа и 545 °С. Близкие показатели по промперегреву 179 кг/с (645 т/ч), 4,0 МПа и 545 °С. Тепловая мощность котла 550 МВт. Размеры топki составляют 8,5×24×40,5 при площади поперечного сечения более 200 м². Масса элементов под давлением 3000 т, общая длина труб 270 км. Для цир-

куляции золы в циркулирующем кипящем слое используется три пароохладительных циклона диаметром 9,0 м. Поверхность охлаждения (нагрева) циклонов служит первой ступенью пароперегревателя свежего пара. Этим обеспечивается минимальная разность температур между топкой и циклонами. Применение циклонов с паровым охлаждением (в отличие от циклонов с водяным охлаждением) – один из первых в мировой практике случаев создания котлов подобного типа.

Котел оборудован четырьмя независимыми линиями топливоподачи. Полная нагрузка котла может быть обеспечена при работе трех линий, что увеличивает надежность топливоснабжения и всего процесса генерации пара в целом. Для подогрева, необходимого для горения воздуха, используется РВП. Он изготовлен и поставлен фирмой Хоуден Пауэр (Великобритания). Его поверхность нагрева составляет 37768 м², а общая масса 260 т. Основное достоинство РВП – достижение более высокой эффективности работы котла при умеренном аэродинамическом сопротивлении как по воздушной, так и по газовой сторонам. (В случае применения трубчатого ВЗП оно было бы в два раза выше при более низкой выходной температуре воздуха.) Для снижения перетоков используются модернизированные эффективные уплотнения. Для уменьшения низкотемпературной коррозии «холодного» конца используются элементы с эмалевым покрытием. Для очистки поверхности РВП от золовых загрязнений используются комбинированные системы, состоящие из обдувочных аппаратов и устройств водяной обмывки. Котел оборудован двумя вентиляторами первичного воздуха аксиального типа и двумя вентиляторами первичного воздуха радиального типа. Аксиальные (осевые) выполнены одноступенчатыми с диаметром крыльчатки 1938 мм; мощность электродвигателя 1500 кВт, частота вращения 1490 об/мин.

Вследствие более высокого сопротивления газового тракта аксиальные (осевые) дымососы выполнены двухступенчатыми с диаметром крыльчатки 2438 мм. Мощность двигателя 1600 кВт, частота вращения 990 об/мин. Снижение образования NO_x обеспечивается применением ступенчатого подвода воздуха. Для уменьшения выбросов SO₂ в топку вводится известняк, причем при сжигании угля и торфа его вводится больше, с увеличением доли сжигания древесных отходов количество вводимого известняка снижается. Ввод известняка осуществляется пневматическим способом.

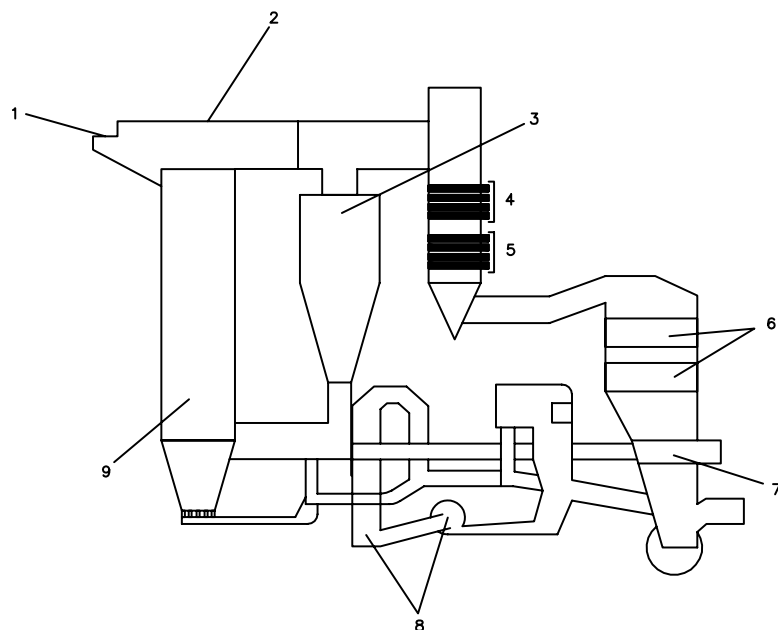


Рис. 3.15. Котельная установка с циркулирующим кипящим слоем:

1 – паровой барабан; 2 – внутритопочный радиационный пароперегреватель; 3 – парохлаждаемые циклоны; 4 – ступени пароперегревателя свежего пара; 5 – ступени промежуточного пароперегревателя; 6 – экономайзеры; 7 – регенеративный вращающийся воздухоподогреватель; 8 – дутьевые вентиляторы; 9 – топка

Для более глубокой денитрификации продуктов сгорания используется система селективного некаталитического восстановления (СНКВ). При достижении определенной концентрации NO (50 мг/МДж) в циклоны впрыскивается аммиак. Предусмотрена также подача его непосредственно в топку. От золы дымовые газы очищаются в четырехпольном электрофилтре.

При изготовлении котла использовались различные конструктивные материалы – от углеродистой до аустенитной нержавеющей стали марки X10CчMoVNb91. Общая стоимость сооружения энергоустанов-

ки (блока) 240 МВт Алхомене (г. Пиетареари) примерно 1 млрд финских марок (170 млн евро) с долей финской стороны около 70 %. Удельные капитальные затраты составили ориентировочно 760 евро/кВт. Проект был поддержан программой «Терми», выполняемой в рамках Евросоюза.

Трехцилиндровая паровая турбина изготовлена российско-финским консорциумом ЛМЗ-Энергико (С-Петербург–Хельсинки). Российской стороной изготовлены ЦСД и ЦНД, а также конденсатор, длина последних лопаток ЦНД достигает 1200 мм.; ЦВД поставлен фирмой Сименс, выступившей в качестве субподрядчика ЛМЗ; финская сторона поставила конденсатные насосы, циркуляционные насосы, часть подогревателей и другое вспомогательное оборудование; давление в конденсаторе, охлаждаемом морской водой, 0,002 МПа; расход воды 7,5 м³/с; конденсатор выполнен из титановых трубок общей длиной 270 км; генератор с водородным охлаждением Австрийской поставки фирмы V.A. Tech Hydro мощностью 306 МВт, $V = 15,75$ кВ, $n = 3000$ об/мин; коэффициент мощности 0,85).

5.6.2. Котлы с циркулирующим кипящим слоем фирмы «Такума» для сжигания отходов бумажного производства

Тенденции развития котлов малой мощности иностранными производителями в основном связаны с использованием циркулирующего кипящего слоя как способа сжигания твердого топлива.

Технологический процесс, осуществляемый в котле, показан на рис. 3.16. Из него видно, что сжигание жидких отходов весьма сложный технологический процесс. Некоторые из элементов этого технологического процесса могут быть использованы при разработке котлов малой мощности:

- использование генераторов, работающих на жидком топливе для подогрева воздуха;
- установка вынесенных воздухоподогревателей;
- использование плотных дозаторов для исключения подсоса воздуха под золоулавливающими устройствами и т.п.

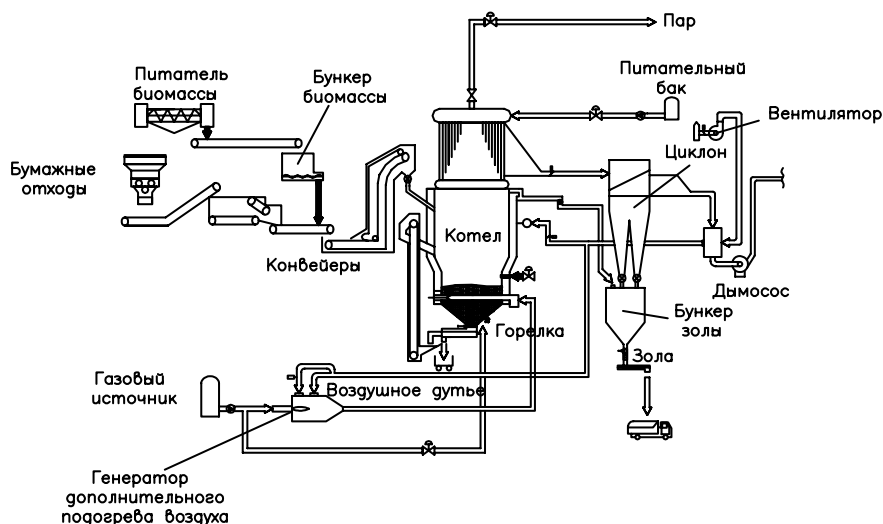


Рис. 3.16. Технологическая схема сжигания отходов бумажного производства

На рис. 3.17 изображен паровой котел малой мощности для сжигания твердого топлива в кипящем слое той же фирмы «Такума». Как и в предыдущем случае, используется генератор для дополнительного подогрева воздуха. На рисунке не показано, но, вероятно, из камеры под испарителем организован возврат недогоревших частиц топлива обратно в слой.

На рис. 3.18 показан более мощный котел производительностью 43 т/ч при выработке пара 62 кгс/см^2 и $t_{\text{пе}} = 460 \text{ }^\circ\text{C}$ и сжигании гранулированных отходов.

Как и в предыдущем случае, в нем не предусматривается специальных устройств для улавливания недогоревших частиц. Это осуществляется за счет гравитационного эффекта при снижении температуры и скоростей газов в районе пароперегревателя и испарителя. Возврат частиц топлива осуществляется через дозатор под бункером с помощью вторичного воздуха. Экономайзер и воздухоподогреватель вынесены, и работают в слабозапыленном газовом потоке после санитарных золоуловителей.

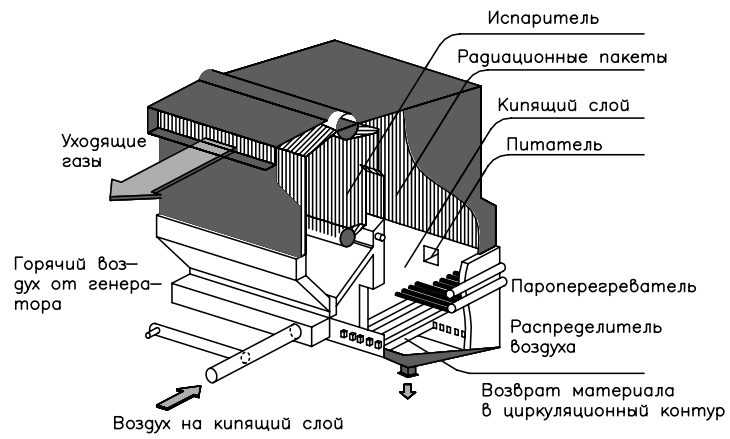


Рис. 3.17. Паровой котел малой мощности фирмы «Такума»

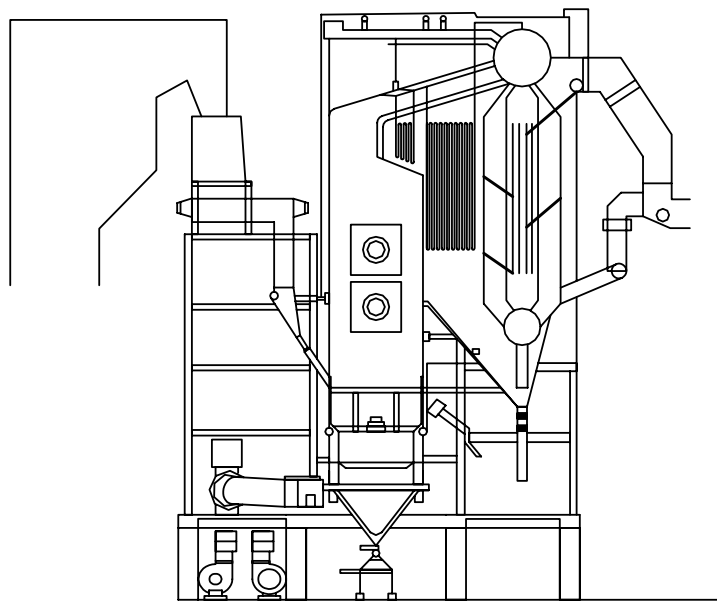


Рис. 3.18. Котел производительностью 43 т/ч для сжигания твердого топлива в кипящем слое (фирма «Такума»). Продольный разрез

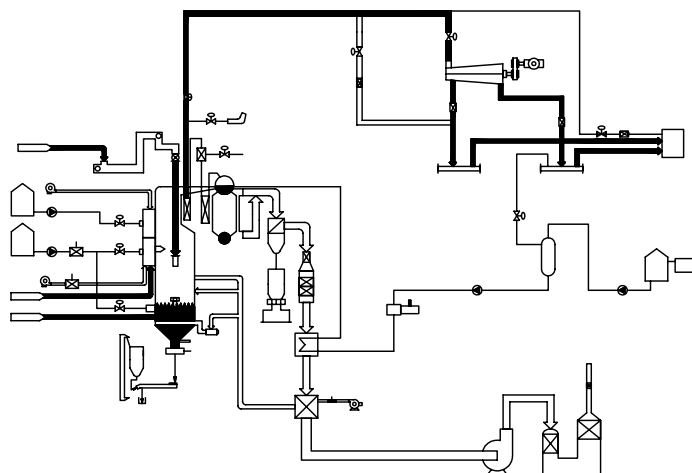


Рис. 3.19. Технологическая схема котла с ЦКС

На рис. 3.20 показан компактный сепаратор, являющийся неотъемлемой частью топочной камеры и камеры охлаждения, которые выполнены из газоплотных панелей. Такое решение и для котлов малой мощности (в случае возможности реализации) было бы весьма полезным.

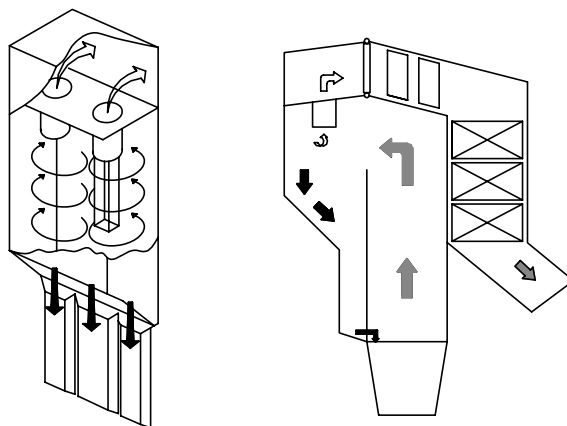


Рис. 3.20. Внутритопочный сепаратор фирмы «Foster-Wheeler» для котлов с ЦКС

5.6.3. Перспективы использования биомассы в развитых странах мира [45–60]

Растительная биомасса в силу таких своих основных качеств, как возобновляемость данного вида топлива, его экологическая чистота в сравнении с другими видами топлива, отсутствие воздействия на баланс свободного углерода в атмосфере, ведущего к развитию «парникового» эффекта, считается одним из наиболее «благородных» видов топлива и рассматривается во многих странах как перспективный источник энергии на ближайшее будущее.

В большинстве развитых стран имеются долгосрочные программы по биоэнергетике. Так, в Финляндии, занимающей ведущее место в области изучения и использования биотоплива, соответствующие исследования ведутся с 1980 г. С 1993 г. функционирует программа BIOENERGIA. Указанная программа включает 60 проектов. Основные направления исследований, предусмотренные программой, включают в себя: газификацию и сжигание; схемы и оборудование небольших электростанций; сушка под давлением; производство древесных топлив; торфопроизводство; экономика и экология биотоплив.

В настоящее время (на 2000 г.) Финляндия за счет леса и торфа удовлетворяет около 14 % энергетических потребностей. При этом в энергетических целях используется 4,5 млн м³ древесины, а доступные неиспользуемые пока лесные ресурсы составляют: древесные отходы – 67 %; торф – 28 %; технологическая щепа – 5 %.

В Швеции более 14 % всей энергии вырабатывается на биомассе. В США мощность энергетических установок, работающих на биомассе, достигает 9000 МВт.

В конце 1990 г. создана программа сотрудничества по энергетическому использованию биомассы «ЛЕБЕН» (LEBEN-LARGE EUROPEAN BIOMASS ENERGE NETWORK). Она включает более 16 проектов для стран ЕС. Ее конечной целью является доведение проектов до стадии промышленных технологий [26].

Бюджет Министерства энергетики США также предусматривает выделение крупных сумм на развитие технологий использования биомассы.

Для прямого сжигания биотоплива за рубежом используются и развиваются различные модификации слоевого сжигания, сжигания в пузырьковом и циркулирующем кипящем слое. При этом основное внимание уделяется очистке газовых выбросов.

Международная компания Ahlstrom, являющаяся крупнейшим в мире производителем многотопливных котлов, допускающих сжигание древесины (40 % мирового рынка), к началу 1994 г. поставила 70 котлов стационарного кипящего слоя тепловой мощностью от 5 до 200 МВт, 120 котлов с циркулирующим кипящим слоем общей тепловой мощностью 12500 МВт, максимальная мощность изготовленного котла 250 МВт; предлагается изготовление котлов мощностью до 400 МВт [5–7]. Слоевые методы сжигания биомассы, в том числе бытовых отходов и соломы, развиваются датской фирмой Volund.

Ведущие котлостроительные фирмы применяют высокотемпературную и низкотемпературную очистку газов, двухступенчатое сжигание, дожигание уноса, введение присадков. Фактическое содержание NO_x достигает 56 мг/МДж при гарантированных значениях 140...170 мг/МВт. Котлы для сжигания биомассы пользуются спросом на мировом рынке.

Более 10 лет эксплуатируется в США (штат Вермонт) электростанция мощностью 50 МВт, работающая на биомассе, состоящей на 80 % из древесины от санитарных рубок и отходов лесозаготовок и на 20 % – из отходов переработки древесины. Однако при средней мощности электростанций с биоэнергетическими установками 20 МВт и их эффективном КПД 25 % себестоимость электроэнергии составляет 6,5...8,0 центов/кВтч. В то же время приемлемая себестоимость электроэнергии составляет 4,5...5,5 центов/кВтч, что требует иметь эффективного КПД установки не менее 35...40 %.

Такое повышение эффективного КПД требует замены прямого сжигания и паросилового цикла (на установках малой производительности) более совершенными технологиями, включающими термическую газификацию. В связи с этим в США, Канаде, Финляндии, Австрии были построены газогенераторы различных типов для замены прямого сжигания в установках, работающих по паросиловым циклам. Были предложены и нашли поддержку интегрированные газификационные циклы (IGCC), являющиеся различными модификациями оте-

чественного парогазового цикла с внутрицикловой газификацией. Основные проблемы, возникающие при реализации такого цикла, связаны с очисткой генераторного газа и работоспособностью проточной части газовых турбин на продуктах сгорания генераторного газа. При этом становится целесообразным осуществление процесса генерации газа под давлением. Программы по реализации (IGCC) проводились в США (IGT), Финляндии (Tampella, VTT), Швеции (TPS). Такой цикл в диапазоне мощностей 50...150 МВт позволяет получить эффективный КПД, равный 45...50 %, и коэффициент использования топлива 90 %. При этом выбросы в атмосферу на 20...50 % ниже, чем при традиционных методах сжигания. В табл. 3.19 приведены обобщенные значения тепловой эффективности установок различной мощности, работающих по различным термодинамическим циклам [6, 7, 8, 26].

Т а б л и ц а 3.19

Эффективность энергоустановок при работе на биомассе

Технология сжигания	Термодинамический цикл	Диапазон мощностей, МВт	Эффективность КПД (по электрической нагрузке), %	Содержание NO _x на выходе, мг/МДж	Себестоимость энергии, цент/кВтч
Прямое сжигание	ПТУ	≤200	25...35	140...170	6,5...8,0
Газификация	Дизель	0,5...10	38...40	<20	5...6
Газификация	ГТУ	10...30	28...36	<50	5,5...6,5
Газификация	ПГУ (IGCC),	10...150	42...49	<50	4,5...5,5

Датская фирма Volund совместно с DTU и RISO разработала газогенератор слоевого типа. Для очистки газа используется горячий циклон, керамические фильтры, каталитические и крекинговые (температура 400 °С) системы. Газификации подвергается солома и бытовые отходы. В установках малой мощности фирма использует разработанные в Австрии керамические теплообменники для отвода тепла в цикл ГТУ.

В США запланирован комплекс программ по созданию интегрированных систем производства топливной биомассы и систем ее перера-

ботки в энергетическое топливо, куда входят: газогенераторы, газовые турбины, системы прямого сжигания, пиролиз, производство этанола в процессе брожения и ферментации, топливные ячейки. Характерными для ориентации западных фирм по использованию растительной биомассы для установок малой и средней производительности являются газогенераторные технологии на биомассе, преимущество которых перед технологиями прямого сжигания заключается в существенно меньшем загрязнении окружающей среды и повышении эффективности использования биомассы.

В зависимости от типа применяемого теплового двигателя существенно меняются требования к степени очистки генераторного газа:

- при сжигании газа в топках котлов очистки газа не требуется, следует только предельно сокращать газовые коммуникации (из-за опасности осмоления газопроводов);
- подготовка газа для сжигания в дизеле заключается в отделении твердых частиц, низкокипящих смол и охлаждении.

Применяемые обращенные процессы газификации позволяют в значительной степени решить возникающие при этом проблемы [10, 26].

Наиболее жесткие требования к очистке газа предъявляются при использовании его в газовых турбинах.

Основными газогенераторными технологиями при этом являются: атмосферная газификация – для использования в схемах паросиловых и дизельных электростанций; газификация под давлением – для использования в парогазовых и газотурбинных электростанциях.

Проблемами в развитии газогенераторных технологий остаются вопросы тонкой очистки генераторного газа. Для энергетических установок малой мощности (5...10 МВт) базовым решением является работа по циклу Дизеля, в перспективе – газовые турбины и двигатели Стирлинга. Для больших мощностей – комбинированный парогазовый и паросиловой циклы. Максимальная электрическая мощность биотопливных установок ограничивается доступностью топлива (его транспортировка на расстояние более 100...150 км нерентабельна) и не превышает 50...100 МВт.

5.6.4. Пример биомассовой мини-ТЭЦ, пущенной в эксплуатацию в Германии [46]

В декабре 2002 г. в Гроссатингене (Германия) компанией SFR GmbH из Саарбрюкена была официально пущена в эксплуатацию первая из пяти больших биомассовых ТЭЦ, предназначенных для работы на старой древесине. Стоимость проекта, который инвестировала компания SFR GmbH, составил 15 млн евро.

Основное оборудование ТЭЦ – биомассовый паровой котел и паровая турбина электрической мощностью 5,1 МВт, которая вырабатывает 40800 МВтч электроэнергии в год, поступающей в сеть г. Аугсбург. Паровой котел производит 21,5 т/ч свежего пара, который должен в будущем полезно использоваться потребителями близлежащего промышленного региона.

Поставляются на ТЭЦ ежегодно 40 000 т старой древесины класса В1 (естественной выдержки или исключительно механически переработанной, не загрязненной посторонними веществами) и класса В2 (склеенной, слоеной, лакированной или иначе обработанной без галогеноорганических соединений и без защитных средств, а также старой древесины с галогеноорганическими соединениями, но без средств защиты древесины).

Поставляемая древесина должна иметь максимальную влажность 30 %, размеры кусков 50x50x300мм и среднее значение теплоты сгорания 13200 кДж/кг. Ее складировать в два бункера вместимостью по 1500 м³ (примерно по 375 т), что соответствует ее трехдневному расходу. Из бункеров по подающему желобу древесина поступает в топку парового котла, обмурованную трехслойной шамотной кладкой. В колосниковой топке с внутренней денитрификацией по некаталитическому способу (SNCR) древесина горит при температуре от 850 до 1000 °С.

В качестве парового использован водотрубный котел, разработанный австрийской компанией Josef Bertsch GmbH & Co из Блуденца. Дымовые газы движутся из топки вверх, и в водотрубном котле генерируется пар с параметрами 4,7 МПа, 430 °С, который поступает в паровую турбину, изготовленную компанией Ecol. Spol (Брно, Чешская республика).

В соответствии с федеральными нормами по охране окружающей среды 17 BimschV на ТЭЦ смонтирована трехступенчатая газоочистная установка. Она рассчитана на расход 55 000 м³/ч дымовых газов из котла с температурой 150 °С и работает по способу сухой сорбции.

На рис. 3.21 приведена схема газоочистной установки, разработанной австрийской компанией Schenck JmH из Ауерльцмюстера.

Установка включает в себя компоненты циклонной установки, реактор летучей золы, импульсный рукавный фильтр, бункер аддитива

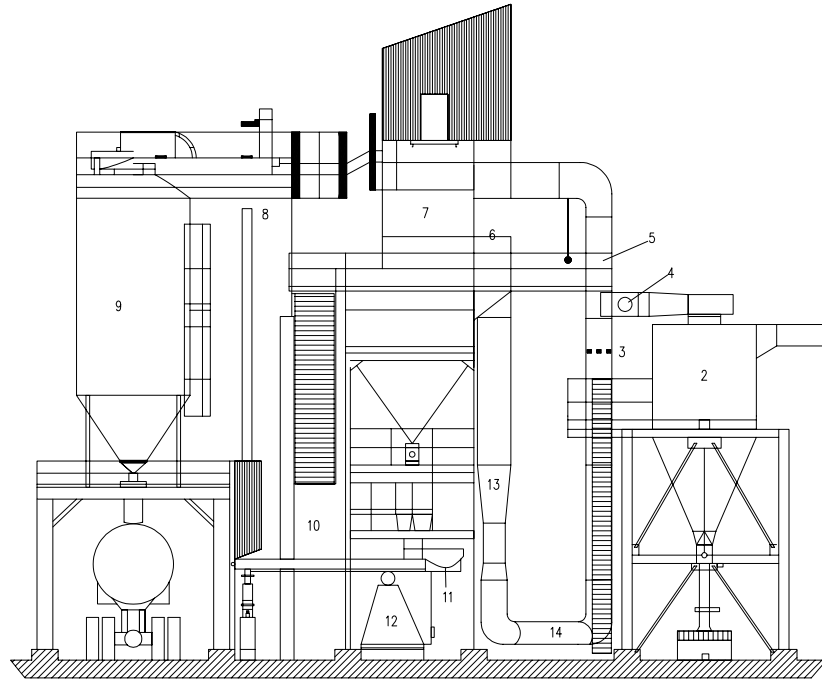


Рис. 3.21. Схема газоочистной установки парового котла, работающего на древесной биомассе:

1 – дымовые газы из топки; 2 – двойной циклонный осадитель; 3 – подача аддитива из бункера; 4 – рециркуляция дымовых газов; 5 – байпасная система; 6 – линия неочищенных газов; 7 – рукавный фильтр; 8 – ковшовый элеватор; 9 – бункер остаточных веществ; 10 – рециркуляционный сборник; 11 – бункер остатков; 12 – дымосос; 13 – инжектор для рециркуляции; 14 – реактор

с дозированием сорбента, рециркуляционный дымосос и бункер остаточной золы. Первая ступень с двойным циклоном служит для предварительного осаждения летучей золы, а также для защиты подключенного последовательно с ним импульсного рукавного фильтра.

После предварительного осаждения летучей золы неочищенный газовый поток поступает в реактор для дозированного смешивания с адсорбентом (гидроокисью кальция или пудлинговым коксом) и связывания вредных веществ (HF, HCl, SO₂), а также органических и неорганических элементов (например, диоксинов, фуранов, ртути, мышьяка) по принципу сухой сорбции. Так как определенная доля вредных фракций (HF, HCl) после добавки адсорбента будет связана уже во второй ступени, осаждение названных вредных веществ происходит в фильтре (третья ступень) в фильтрующем слое постоянной толщины.

Для повышения осаждаемости импульсной фильтрующей установки последняя выполнена четырехкамерной с возможностью переключения осадительных камер. Для оптимального использования адсорбента в ходе эксплуатации после очистки фильтра он снова подается в газовый поток на входе в фильтр. Повторное использование этого аддитива осуществляется с помощью специального дозирующего сборника, из которого он регулируемым шнеком подводится в линию неочищенного газа.

Степень осаждения в очищаемом газе контролируется непрерывно с помощью системы эмиссионного мониторинга, причем сигнал по очистке газа от HCl непрерывно поступает на регулятор дозирования абсорбента.

6. ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ БИОМАССЫ НА ОСНОВЕ ТЕРМОХИМИЧЕСКОЙ ГАЗИФИКАЦИИ

6.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ. ТЕРМИЧЕСКАЯ ГАЗИФИКАЦИЯ – АЛЬТЕРНАТИВНЫЙ СПОСОБ ПРЯМОМУ СЖИГАНИЮ

Несмотря на широкое развитие достаточно эффективных топочных устройств по прямому сжиганию биомассы, подробно рассмотренных ранее, при использовании существующих устройств возникают определенные трудности с утилизацией всего многообразия

отходов биомассы (коры, шламов и др.): имеют место ограничения по фракционному составу, возникают трудности по исключению механического недожога, заноса и шлакования поверхностей нагрева и др.

Альтернативным способом прямому сжиганию биомассы, позволяющему исключить присущие прямому способу сжигания недостатки и трудности, является термическая газификация биомассы. В некоторых случаях термическая газификация позволяет также дополнить возможности существующих процессов прямого сжигания.

Процесс термической газификации включает ряд технических стадий, осуществляемых в одном агрегате:

- удаление влаги, содержащейся в сырье;
- термическая деструкция материала, сопровождающаяся выделением некондиционируемых газов и коксового остатка;
- окисление горючих компонентов (парогазов);
- пиролиз сырья, сопровождающийся выделением тепла, необходимого для первых двух стадий;
- собственно процесс газификации углерода и других элементов, содержащихся в коксовом остатке с одновременным крекингом не успевшей окислиться смолы.

Конечным продуктом процесса являются газ и смола.

6.2. ГАЗИФИКАЦИЯ ТОПЛИВА КАК ПРОЦЕСС

Наиболее универсальным способом, позволяющим использовать различные виды твердого топлива, в том числе и биомассы (как и твердых бытовых отходов) является его предварительная газификация с получением газа, который в зависимости от его качества используется в дальнейшем в энергетической установке (или сжигается в котельном агрегате или используется для непосредственного получения энергии в газотурбинной установке или двигателе внутреннего сгорания).

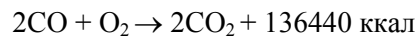
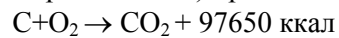
Процесс газификации близок к процессу горения топлив. Их отличие состоит в том, что в процессе горения происходит полное окисление топлива при достаточном количестве кислорода ($\alpha \geq 1$), а в процессе газификации происходит неполное окисление топлива при недостатке кислорода ($\alpha < 1$). Основа процесса для них одна – хими-

ческое соединение восстановителя (углерода, водорода) с окислителем (кислородом).

Газификация топлива осуществляется путем его нагрева до температуры 1100...1300 °С и выше в среде с ограниченным содержанием окислителя. При этом в качестве окислителя может быть использован кислород в чистом виде (кислородное дутье), кислород, входящий в состав воздуха (воздушное дутье), кислород, получаемый при диссоциации водяного пара (паровое дутье) или кислород, получаемый при смешанном подводе окислителя (паровоздушное дутье).

При газификации протекают реакции как с выделением тепла, так и с его поглощением, поэтому для поддержания процесса должно быть обеспечено условие автотермичности, при котором суммарный тепловой эффект всех реакций будет равен нулю.

При получении воздушного газа, когда в газогенератор в качестве дутья поступает воздух, реакции окисления и восстановления (в расчете на 1 моль углерода – 14 кг) происходят по следующей схеме:



Реакция восстановления $\text{CO}_2 + \text{C} \rightarrow 2\text{CO} - 38790 \text{ ккал}$ является основной реакцией, характеризующей процесс получения воздушного газа. Идеальный воздушный газ подразумевается при газификации чистого углерода без потерь. Уравнение идеального воздушного газа имеет вид:

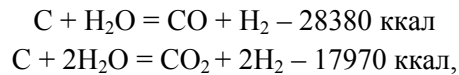


При получении воздушного газа температура в зоне горения достигает 1600...1700 °С, а в зоне восстановления 1150...1200 °С. Высокие температуры благоприятны для завершения реакций восстановления углекислоты. Однако они превышают температуры размягчения и даже жидкоплавкого состояния золы ряда твердых топлив. Это приводит к нарушению нормальной работы газогенератора, так как образуются крупные сплавленные куски шлака, затрудняющие доступ воздуха и процесс генерации газа, перегревается сам аппарат (газогенератор), падает его производительность, КПД, снижается качество газа.

Это не позволяет вести процесс получения воздушного газа в газогенераторе с удалением шлака в твердом виде. Получение воздушного газа в газогенераторах с удалением шлака в жидком виде приводит к высокой температуре получаемого газа и соответствующим потерям тепла.

Для снижения температуры процесса в газогенератор вместе с воздушным дутьем вводятся водяные пары (смешанный процесс генерации – паровоздушное дутье). При паровом дутье получается водяной газ.

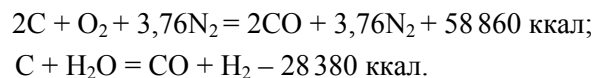
Водяной пар, проходя через слой раскаленного кокса зоны восстановления, вступает в химическое взаимодействие с углеродом по реакциям



т. е. обе реакции – эндотермические, с поглощением тепла. Это приводит к снижению температуры в зоне газификации. Получаемые при разложении водяного пара CO и H₂ повышают теплотворную способность газа, а продукты разложения водяного пара называются водяным газом. Водяной газ имеет более высокую теплотворную способность по сравнению с воздушным газом (при газификации бурых углей $Q_n^d = 2600 \text{ ккал/м}^3$). Однако при этом КПД процесса невысок.

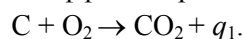
Наиболее распространенным процессом газификации является процесс, при котором получается смешанный газ, когда применяется воздушное дутье с присадкой водяного пара (паровоздушное дутье).

При этом процесс получения смешанного газа протекает по описанным выше реакциям:



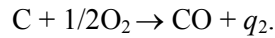
В общем виде процесс газификации происходит при следующих условиях.

- Нагрев топлива до температур газификации происходит вследствие того, что часть его сгорает с образованием диоксида углерода и соответствующим тепловым эффектом реакции q_1



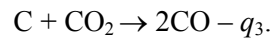
При стехиометрическом соотношении реакции углерода с кислородом, соответствующем коэффициенту избытка воздуха $\alpha = 1$ значение q_1 соответствует удельной теплоте сгорания углерода топлива.

- При недостатке кислорода ($\alpha < 1$) протекает реакция образования оксида углерода



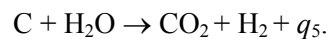
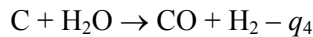
Однако хотя эта реакция протекает с выделением теплоты, величина $q_2 < q_1$ и часть потенциальной химической энергии углерода переходит в химическую энергию оксида углерода, являющегося горючим компонентом процесса газификации углерода.

- Оксид углерода может получаться также при восстановлении диоксида углерода CO_2 на поверхности раскаленного топлива по реакциям



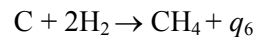
Эта реакция, в отличие от двух предыдущих, идет с поглощением теплоты и при охлаждении углерода прекращается.

- В присутствии в зоне газификации водяного пара при высоких температурах протекают реакции его конверсии



При этом образуется второй горючий газовый компонент H_2 .

- При повышенных давлениях протекают реакции образования третьего горючего компонента – метана



Таким образом, газификация топлива – это термохимический процесс взаимодействия органической массы топлива с газо- и паробразными реагентами, в результате которого вся органическая масса преобразуется в газ, состоящий из горючих и негорючих компонентов. Так как при газификации протекают реакции как с выделением, так и с поглощением тепла, то для обеспечения непрерывного процесса газификации необходимо обеспечить условие автотермичности, при котором суммарный тепловой эффект равен нулю.

Состав газа, получаемый при газификации, зависит от ряда факторов:

- вид и характеристика топлива;
- температура и давление в зоне реакций;
- состав дутья.

Обычно температуру процесса газификации поддерживают в интервале 1100...1300 °С при диапазоне давлений от 0,1 до 10,0 МПа (и выше).

Процесс газификации классифицируется по ряду признаков:

- составу дутья (воздушные, паровоздушные, кислородные, парокислородные);
- состоянию топлива (порозность, гранулометрический состав, влажность, зольность и др.);
- аппаратному оформлению (организации процесса – слоевое в движущем и кипящем слое; факельное – в пылевидном потоке).

Наиболее калорийный газ, получаемый при воздушном дутье, менее 4000 кДж/м³ сухого газа, наиболее калорийный на парокислородном дутье под давлением – более 15 000 кДж/м³.

При газификации топлива различают:

- слоевые процессы, при которых слой кускового топлива продувается по противоточной схеме (навстречу движущему слою) газифицирующими агентами;
- объемные процессы, в которых (в большей части по прямоточной схеме) топливная пыль взаимодействует с соответствующим дутьем.

Принципиальные схемы организации газификации твердого топлива приведены на рис. 3.22...3.27. Там же показан и характер изменения температур потоков топлива и газа по высоте газификационной камеры.

6.2.1. Особенности газогенерации для крупных энергетических установок [40]

1. Большинство крупных газогенераторов на твердом топливе работает по прямому процессу с газификацией топлива в движущемся слое (метод Лурги), рис. 3.22, *а*. Подобная организация процесса га-

зификации, в особенности в условиях использования его на электростанциях, имеет ряд недостатков.

- Малая интенсивность процесса.

Даже в крупных газогенераторах «Лурги» со слоевым процессом газификации при работе под давлением 2...3 МПа интенсивность процесса по расходу угля на единицу поверхности слоя составляет всего 1,5...2,5 т/(ч · м²). Для обеспечения топливом энергоблока, например мощностью 1000 МВт потребовалось бы 10 газогенераторов диаметром 3,9 м и производительностью по вводимому углю 30 т/ч каждый. При этом металлоемкость их превысила бы металлоемкость котла энергоблока.

- Газ на выходе из генератора имеет температуру 550 °С и содержит до 20 г/м³ смоляных компонентов.

Это затрудняет утилизацию физической теплоты газа в энергетической установке, так как требует предварительный трудоемкий цикл его очистки.

2. Газификация топлива в кипящем слое (рис. 3.22, б, 3.23). Процесс газификации происходит при тех же химических реакциях, что и в неподвижном слое, но со значительно большей интенсивностью. Критическая скорость витания частицы в слое составляет:

$$W_{кр} = A \sqrt{\frac{\rho_k d}{\rho_r T}},$$

где ρ_k – кажущаяся плотность частицы, кг/м³;

ρ_r – плотность газа при нормальных условиях, кг/м³;

d – средний диаметр частицы, мм;

T – абсолютная температуры газа, К;

A – коэффициент.

Особенностями процесса газификации в кипящем слое (по сравнению с процессом газификации в слоевых газогенераторах) являются следующие:

- получаемый газ не содержит смол и непредельных углеводородов; содержание метана в нем понижено вследствие его частичного крекинга;
- водяные пары, выделяющиеся из топлива при его подсушке и термическом разложении, реагируя с углеродом топлива, понижают

температуру слоя. В связи с этим влажность топлива, подаваемого в кипящий слой, не должна превышать 10...15 %;

- из слоя в надслойное пространство выносится большое количество топливной пыли и для ее газификации должен подаваться вторичный воздух в это пространство газогенератора;

- основное количество золы (до 80 %) уносится вместе с газом;
- теплота сгорания газа при воздушном дутье составляет $\approx 4200 \text{ кДж/м}^3$;

- газификация топлива может производиться как на паровоздушном, так и на парокислородном дутье;

- производительность газогенератора с кипящим слоем в 10...12 раз выше производительности слоевых газогенераторов при одинаковом диаметре шахты. Так производительность газогенератора диаметром 3,0 м при работе на паровоздушном дутье составляет $\approx 45000 \text{ м}^3/\text{ч}$;

- интенсивность процесса при газификации в кипящем слое под давлением 2 МПа по расходу угля на единицу поверхности слоя составляет 5,8...10 т/м²ч;

- недостатком газогенераторов с кипящим слоем, кроме повышенного уноса топлива, являются также пониженная скорость газификации при атмосферном давлении и ограниченные пределы регулирования производительности вследствие неустойчивости кипящего слоя.

Пример показателей газификации бурых углей на парокислородном дутье приведен в табл. 3.20.

3. Газификация в пылевидном потоке (система Копперс-Готцек) – рис. 3.22, в; 3.24.

Преимущества газификации в пылевидном потоке:

- высокая интенсивность процесса (отсутствие ограничений на процесс температуры);

- возможность широкого предела регулирования производительности газогенератора;

- процесс позволяет газифицировать даже жидкое топливо (что в особенности важно для газификации композитного жидкого топлива);

- возможность обеспечения (до 50 %) вывода со шлаком (в системе жидкого шлакоудаления) золы топлива.

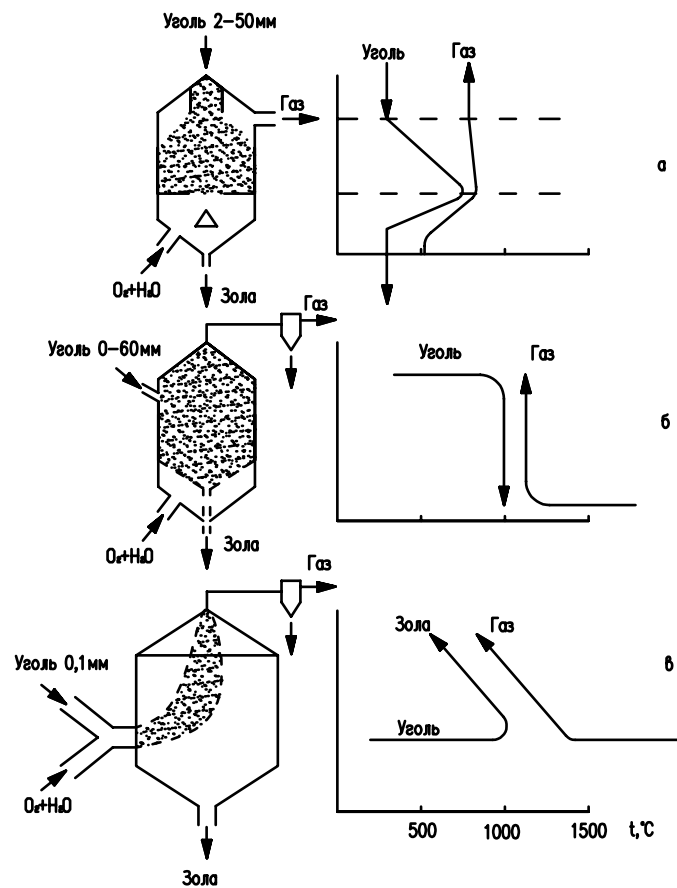


Рис. 3.22. Принципиальные схемы организации газификации твердого топлива:

a – в движущемся слое; *б* – в кипящем слое; *в* – факельная газификация в пылевидном потоке

Недостатки способа включают в себя:

- необходимость тонкого размола топлива;
- высокое содержание золового уноса в генераторном газе перед системой очистки.

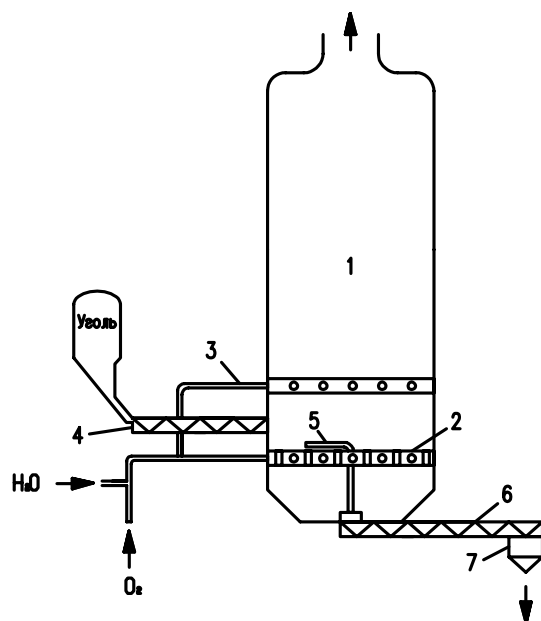


Рис. 3.23. Схема газогенератора с кипящим слоем
 1 – цилиндрическая шахта; 2 – плоская колосниковая решетка; 3 – парокислородное дутье; 4 – шнеки для подачи мелкодробленого ($d < 8$ мм) топлива; 5 – устройство для удаления шлака; 6 – шнек шлакоудаления; 7 – зольный бункер

На паровоздушном дутье при этом способе газификации производится газ с теплотой сгорания $3800 \dots 4600$ кДж/м³.

Организация газификации топлива на ТЭС приобретает особое значение в связи:

- с необходимостью широкомасштабного использования низкосортных топлив;
- расширением диапазона используемых видов низкосортного топлива (включая биомассу и бытовые отходы);
- ужесточением требований по ограничению вредных выбросов ТЭС в окружающую среду.

Применительно к ТЭС представляются наиболее перспективными:

- газогенераторы с кипящим слоем;
- генераторы горнового типа на мелкокусковом топливе;
- газогенераторы с факельным процессом газификации;
- комбинированные способы энергетического использования топлива, включающие газификационные предтопки к основному парогенератору, работающему по принципу факельного пылеугольного использования топлива.

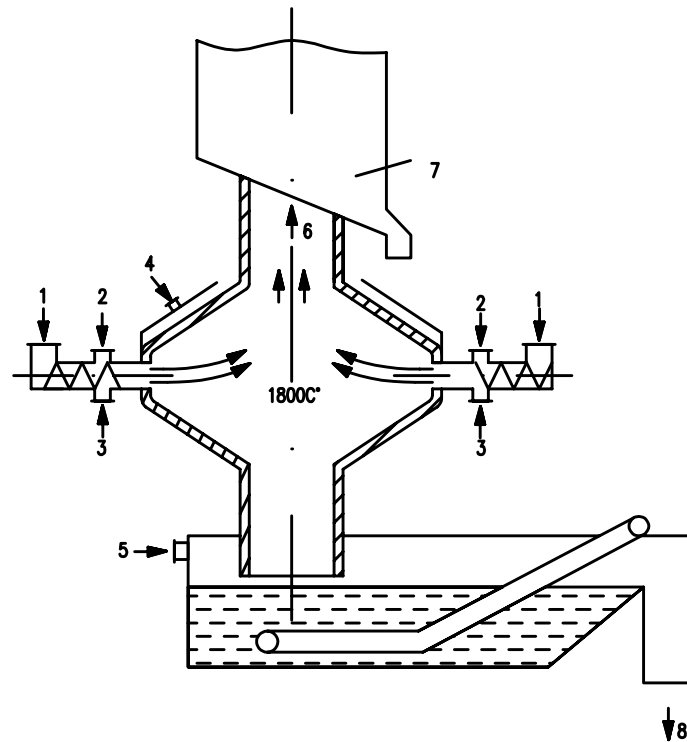


Рис. 3.24. Схема газогенератора поточного типа:
 1 – топливо; 2 – кислород; 3 – пар; 4 – охлаждающая вода; 5 – вода в систему золоудаления; 6 – генераторный газ; 7 – котел-утилизатор; 8 – шлак

Т а б л и ц а 3.20

**Показатели газификации бурых углей на парокислородном дутье
под давлением**

Показатель	Уголь	
	Канско-ачинский (назаровский)	Подмосков- ный
Топливо, %		
Влажность W^r	33,6	22,2
Зольность A^r	7,9	22,6
Сернистость S^r	0,6	3,1
Теплота сгорания Q_i^r кДж/кг	13000	9900
Интенсивность газификации, кг/(м ² ч)	1260	960
Соотношение водяного пара к кислороду, кг/м ³	7,0	8,0
Степень разложения водяного пара, %	43,0	37,0
Выход очищенного газа из 1 кг рабочей массы, м ³ /кг	0,85	0,67
Расход на 1 м ³ очищенного газа		
Водяного пара, кг	1,2	1,45
Кислорода, м ³	0,17	0,18
КПД газификации, %	85,0	78,5
Состав очищенного газа, % об:		
H ₂	60,70	62,40
CO	18,60	17,70
CH ₄	13,60	13,6
C _n H _m	1,0	0,70
CO ₂	0,20	0,30
N ₂	5,60	5,00
O ₂	0,30	0,30

**6.2.2. Газогенераторные установки малой мощности
для газификации твердых топлив [54–60, 61–67]**

Процесс газификации топлива осуществляется в газогенераторах:

- прямого процесса газификации (рис. 3.25, 3.26, а);
- обращенного процесса (рис. 3.26, б);
- двухзонного типа (рис. 3.26, в)

6.2.2.1. Прямой процесс газификации

Прямой процесс газификации характеризуется встречным движением топлива (сверху вниз) и воздуха, а также газов (снизу вверх). Дутьевой воздух, проходя через шлаковую подушку, расположенную в зоне золы (на колосниках) несколько подогревается, а затем проходит слой горящего топлива (зона горения, расположенная над шлаковой подушкой), где кислород вступает в реакцию с углеродом топлива, образуя оксиды углерода (СО и СО₂). Продукты горения топлива, характеризующиеся высоким содержанием углекислого газа, малой концентрацией СО и наличием некоторого количества свободного кислорода, проходят через слой раскаленного топлива, имеющего высокую температуру (зона восстановления $t = 300 \dots 1100$ °С). В этой зоне при нехватке кислорода происходит восстановление углекислоты углеродом и разложение водяного пара. В прямом процессе газификации зона восстановления расположена непосредственно над зоной горения.

В то время, как в зоне горения происходят экзотермические реакции и имеют место наивысшие температуры, зона восстановления потребляет тепло, вносимое в нее из зоны горения. Зоны горения и восстановления составляют зону газификации. В газогенераторе прямого процесса над зоной восстановления располагается зона сухой перегонки, а над ней – зона подсушки топлива. Процессы сухой перегонки и сушки топлива производятся за счет физического тепла горячих газов, поднимающихся из зоны восстановления. Зоны сухой перегонки и подсушки вместе носят название зоны подготовки топлива.

В зоне сухой перегонки загруженное в газогенератор топливо превращается вначале в полукоксы, а затем в кокс, а поднимающиеся снизу газы смешиваются с продуктами сухой перегонки.

В зоне подсушки газы смешиваются и с водяными парами.

В газогенераторе в действительности нет четкого разграничения отдельных зон: процессы, свойственные отдельным зонам, в большей или меньшей степени накладываются один на другой.

Таким образом, процесс в газогенераторе в целом является комбинацией двух самостоятельных процессов – сухой перегонки и собственно газификации. При прямом процессе газификации из некоторых

сортов топлива получается газ с большим содержанием смолы. Это делает газ неприемлемым для применения в качестве топлива в двигателях внутреннего сгорания без их специальной очистки.

При газификации этим способом древесины и торфа в продуктах сухой перегонки содержится также уксусная кислота и другие нежелательные примеси (фенолы и др.). Очистка газа от смол принципиально возможна с применением дезинтеграторов, электрофильтров. Это, безусловно, усложняет и удорожает весь технологический процесс.

В связи с изложенным прямой процесс газификации используется при применении топлив с небольшим выходом летучих (антрацит, кокс).

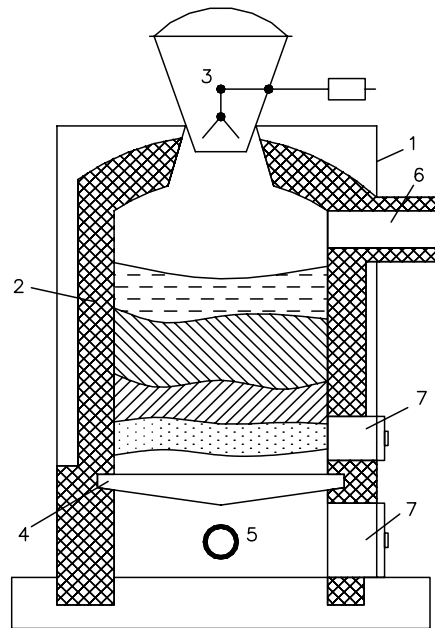


Рис. 3.25. Схема газогенератора прямого процесса:

1 – кожух шахты; 2 – футеровка шахты; 3 – загрузочное устройство; 4 – колосники; 5 – подвод дутья; 6 – отвод газа; 7 – удаление золы и шлака

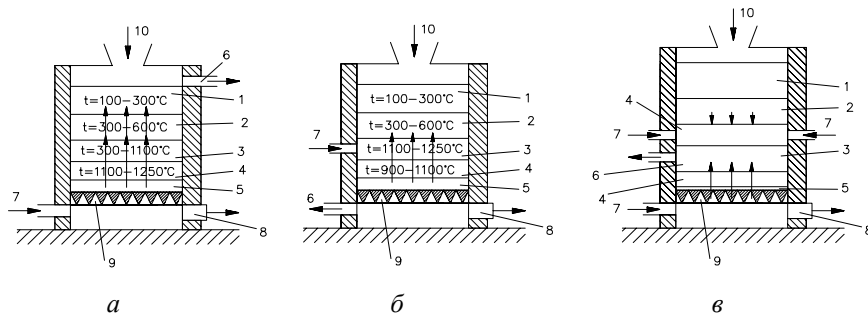


Рис. 3.26. Схемы процесса газификации:

a – газогенератор прямого процесса; *б* – газогенератор обратного процесса; *в* – двухзонный газогенератор; 1 – зона подсушки; 2 – зона сухой перегонки; 3 – зона восстановления; 4 – зона горения; 5 – зона золы; 6 – газ; 7 – воздух; 8 – выгреб золы; 9 – колосниковая решетка; 10 – загрузка топлива

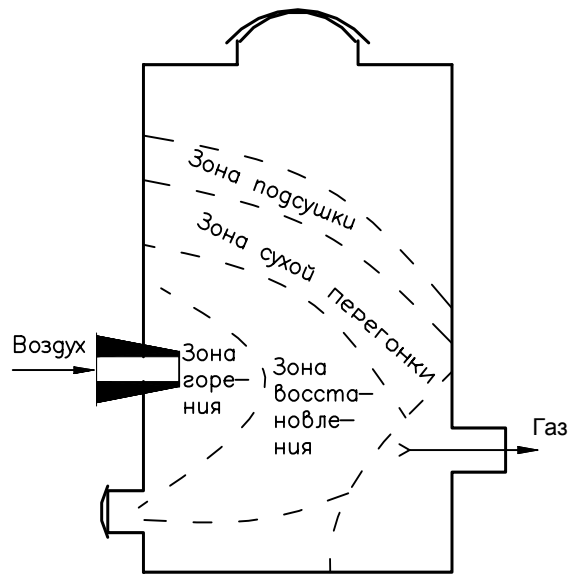


Рис. 3.27. Схема газогенератора горизонтального процесса

6.2.2.2. Обращенный процесс газификации

Чтобы избежать сложный процесс очистки газов от смол, пыли и др., для газификации топлив с большим выходом летучих применяются газогенераторы обращенного процесса газификации (рис. 3.26, б).

В этих газогенераторах направление движения газа совпадает с направлением движения топлива.

Газ отбирается из-под колосниковой решетки, воздух поступает через фурмы в зону горения, которая в этом случае располагается выше зоны восстановления. Для возможности бесперебойного отбора газа зола из газогенераторов обращенного процесса удаляется через гидравлический затвор. В этом газогенераторе продукт сухой перегонки под действием тяги проходит через зону горения, в которой большая часть их сгорает. Остальная часть, достигая зоны восстановления, взаимодействует с раскаленным коксом, заполняющим эту зону, и разлагается, в результате чего получают главным образом окись углерода (CO), водород (H₂) и небольшое количество углеводородов (C_mH_n).

Из современных газогенераторов малой производительности, работающих по обращенному процессу газификации, заслуживает внимания газогенератор системы «Лес». Он разработан, изготавливается и поставляется заказчику научно-производственным малым предприятием «Технолес» при Ленинградской лесотехнической Академии имени С.М. Кирова [61, 62].

Конструкция газогенераторов системы «Лес» перерабатывает в газообразное топливо различные древесные отходы с влажностью до 60 % и размером частиц от 10 до 200 мм. Единичная и тепловая мощность (по сжиганию газа) газогенераторов в транспортабельном исполнении: 1,3 и 5 МВт. Удельная производительность по газу 1,2...2,0 м³ газа/кг топлива (в зависимости от влажности исходного топлива). Коэффициент полезного действия 70...85 %. Диапазон регулирования мощности от 30 % до 120 % от номинала. Качество получаемого газа характеризуется практически свободным от активных примесей пиролизных смол и паров кислот, что позволяет передавать генераторный газ по трубопроводам на значительные расстояния. Ге-

нераторный газ из кусковой растительной биомассы может быть использован без сложной дополнительной системы очистки:

- для сжигания в топках паровых и водогрейных котлов;
- стационарных двигателей внутреннего сгорания;
- газовых турбин;
- для технологических и бытовых нужд.

Некоторые характеристики газогенераторов системы «Лес» приведены в табл. 3.21.

Т а б л и ц а 3.21

Габаритные размеры и масса газогенераторов различной мощности

Номинальная тепловая мощность газогенератора по сжиганию газа, МВт	Производительность по топливному газу (сухому), м ³ /ч	Расход древесных отходов при относительной влажности (φ = 0,6) кг/ч	Ориентировочные габаритные размеры корпуса (высота/длина/ширина), м	Масса металлической конструкции, т
1	850	750	10/3/2	28
3	2500	2200	10/5/2	35
5	4200	3700	10/7/2	43

Примечание. Температура горения генераторного газа в воздухе около 1500 °С, что практически исключает образование вредных «термических» оксидов азота. Оксиды серы в продуктах сгорания генераторного газа отсутствуют. Теплонапряженность топочного объема при сжигании генераторного и природного газов близки, что позволяет использовать генераторный газ в существующих теплоэнергетических установках, предназначенных для сжигания природного газа, изменяя только конструкцию горелочных устройств.

6.2.2.3. Двухзонные газогенераторы

Для газификации битуминозного топлива, кроме газогенераторов обращенного процесса, применяются двухзонные газогенераторы, т.е. газогенераторы с двумя зонами горения (рис. 3.26, в).

В этих газогенераторах воздух подводится (через фурмы или центральную трубу) как в верхнюю зону горения, так и под колосниковую

решетку в нижнюю зону горения. Между обеими зонами горения находится зона восстановления, из которой производится отбор газов. В нижней части газогенератора топливо газифицируется по прямому процессу, а в верхней – по обращенному.

Наличие нижней зоны горения дает возможность поддерживать более высокую температуру зоны восстановления по сравнению с газогенераторами обращенного процесса, благодаря чему разложение продуктов сухой перегонки топлива (крекинг-смола и др.) происходит более совершенно.

Топливом в зоне прямого процесса служит достаточно обугленная, лишенная смолистых соединений часть топлива, опустившаяся из зоны обращенного процесса. Интенсивность газификации в этой зоне (150...200 кг/м²ч) значительно ниже, чем в верхней (400...600 кг/м²ч).

Распределение воздуха между зонами:

– зона обращенного процесса – 65...75 %

– зона прямого процесса – 25...35 %.

Температура газа при выходе из двухзонного газогенератора выше (до 700 °С), чем в газогенераторах обращенного процесса (400...500 °С).

Такие газогенераторы целесообразно применять для многозольных топлив, для которых характерны большие потери горючего со шлаком. Двухзонные газогенераторы обеспечивают для этих топлив лучшее выжигание газа.

6.2.2.4. Газогенераторы горизонтального процесса газификации

Для передвижных газогенераторных установок небольшой мощности применяются газогенераторы горизонтального процесса (рис. 3.27) газификации.

Эти газогенераторы компактны, отличаются большой маневренностью и быстрым розжигом. Зоны горения и восстановления в них расположены на небольшом пространстве между входным отверстием для воздуха и газоотборной решеткой.

Недостатком этих газогенераторов – высокие требования к качеству исходного топлива:

– зольность топлива не должна превышать 5 %;

– в топливе не должны содержаться смолы.

Для всех рассмотренных типов газогенераторов размеры отдельных зон по высоте шахты определяются временем, в течение которого топливо должно находиться в данной зоне.

Высота зоны подсушки должна быть тем большей, чем крупнее куски топлива и выше его влажность. При недостаточной высоте зоны недосушенное топливо нарушает процесс в зоне сухой перегонки; процесс сухой перегонки смещается в зону газификации, температура в последней снижается и качество газа ухудшается. Практически высота зоны подсушки колеблется от 100 (антрацит, газовый уголь) до 3000 мм (влажный кусковой торф).

Высота зоны сухой перегонки зависит от содержания в топливе летучих и фракционного состава топлива (максимального размера кусков). Для антрацита и газового угля она составляет около 300 мм и для кускового влажного торфа – до 2000 мм.

Высота зоны газификации зависит от реакционной способности топлива и максимального размера его фракций. Она колеблется от 200 до 2000 мм.

Шлаковая подушка (зона золы) обычно имеет толщину около 100 мм.

В целом способы термической газификации достаточно многообразны. Они предусматривают:

- слоевую газификацию по прямому и обращенному процессам (подробно рассмотренных выше);
- газификацию в стационарном и циркулирующем кипящем слое;
- атмосферную газификацию и газификацию под давлением;
- газификацию при воздушном, паровоздушном или кислородном дутье;
- газификацию при непрямом нагреве (аллотермическую газификацию).

Например, в институте имени Бэттелла (США) разработан и опробован газогенератор непрямого нагрева с тепловой мощностью 10 МВт, где получается генераторный газ средней теплоты сгорания с использованием теплоносителя, циркулирующего между газогенератором и камерой сгорания энергетической установки. Сделано это для препятствия образования в технологическом цикле конденсирующихся смол.

Используются также и другие способы газификации [64]. (Они менее проверены в практической деятельности и здесь нами не рассматриваются.)

6.2.3. Влияние физико-химических свойств топлива на процесс его газификации

Физико-химические свойства топлива определяют качество газа, а также пригодность этого топлива для газификации.

1. Механически непрочные топлива, разрушающиеся в зоне высоких температур, ограничивают возможность их использования для газификации вследствие большого уноса мелких частиц и засоренности газа, а также вследствие засоренности ими золы газификации и нарушения в связи с этим самого процесса.

2. Особо важное значение имеет содержание в топливе летучих.

3. Принципиальное значение, влияющее на выбор способа газификации топлива, имеет способность топлив выделять при газификации смолистые вещества.

4. На процесс газификации существенное влияние оказывает спекаемость топлива.

5. Дисперсный состав топлива, размер его кусков определяют величину его реакционной поверхности. С уменьшением размера кусков топлива качество газа повышается. Однако здесь имеет место критически минимальный размер, когда мелкое топливо приводит к засорению шахты газогенератора и нарушению процесса газификации.

6. Исходная влажность и зольность топлива, его шлакующие свойства являются весьма существенными при газификации.

Важное значение для нормального протекания процесса газификации имеет равномерность распределения газовоздушного потока по сечению шахты реагирования газогенератора. А это в свою очередь зависит:

- от степени однородности зернового состава топлива;
- механической и термической прочности материала;
- шлакообразующей способности;
- спекаемости топлива.

При загрузке в шахту газогенератора рядового топлива крупные его куски откатываются к стенкам шахты, отчего процесс горения протекает более интенсивно у стенок, удлиняется зона газификации, имеется много прогаров в слое, снижается качество газа.

В связи с этим для интенсификации процесса газификации рекомендуется определенный его дисперсный состав со следующим диапазоном размера его кусков:

- антрацит и кокс – не менее 6 мм и не более 12...25 мм;
- каменные угли – не менее 10...12 мм и не более 25...75 мм;
- бурые угли – не менее 25 мм и не более 75...100 мм;
- торф (кусовой) – 300×120×75 мм;
- древесина – в виде поленьев (швырков), чурок или щепы.

Физико-химические свойства топлива влияют на конструкцию газогенератора.

Малозольное сухое топливо, механически и термически прочное, не шлакующее позволяет получить газ удовлетворительного качества в газогенераторах наиболее простых конструкций.

Одним из характерных показателей процесса газификации топлива является удельный выход газа в $\text{нм}^3/\text{кг}$ газифицируемого топлива, $V_{\text{г}}$.

Удельный выход газа зависит от балласта исходного топлива, а также от содержания в нем летучих. При известном выходе газа на горючую (сухую обеззоленную) массу $V_{\text{г}}^0$, $\text{нм}^3/\text{кг}$, на рабочее топливо удельный выход газа составляет $V_{\text{г}} = V_{\text{г}}^0 (100 - W^r - A^r)$, $\text{нм}^3/\text{кг}$. Для других величин балласта ($W^r + A^r$) величина удельного выхода газа составляет (с изменением величины W^r и A^r относительно исходных).

$$V_{\text{г1}} = V_{\text{г}} \frac{100 - W_1^r - A_1^r}{100 - W^r - A^r}.$$

Коэффициент полезного действия газификации $\eta_{\text{г}}$ – это отношение количества тепла, заключенного в газе газифицируемого топлива, полученном с 1 кг этого топлива к теплотворной способности топлива

$$\eta_{\text{г}} = \frac{Q_{\text{г}}}{Q_{\text{топ}}} = \frac{V_{\text{г}} Q_{i \text{ газа}}^r}{Q_i^r},$$

где $V_{\text{г}}$ – выход газа из 1 кг твердого топлива, $\text{нм}^3/\text{кг}$;

$Q_{i \text{ газа}}^r$ – теплота сгорания полученного газа, $\text{ккал}/\text{нм}^3$;

Q_i^r – теплота сгорания газифицируемого твердого топлива, $\text{ккал}/\text{кг}$.

Термический КПД газогенератора η_t является отношением теплотворной способности газифицируемого газа ко всему количеству тепла, внесенному в газогенератор $\eta_t = \frac{Q_g}{Q_{\text{тпл}} + Q_{\text{дутья}}}$, а с учетом тепла,

выделяющегося при сжигании смолы $Q_{\text{смл}}$, $\eta'_g = \frac{Q_g + Q_{\text{смл}}}{Q_{\text{тпл}} + Q_{\text{дутья}}}$.

Средние показатели газификации некоторых видов топлива с получением генераторного газа в газогенераторах малой производительности видны из табл. 3.22.

Т а б л и ц а 3.22

Средние показатели газификации некоторых видов топлив на генераторный газ в газогенераторах

Наименование характеристик	Единица измерения	Вид топлива				
		Антрацит	Газовый уголь	Бурый уголь	Торф кусковой	Древесина (щепа)
I. Топливо (на рабочую массу):						
1. Влажность	%	5	6	19	33	30
2. Зольность	%	11	10	17	5	1
3. Содержание углерода	%	78,5	68,0	46,0	36,0	35,0
4. Теплотворность высшая	ккал/кг	6780	6710	4420	3440	3310
5. То же низшая	ккал/кг	6695	6440	4120	3050	2900
6. Содержание летучих	%	3	33	26	43	59
7. То же в горючей массе	%	3,6	39,3	40,6	69,2	85,0
II. Расходные коэффициенты и удельные выходы						
1. Расход воздуха	нм ³ /кг	2,80	2,20	1,40	0,86	0,77
2. Расход пара	кг	0,32...0,5	0,2...0,3	0,12...0,22	0,07...0,12	0,06...0,07
3. Температура паровоздушной смеси	°С	50-57	45-55	45-55	47-52	45-48

Окончание табл. 3.22

Наименование характеристик	Единица измерения	Вид топлива				
		Антрацит	Газовый уголь	Бурый уголь	Торф кусковой	Древесина (щепа)
4. Выход сухого газа на рабочее топливо	нм ³ /кг	4,1	3,3	2,0	1,38	1,30
5. То же на горючую массу	нм ³ /кг	4,9	3,9	3,3	2,22	1,88
III. Состав, теплотворность и температура газа						
1. Состав сухого газа:						
CO ₂	об. %	5,5	5,0	5,0	8,0	6,5
H ₂ S	об. %	0,17	0,30	0,20	0,06	0,00
C _m H _n	об. %	0,00	0,30	0,20	0,40	0,40
O ₂	об. %	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
CO	об. %	27,5	26,5	30,0	28,0	29,0
H ₂	об. %	13,5	13,5	13,0	15,0	14,0
CH ₄	об. %	0,5	2,3	2,0	3,0	3,0
N ₂	об. %	52,6	51,9	50,4	45,3	46,9
2. Теплотворность газа высшая	ккал/нм ³	1300	1480	1550	1660	1660
3. То же низшая	ккал/нм ³	1230	1390	1460	1560	1560
4. Температура газа на выходе из газогенератора	°C	350-600	520-650	110-330	70-100	70-100
IV. Интенсивность газификации						
1. Напряженность поперечного сечения:						
А) по топливу	кг/м ² час	200	280	260	360	520
Б) по воздуху	нм ³ /м ² час	560	620	365	310	400

Различные виды газообразного топлива представляют собой смесь отдельных горючих и негорючих газов:

- углекислоты (CO_2);
- балластных негорючих компонентов: кислорода (O_2) и азота (N_2);
- оксида углерода (CO);
- метана (CH_4);
- непредельных углеводородов (C_mH_n);
- водорода (H_2);
- сероводорода (H_2S).

Состав газообразного топлива (в процентах по объему) для сухого газа равен

$$\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{S} + \text{C}_m\text{H}_n + \text{O}_2 + \text{CO} + \text{H}_2 + \text{CH}_4 + \text{N}_2 = 100.$$

Все виды газообразного топлива, полученного искусственным путем, содержат также водяные пары и некоторые примеси, наиболее характерными из которых являются пыль и смола (газы коксовых печей содержат также бензол, нафталин и аммиак). Количество водяных паров, содержащихся в газах, зависит от методов получения газа, способов его охлаждения и очистки, а также от качества исходного газифицируемого твердого топлива (биомассы). Влагосодержание газа выражается в весовых единицах на 1 м^3 сухого газа (d , $\text{кг}/\text{м}^3$).

Содержание отдельных компонентов газа в расчете на рабочее состояние пересчитывается по выражениям:

$$\text{CO}_2^r = \text{CO}_2 \frac{0,804}{0,804 + d}; \text{O}_2^r = \text{O}_2 \frac{0,804}{0,804 + d}; \text{N}_2^r = \text{N}_2 \frac{0,804}{0,804 + d},$$

где вес 1 м^3 водяного пара принят равным $0,804 \text{ кг}$.

Высшая (Q_v^d) и низшая (Q_n^d) теплота сгорания сухого газа определяется по следующим формулам:

$$Q_v^d = 152,4 \text{ C}_m\text{H}_n + 60,0\text{H}_2\text{S} + 30,34\text{CO} + 30,48\text{H}_2 + 95,05\text{CH}_4, \text{ ккал}/\text{м}^3;$$

$$Q_n^d = 143,0 \text{ C}_m\text{H}_n + 55,2\text{H}_2\text{S} + 30,34\text{CO} + 25,8\text{H}_2 + 85,62\text{CH}_4, \text{ ккал}/\text{м}^3.$$

(В формулах C_mH_n , CO и т.д. – процентное содержание отдельных компонентов по объему, а числовые коэффициенты – их значения теплотворности, деленные на 100).

Теплотворная способность рабочего (влажного) газа определяется из выражения

$$Q_v^r = Q_v^d \frac{0,804}{0,804 + d}, \text{ ккал/нм}^3; Q_i^r = Q_i^d \frac{0,804}{0,804 + d}, \text{ ккал/нм}^3$$

Плотность 1 нм³ газообразного сухого топлива определяется по формуле:

$$\rho_{\text{гтл}} = 0,01[1,96\text{CO}_2 + 1,52\text{H}_2\text{S} + 1,25\text{N}_2 + 1,43\text{O}_2 + 1,25\text{CO} + 0,0899\text{H}_2 + \\ + \sum(0,536m + 0,045n) \text{C}_m\text{H}_n + 0,717\text{CH}_4], \text{ кг/нм}^3.$$

(Численное значение перед обозначением объемного содержания компонентов представляет собой плотности 1 нм³ соответствующего компонента.)

Масса дымовых газов с учетом водяных паров (при $\alpha < 1$):

$$\varphi_{\text{г}} = \rho_{\text{гтл}}^d + \frac{d_{\text{гтл}}}{1000}.$$

Некоторые характеристики, константы компонентов газообразного топлива приведены в табл. 3.23. Для сравнения отдельные характеристики для природного газа и некоторых искусственных газов (состав, теплота сгорания) показаны в табл. 3.24 и 3.25.

Вообще, искусственные горючие газы различаются по составу, методам получения и назначению. Сырьем для получения искусственных газов является твердое топливо (в т.ч. и биомасса). Проектное содержание в газах различных горючих и негорючих компонентов зависит как от исходного топлива (его физико-химического состава и технологических свойств), так и от метода получения из него газа.

По теплотворной способности эти газы могут быть разбиты на три группы.

1. Группа газов с теплотворной способностью выше 3600 ккал/нм³ (15,0 МДж/нм³). Она характеризуется высоким содержанием метана (CH₄) и низким содержанием оксида углерода (CO) и азота (N₂). Газы этой группы – газы коксования и полукоксования и др. Это высококалорийный газ.

Т а б л и ц а 3.23

Вес и теплотворность компонентов газообразного топлива

Наименование газа	Химическая формула	Молекулярный вес	Вес 1 м ³ при 0 °С и 760 мм рт. ст.	Теплотворность		
				ккал/м ³	ккал/кг моль	
					низшая	высшая
Водород	H ₂	2,016	0,0899	2579	68317	57798
Окись углерода	CO	28,00	1,250	3018	67636	67636
Метан	CH ₄	16,032	0,717	8555	212798	191759
Этан	C ₂ H ₆	30,05	1,341	15220	372820	341262
Этилен	C ₂ H ₄	28,03	1,261	14107	337234	316195
Сероводород	H ₂ S	34,09	1,539	5524	134290	123741
Кислород	O ₂	32,00	1,429	–	–	–
Азот	N ₂	28,02	1,251	–	–	–
Воздух	-	28,95	1,293	–	–	–
Сернистый газ	SO ₂	64,07	2,927	–	–	–
Углекислота	CO ₂	44,0	1,977	–	–	–
Водяной пар	H ₂ O	18,016	0,804	–	–	–

Т а б л и ц а 3.24

Состав и теплотворность некоторых природных газов России

Район добычи газа	Состав газа, объемные, %					Низшая теплотворная способность, ккал/м ³	Вес 1 м ³ газа, кг
	CO ₂	H ₂ S	CH ₄	C _m H _n	N ₂		
Саратов (Елшанское месторождение)	0,2	Следы	94,0	2,5	3,3	8533	0,765
Бугуруслан	0,2	1,0	76,7	7,6	14,5	8085	0,884

Т а б л и ц а 3.25

Состав и теплотворность газов, вырабатываемых вне электростанции

Наименование газа	H ₂ S	CO ₂	O ₂	C _m H _n	CO	H ₂	CH ₄	N ₂	Теплотворная способность сухого газа низшая, ккал/нм ³	Вес, кг/м ³
I. Газ доменных печей:	–									
1. Древесноугольных	–	12,0	–	–	27,0	8,0	1,6	51,4	1157	1,238
2. Коксовых		10,5	–	–	28,0	2,7	0,3	58,5	940	1,296
II. Газ подземной газификации:										
3. Из каменного угля	0,6	10,3	0,2	–	18,4	11,1	1,8	57,6	1027	1,191
4. Из подмосковного угля	0,6	9,5	–	–	10,0	14,5	1,8	63,6	861	1,146
III. Газ коксовых печей:										
5. Очищенный	0,4	2,3	0,8	1,9	6,8	57,5	22,5	7,8	3892	0,483
6. Неочищенный	0,4	2,3	0,8	2,7	6,8	57,0	22,3	7,7	4132	0,507

2. Вторая группа – с теплотворной способностью 9,0...12,0 МДж/нм³ (2200...2800 ккал/нм³). Газы этой группы характеризуются значительно меньшим содержанием метана за счет большего содержания CO, содержание азота в этих газах незначительно, так как они получаются без участия воздуха (водяной, двойной водяной и пароводяной газы). Это среднекалорийный газ.

3. Газы, получаемые при газификации твердых топлив (в т.ч. биомассы), относятся к третьей группе с теплотворной способностью $3,0...6,7$ МДж/нм³ ($700...1600$ ккал/нм³). Газы этой группы характеризуются значительным содержанием азота, так как получаются с участием воздуха. Это низкокалорийный газ.

6.3. ОСОБЕННОСТИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ БИОМАССЫ С ЕЕ ГАЗИФИКАЦИЕЙ В СПЕЦИАЛЬНЫХ РАЗЛИЧНОГО ТИПА РЕАКТОРАХ. ПРОЦЕСС ГАЗИФИКАЦИИ

6.3.1. Общие положения

Одним из эффективных направлений использования в энергетике биомасс как твердого топлива, о чем подробно показано выше, кроме прямого сжигания в топках, является их предварительная переработка в горючие газы в специальных реакторах различного назначения. Полученный в газогенераторах газ может быть использован как топливо в энергетических установках. Такой метод использования биомасс в промышленных энергетических установках широко используется с начала XX столетия как за рубежом, так и в России. Топливом для газификатора могут служить:

- лесные отходы, в том числе древесные отходы, опилки, кора, обрезки деревьев, щепа и др.;
- сельскохозяйственные отходы самого широкого ассортимента, включая даже такие, как стержни кукурузы, льняные отходы, отходы сахарного тростника, шелуха кофе, скорлупа орехов.

Наиболее оптимальным составом биомассы, предназначенной для переработки в газификаторе, являются:

- среднее содержание влаги – менее 50 %;
- средняя теплота сгорания – не менее 9,8 МДж/кг;
- средний фракционный состав сырья – 12,7...76,2 мм;
- температура плавления золы – не менее 1150 °С;
- содержание золы – 6...10 %;
- высокая реакционная способность – $V^{daf} = 70$ %;
- однородный элементный состав органической части.

Используемый в газогенераторе материал должен подвергаться предварительной обработке:

- дробление отходов лесопереработки до приемлемого фракционного состава;
- измельчение материала до указанного выше диапазона;
- окомкование мелких фракций до указанных выше размеров;
- сушка материала до содержания влаги меньше 50 %.

Основным элементом в системе газификации биомассы является специальный аппарат, который называют конвертор, реактор, газогенератор или газификатор.

Классификация газификаторов обычно производится в соответствии с характером перерабатываемого углеродсодержащего материала. К основным типам газогенераторов, предназначенным для периодической и непрерывной газификации, относятся реакторы с неподвижным (стационарным) и движущимся слоем сырья, с перемешивающимся слоем сырья, с псевдоожиженным слоем, с проталкивающим и циркулирующим (вращающимся) слоем как и для угольного топлива (рис. 3.22–3.26).

В реактор подается топливо вместе с ограниченным количеством воздуха (меньше теоретически необходимого для сжигания или для полного сгорания). Тепло для газификации вырабатывается за счет частичного сжигания подаваемого материала. В газификаторе происходит термохимическое превращение биомассы с зонами окисления, восстановления, газификации, пиролиза и сушки. В качестве окислителя используется воздух, пар, кислород или их комбинация. В газификаторе с воздушным дутьем получается низкокалорийный газ с теплотой сгорания $3,0...5,6$ МДж/м³, а в газификаторе с кислородным дутьем – среднекалорийный газ с теплотой сгорания $7,5...13,0$ МДж/м³.

Газификаторы для биомассы могут изготавливаться для работы при атмосферном или более высоком давлении. С повышением давления производительность генератора увеличивается.

Температуры в реакторе с подвижным слоем сырья по зонам составляют:

- зона окисления $t = 820...1480$ °С;
- зона газификации $t = 820...1100$ °С;

- зона пиролиза $t = 430 \dots 820$ °С;
- зона удаления летучих фракций (пары смолы, низкомолекулярные органические вещества, остаточная жидкость) – $t = 200 \dots 430$ °С.

При добавлении к воздуху (при воздушном дутье) водяного пара получается водяной газ ($\text{CO} + \text{H}_2$).

В целом в процессе газификации биомассы в состав газа в разной пропорции входят: CO_2 , CO , H_2 , CH_4 , C_2H_4 , C_3H_6 , NH_3 , H_2S , N_2 , H_2O , пары смолы, низкомолекулярные органические жидкости.

Типы газификаторов

Информация по газификаторам с неподвижным слоем есть на нескольких сайтах, таких как www.gasifiers.org, www/woodgas.com или www.iitb.ac.in/~mech/.

Система для газификации биомассы состоит в основном из реактора, в который подается топливо вместе с ограниченным количеством воздуха (меньше теоретически необходимого для сжигания или для полного сгорания). Тепло для газификации вырабатывается за счет частичного сжигания подаваемого материала. Полученная в результате химическая структура топлива и внутренние реакции приводят к созданию горючего газа, который обычно называется «генераторным газом». Теплотворная способность этого газа варьируется от 4,0 до 6,0 МДж/нм³. На рис. 3.22 показаны различные типы реакторов и их основные характеристики.

6.3.2. Реакторы, внедряемые за рубежом

На рис. 3.22–3.27 были показаны различные принципиальные схемы реакторов для газификации органического топлива. В табл. 3.12 приведены внедряемые за рубежом установки с ЦКС для совместного сжигания основного топлива (уголь) с биомассой.

В табл. 3.26 показаны внедренные за рубежом установки с газификаторами с неподвижным слоем для биомассы. Табл. 3.27 иллюстрирует состояние внедрения за рубежом относительно крупных ТЭЦ (мощностью 10...80 МВт) при совместном сжигании.

Газификаторы с неподвижным слоем

Ниже дана подборка либо уже эксплуатируемых установок, либо тех, сооружение которых подходит к концу.

Подборка существующих газификаторов с неподвижным слоем

Местонахождение	Система, поставщик	Мощность, МВт (эл.)	Состояние
Харбооре, Дания	Babcock& Wilcox Volund, с восходящим потоком, щепа	1,5	> 1000 часов 2000 г.
Викинг, Дания	DTU, двухступ. для древесной щепы	0,017	В эксплуатации с 2002 г.
Регал, Бельгия	Xylowatt sa, с нисходящим потоком на щепе	0,3	Работает с ноября 2002 г. на ферме, > 3000 ч/г
Гацел, Бельгия	Xylowatt sa, с нисходящим потоком на щепе	0,15	Работает с 2001 г.
Экенфорде, Германия	EVN, две зоны, с нисходящим потоком, щепа	0,18	Работает с 2001 г.
Civitas Nova, Австрия	с нисходящим потоком, щепа	0,75	Строится
SK Industrietechnik, Австрия	с нисходящим потоком, щепа	0,3	Сдается в эксплуатацию
Австрия	Grubl, газификаторы с нисходящим потоком, щепа	0,05	Несколько работают на фермах
Зибенлен, Германия	Pipeline systems, с нисходящим потоком, комбинированный цикл	2,3	Закрыт по неизвестным причинам
Brook Hall Estate, Сев.Ирландия	Rural Generation Ltd., с нисходящим потоком	0,1	15 000 часов в эксплуатации за три года
Музей Blackwater Valley, Сев. Ирландия	B9 Energy, с нисходящим потоком, древесина	0,2	> 1000 часов эксплуатации
Хернинг, Дания	Holenson, газификатор с нисходящим потоком на древесной щепе	0,4	> 7000 часов, сейчас проводят испытания после модификаций
Легнано, Италия	С нисходящим потоком,	1	Строится

	комбинированный цикл		
--	----------------------	--	--

О к о н ч а н и е т а б л . 3.26

Местонахождение	Система, поставщик	Мощность, МВт (эл.)	Состояние
Шпайц, Швейцария	Rufoforce, с нисходящим потоком	0,2	Работает с 2002 г. > 1400 часов
Булле, Швейцария	Xylowatt A.S., газификатор с открытым верхом	0,2	Работает с весны 2002 г., > 600 часов
Кэмп Леджэн, США	Thermal Tehnologies, с нисходящим потоком	0,7	В эксплуатации
Тервола, Финляндия	Entimos Oy, совм. с восходящим/нисходящим потоком	0,45	Сдается в эксплуатацию
Бладел, Нидерланды	Куриный помет	0,06	Сдается в эксплуатацию
Россано, Италия	PRM Energy Systems, с восходящим потоком	3,8	Завершается

Т а б л и ц а 3.27

**Совместное сжигание с предварительной подготовкой биомассы.
Крупные станции, осуществляющие совместное сжигание**

Местонахождение	Станция	Мощность, МВт (эл.)	Состояние
Зельтвег, Австрия	ЦКС с прямой подачей в пылеугольный котел	10	В эксплуатации с 1998 г., недавно закрыта
Лахти, Финляндия	ЦКС, Foster Wheeler, с прямой подачей в пылеугольный котел	60	В эксплуатации с 1998 г., модерн. газоочистки
АМЕР, Голландия	ЦКС, Lurgi, с газоочисткой и удалением аммиака, в п/у котел	80	Пуск с 2000 г., модерн. газоочистки
Вермонт, США	Газификатор Ferco Silvagas (Batelle), планируется установить	60	Первые испытания в 2000 г., работы по газоочи-

	ПГУ		стке
--	-----	--	------

Т а б л и ц а 3.28

Станции ПГУ с ВГЦ

Местонахождение	Станция	Мощность, МВт (эл)	Состояние
Варнамо, Швеция	ЦКС под давлением, Foster Wheeler горячая газоочистка	7	Законсервирована
Чианти, Грече, Италия	Газификатор с WRC при атм. давлении, топливо из отходов	6,7	110 тыс. т отходов, отработанных в 2000 г.
Арбр, Йоркшир, Англия	ЦКС при атм. давлении	9	Эксплуатируется
Гюссинг, Австрия	Быстрый внутренний WRC с газовыми двигателями	3	Эксплуатируется
Биоэлектрика, Италия	ЦКС под давлением, технология FLS Miljo, Carbona (замена технологии Lurgi)	8	На стадии проектирования

Станции с парогазовой установкой (ПГУ) с внутрицикловой газификацией угля (ВГЦ) обрабатываются как демонстрационные установки.

Демонстрации успешно прошли в Варнамо (Швеция); Австрии и др.

6.3.3. Технологии, используемые в промышленной энергетике России и СНГ

Широко используется в промышленной энергетике России процесс термической переработки биомассы в газовое топливо с последующим его сжиганием в существующих топочных устройствах. Модернизация топки в этом случае минимальная и сводится только к замене горелочных устройств. Топливный газ, получаемый в процессе газификации, богат CO, H₂ и в малом количестве углеводородными

газами. При сжигании низко- и среднекалорийного газов важное значение имеют легкость воспламенения, температура и стабильность пламени, отношение воздуха к газу. Этот газ по калорийности примерно в 6 раз ниже природного. Для его сжигания размеры горелки увеличиваются \approx на 30 %, а объем продуктов сгорания возрастает \approx на 20 %, температура пламени газа 1760 °С (у природного газа 1960 °С), что обусловлено высоким разбавлением топливного газа азотом.

В систему газификации топлива, кроме самого газификатора, входит комплекс вспомогательного оборудования:

- устройство для приемки, погрузки, разгрузки, транспортирования и хранения сырья;
- устройство для подачи сырья;
- устройство для подачи окислителя (воздух, кислород, пар);
- устройство для сбрасывания, разгрузки опрокидыванием, охлаждения, хранения и удаления золы и углистого вещества;
- контрольно-измерительные приборы.

В России газогенераторные установки широко внедряются в Калужской энергосистеме. Здесь изготовлены и прошли проверку в условиях опытно-промышленной эксплуатации газогенераторы тепловой мощностью 600 кВт (УТГ-600); 2,5 МВт(Г-3) и 4,8 МВт (Г-3М), работающие соответственно на торфе, лузге семян подсолнечника и древесных отходах [22, 24, 25].

Разработанные в настоящее время новые газогенераторы для переработки биомассы основаны на слоевом обращенном процессе газификации [61,62]. Опытный газогенератор УТГ-580 (мощностью 600 кВт) прошел длительные испытания на Лесной опытной станции Калснава (Латвия). Газогенераторная установка УТГ-580 состоит из следующих узлов:

- газогенератора шахтного типа с обращенным дутьем; рабочий объем 2,5 м³;
- узла подачи и загрузки сырья;
- тяго-дутьевого оборудования;
- циклонной топки для сжигания газа;
- пульта управления и вспомогательных систем.

Проверялись режимы его работы на древесных отходах, коре и гидролизном лигнине. В табл. 3.29 приведены основные данные, полученные на установке на разных видах биосырья [26].

Т а б л и ц а 3.29

Результаты испытаний газогенератора УТГ-580 на различных видах топлива

Вид топлива	Влажность топлива относительная, %	Зольность топлива на рабочую массу, %	Средний состав сухого газа						Теплотворная способность газа, МДж/м ³
			CO ₂	CO	H ₂	CH ₄	N ₂	O ₂	
Кора хвойных пород	50...62	1,5...2,6	12,9	19,1	13,2	0,9	53,2	0,7	4,35
Шпон-рванина	28...53	1,3...2,2	10,3	26,0	12,2	3,6	47,2	0,7	5,89
Лесосечные отходы	58...66	1,4...2,8	14,8	15,8	13,3	1,4	54,4	0,3	3,93
Гидролизные лигнины (брикеты)	8...10	1,5...4,5	4,3	24,4	11,8	0,7	54,5	0,6	6,01

Приведенные результаты дают представление о качественном составе получаемого генераторного газа:

- минимальное содержание кислорода говорит о том, что процесс газификации проходит достаточно полно;
- наличие значительного количества балласта (азот, углекислый газ) обусловлено характером процесса при воздушном дутье. Переход к кислородному дутью может резко снизить долю азота в генераторном газе и увеличить его теплотворную способность;
- влажность газа достигает 30 %.

Аналогичные результаты были получены при испытании газогенератора УГ-3 мощностью 3,0 МВт на Медвежегорском ЛПК. Получаемый газ практически не содержит смол, что позволяет его использовать в газодизелях, транспортировать по трубопроводам, организовывать его хранение.

Широкое распространение имеют газогенераторы обращенного процесса газификации, разрабатываемые и поставляемые научно-производственным малым предприятием «Технолес» при Лесотехнической академии г.С-Петербурга. Характеристики этих газогенераторов системы «Лес» мощностью от 1 до 5,0 МВт приведены ранее (табл. 3.21).

В ходе эксплуатации газогенераторов необходимо решить следующие проблемы:

- предотвращение зависания топлива из биомасс в шахте реактора;
- стабилизация процесса газификации при различной влажности топлива;
- обеспечение газоплотности узлов при различной влажности топлива;
- обеспечение равномерности подвода окислителя (воздуха) в зону горения;
- снижение отложения смол в газопроводах.

Несмотря на необходимые доработки, практика строительства отечественных газогенераторов на примере рассмотренных выше установок показала, что их стоимость находится в пределах 100...120 долл. США на 1 кВт установленной мощности, а срок окупаемости составляет 2,5...3,0 года [22].

Как известно, горючий газ получается в процессе термохимического превращения топлива как в условиях без доступа воздуха (полукоксование, коксование) при нагревании до 500...1000 °С с теплотой сгорания 3000...4000 ккал/нм³, так и в процессе горения при недостатке кислорода (по реакции: $C + O_2 = CO_2 + Q$, далее $CO_2 + C = 2CO - Q$; $C + H_2O = CO + H_2 - Q$) с теплотой сгорания 900...1600 ккал/нм³.

На поддержание процесса газогенерации расходуется 20...27 % органического вещества исходного топлива. При этом теплота сгорания газа зависит от вида дутья (воздушное, кислородное, парокислородное и др.), качества топлива и условий проведения процесса (при атмосферном давлении или выше и др.). Газы с теплотой сгорания свыше 1600 ккал/нм³ получают при парокислородном дутье под давлением.

В республике Беларусь распространены газогенераторные установки [31, 32] для получения генераторного газа из биомассы (древе-

сины) с получением генераторного газа с теплотой сгорания 1300...1500 ккал/м³ при паровоздушном дутье по методу генерации Пинча с использованием мелкозернистого материала с размером частиц до 70 мм при влажности менее 40 %. Такой тип газогенератора является базовым для фирмы «HERBST» (Ирландия), АО «Импет» (Беларусь), усовершенствованных газогенераторов ИПИПРЭ НАНБ серии УГВ-Т ассоциации «Белавтодизель». Тепловая мощность генераторов 30...200 кВт, работают они в комплекте с паровыми и водогрейными котлами.

Особенностью этих генераторов газа является то, что полученный горючий газ не охлаждается, а поступает в жаровую трубу, образуя факел горения 1000...1300 °С, который далее контактирует с котлом или теплообменником. Разработаны технологии газификации соломы, льнокустры, гидролизного лигнита, древесных отходов (в Академии наук Беларуси) с минимальным выбросом вредных веществ в атмосферу.

Таким образом, одним из вариантов использования энергетического потенциала биомассы в котельных установках является ее предварительная газификация в специальных реакторах с последующим сжиганием горючего генераторного газа в топочной камере котла. Такой способ использования биомассы для современных крупных пылеугольных котлов, находящихся в эксплуатации, имеет как преимущества, так и недостатки.

К преимуществам можно отнести:

- большая универсальность по биомассе;
- возможность использования биомасс с фракционным составом 13...70 мм, что исключает необходимость получения тонкомолотого материала (до 1,0 мм) для возможности подачи его и факельного сжигания в топке; это позволяет ограничиться при необходимости дробильным оборудованием и исключить мельничную систему;
- возможность использования материала с влажностью 40...50 % (исключается необходимость подсушки его для размола – до 20 % и сжигания – до 8 %);
- исключается отрицательное влияние шлакующих особенностей биомассы, ее воздействие на поверхности нагрева котла. Это позволя-

ет увеличить долю использования биомассы для совместного сжигания более 10...15 % (до 20 % и выше);

- возможность регулирования нагрузки подключением разных количеств из установленных газогенераторов (целесообразно в схеме не ограничиваться установкой только одного газогенератора; их может быть и три, и четыре в зависимости от компоновочных возможностей);
- независимость работы основного котла от сезонности поступления биомассы;
- снижение выброса вредных веществ в атмосферу.

Одним из дополнительных преимуществ можно считать для такой схемы сжигания возможность использования газогенераторной установки для генерации в ней газа из твердых бытовых отходов (измельченные покрышки и др.), что само по себе является серьезной экологической проблемой.

К недостаткам такой схемы можно отнести следующее:

- не всегда имеется возможность разместить недалеко от котла реакторы предварительной газификации для эксплуатируемого оборудования; размещение генераторов газа на большом расстоянии (что тоже не всегда возможно на действующей ТЭС) дополнительно усложняет условия эксплуатации за счет длинных газоходов с высокотемпературным газом. Особенно это сложно для крупных пылеугольных агрегатов;
- система усложняется необходимостью установки кроме самого реактора целого комплекса вспомогательных технологических узлов (система погрузки, разгрузки, транспорта сырья и его подачи и др., о которых говорилось выше);
- усложняется эксплуатация оборудования в целом, за счет необходимости освоения совершенно новой специфической технологии генерации газа с обеспечением надежности ее узлов (газоплотность, равномерность подвода окислителя и др.);
- необходимость исключения возможности отложения смолистых веществ в газопроводах к котлу;
- необходимость модернизации котла с учетом его работы с определенной долей поступления низкокалорийного (или среднекалорийного в зависимости от принятой технологии газификации) газа;

- необходимость (в ряде случаев) предварительного окомкования массы до нужных фракций;
- не исключается необходимость разработки и создания нового специализированного для системы генерации газа отдельного оборудования.

В приложении 1 приводится расчет газификации древесных отходов [26]. Здесь же предложена и приведена схема комплекса по подготовке биомассы к использованию совместно с углем. Расчет выполнен для 15 % по тепловой мощности использования биомассы к котлу 200...220 т/ч. Согласно выполненному расчету для этих условий, к котлу необходима установка газогенераторов с суммарным активным сечением 20...25 м² с необходимым комплектом вспомогательных устройств (транспортеры, бункеры, шлюзующие питатели, системы газоздухопроводов и др.). Для этого необходимы два газогенератора диаметром $d = 3,4$ и $4,1$ метра с высотой 5...7 м – это для каждого котла производительностью 220 т/ч. А для котла большей производительности (к блокам 150, 200, 300, 500, 800 соответственно $D = 500$; 640; 950; 1650 и 2450 т/ч), эти установки возрастают пропорционально, с соответствующим увеличением габаритов. Это подтверждает, что для эксплуатируемых установок в непосредственной близости к котлу при существующей, достаточно плотной компоновке оборудования и коммуникации размещение таких установок будет весьма затруднительным и даже иногда практически неосуществимым. В этом случае возникает необходимость в специальном помещении для размещения газогенераторов с транспортом от них получаемого газа по соответствующим газопроводам (такая компоновка для действующей ТЭС не всегда бывает возможной).

Наиболее приемлема такая схема для вновь проектируемого оборудования, это должно увязываться с конкретными условиями, видом, объемом, постоянством поступления биомассы для совместного сжигания.

Как видно, для действующего оборудования такая схема наиболее приемлема для энергетических установок промышленной энергетики относительно небольшой производительности.

В этом отношении представляет интерес комплекс блок-схем, разработанный рабочей группой при Правлении КМО (Конгресс муни-

ципальных образований) Российской Федерации [23], для ЖКХ и других систем. Это энергетические установки малой и средней мощности (до 4,5 МВт), работающие с газификаторами отходов, содержащих органические вещества. В качестве топлива используются отходы лесозаготовки (древопереработки), заводов по переработке сельскохозяйственной продукции (отходов сельского хозяйства), а также отходов целлюлозно-бумажных производств, различных видов осадков очистных сооружений, твердых бытовых отходов и других отходов производств, содержащих органику. Может использоваться торф, сланцы, низкосортные угли, их отходы.

При этом блок-схемы указанных энергетических установок имеют следующие варианты и включают в себя [23, 24]:

- 1) узел подготовки топлива⇒газогенератор⇒дизель-генератор;
- 2) узел подготовки топлива⇒газогенератор⇒дожиматель газа⇒газовая турбина⇒электрогенератор⇒утилизатор тепла;
- 3) узел подготовки топлива⇒газогенератор⇒паровой котел⇒ турбина⇒электрогенератор⇒утилизатор тепла;
- 4) узел подготовки топлива⇒газогенератор⇒паровой котел⇒ паровинтовая машина⇒электрогенератор⇒утилизатор тепла.

Все оборудование изготавливается на Российских предприятиях. Паровинтовые машины находятся на стадии промышленной доработки на двух предприятиях в РФ. Они дешевле паровых турбин, имеют значительно более высокий КПД, однако выявились проблемы с уплотнением установки.

Узел подготовки топлива зависит от вида выбранного топлива. Он проектируется индивидуально под местное топливо; утилизаторы тепла также прорабатываются под каждый проект.

Типовая комплектация энергетической установки включает в себя:

- комплекс подготовки (сортировки) топлива;
- реактор-газификатор с устройством загрузки и выгрузки;
- энергетический блок, работающий на генераторном газе (котел, турбина, генератор);

- система утилизации золошлаковых отходов;
- система газоочистки до уровня нормативных требований.

Общая характеристика газогенераторов:

- объем получаемого газа 10...25 млн м³/год;
- номинальная тепловая мощность от 250 кВт до 7 МВт;
- диапазон регулирования мощности 30...140 %;
- полезная электрическая энергия с одного газогенератора 1...4,5 МВт;
- полезная тепловая энергия за счет охлаждения газа, полученная с одного газогенератора и утилизации пара в котле, 0,5...3,0 МВт;
- номинальный расход абсолютно сухого топлива 0,8...1,2 т/ч;
- термический КПД 85...93 %;
- время непрерывной работы до 7000 ч /год;
- потребление тепловой, электрической энергии и природного газа из внешних источников – только в пусковой период;
- вес газогенератора 15...40 т без фурнитуры и 50...150 т с фурнитуры;
- газогенераторы могут быть объединены в батарею в любом количестве.

Оборудование для реализации проектов от 250 кВт до 4,5 МВт электрической мощности включает в себя:

- газификаторы для различных видов отходов органики;
- котельные установки;
- компрессоры;
- газовые турбины;
- дизель-генераторы, работающие на газе;
- электрогенераторы;
- тепловые насосы.

Установки рассчитаны на утилизацию отходов, золы, шлака, получаемых в процессе генерации газа, в зависимости от вида используемого топлива и характера самих отходов (вплоть до получения огнеупорного кирпича, тротуарной плитки и др.). При генерации газа с использованием биомассы целесообразно использование ее золы в качестве кондиционера земель сельскохозяйственного назначения: раскислителя почв при существенном содержании в золе оксидов кальция и магния, фосфорного или/и калийного удобрения; высокопористый кокс наряду с золой, входящей в состав используемого очаго-

вого остатка, послужит для почвы чрезвычайно эффективным структурообразователем [33].

Экологические характеристики этих установок наиболее благоприятны за счет низкого выноса пыли из реактора, нейтрализации в реакторе кислых компонентов получаемого газа, снижении концентрации CO, NO_x и остаточных углеводородов, снижения механического недожога и твердых выбросов, повышения коммерческой привлекательности золошлаковых отходов за счет отсутствия в них органических веществ.

ОАО «Кировский завод» (Калужская область) осваивает выпуск малометражных газогенераторных котлов, использующих принцип разложения древесной массы на газы и последующее их сжигание в каталитической установке. Автоматическое регулирование мощности осуществляется изменением подачи воздуха; в качестве топлива используются дрова, древесные отходы, торф и другие местные топлива.

Наряду с освоением собственного производства заводом заключен контракт на поставку узлов и деталей этого котла Чешской фирмой.

7. АВТОНОМНЫЕ ГАЗОГЕНЕРАТОРНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ (МИНИ-ТЭЦ), РАБОТАЮЩИЕ НА БИОМАССЕ

7.1. МИНИ-ТЭЦ. ТЕПЛОВЫЕ СХЕМЫ АВТОНОМНЫХ МИНИ-ТЭЦ

К мини-ТЭЦ, т.е. ТЭЦ малой мощности можно отнести электростанции мощностью 50 МВт и менее. Такие станции, часто работающие в автономном режиме, использующие биомассу и созданные по простым схемам с глубокой утилизацией отходящего тепла, могут нести как электрическую нагрузку, покрывая собственные потребности, так и полезную электрическую и тепловую нагрузку. Энергетическое оборудование для таких электростанций может быть создано и создается отечественными предприятиями.

На рис. 3.28 показан ряд принципиальных тепловых схем, используемых для таких автономных малых ТЭЦ. Сюда относятся:

- дизельные электростанции, работающие на генераторном газе в качестве основного топлива (рис. 3.28, а);

- газотурбинные электростанции с газогенератором под давлением (рис. 3.28, б);
- электростанции, выполненные по полузамкнутым схемам с воздухоподогревателем, использующим тепло непосредственного сжигания биомассы и камерой сгорания, работающей на генераторном газе – ГТУ с полузамкнутым циклом (рис. 3.28, в).

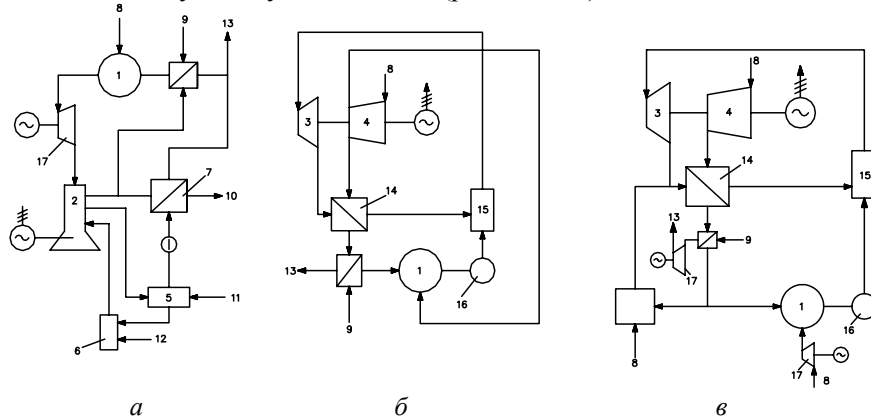


Рис. 3.28. Принципиальные тепловые схемы малых газогенераторных электростанций:

a – ТЭЦ с газодизелем; *б* – ГТУ с газогенератором под давлением; *в* – ГТУ с полузамкнутым циклом; 1 – газогенератор; 2 – газодизель; 3 – турбина; 4 – компрессор; 5 – бак горячей воды; 6 – градирня; 7 – сетевой подогреватель; 8 – подвод воздуха; 9 – подача биомассы; 10 – прямая сетевая вода; 11 – обратная сетевая вода; 12 – подпитка водой; 13 – выхлоп; 14 – воздухоподогреватель; 15 – камера сгорания генераторного газа; 16 – газоочистка; 17 – нагнетатель

При этом к прямому использованию биомассы с целью выработки на ее базе электрической и тепловой энергии на ТЭС и ТЭЦ различной мощности по паросиловому циклу можно отнести:

- прямое сжигание биомассы в различных топочных устройствах (со слоевым сжиганием, кипящим слоем и др.) котельных агрегатов с получением пара необходимых параметров [45...52];
- предварительная газификация биомассы с последующим ее сжиганием в топочном устройстве котельного агрегата с получением пара соответствующих параметров.

Полученный в котельных агрегатах пар используется в тепловой схеме паротурбинной установки, работающей по паросиловому циклу. (рис. 3.29, а).

Способы прямого сжигания биомассы с использованием различных конструкций многотопливных котлов, рассмотрены подробно ранее (раздел 5).

Преимущество предварительной, перед сжиганием, газификации топлива состоит в том, что при этом не требуется очистки газа, а необходимо только максимально сокращать газовые коммуникации.

При использовании газа термической газификации на газогенераторных тепловых электрических станциях по приведенным выше тепловым схемам необходима его предварительная очистка.

- Подготовка газа для использования в двигателе внутреннего сгорания – дизеле заключается в отделении твердых частиц, низкокипящих смол и в его охлаждении. Применение обращенного процесса газификации позволяет в значительной степени решить возникающие при этом проблемы.

- Наиболее жесткие требования предъявляются к газу термической газификации при использовании его в газовых турбинах:

- полная очистка от пыли;
- очистка от смол.

7.2. РАЗВИТИЕ АВТОНОМНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ НА БИОТОПЛИВЕ. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАЗЛИЧНЫХ ЦИКЛОВ

Термическая газификация биомассы является направлением, альтернативным прямому сжиганию. Она позволяет исключить присущие ему недостатки (сложность технических решений, связанных с переменностью состава, широким диапазоном шлакующих свойств, нестабильностью фракционного состава, его полифракционностью, диапазоном изменения влажности, выносом парусных фракций и др.). Термическая газификация позволяет также дополнить в ряде случаев возможности существующих процессов прямого сжигания (предвари-

тельная его упрощенная газификация с последующим сжиганием в основной топочной камере).

Эффективный КПД электростанций малой мощности (в среднем 20,0 МВт) при работе на биомассе составляет $\approx 25\%$. Это приводит к тому, что средняя себестоимость электроэнергии на электростанциях с прямым использованием биомассы (по данным длительной эксплуатации таких станций в США [72]) составляет 6,5...8,5 центов/кВтч. При этом установлено, что приемлемая цена электроэнергии на биомассе, конкурентоспособная на рынке, является 4,5...5,5 центов за кВтч. Это достижимо при повышении эффективности использования топлива до 35...40%.

Это же в свою очередь требует замены прямого сжигания биомассы и паросилового цикла на более совершенные технологии, включающие термическую газификацию.

В конце 80-х гг. для биомассы за рубежом были предложены и получили широкую поддержку интегрированные газификационные циклы (IGCC) [11, 54–60, 84]. Основные научно-технические проблемы, определяющие возможность реализации (IGCC), связаны с очисткой генераторного газа и работоспособностью проточной части газовых турбин на продуктах сгорания генераторного газа.

Использование в газовой турбине генераторного газа делает целесообразным осуществление процесса его генерации под давлением. Создаваемые (IGCC) газогенераторы рассчитываются обычно на давление 2...4 МПа. При этом шведская фирма TPS, исходя из предпосылок, что вопросы очистки и стабилизации газа решать проще на атмосферных газогенераторах, рассматривают использование в схемах ГТУ атмосферной газификации.

Другой путь отказа от газификации под давлением связан с заменой камеры сгорания на непрямое внешнее сжигание – ГТУ с «воздушным котлом» – рекуперативным теплообменником (НГТУ) [74–79]. В России впервые такие котлы были введены на Каширской ГРЭС в составе ПГУ с ГТУ 12 МВт. При использовании ГТУ с внешним сжиганием угля подогрев сжатого компрессором воздуха осуществляется в «воздушном котле». Горячий воздух расширяется в газовой турбине. Сжигание угля и очистка дымовых газов производится при атмосфер-

ном давлении (как в традиционных котлах). Газотурбинные установки с непрямым внешним сжиганием (НГТУ) мощностью до 12,5 МВт работают на пылеугольных электростанциях в Сен-Дени (Франция), Данди (Шотландия), Оберхаузене (Германия). В «котле» в керамических теплообменниках воздух подогревается до 1090...1260 °С. Считается перспективным повышение температуры воздуха в «котле» до 1650 °С. В установках малой мощности датская фирма Volund использует разработанные в Австрии керамические теплообменники для подвода тепла в цикле ГТУ в установке с электрической мощностью 1,0 МВт. Газифицируется солома и твердые бытовые отходы в газогенераторах слоевого типа, а для очистки газа используется горячий циклон, керамические фильтры, каталитические и крекинговые (температура 400 °С) системы.

Обширные программы по реализации (IGCC) ведутся в США (JGT), Финляндии (Tampella, VTT), Швеции (TPS), Дании (Volund) и др.

Основные принципиальные схемы комбинированных паровых и газовых установок показаны на рис. 3.29, 3.30.

При термической газификации биомассы с дальнейшим энергетическим использованием ее потенциала для выработки электрической и тепловой энергии могут быть реализованы различные циклы газотурбинных мини-ТЭЦ (ГТ-МТЭЦ):

- паросиловой цикл с конденсационным паровыми турбинами (рис. 3.30, *г*) при получении генераторного газа для прямого сжигания в котельном агрегате;

- использование газа в двигателях внутреннего сгорания по циклу Дизеля (или Отто), рис. 3.28, *а*;

- комбинированный парогазовый цикл с предвключенной газовой турбиной (рис. 3.30, *а, б*);

- НГТУ-ТЭЦ с непрямым внешним сжиганием топлива (рис. 3.30, *в*).

Выполненные проработки [57] показали, что использование газогенераторного газа в диапазоне электрических мощностей от 50 до 150 МВт позволяет получить эффективный КПД, равный 45...50 % и коэффициент использования топлива 90 %. При этом выбросы в атмосферу на 20...70 % ниже, чем при традиционных методах сжигания. В табл. 3.30 приведены обобщенные значения тепловой эффективно-

сти установок различной мощности. Здесь рассмотрены как установки малой мощности, работающие по циклу Дизеля, так и установки повышенной мощности, реализующие газотурбинные циклы (ГТУ), парогазовые (ПГУ) и паротурбинные (ПТУ) циклы. В расчетах использованы характеристики конкретных дизельных и газотурбинных двигателей [71,72]. Влажность топлива принималась 50 % [11].

Т а б л и ц а 3.30

Эффективность энергоустановок при работе на биомассе

Технология сжигания	Термодинамический цикл	Диапазон мощностей, МВт	Эффективный КПД (по электрической нагрузке), %	Содержание NO _x на выходе, мг/МДж	Себестоимость энергии, цент/(кВт ч)
Прямое сжигание	ПТУ	≤ 200	25...35	140...170	6,5...8,0
Газификация	Дизель	0.5...10	38...40	Менее 20	5...6
Газификация	ГТУ	10...30	28...36	Менее 50	5,5...6,5
Газификация	ПГУ (IGCC)	20...150	42...49	Менее 50	4,5...5,5

При этом обрабатываются различными фирмами разные типы газогенераторных установок повышенной эффективности: газогенератор непрямого нагрева института имени Бэттелла в США, позволяющий получить на пилотной установке в 10 МВт генераторный газ средней теплоты сгорания с использованием теплоносителя, циркулирующего между газогенератором и камерой сгорания; фирма МТСУ в США на пилотной установке мощностью 1,2 МВт обрабатывает импульсный газогенератор непрямого нагрева с кипящим слоем и др.

Особенности приведенных на рис. 3.29 схем комбинированных паровых и газовых установок состоит в следующем [89]:

3.29, а – простейшая схема паросиловой установки; здесь КПД установки определяется выражением $\eta = \eta_i \cdot \eta_{м.з} \cdot \eta_{к.у}$, где η_i – КПД идеального цикла; $\eta_{м.з}$ – различные виды потерь в машинном зале; $\eta_{к.у}$ – КПД котельной установки;

$$\eta_{\text{ГЭС}} = \frac{860N_s + Q_T}{BQ_i^r};$$

3.29, б – показана упрощенная схема парогазовой установки с высоконапорным парогенератором, предложенная А.Н. Ложкиным; здесь в компрессоре осуществляется процесс сжатия, далее следует изобарный нагрев, соответствующий сгоранию топлива; продукты сгорания в парогенераторе отдают тепло пароводяному рабочему телу; газовая турбина приводит в действие воздушный компрессор и электрический генератор;

3.29, в – схема ПГУ с высоконапорным парогенератором «Велокс»; эта схема – частный случай схемы 3.29, б в условиях, когда полезная работа реального газового цикла равняется необратимым потерям механической энергии в газовом тракте и в механизмах парогенераторной установки;

3.29, г – схема с предвключенной газовой турбиной, отходящие газы которой сбрасываются в котел нормальной конструкции; за счет избыточного кислорода, содержащегося в этих газах, в том же котле сжигается дополнительное топливо; образовавшийся пар используется в паровой турбине; котел в этой же схеме принципиально ничем не отличается от агрегатов нормальной конструкции, если же считать отсутствие воздухоподогревателя, заменяемого развитым водяным экономайзером, аналогичным водяному экономайзеру установки с высоконапорным парогенератором;

3.29, д – схема является вариантом сочетания обычной паросиловой установки с ГТУ, когда последняя выполняется по полузамкнутой схеме; камера сгорания ГТУ отсутствует и нагрев воздуха после компрессора осуществляется только в поверхностном подогревателе, включаемом в газодход обычного котла перед водяным экономайзером; так как все подводимое тепло выделяется только в топке котла, отпадает необходимость в специальных топливах, отвечающих требованиям ГТУ;

3.29, е – схема с утилизацией отходящего тепла ГТУ в паросиловой установке; она отличается от схемы 3.29, г тем, что в топке котла нормальной конструкции, работающего по схеме с предвключенной ГТУ, не сжигается дополнительное топливо, и он превращается в котел-утилизатор;

3.29, ж – схема газопаровой установки контактного типа; в основе схемы лежит обычная ГТУ с постоянным давлением горения; между камерой сгорания и газовой турбиной расположена испарительная камера с форсунками для распыливания подаваемой воды; при отключенном насосе осуществляется рабочий процесс обычной ГТУ; если нужно увеличить мощность, то в испарительную камеру вводят распыленную воду и одновременно увеличивают подачу топлива в камеру сгорания, чтобы обеспечить испарение впрыскиваемой влаги и ее

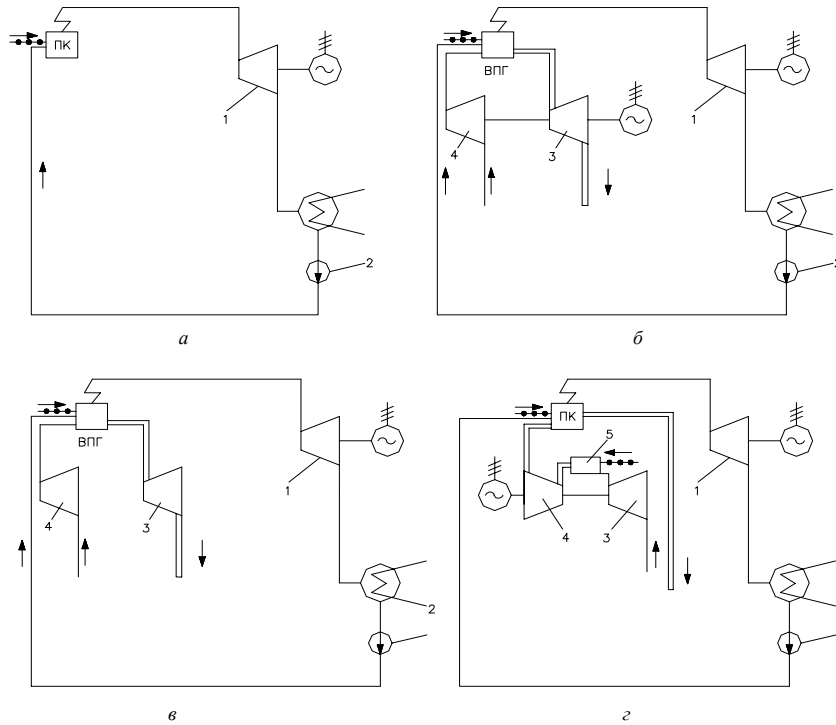


Рис. 3.29. Основные принципиальные схемы комбинированных паровых и газовых установок:

ПК – паровой котел «нормальной» конструкции; ВПГ – высоконапорный парогенератор; КУ – паровой котел-утилизатор тепла отходящих газов; ВКУ – водогрейный котел-утилизатор; 1 – паровая турбина; 2 – питательный насос; 3 – газовая турбина или турбина, работающая на газопаровой смеси; 4 – воз-

душный компрессор; 5 – камера сгорания; 6 – газоздушный теплообменник; 7 – испарительная камера; 8 – «мокрый» водяной экономайзер; 9 – влагосепаратор; 10 – двигатель произвольного типа; 11 – конденсатор теплового насоса; 12 – редукционный клапан; 13 – испаритель теплового насоса; 14 – компрессор парового теплового насоса; 15 – поршневой газовый двигатель (см. также с. 251)

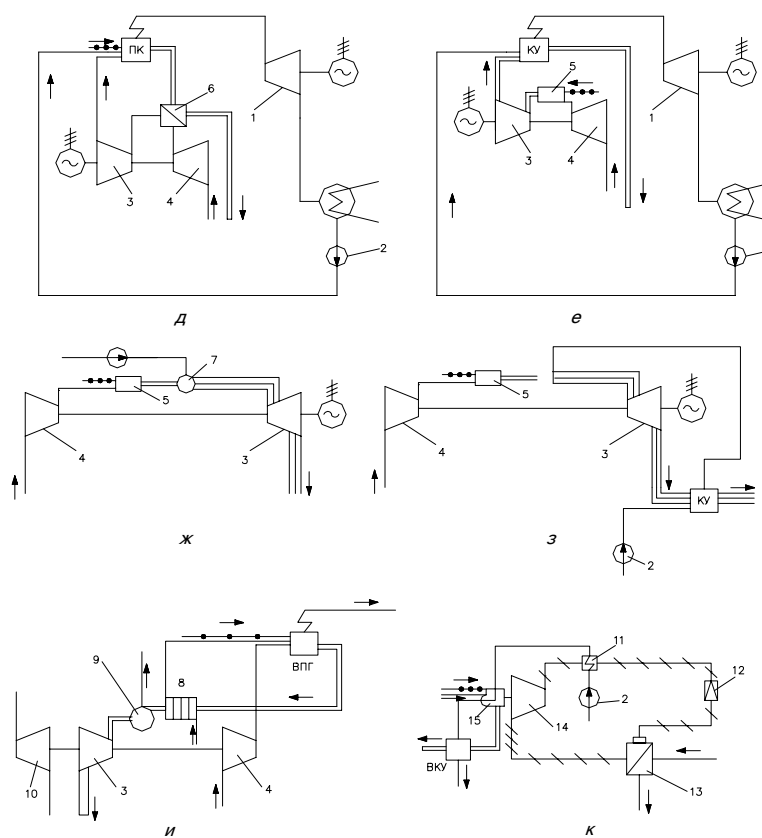


Рис. 3.29. Окончание

перегрев. Температуру перед газовой турбиной сохраняют на высшем допустимом уровне; при рабочих давлениях и температурах, применяемых в настоящее время в ГТУ, отношение удельных работ, совершаемых пароводяным и газообразным рабочим телом, составля-

ет величину порядка 4...5; т.е. при неизменных КПД компрессора, давления и расходе воздуха каждый процент впрыснутой влаги увеличивает мощность установки на 4...5 %;

3.29, *з* – схема ГПУ-ПК, в которой пар, поступающий в проточную часть турбины целиком генерируется в котле-утилизаторе; этот котел-утилизатор работает при давлении, близком к давлению в камере сгорания; основные особенности установки ГПУ-ПК – это возможность полного обессоливания пара, подаваемого в газовый тракт котла и сокращение (по сравнению со схемой ГПУ-К) тепловых потерь, если генерация пара происходит только за счет отходящего тепла турбины, то КПД комбинированной установки приближается к КПД обычной ГТУ при небольших степенях повышения давления; существенные преимущества данная схема имеет в теплофикационных установках, где пар из котла-утилизатора может использоваться (в зависимости от графика нагрузок либо для удовлетворения тепловых потребностей, либо для снятия пиков электрической нагрузки; однако количество генерируемого пара лимитируется возможностью использования отходящего тепла; как правило, соотношение между расходом пара и газа (воздуха) в установках типа ГПУ-ПК в пределах 10...20 %;

3.29, *и* – схема, где возможно охладить продукты сгорания котельной установки практически до любой, в принципе сколь угодно низкой температуры; проблема эта весьма актуальна, так как в дымовые трубы обычных котельных установок уносится до 18...40 % теплоты сжигаемого топлива, включая и теплоту водяных паров в продуктах сгорания; полезному использованию этого тепла в обычных котлах препятствует малое нормальное давление водяных паров в уходящих газах; во многих случаях утилизация теплоты конденсации этих паров становится возможной, если увеличить общее давление уходящих газов; в этой схеме компрессор подает воздух в камеру сгорания высоконапорного парогенератора; уходящие газы (для снижения их температуры) за этим парогенератором охлаждаются в «мокроем» водяном экономайзере, где благодаря повышенному давлению может конденсироваться значительное количество водяных паров, образовавшихся при сгорании топлива; после отделения влаги в сепараторе осушенные газы расширяются до атмосферного давления в турбине, которая в данном случае выполняет функции детандера; приводом надувного

агрегата помимо детандера служит приводной двигатель; если мощность приводного двигателя достаточна, то температура уходящих газов может оказаться даже ниже температуры атмосферного воздуха; в этом случае цикл теплового насоса позволяет не только полностью использовать химическую энергию топлива, но и утилизировать некоторое количество физического тепла атмосферного воздуха, используемого для горения; использование этой схемы при газообразном топливе не встречает никаких принципиальных трудностей;

3.29, *к* – схема целесообразна для применения там, где имеется потребитель газа и какой-либо источник сбросного тепла, а малые масштабы установки делают нецелесообразным строительство ТЭЦ; схема содержит помимо обычных элементов компрессионного теплового насоса поршневой приводной газовой двигатель с водогрейным котлом-утилизатором; благодаря тому, что повышение температуры потребляемой воды последовательно осуществляется в схеме теплового насоса и в системе утилизации отходящего тепла двигателя, получается эффект, недоступный ни одной другой установке; расход газа на единицу тепловой энергии в схемах «и» и «к» с тепловыми насосами значительно ниже, чем на ТЭЦ; это весьма важно для районов с ограниченными ресурсами газоснабжения. (Более подробно схемы 3.29, *и* и 3.29, *к* показаны на рис. 1.29 и 2.29.)

Таким образом, все приведенные схемы можно разделить на три группы.

- Группа 1 включает схемы 3.29, *а*–3.29, *е*. Характерным для схем этой группы является отсутствие контакта между продуктами сгорания и парожидкостным рабочим телом; каждый из рабочих агентов движется по самостоятельному контуру и взаимодействие между ними осуществляется лишь в форме теплообмена в аппаратах поверхностного типа. Схемы этой группы относятся к комбинированным парогазовым установкам с отдельными контурами рабочих тел.

Установки этой группы называются парогазовыми (схема 3.29, *а* приведена как пример простейшей паросиловой установки – ПСУ, ее еще можно называть и паротурбинной (ПТУ), если силовой установкой является паровая турбина).

В установках такого рода в качестве парожидкостного рабочего тела в принципе может быть выбрано любое вещество. Однако основ-

ной практический интерес представляет пароводяное рабочее тело. Оно и используется в реальных ПГУ.

При этом схема 3.29, *е* отличается тем, что в ней в паровом цикле используется только отходящее тепло газового цикла. Поэтому данную схему следует выделить и можно назвать бинарной газопаровой – БГПУ или бинарной.

- Группа 2 включает схемы 3.29, *ж* и 3.29, *з*. Характерным для схем этой группы является непосредственный контакт (смешение) продуктов сгорания и пароводяного рабочего тела. Соответствующие установки относятся к группе газопаровых ГПУ. Почти во всех установках этой группы преобладающая часть объединенного потока рабочего тела приходится на газообразные продукты сгорания. Установки с впрыском воды в газовый тракт принято называть газопаровыми контактными – ГПУ-К (схема 3.29, *ж*).

В установках этого типа испарение происходит в потоке продуктов сгорания. Однако могут быть осуществлены схемы, использующие газопаровые смеси, где генерация пара осуществляется в аппаратах поверхностного типа (схема 3.29, *з*). Образование пара в поверхностных аппаратах создает ряд специфических условий как для удаления солей, так и для осуществления основных термодинамических процессов.

Такие установки, в отличие от предыдущих, целесообразно называть газопаровыми установками полуконтактного типа ГПУ-ПК.

- Группу 3, включающую схемы 3.29, *и* и 3.29, *к*, можно отнести к комбинированным установкам тепловых насосов. В них совместное применение газового и парового циклов повышает температурный уровень бросового тепла и тем самым дает возможность его полезно использовать.

При этом работа ГТ-МТЭЦ проводится по трем режимам: теплофикационному (с отпуском тепла и электроэнергии), являющимися расчетным режимом работы; по электрическому графику нагрузки (без отпуска тепла), который по аналогии с паротурбинными ТЭЦ можно было бы назвать условно «конденсационным»; по тепловому графику нагрузки (без отпуска электрической энергии), при котором отпуск тепла обеспечивается при сжигании газа или мазута в среде холодного воздуха (ввиду остановки ГТУ).

На рис. 3.30 показаны схемы газотурбинных мини-ТЭЦ, для которых приняты следующие обозначения: К – компрессор; ГТ – газовая турбина; ПТ – паровая турбина; ПСВ – подогреватель сетевой воды; КС – камера сгорания; Г – электрогенератор; Р – реактор газификации; Ф – электрические, тканевые или керамические фильтры; С – серочистка; А – азотоочистка дымовых газов; ПНД, ПВД – подогреватели системы регенерации; КА – котлоагрегат; 1 – воздух, 2 – газовое топливо; 3 – отработавшие в турбине газы; 4 – уходящие газы; 5 – вода из теплосети; 6 – вода в теплосеть; 7 – пар на турбину; 8 – линия питательной воды; 9 – пар из регулируемого отбора, БМ-биомасса.

Утилизационная схема обеспечивает максимальную электрическую мощность при заданном тепловом потреблении. Схема с дожиганием (рис. 3.30, а) дает максимальное использование теплоты сгорания топлива, однако выработка электроэнергии при заданном тепловом потреблении минимальна.

Газотурбинные мини-ТЭЦ

Ниже показаны некоторые схемы газотурбинных мини-ТЭЦ.

Преимущество схемы 3.30, а, б в том, что в ней могут использоваться серийно выпускаемые паровые котлы с незначительной реконструкцией горелок, а также с установкой дополнительной секции экономайзера вместо воздухоподогревателя.

Осуществление теплофикационных ГТУ на твердом топливе является одним из ключевых вопросов развития теплоэнергетики [87]. Наиболее ясным [22, 32, 60, 62, 69, 78], хотя и дорогим (по сравнению с ГТУ на природном газе), является объединение ГТУ с системой газификации угля (рис. 3.30, б). Газификация и последующая очистка газа позволяют освободить выбросы ГТ-МТЭЦ от пыли (золы) и соединений серы, а также избежать образования окислов азота из связанного в топливе азота.

Согласно [11, 26], в энергетике развитых стран ожидается крупномасштабное внедрение газогенераторных технологий на биомассе, преимущество которых перед технологиями прямого сжигания заключается в существенно меньшем загрязнении окружающей среды (20...70 %). Основными газогенераторными технологиями для использования в схемах паросиловых и дизельных электростанций оста-

ется атмосферная газификация, а для использования в парогазовых и газотурбинных электростанциях – газификация под давлением. Для энергетических установок малой мощности (менее 5...10 МВт) альтернативы циклу Дизеля в период 2000-х гг. не наблюдается. В перспективе – применение двигателя Стирлинга и газовых турбин. Создание перспективных отечественных биотопливных электростанций

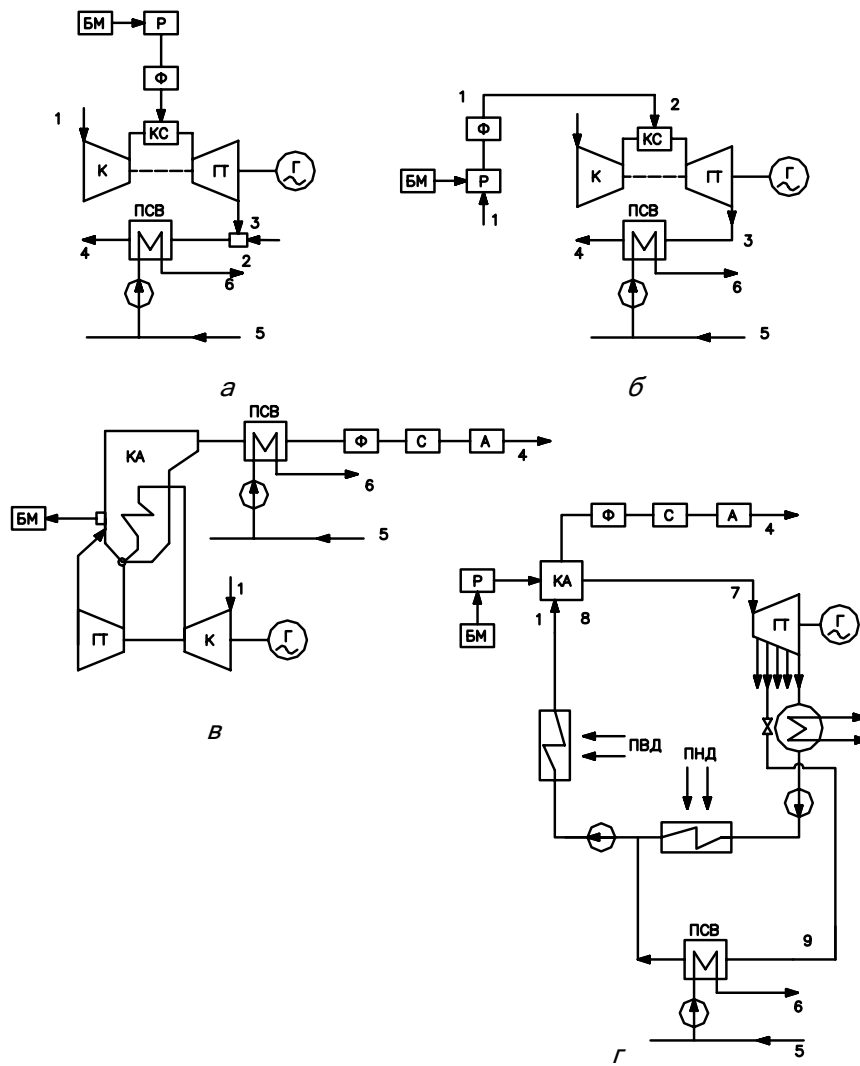


Рис. 3.30. Схемы газотурбинных ТЭЦ:

а, б – ГТУ-ТЭЦ; а – с дожиганием топлива, б – с внутрицикловой газификацией угля;
 в – НГТУ-ТЭЦ с внешним сжиганием угля; г – ПТУ-ТЭЦ

повышенной мощности (10...100 МВт) возможно на основе отечественных ПГУ, опыта газификации углей [63...65, 85...88], а также опыта очистки тонких аэрозолей и запыленных потоков (целесообразно использование конверсионных технологий оборонных отраслей).

7.3. ГАЗОГЕНЕРАТОРНЫЕ ТЭС С ДВИГАТЕЛЯМИ ВНУТРЕННЕГО СГОРАНИЯ (ДВС) НА БИОМАССЕ

Как указывалось ранее, термохимическая газификация биомассы позволяет получить, в зависимости от способа ее реализации, газ с теплотой сгорания от 4 до 20,0 МДж/нм³. Наиболее простой, слоевой обращенный процесс с воздушным дутьем дает газ с теплотой сгорания 4...6 МДж/нм³. Для его получения разработаны установки с тепловой мощностью от 1 до 5 МВт (газогенераторы системы «Лес», например).

Эти газогенераторы слоевого типа, работающие по принципу обращенного горения, могут быть использованы в тепловых схемах ТЭС с ДВС и газовыми турбинами.

При этом генераторный газ [26] в равной степени может быть использован как в двигателях с искровым зажиганием, так и в дизелях. Дизельные двигатели при переводе их на генераторный газ могут эксплуатироваться в режиме газодизеля с сохранением подсветки жидким топливом до 20 % (по теплу) либо переводиться полностью на генераторный газ, но при этом необходимо вводить искровое зажигание. В перспективе для ТЭС с ДВС целесообразно использовать двигатели Стирлинга, для которых требования к качеству газа существенно ниже.

Преимущество использования ДВС для ТЭС по сравнению с прямым использованием газа в газотурбинном двигателе состоит в том, что для них не требуется:

- создания специальных камер сгорания;
- обеспечения повышенной степени очистки генераторного газа;
- применения замкнутых или полужамкнутых схем.

Для ТЭС и ДВС необходимо обеспечить:

- измельчение и сушку растительной биомассы (что имеет практическое инженерное решение);

- подготовить генераторный газ к сжиганию в дизеле, т. е. охладить его, очистить от твердых частиц и кипящей смолы. Это обеспечивается нижним отбором газа из газогенератора, при котором он проходит через высокотемпературную зону, где осуществляется крекинг.

На стоимостные показатели газогенераторных ТЭС существенное влияние оказывает влажность и дисперсный состав исходной биомассы. С увеличением влажности уменьшаются теплота сгорания сухого газа и КПД установки в целом.

При использовании мелкофракционного топлива увеличивается интенсивность процесса газификации, улучшается состав и повышается теплота сгорания газа. Кроме того, на эффективность тепловой схемы газогенераторной ТЭС оказывают влияние конструктивные характеристики самого генератора, состав паровоздушной смеси и температура процесса. При влажности, например древесной биомассы 65 %, калорийность получаемого генераторного газа получается весьма низкой. Поэтому при использовании влажной древесины необходима ее подсушка до влажности, близкой к гигроскопичной (примерно 30 %). Подсушка может осуществляться теплом самого генераторного газа, который отдается воздухом в теплообменнике. Сушка древесины осуществляется в слоевой сушилке.

Выполненные ТОО «Энерготехнология» (С-Петербург) расчеты сушки древесной биомассы генераторным газом для газогенераторной установки тепловой мощности 3,0 МВт показали потребное его количество для обеспечения необходимой сушки (табл. 3.31).

Т а б л и ц а 3.31

Дополнительное тепло от сжигания генераторного газа (для установки тепловой мощностью 3 МВт), потребное для сушки биомассы

Начальная влажность, W , %	50	55	60	65
Тепло сушки, Q_c , МДж/ч	460	960	1590	2380
Расход генераторного газа, $\text{нм}^3/\text{ч}$ (при нормальных условиях)	174	365	605	906

Полученные в таблице значения рассчитывались при следующих значениях температур:

- температура генераторного газа на выходе из генератора – 650 °С (т.е. на входе в воздухоподогреватель);

- на выходе из воздухоподогревателя температура газа – 150 °С;
- температура холодного воздуха на входе в воздухоподогреватель 0 °С, на выходе 200 °С;
- температура воздуха на входе в сушилку 200 °С, на выходе 100 °С.
- удельный вес сухого газа 1,13 кг/нм³.

Как видно из расчетов [26], физического тепла газогенератора мощностью 3,0 МВт достаточно для подсушки древесины до 45 %. Для подсушки древесины с большей влажностью необходим дополнительный источник тепла (например, тепло от сжигания части газа или тепло отходящих газов дизеля). Приведенные расчеты показывают, что газогенератор тепловой мощностью 3,0 МВт (с учетом расходов генераторного газа на сушку биомассы) может обеспечить газом работу энергетической газогенераторной установки с дизель-генератором мощностью 1,0 МВт.

На основе изложенных выше принципиальных условий обеспечения эффективности работы газогенераторной ТЭС с ДВС, работающей на древесной биомассе, в ТОО «Энерготехнология» и Центральным научно-исследовательским дизельным институтом (ЦНИДИ) на уровне ТЭО выполнена проработка технологического модуля автономной газогенераторной ТЭС (модуля автономного энергоснабжения), использующей в качестве основного топлива растительную биомассу.

Модуль включает в себя элементы, показанные на рис. 3.31.

Приемный бункер 1 предназначен для накопления растительной массы. Из него биомасса скребковым (или другими) транспортером 2 подается в бункер 3 газогенератора 8. Через входное устье, регулируя шиберным затвором 4 из бункера 3 сырье подается в сушильную камеру 5, где происходит сушка биомассы путем продувки слоя горячими газами (воздухом) с температурой около 200 °С. Образующийся водяной пар вместе с сушильными газами выбрасывается в атмосферу через трубу 6. Из сушильной камеры 5, минуя шиберный затвор 7, сырье подается в камеру газификации 8. Последняя представляет собой футерованную изнутри шахту. В среднюю часть камеры газификации через фурмы вдувается воздух для поддержания горения (газификации с недостатком кислорода). Тепло, выделяющееся при сгорании части топлива, расходуется на его нагрев, досушку и термическое разложение, а также на обеспечение восстановительных реакций водяного пара

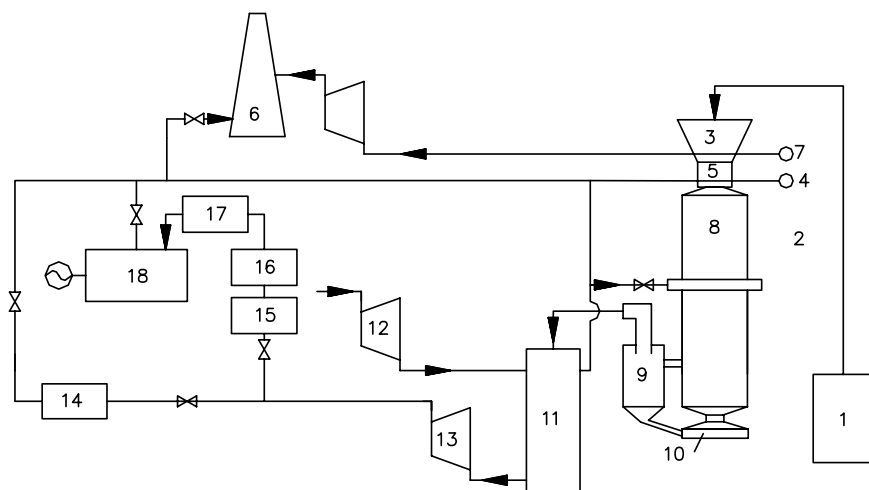


Рис. 3.31. Технологическая схема автономной электростанции на растительной биомассе в качестве топлива:

1 – приемный бункер; 2 – транспортер; 3 – бункер газогенератора; 4,7 – шиберный затвор; 5 – сушильная камера; 6 – дымососная труба; 8 – камера газификации; 9 – циклон; 10 – накопитель; 11 – воздухоподогреватель; 12 – вентилятор; 13 – газодувка; 14 – водогрейный котел; 15 – фильтр; 16 – компрессор; 17 – ресивер; 18 – дизель-генератор

и углекислоты с углеродом. Форма футеровки камеры газификации обеспечивает максимальную тепловую напряженность в области сужения футеровки около 1100 °С.

Все продукты термолiza растительных отходов проходят через высокотемпературную зону, где сгорают или подвергаются термическому разложению. В результате на выходе из газогенератора содержание смол снижается в 10...12 раз. Генераторный газ от зольных частиц очищается в циклоне 9, зола выгружается в бункер-накопитель 10. После циклона горячий генераторный газ проходит подогреватель 11, где отдает физическое тепло воздуху, подаваемому вентилятором 12 в сушильную камеру и газогенератор. Газодувкой 13 генераторный газ подается в водогрейный котел 14 и через газовый фильтр 15 компрессором 16 в ресивер 17 и дизель-генератор 18.

Продукты сгорания генераторного газа в дизеле и топке котла поступают в сушильную камеру 5 и далее в дымовую трубу 6.

Т а б л и ц а 3.32

Технические характеристики энергетического оборудования для модуля электрической мощностью 400 кВт

Наименование показателя	Проектные данные	Данные зарубежного аналога
Мощность единичной установки: электрическая, кВт тепловая, МВт	400 (нетто) 1,5	525 (брутто) –
Масса газогенератора с футеровкой, т	15	–
Масса дизель-генератора (ДГР 500/1599), т	9	9,3
Масса котла (ЭР-25Р), т	3,8	–
Характеристики потребляемого топлива (растительные отходы): – характерный размер, м – влажность, % – зольность, % – выход летучих, %	Менее 0,2 До 50 До 15 70-85	– 25 1 85
Диапазон регулируемой мощности, %: – по теплу – по электроэнергии	0...140 30...100	– –
Время запуска в работу, ч: – из холодного состояния – из горячего состояния	2 0,5	1 –
Ресурс установки до капитального ремонта, тыс.ч	48	50
Коэффициент использования топлива при номинальной мощности, %: – всей установки – дизель-генератора	48 36	– 38
Выбросы в атмосферу, мг/м ³ СО NO _x C _n H _m	30 32 12	27 27 14

Основное оборудование предложенного технико-экономическим обоснованием (ТЭО) модуля газогенераторной ТЭС с ДВС на растительной биомассе имеет следующие характеристики:

1. Газогенератор.

1.1. Тепловая мощность – 3,0 МВт.

1.2. Производительность: по древесной биомассе влажностью 50 % – 2000 кг/ч.

1.3. Производительность по генераторному газу – 2200 м³/ч (при нормальных условиях).

1.4. Перерабатываемое сырье : щепы, кора и опилки (не более 25 % по объему) и другие отходы древесного производства.

1.5. Теплота сгорания генераторного газа – 5 МДж/м³.

1.6. Термический КПД – 85 %.

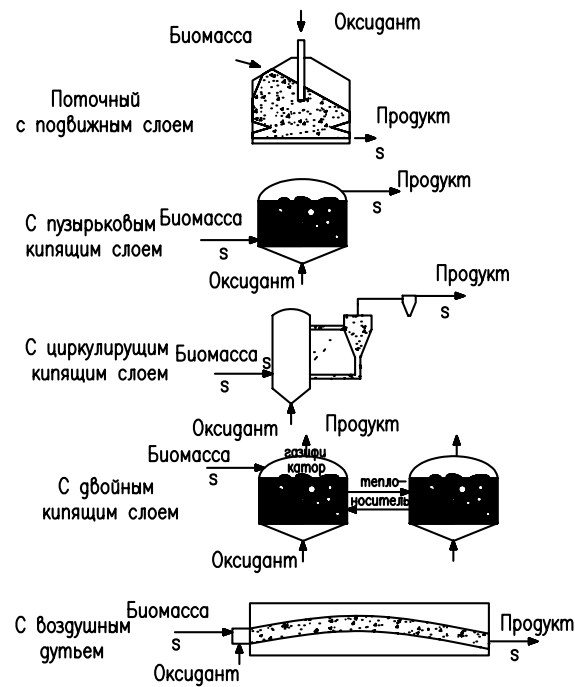


Рис. 3.32. Типы реакторов газификации биомассы

2. Дизель на генераторном газе
- 2.1. Марка – 64Н-21/21.
- 2.2. Мощность двигателя 530 кВт.
- 2.3. Частота вращения 1500 об/мин.
- 2.4. Расход топлива (газа) – 1590 м³/ч.
- 2.5. Масса – 4650 кг.
- 2.6. КПД – 36 %.
- 2.7. Ресурс работы до капитального ремонта 48000 часов.

3. Котел

- 3.1. Тип–водогрейный.
- 3.2. Марка ЭР-2,5Р.

В табл. 3.32 приведены технико-экономические характеристики предложенного модуля в сравнении с зарубежным аналогом газогенератора с дизель-генератором немецкой фирмы «Имберт».

На рис. 3.32 приведены различные типы реакторов газификации биомассы:

- с воздушным дутьем;
- с двойным кипящим слоем;
- с циркулирующим кипящим слоем;
- с пузырьковым кипящим слоем;
- с потолочным подвижным слоем.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Из анализа рассмотренных материалов можно заключить следующее.

1. Биомасса отличается большим разнообразием энергетических свойств по видам (древесная, сельскохозяйственная) и по группам (в древесной массе – опилки, кора, щепа, хвоя, корни, тара и др.; в сельскохозяйственной – отходы мукомольного производства, отсевы, лузга, костная мука, солома и др.).

2. Основными общими специфическими свойствами биомасс, как энергетического топлива, являются:

- высокая взрываемость;
- повышенная шлакуемость;
- широкий диапазон колебания влажности;
- малая плотность и высокая парусность;

- разнообразный гранулометрический состав;
- благоприятные экологические показатели: низкая зольность, малое содержание серы, невысокое содержание азота, возможность снижения накопления в атмосфере CO₂ от ее сжигания.

3. Биомасса, независимо от вида и группы, является по своим энергетическим характеристикам вполне приемлемым для энергетического использования топливом, специфические особенности которого должны учитываться при выборе технологических решений по ее использованию в энергетике. Она может использоваться в качестве дополнительного топлива как при совместном сжигании, так и для прямого сжигания в отдельных установках.

4. Наибольшие потенциальные возможности для сжигания биомассы имеют установки: с механическим слоевым сжиганием; с сжиганием в кипящем слое (в пузырьковом и циркулирующем как при атмосферном, так и при повышенном давлении); с циклонными и выносными предтопками, а также комбинированные с предварительной газификацией топлива.

5. Биомасса, как дополнительное топливо, может успешно использоваться для совместного сжигания и на наиболее перспективном (по условиям массовости внедрения) направлении – в установках пылеугольного факельного сжигания. При этом, учитывая специфический состав ее минеральной части и повышенную загрязняющую способность, по условиям сохранения бесшлаковочной мощности доля биомассы при совместном сжигании с углем должна быть ограничена. Проверенными, по данным зарубежных исследований, предельными величинами добавленного к основному топливу количества биомассы является 5...10 % (по теплу). При конкретном переводе пылеугольного котла на совместное сжигание с биомассой эта величина уточняется в процессе испытаний и для определенных условий может быть увеличена (до 15...20 %); проектировать систему для биомассы целесообразно на ≈20 % производительности (по теплу).

6. Оптимальная технологическая схема при совместном сжигании биомассы с углем включает в себя: автономную систему топливоприготовления (дробление, размол), транспорта готового продукта, сжигания – в отдельных, оптимизированных для биомассы и рационально размещенных в топочной камере горелочных устройствах.

7. Для всех типов и групп биомасс при их энергетическом использовании в технологической установке должен быть предусмотрен весь комплекс мероприятий, строго обеспечивающий условия взрывобезопасной эксплуатации, в том числе и система обеспыливания на всех этапах технологического процесса (разгрузка, хранение, размол, транспортировка).

8. Из освоенных в крупной энергетике органических топлив наиболее близким по характеристикам к древесной массе (в виде опилок) является фрезерный торф. Принятая для него система пылесжигания включает в себя: сушку топочными газами, размол и транспорт мельницей-вентилятором, прямоточные горелочные устройства; предварительное дробление отсутствует. В некоторых системах для удаления корней под бункером торфа устанавливают грохота, такая система, как и само технологическое оборудование (грохот; при необходимости шнековые питатели, выпускаемые ранее Ковровским заводом; мельницы-вентиляторы и др.) может быть использована и для древесной биомассы (опилки).

9. Из опыта использования в энергетике древесной биомассы в виде опилок показано, что оптимальный размер фракций составляет $\approx 1,0$ мм (проверяется $d = 2 \dots 3$ мм), влажность до размола 20 %, влажность поступающей в топку биомассы 8 %. При указанных условиях обеспечиваются нормальные условия выгорания в прямоточных горелках с их тангенциальным расположением в топке.

10. Учитывая специфический характер биомассы, сезонность поставки, зависимость характеристик от конкретной группы каждого вида (например, опилки или солома и т.д.), конкретную технологическую схему для энергетического использования целесообразно разрабатывать в соответствии с конкретными характеристиками ожидаемой к поставке биомассы (или для сжигания древесной биомассы или для сжигания сельскохозяйственных отходов). Это может позволить упростить схему подготовки и сжигания биомассы. В случае необходимости универсализации использования биомассы всех видов на одной установке в системе топливоподготовки должно быть предусмотрено: грохочение (классификация) поступающей массы; дробление; размол. При этом, как указывалось выше, вся система топливоподготовки и сжигания должна быть автономной и не переплетаться с основным топливом.

При использовании биомассы в виде древесных опилок целесообразно опробовать систему сжигания по типу котла БКЗ-420-140-9 с упрощенной схемой топливоприготовления (рис. 3.3) и сжиганием немолотого топлива (бункер–питатель–пылепровод– смеситель–горелка с транспортом немолотой массы вентилятором первичного воздуха).

11. В общем виде система топливоприготовления биомассы включает в себя:

- узел доставки биомассы до бункера массы (БМ);
- дозатор-питатель под бункером (ДП);
- узел транспортировки массы к дробилке;
- узел дробления биомассы (ДМ);
- пневмотранспорт дробленной массы с системой ее сушки (ПТС);
- узел размола массы (МРМ);
- транспорт после мельницы размолотого продукта в пылеуловитель и далее – в бункер сырья готового продукта (ПУ и БГП);
- дозатор готового продукта с транспортом его к горелочному устройству.

12. Наиболее универсальной схемой использования биомассы является двухступенчатая (двухстадийная) схема, включающая в себя газификацию биомассы на первой стадии в реакторе-газификаторе с получением низкокалорийного или среднекалорийного газа с последующей его подачей и сжиганием в топочной камере вместе с основным топливом. Преимущество такой схемы – ее большая универсальность по видам и группам используемой биомассы; защита котла от вредного воздействия шлакующих и загрязняющих поверхности нагрева (подробнее см. в тексте). Недостатки – практически затрудненная ее реализация (в первую очередь, по компоновочным решениям) для действующего оборудования, а также усложнение эксплуатации действующих энергоблоков за счет введения новой дополнительной технологии (газификации) с сопутствующими ей специфическими требованиями ко всем технологическим узлам. Такая технология может рассматриваться для реализации при проектировании новых комплексных энергетических установок. В этом случае для расширения возможности использования технологии она может быть дополнена использованием не только биомассы как дополнительного топлива, но и отдельных видов твердых бытовых отходов (ТБО).

13. Технология двухстадийного использования биомассы нашла свое практическое применение в промышленной энергетике России и Беларуси, а также развитых стран Европы (Финляндия, Швеция и др.). Отработаны конструкции энергетических установок в различных вариантах (газогенератор – паровой котел и далее: или тепловой потребитель, или дизель-генератор, паровая или газовая турбина) специалистами рабочей группы Конгресса муниципальных образований (КМО) при правительстве Российской Федерации. Мощность этих установок до 7,0 МВт (по теплу) для одного газогенератора.

14. Для прямого использования биомассы широкое применение нашли в промышленной энергетике установки Бийского котельного завода (БиКЗ), Кировского завода (г. Калуга) и др., с вихревыми и радиальными топочными устройствами с реакторами-газогенераторами, а также с топками НКТС (рис. 3.13) и котлы ООО «Петрокотел» с топками ВЦКС (рис. 3.8, 3.9).

15. Энергетическое использование биомассы в виде создания мини-ТЭЦ, в том числе на основе уже разработанного в настоящее время (2000 г. и далее) оборудования, создает условия для развития малой энергетики на местных видах топлива и позволяет решить вопросы гарантированного энергоснабжения децентрализованных потребителей за пределами крупных населенных пунктов.

16. Большие перспективы имеет внедрение в энергетику газогенераторных технологий на биомассе, преимущество которых перед технологиями прямого сжигания заключается в существенном снижении уровня загрязнения окружающей среды.

16.1. Темпы внедрения газогенераторных технологий в разных странах в значительной степени будут зависеть от остроты экологических проблем, а также стоимости основных достаточно экологически чистых органических топлив (газ, нефть, мазут).

16.2. Основными газогенераторными технологиями (на период 2000 г. и далее) являются:

- атмосферная газификация – для использования в парогазовых и дизельных электростанциях;
- газификация под давлением – для использования в парогазовых и газотурбинных электростанциях

16.3. Развитие газогенераторных технологий связано с решением проблем тонкой очистки генераторного газа (или создания высокотемпературных теплообменников – «воздушных котлов», например).

16.4. В условиях дефицита топлива наличие газогенераторной установки, допускающей работу как на биомассе, так и на торфе, сланцах и различных органикосодержащих отходах имеет дополнительные преимущества, обусловленные повышением надежности энергообеспечения, энергобезопасности районов, энергосбережений (за счет включения в энергобаланс местных низкосортных топлив), экологической безопасности.

16.5. Сочетание газогенераторных установок с паровыми и водогрейными котлами позволяет решить проблему экологической безопасности путем переработки некондиционной биомассы и отходов, обеспечить замену генераторным газом привозного (дорогого) жидкого и газообразного топлива.

17. Создание перспективных биотопливных электростанций повышенной мощности (10...100 МВт) возможно на основе ПГУ, опыта газификации угля (в том числе интегрированной газификации в комбинированном цикле, внедряемой в мире под индексом IGCC), а также опыта по тонкой очистке аэрозолей и запыленных потоков (или в плане конверсии может быть внедрено из оборонной отрасли).

18. Для энергетических установок малой мощности (менее 5...10 МВт) наиболее приемлем цикл Дизеля. Перспективно применение газовых турбин и двигателя Стирлинга.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК К III ЧАСТИ

1. Пугач Л.И. Энергетика и экология. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2003. – 502 с.

2. *Co-utilization of Coal and Biomass/ Waste: Technology Status Report / ETSU for the DTI.-TSR 004.* – Великобритания, июль, 1997.

3. *Результаты* опытного совместного сжигания биомассы в пылеугольных топках / М. Фриман, Д. Читестер, Р. Ямес, Я. Экман (федеральный энергетический технологический центр), г. Вальберт (энергетическая группа). – США, Доклад, 2002 г. (интернет).

4. *Алехнович А.Н., Богомолов В.В., Артемьев Н.В.* Совместное факельное сжигание биомасс с углем // Теплоэнергетика, 2001. – № 2. – С. 26–33.

5. *Co-firing Wood with coal in Utility Boilers: Project Summary/* ETSU for the DTI. – № 183. – Великобритания, март, 1997.
6. *Characterization of biomass ashes /* B.J. Skrifvars, M. Huppa, A. Moilanen, R. Lundqvist // *Application of Advanced Technology to Ash-Related Problems in Boilers.* (Eds L. Baxter and R.DeSollar). New York and London: Plenum Press, 1996.
7. *Deposition and corrosion in straw and coal-straw co-fired utility boilers: Danish experiences /* F.J. Frandsen, F.J. Nielsen, P.A. Jensen et al. // Препринт конференции Engineering Foundation: «Impact of mineral impurities in solid fuel combustion», Кона, США, 2-7 ноября 1997 г.
8. *Правила взрывобезопасности топливоподачи и установок для приготовления и сжигания пылевидного топлива.* РД 153-34.1-03.352-99. – М., 2000.
9. *Тепловой расчет котельных агрегатов. Нормативный метод.* – СПб., 1998.
10. *Основы практической теории горения /* Под ред. В.В. Померанцева. – Л.: Энергия, 1973.
11. *Зысин Л.В., Кошкин Н.Л.* Некоторые итоги применения растительной биомассы в энергетике развитых стран // *Теплоэнергетика.* – 1997. – № 4. – С. 28–32.
12. *Belle-Oudry D., Dayton D.C.* Bench-scale biomass/coal cofiring studies. In R.P. Gupta, T.F.Waii and L.Baxter (Eds). *Impact of mineral impurities in solid fuel combustion.* Plenum Publishers, 1999.
13. *Fireside consideration when cofiring biomass with coal in PC boilers /* A.L. Robinson, L.L. Baxter, G. Sclipa et al. // Препринт конференции Engineering Foundation: «Impact of mineral impurities in solid fuel combustion», Кона, США, 2–7 ноября 1997 г.
14. *Full scale deposition trails at 150 Mwe PF-boiler co-firing coal and straw: Summary of results /* К.Н. Andersen, F.J. Frandsen, P.F.B. Hansen, K. Dam-Johansen // Препринт конференции Engineering Foundation: «Impact of mineral impurities in solid fuel combustion», Кона, США, 2–7 ноября 1997 г.
15. *Externally Co-firing Existing Boilers with the Products of Combustions of Various Solid Wastes.* Malcom D. Zefcorf, Vancouver, Be V6R 1T9. Котлы с выносными топками для совместного сжигания различных твердых топлив.
16. *Жуков Е.Б., Симонов В.И., Фурсов И.Д.* Исследование свойств и процессов горения нетрадиционных топлив. Тезисы доклада на III семинаре вузов Сибири и Дальнего Востока по теплофизике и теплоэнергетике. – Новосибирск–Барнаул: Изд-во ИТФ СО РАН, 2003.
17. *Пронь Г.П., Пузырев Е.М.* Исследование возможности утилизации нетрадиционных видов топлива в котлах с кипящим слоем. Тезисы доклада на III семинаре вузов Сибири и Дальнего Востока по теплофизике и теплоэнергетике. – Новосибирск–Барнаул: Изд-во ИТФ СО РАН, 2003.

18. Пузырев Е.М., Шаранов А.М., Щуренко В.П., Шаранов М.А. Опыт применения котлов с вихревыми топками для утилизации растительных отходов. Тезисы доклада на III семинаре вузов Сибири и Дальнего Востока по теплофизике и теплоэнергетике. – Новосибирск–Барнаул: Изд-во ИТФ СО РАН, 2003.
19. Сидоров Л.М., Щербаков Ф.В., Пузырев Е.М. Особенности эксплуатации котлов Е-42-4,0-440 Читинской ТЭЦ-2 с топками кипящего слоя, работающими в режиме газификации. Тезисы доклада III межвузовского семинара, Сибирь, 2003.
20. Скрябин А.А., Антонов П.П., Шаранов М.А. Испытания котла КЕ-20-16-320 с топкой низкотемпературного кипящего слоя при сжигании древесных отходов. Тезисы доклада III межвузовского семинара. – Барнаул, 2003.
21. Сидоров А.М., Скрябин А.А., Пузырев Е.М. Перспективы развития конструкций твердотопливных котлов Бийского котельного завода. Тезисы доклада III межвузовской конференции. – Новосибирск–Барнаул, 2003.
22. Зысин Л.В., Морщин В.Н. Опыт проектирования и испытания газогенераторных установок, работающих на местном топливе // Новости теплоснабжения. – № 9 (сентябрь 2002 г.). Обзор печатных и электронных изданий (стр. 29). Исходный: Калугагосэнергонадзор, 2002. – № 1.
23. Сайт рабочей группы при Правлении КМО РФ по содействию развития ЖКХМ. <http://zfi.narod.ru/18html>.
24. Энергетические установки малой и средней мощности, работающие с газификатором отходов, содержащих органические вещества (газогенератор для получения топочного газа из отходов, содержащих органику). Департамент государственного энергетического надзора и энергосбережения Минатомэнерго России. Временные руководящие указания по энергосбережению. Источник: <http://teplorossii.narod.ru/> <http://www.enport.com.ua/law/vgu/htm>.
25. ОАО «Кировский завод». Задачи по энергосбережению – как их решает ОАО «Кировский завод» <http://teplorossii.narod.ru/>; <http://www.Kzavod.ru/kotel/energocare.htm>.
26. Зысин Л.В., Кошкин Н.Л. Энергетическое использование биомассы на основе термической газификации. Теплоэнергетика. – 1993. – № 4. – С. 23–26.
27. Размол и пылевидное сжигание румынских лигнитов. БТИ ОРГРЭС. – М., 1965.
28. Опыт эксплуатации котла, работающего на низкокалорийных лигнитах. БТИ ОРГРЭС. – М., 1962.
29. Опыт сжигания торфа на электростанциях (сборник статей), ГЭИ. – М.-Л., 1960.
30. Пугач Л.И. Проблемы рационального использования канско-ачинских углей на ТЭС. – Новосибирск: НГТУ, 1992.

31. *Федосеев В.Г., Михалевич А.А.* Возобновляемые источники энергии в Беларуси // ЭСКО. Электронный журнал энергосервисной компании «Экологические системы». – № 9. – 2002.
32. *Бохан Н.И., Фалюшин Н.И.* Технология средства для получения тепловой и электрической энергии на основе возобновляемых и местных топлив. Белорусский Государственный аграрный технический университет – БАТУ. Сайт БАТУ.
33. *Дубинский Ю.Н.* О возможности использования золы канско-ачинских углей для производства карбида и цианамиды кальция // Электрические станции. – 1977. – № 7. – С. 24–25.
34. *Беликов С.Е., Котлер В.Р.* Нулевые выбросы в атмосферу // Теплоэнергетика. – № 1. – 2004. – С. 69–72.
35. *Новое* энергооборудование для предприятий целлюлозно-бумажной промышленности / Ю.Н. Корчунов, Л.А. Они, В.М. Садков, М.К. Семенов, Б.Б. Стернин, С.С. Томская // Труды ЦКТИ. Вып. 103, 1971. – С. 250–263.
36. *Зысин Л.В., Кошкин Н.Л., Финкер Ф.З.* Вопросы энергетического использования биомассы отходов лесопроизводства // Теплоэнергетика. – 1994. – № 11. – С. 30–35.
37. *Дьяков А.Ф.* Состояние и перспективные развития нетрадиционной энергетики в России. Известия Академии Наук. Энергетика. – М., 2002. – С. 13–29. (Материалы доклада на совместном заседании Академии электротехнических наук России, ОФТПЭ РАН и Международной энергетической Академии 13.02.2002 г.).
38. *Доброхотов В.И.* Основные положения Государственной научно-технической программы России (ГНТПР) «Экологически чистая энергетика» // Теплоэнергетика. – 1990. – № 6. – С. 2–9.
39. *Дьяков А.Ф.* Нетрадиционная энергетика в России: проблемы и перспективы // Энергетик. – 2002. – № 8. – С. 4–10.
40. *Белосельский Б.С., Барышев В.И.* Низкосортные энергетические топлива. – М.: Энергоиздат, 1989.
41. *Проспект* продукции промышленной компании ООО «Петрокотел». – С.-Петербург, 2-й Муринский пр., д. 49 (стальные водогрейные и паровые котлы на твердом топливе: уголь, дрова, щепа, опилки).
42. *Проспект* (номенклатура) продукции энергомашиностроительного завода ОАО «Бийскэнергомаш». – Алтайский край, г. Бийск, Бийский котельный завод.
43. *Проспект* (номенклатура) продукции энергомашиностроительного завода ОАО «Белэнергомаш», г. Белгород.
44. *Тихонов С.Б., Беломестнов Ю.А.* Новая технология сжигания бурых углей в топках с низкотемпературным кипящим слоем с вертикальным вихрем // Электрические станции. – 2001. – № 11.

45. *Вихрев Ю.В.* Крупнейшая в мире энергоустановка по сжиганию биотоплива // Энергетика за рубежом. – 2002. – № 6. – С. 33–38.
46. *Рзаев А.И., Вихрев Ю.В.* Новая ТЭЦ на биомассе // Энергетика за рубежом. – 2003. – № 2.
47. *Вихрев Ю.В.* Оригинальная энергоустановка со сжиганием биомассы // Энергетика за рубежом. – 2002. – № 2.
48. *Алексеев Б.А.* Малая энергетика и возобновляемые источники энергии // Энергетика за рубежом. – 2003. – № 4.
49. *Саламов И.В.* Возобновляемые источники энергии // Энергетика за рубежом. – 2003. – № 2.
50. *Вихрев Ю.В.* Развитие возобновляемых источников энергии в странах Европейского Союза // Энергетика за рубежом. – 2002. – № 6.
51. *Вихрев Ю.В.* Использование биомассы при производстве электрической и тепловой энергии // Экономия энергии. – 2002. – № 5.
52. *Мессерле В.Е., Устименко А.Е.* 28-я Международная конференция по использованию угля и топливным системам // Теплоэнергетика. – 2004. – № 1. – С. 73–75.
53. *Панцхава Е.С., Пожарков В.А., Кошкин Н.Л.* Биомасса – источник топлива и энергии // Энергия. – 2002. – № 9.
54. *7-th European Conference on Biomass for Energy and Environment, Agricultural and Industry Abstracts.* – Florence, 1992.
55. *Asplund D.A.* Finish bioenergy research programme (Seminar on Power Production from Biomass. Espoo, Finland, 27–28 March, 1995).
56. *Pohjonen V.* Wood power in eastern Finland (Biofuels for sustainable development proceedings of the second international seminar. University of Jyväskylä, 1995. – P. 20–28).
57. *Puhakka M.* Commercial and new technologies for energy production from biomass (biofuels for sustainable development. Kontiolahti, Finland, Seminar 7–8 March, 1994).
58. *Energy and Miljo.* Ansaldo Vollund, 1994, № 3, P 6–11.
59. *Wood chips for energy production. Technology Environment- Economy* (The Centre of Biomass Technology (Denmark)), 1993.
60. *Salo K., Keranen H.* Biomass JYCC (Seminar on Power Production from biomass II. Espoo, Finland, 27–28 March, 1995).
61. *Газификаторы системы «Лес» // Лесная промышленность.* – № 12. – 1987; № 2. – 1988; № 2, № 5. – 1991.
62. *Газогенераторы системы «Лес» // Теплоэнергетика.* – 1991. – № 11. – С. 87.
63. *Шишаков Н.В.* Основы производства горючих газов. – М.: Госэнергоиздат, 1948.
64. *Хоффман Е.* Энерготехнологическое использование угля. – М.: Энергоатомиздат, 1983.

65. Шиллинг Краус, Бони. Газификация угля. – М.: Недра, 1986.
66. Россиевский Г.И. Электрические станции с двигателем внутреннего сгорания. – М.: Госэнергоиздат, 1954.
67. Леонтьев А.К. Возможность использования генераторного газа из древесных отходов // Лесная промышленность. – 1991. – № 5. – С. 10–11.
68. Новиков Ю.Н. Использование биомассы в производстве энергии в капиталистических странах. Бюллетень коммерческой информации, 1990. – № 26. – С. 6–7.
69. Борк Т.А. Вершинский В.П. Проблемы создания отечественной мини-ТЭЦ // Теплоэнергетика. – 1991. – № 11. – С. 81.
70. Безруких П.П. Об экономической эффективности нетрадиционной энергетики // Энергетическое строительство. – 1992. – № 3. – С. 7–12.
71. Asplund D.A. finish bioenergy research programme (Seminar on Power Production from biomass II. Espoo, Finland, 27–28 March, 1995.
72. Babu S.P. Bain R.J. Iraig K. Therminal gasification of Biomass technology development in USA/ (Seminar on Power Production from biomass II. Espo, Finland, 27-28 March, 1995.
73. Освоение электростанций, работающих на биомассе сталкивается с временными трудностями // Мировая электроэнергетика. – 1994. – № 1. – С. 41–44.
74. Стерман и др. Тепловые и атомные электростанции. – М.: Энергоиздат. – 1982. – 189 с.
75. Ольховский Г.Г. Разработка перспективных ГТУ в США // Теплоэнергетика. – 1994. – № 9. – С. 61–69.
76. Stambler J. Second generation PF Be coal plants lagrem 50 % HHV efficiency. Gas Turbine World, 1993, vol. 23. – № 6. – P. 22–27.
77. Котлер В.Р. Перспективные разработки использования угля в энергетике США // Энергетика за рубежом. Приложение к журналу «Энергетик». – 2000. – С. 43–53.
78. Зыков В.В. Оптимизация параметров и схем пылеугольных газотурбинных мини-ТЭЦ с технологией внешнего сжигания Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Новосибирск: НГТУ, 1999. – 22 с.
79. Обоснование направлений развития пылеугольных ТЭЦ с новыми ресурсосберегающими технологиями / В.Г. Томилов, П.А. Щинников, Г.В. Ноздренко, В.В. Зыков, Л.И. Пугач и др. – Новосибирск: Наука, 2000. – 145 с.
80. Бутузов В.А. Энергетическая и экономическая целесообразность использования биогаза канализационных очистных сооружений // Промышленная энергетика. – № 1. – 2002. – С. 12...14.
81. Левин Б.И. Использование твердых бытовых отходов в системах энергоснабжения. – М.: Энергоиздат, 1982. – 88 с.

82. *Санитарная очистка и уборка населенных мест: Справочник.* – М.: Стройиздат, 1990. – 415 с.
83. *Очистка и обезвреживание дымовых газов из установок, сжигающих отходы и мусор.* Сб. научно-технических работ ИТФ СО РАН. – Новосибирск, 1999. – 240 с.
84. *Шаров Ю.И.* Оборудование тепловых электростанций. Проблемы и перспективы. – Новосибирск: НГТУ, 2002. – 125 с.
85. *Росляков П.В., Буркова А.В., Егорова Л.Е.* Минимизация выбросов окислов азота комбинированными энергетическими установками на базе ГТУ малой мощности // *Теплоэнергетика.* 1993. – № 7. – С. 49–54.
86. *Степанов И.Р.* Котлы с предвключенными газотурбинными установками // *Теплоэнергетика.* – 1995. – № 4. – С. 41–43.
87. *Горин В.И., Дьяков А.Ф., Нечаев В.В., Ольховский Г.Г.* Электроэнергия из органических топлив // *Теплоэнергетика.* – 1993. – № 6. – С. 12–32.
88. *Перспектива* применения газовых турбин в энергетике // *Теплоэнергетика.* – 1993. – № 1. – С. 1–3.
89. *Зысин В.А.* Комбинированные парогазовые установки и циклы. – М.: Госэнергоиздат, 1962. – 180 с.
90. *Гохштейн Д.П., Верхивкер Г.П.* Проблема повышения КПД паротурбинных электростанций. – М.: Госэнергоиздат, 1960.
91. *Шпильрайн Э. Э.* Нетрадиционные возобновляемые источники энергии. Атомная энергия. – 1997. – Т. 82, вып. 1. – С. 53–60.
92. *Огуречников Л. А., Петин Ю. М.* Использование геотермальных энергоресурсов для выработки электроэнергии. Сб. науч. тр. НГТУ «Энергосистемы, электростанции и их агрегаты», № 8. – Новосибирск, 2004. – С. 43–57.
93. *Москвичева В. Н. Петин Ю. М.* Результаты экспериментальных работ на Паратунской фреоновой электростанции. Сб. Использование фреонов в энергетических установках / Под ред. В. Н. Москвичевой ИТФ СО РАН СССР. – Новосибирск, 1977. – С. 4–28.
94. *Анохин А. Б., Ситас В. Н., Сутангузин К. Л.* Малозатратные и беззатратные способы энергосбережения в промышленной энергетике // *Промышленная энергетика,* 1993. – № 11. – С. 5–10.
95. *Энергетика* в России в переходный период: проблемы и научные основы развития и управления / Под ред. А. П. Мерянцева. – Новосибирск: Наука, 1996. – 359 с.
96. Краткие результаты эксплуатации Верхне-Мутновской Геотермальной электростанции // *Энергосбережение.* – 2005. – № 4.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1

ПРИМЕР РАСЧЕТА ГАЗИФИКАТОРА И ГАЗИФИКАЦИИ ДРЕВЕСНЫХ ОТХОДОВ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПЕРЕРАБОТКИ БИОМАССЫ С ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМ ПОТЕНЦИАЛОМ 15 % ТЕПЛОЙ МОЩНОСТИ КОТЛА ПАРОПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬЮ 200...220 Т/Ч

Для реализации двухстадийного использования биомассы могут быть применены газогенераторы необходимой производительности по биомассе в основном «прямого процесса» как существующих конструкций, так и отработанные индивидуально с учетом местных условий и частных характеристик биомассы.

Ориентировочно для обеспечения переработки биомассы, обладающей энергетическим потенциалом, эквивалентным 15 % тепловой мощности котла производительностью 200...220 т в час, необходима установка газогенераторов активным суммарным сечением 20...25 м² с необходимым комплектом вспомогательных устройств и сооружений (транспортеры, бункеры, шлюзующие питатели, система газо- и воздухопроводов и т.п.).

Газификация древесных отходов

Сообщенный КПД газификации древесных отходов $\eta_{гэф} = 70 \%$, по-видимому, следует рассматривать как недогазификацию (НДГ), т. е. недоиспользование 30 % располагаемой теплотворности газифицируемого топлива, поскольку тепловые потери на таком уровне вообще маловероятны и могут характеризовать только некачественность организации процесса.

В качестве «недогазификата» выступает, на наш взгляд, углерод (кокс – «древесный уголь») в весовом количестве, эквивалентном 30 % низшей теплотворной способности исходного древесного топлива ($0,3Q_{ндг}$).

Для дальнейших оценок принимаем приведенные к $W^r = 38\%$ осредненные данные:

– для дров $W^r = 35\%$, $Q_i^r = 2772$ ккал/кг и для древесных отходов с $W^r = 25,3\%$, $Q_i^r = 3191$ ккал/кг; тогда:

при $W^r = 38\%$ соответственно $Q_i^r = 2772$ и $Q_i^r = 2547$ ккал/кг и среднее (оценочное) значение калорийного древесного топлива:

$$Q_{\text{НДГ}}^r = 2582 \text{ ккал/кг.}$$

В этом случае «недогазифицированный углерод» содержит

$$Q_{\text{сНДГ}}^r = 0,3 \cdot Q_i^r = 0,3 \cdot 2582 \text{ ккал/кг} \approx 750 \text{ ккал/кг}$$

и его содержится с учетом теплотворной способности углерода кокса:

$$Q_{\text{к}} = 7800 \text{ ккал/кг.}$$

$$C_{\text{НДГ}} = Q_{\text{сНДГ}}^r / Q_{\text{к}}^r = 750/7800 = 0,0993 \text{ кг/кг раб. в-ва} \approx 0,1 \text{ кг, т.е.}$$

$$C_{\text{НДГ}} \approx 10\% \text{ (из } C_{\text{р}} \approx 51\%).$$

Среднее количество золы: при $W^r = 38\%$ для дров $A^r = 2,93\%$

$$A_{\text{НДГ}} = 0,02 \text{ кг/кг раб. в-ва.}$$

Полагая, что вся минеральная часть газифицированного топлива остается в составе «недогазификат» древесины, имеем состав сухой массы последнего:

$$C_{\text{НДГ}}^d \approx 83\%, \quad A_{\text{НДГ}}^d = 17\%.$$

Вещество такого состава может быть использовано или как топливо (например, в смеси с углем, в частности, подсушивая его при смешении), или в зависимости от состава золы (в частности, с целью предотвращения неблагоприятного влияния на процесс образования золовых отложений и шлакования) как сырье для дальнейшей технологической переработки.

Например, «недогазификат» древесины, включающей характерную для исходной биомассы минеральную часть состава:

$\text{SiO}_2 = 6,06\%$; $\text{Al}_2\text{O}_3 = 1,76\%$; $\text{Fe}_2\text{O}_3 = 1,38\%$, $\text{CaO} = 54,34\%$;
 $\text{MgO} = 10,05\%$; $\text{K}_2\text{O} = 24,52\%$; $\text{N}_2\text{O} = 1,75$ и сверх 100% , $\text{P}_2\text{O}_5 = 10,78\%$.

Он может быть использован, как минимум, двумя способами.

1. Непосредственно в земледелие как фосфорно-калийное удобрение и как кондиционер-раскислитель (СаО) и структурообразователь (пористый кокс).

2. В качестве сырьевого компонента для синтеза в высокотемпературных технологических процессах производства цементного клинкера или/и синтеза карбида и на его основе цианида кальция (ацетилен, раскисляющее азотное удобрение).

Генераторный газ имеет калорийность, колеблющуюся в широком диапазоне (1200...1600 ккал/нм³), причем, как следует из графика рис. П.1.1, наблюдается интенсивная обратная зависимость ее величины в обращенном процессе и менее интенсивная прямая ее зависимость в прямом процессе от массового напряжения активного сечения генератора.

Поскольку прямое теплоэнергетическое использование (сжигание) генераторного газа целесообразно организовывать по наиболее простому аппаратурно и эксплуатационно прямому процессу, для дальнейших

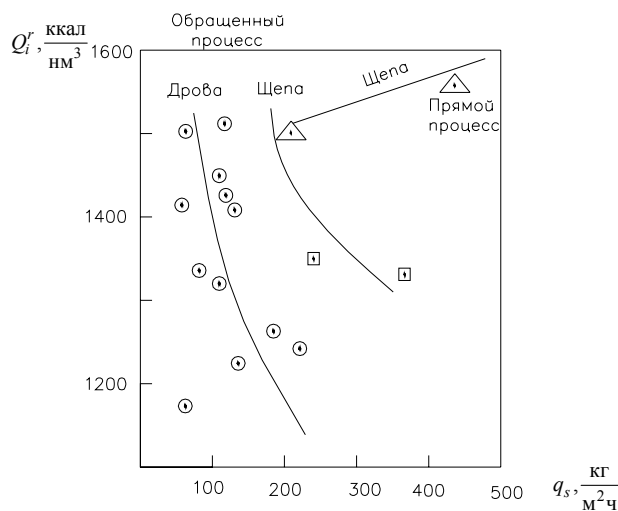


Рис. П1.1. Калорийность генераторного газа как функция массового напряжения сечения генератора

оценок принимаем наименьшую из имеющихся в нашем распоряжении теплотворную способность газа, полученного в прямом процессе:

$$Q_{\text{НДГ}}^r \geq 1524 \text{ ккал/нм}^3.$$

Состав генераторного газа:

горючая часть: $\text{CO} = 28,1 \%$; $\text{H}_2 = 15,4 \%$; $\text{CH}_4 = 2,64 \%$; $\text{C}_2\text{H}_4 = 0,4 \%$;
балласт: $\text{CO}_2 = 6,8 \%$; $\text{O}_2 = 0,5 \%$; $\text{N}_2 = 46,2 \%$.

Исходя из принятой эффективности газификации, полезная часть теплотворной способности газифицируемого вещества:

$$Q_{\text{пол}}^r = 0,7 \cdot Q_{\text{НДГ}}^r = 0,7 \cdot 2582 \approx 1807 \text{ ккал/кг исх. в-ва}$$

должна реализовываться в теплопроизводительности произведенного горючего газа, количество которого соответственно:

$$V_{\text{гг}} = Q_{\text{пол}}^r / Q_{\text{НДГ}}^r = 1807/1524 = 1,19 \text{ нм}^3/\text{кг исх. в-ва}.$$

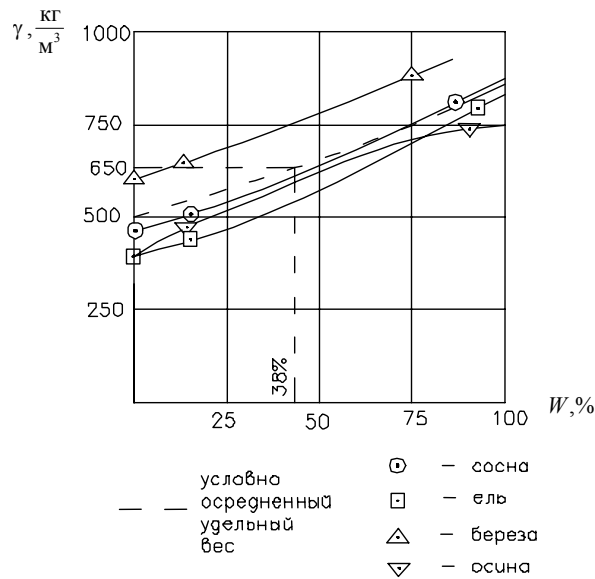


Рис. П1.2. Зависимость удельного веса древесины от ее влажности

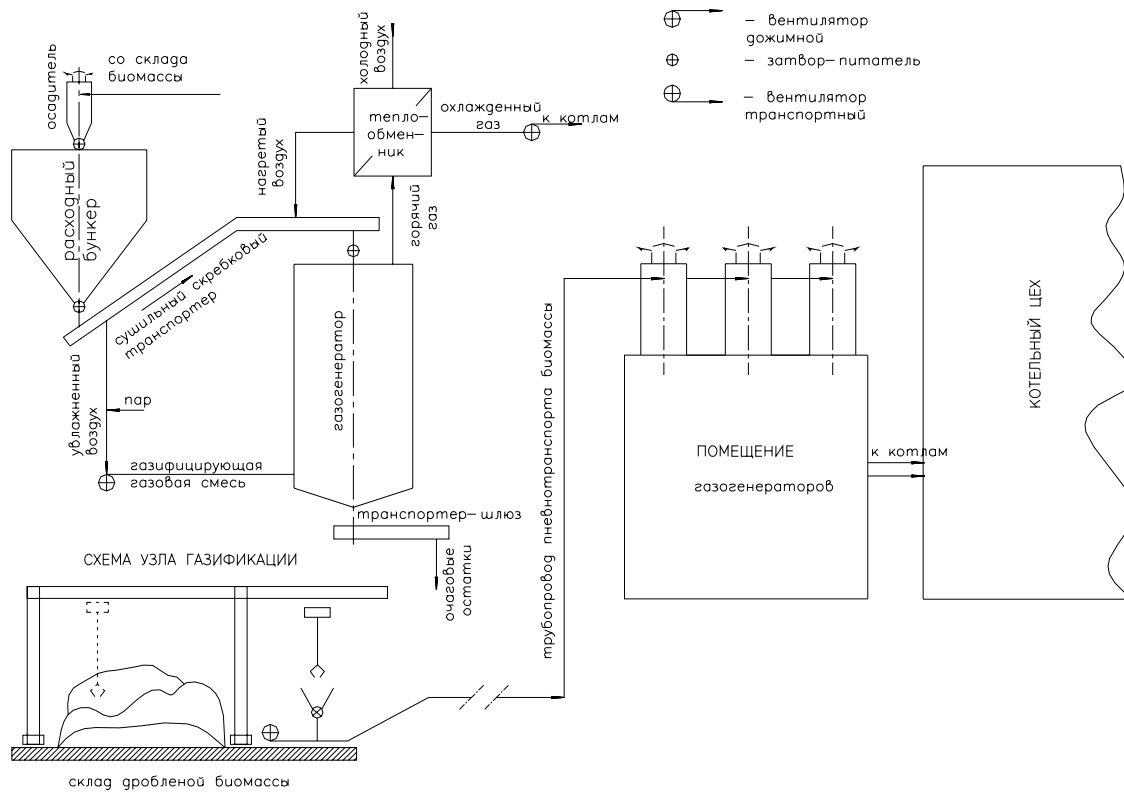


Рис. III.3. Блок-схема комплекса по подготовке биомассы к топливному использованию совместно с углем

Котел $D = 210$ т/ч согласно грубой оценке производит:

$$Q_k = 0,54D = 113 \text{ Гкал/ч}$$

при его КПД $\eta = 0,9$ требует доставки в топку в составе топлива:

$$Q_t = Q_k/\eta = 126 \text{ Гкал/ч тепла.}$$

Исходя из заданной потребности в замене $\delta = 0,15$ от этого количества тепла теплотворными способностями биомассы, в частности древесины, имеем количество тепла, которое необходимо получить из нее:

$$Q_{\text{бм}} = \delta Q_t = 0,15 \cdot 126 = 18,9 \text{ Гкал/ч.}$$

Примечание. Расчет выполнил к.т.н. Ю.Н. Дубинский (ЗАО «СибКОТЭС»).

**РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ РАЗМОЛА И СЖИГАНИЯ
НА ОГНЕВОМ СТЕНДЕ УРАЛ ВТИ ОТХОДОВ
МУКОМОЛЬНОГО ПРОИЗВОДСТВА [4]**

Исследования размола и сжигания смесей с челябинским углем выявили значительно худшую размолоспособность отходов мукомольного производства по сравнению с челябинским углем. Худший размол биомассы из-за выноса неразмолотых частиц и ее плохих размольных свойств приводит к угрублению помола топлива тем больше, чем выше доля биомассы в смеси (рис. П2.1). При добавке к углю 21 и 49 % по массе отходов остаток на сите $\chi = 90$ мкм возрастет с $R_{90} = 13...20$ до 43,4 и далее до 62,2 %; остаток на сите $R_{\chi} = 200$ мкм соответственно составляет 0,7; 16,1 и 34 %. Максимальный расчетный размер размолотых частиц биомассы составлял $\delta_{\max} = 1230$ мкм, а челябинского угля – 250 мкм ($R_{200} = 73,5$ и 0,6...0,7 % соответственно).

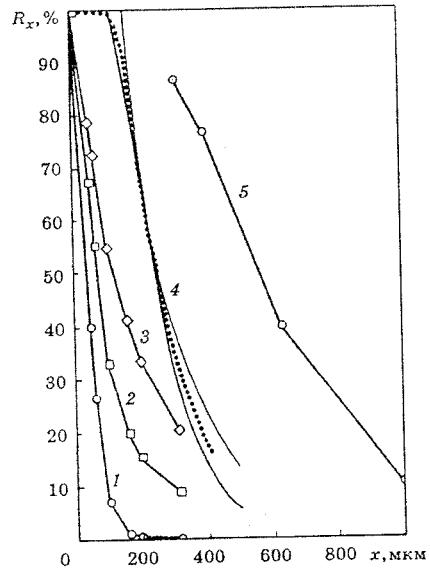


Рис. П2.1. Интегральные кривые распределения топлива по размерам частиц пыли:

1 – челябинский уголь; 2 – смеси угля с 21 % биомассы; 3 – смесь угля с 49 % биомассы; 4 – расчетная зерновая характеристика биомассы после совместного размола с углем (для смесей с 21 и 49 % биомассы и средняя); 5 – ситовая характеристика исходной биомассы

Однако вследствие малых исходных размеров и высоких реакционных свойств рассматриваемых отходов при переходе от челябинского угля к смеси устойчивость и эффективность сжигания топлива возрастают, несмотря на угрубление помола. В опытах на стенде потери с механическим недожогом q_4 снизились с 0,5 до 0,35 %, и было зафиксировано более раннее воспламенение смеси. Последнее, в частности, проявляется в росте температуры факела непосредственно в районе горелки на 30...40 °С.

Шлакующие и загрязняющие свойства

Растительные биомассы, в том числе и отходы, характеризуются низкой зольностью. Одним из следствий этого является малая доля золы биомассы в общем потоке летучей золы при существенной доле биомассы в смеси (по массе или по теплу) и соответственно небольшое изменение среднего состава золы смеси по сравнению с золой угля. Особенно это проявляется для смесей с высокзолным челябинским углем. Так, в проведенных опытах с биомассой в количестве 21 и 49 % (26,2 и 56,2 % по теплу) доля ее золы от общей составляла всего 2,8 и 9,4 %. В экспериментах на стенде не отмечено существенного закономерного перераспределения минеральной части между шлаком и летучей золой.

Несмотря на небольшую долю золы биомассы в летучей золе смеси и малое изменение среднего химического состава золы, шлакующие свойства при переходе с челябинского угля на смесь существенно усиливаются. Возрастает интенсивность образования и прочность отложений, спекаемость золошлаковых материалов, снижается температура, при которой начинается образование шлаковых отложений ($t_{ф.ш.}$, $\theta_{ф.ш.}$). Температура шлакования неохлаждаемых зондов $t_{ф.ш.}$ снижается с 870...890 °С для разных партий челябинского угля до 820 °С при доле отходов смеси по массе $r_b^d = 21$ % и до 770 °С при $r_b^d = 49$ % (рис. П2.2). В пересчете на температуру газов $\theta_{ф.ш.} = t_{ф.ш.} + \Delta t$) фактическая температура начала шлакования составляет 995...1010 °С для партий челябинского угля и соответственно 970 и 930 °С для смесей с биомассой.

Такое снижение значения $\theta_{ф.ш.}$ при переходе на смесь существенно больше, чем прогнозируется известными методами по химическому

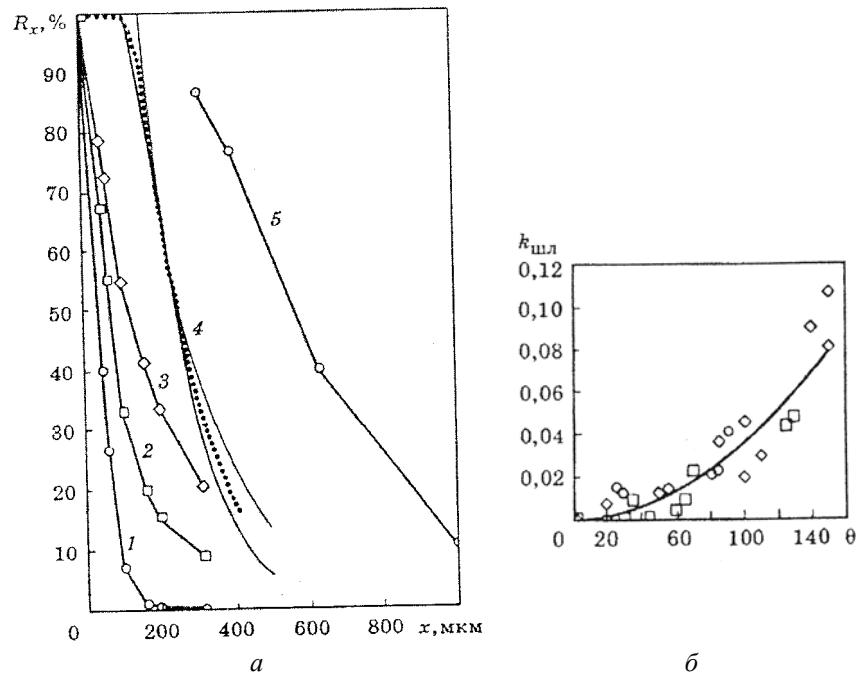


Рис. П2.2. Интенсивность шлакования при сжигании челябинского угля и его смесей с биомассой в зависимости от температуры:

a – интенсивность образования отложений в зависимости от температуры неохлаждаемого зонда; *b* – коэффициент шлакования в зависимости от превышения температуры начала шлакования, 1, 2 – челябинский уголь; 3 – смесь с долей биомассы 21 %; 4 – смесь с долей биомассы 49 %

составу золы углей и их смесей. Однако оно примерно может оцениваться по зависимостям, полученным для материалов с повышенным содержанием Na_2O . С переходом на сжигание смеси и далее с ростом доли биомассы интенсивность шлакования и доля налипшего материала (коэффициент шлакования $k_{\text{шл}}$) при фиксированной температуре возрастают. Вместе с тем при одинаковой разнице текущей температуры и температуры начала шлакования ($\theta - \theta_{\text{ф.ш}}$) коэффициент шлакования $k_{\text{шл}}$ практически остается неизменным для угля и смесей (рис. П2.2).

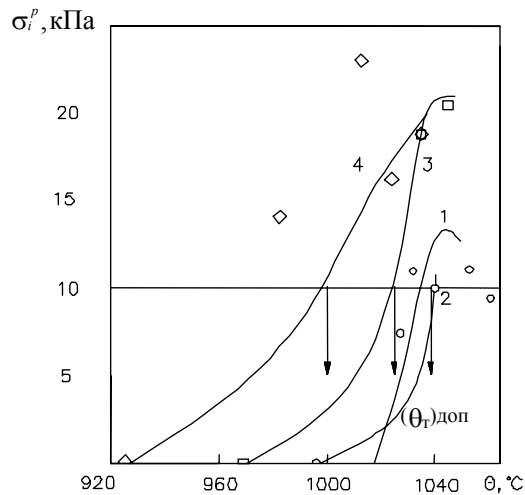


Рис. П2.3. Прочность на разрыв σ_i^p шлаковых отложений при сжигании челябинского угля и его смесей с биомассой, в зависимости от температуры газов θ °С и доли биомассы:

1, 2 – челябинский уголь; 3 – смесь с долей биомассы 21 %; 4 – смесь с долей биомассы 49 %

Для поверхностей нагрева котла, расположенных в зоне температур выше начала шлакования, определяющим показателем шлакующих свойств служит прочность образующихся отложений и их упрочнение во времени вследствие спекания. Результаты исследования этих показателей представлены на рис. П2.3 и П2.4. Как и интенсивность шлакования, прочность отложений возрастает с увеличением доли биомассы в смеси. Температура, при которой прочность отложений в горячем состоянии на разрыв достигает значения $\sigma_i^p = 0,01$ МПа и которая по предложению специалистов УралВТИ принимается равной допустимой по условиям шлакования температуре на выходе из топки $\theta_T^{\text{доп}}$, составляет для челябинского угля 1040 °С и для смеси с долей биомассы 21 % – 1010 °С. Для смеси с долей биомассы 49 % она снижается до 985 °С. Образующиеся при сжигании смесей с биомассой

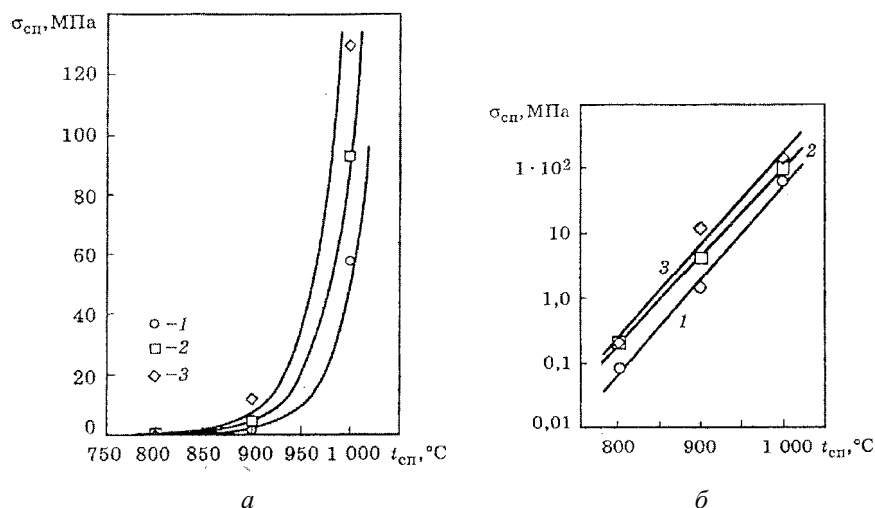


Рис. 12.4. Прочность при спекании летучей золы $\sigma_{сп}$, отобранной при сжигании челябинского угля и его смесей с биомассой в зависимости от температуры спекания $t_{сп}$ и доли биомассы:

a – в натуральной шкале; b – в полупологарифмической; 1 – челябинский уголь; 2 – смесь с долей биомассы 21 %; 3 – смесь с долей биомассы 49 %

отложения упрочняются вследствие спекания значительно сильнее, о чем свидетельствуют результаты изучения спекаемости летучей золы.

Усиления загрязняющих свойств смесей по сравнению с челябинским углем в опытах на стенде не зафиксировано, но и коэффициент тепловой эффективности относительно «холодных» поверхностей нагрева при измерениях практически одинаков. Не отмечено также образования характерных для «соленых» углей интенсивных непрочных отложений на зондах в зоне температур ниже начала шлакования. Такой результат с учетом высокой зольности челябинского угля в основном совпадает с прогнозируемым.

Выбросы вредных веществ

Благодаря меньшему содержанию серы в изучавшихся отходах, выбросы SO_2 по сравнению с выбросами при сжигании челябинского угля снижаются примерно пропорционально доле биомассы в смеси.

Дополнительного эффекта повышения эффективности связывания серы летучей золой вследствие большого содержания в золе компонентов основного состава в опытах не зафиксировано. Выбросы NO_x при сжигании угля и смесей с биомассой при измерении практически одинаковы.

На основании проведенных исследований и сложившейся в регионе конъюнктуры с отходами разработаны технические предложения по совместному сжиганию отходов с углем на одной из ТЭС по наиболее простой схеме. Предлагаемая схема предусматривает подачу отходов в сырой уголь на тракте топливоподачи.

Результаты эксперимента показывают, что внедрение этой схемы позволит обеспечить высокую устойчивость воспламенения и эффективность сжигания рассматриваемых отходов в смеси с челябинским углем. Благодаря близости ряда характеристик (влажность, объем дымовых газов) при совместном сжигании отходов и сушке топлива производительность тягодутьевых машин, распределение температур и тепловосприятый по тракту котла не будут ограничены.

Наибольшие технические трудности при внедрении установок для сжигания биомасс в чистом виде обусловлены коррозией и загрязнением поверхностей нагрева. При переходе к сценарию совместного сжигания биомасс с углем они существенно уменьшаются, однако, очевидно, что именно с этими проблемами связан наибольший риск даже при таком методе сжигания. Проведенный анализ показывает, что при доле отходов в смеси по массе менее 25 % усиления шлакования топки не прогнозируется. Риск усиления шлакования ширм оценивается эквивалентным изменению нагрузки котлов менее 6 %.

Допустимая доля отходов в смеси определена по условиям коррозии. По данным зарубежных исследований, коррозионная активность хлора нейтрализуется избытком серы. Достаточное количество SO_2 в продуктах сгорания минимизирует высокотемпературную коррозию за счет HCl . Считается, что если массовое отношение S/Cl в топливе превышает примерно 2,2, то Cl не влияет на коррозию или его роль мала. Присутствие HCl не означает уменьшение коррозии вообще, но она имеет иной, не зависящий от хлора механизм. Приведенная выше

оценка допустимой доли отходов (25 %) сделана с запасом. Для анализа взята биомасса с максимальным содержанием K_2O ; в отходах типа лузги и отсеков содержание K_2O существенно ниже. Принято также, что весь водорастворимый калий входит в состав KCl . Экспериментальные измерения Cl дают обычно результат ниже, чем по указанной оценке.

Одним из основных преимуществ использования биомасс является улучшение экологических показателей ТЭС и особенно региона из-за исключения гниения отходов в отвалах и их сжигания без производства полезной энергии.

**ПУТИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ
ЖИДКИХ БИОМАССНЫХ ОТХОДОВ
ЦЕЛЛЮЛОЗНО-БУМАЖНОГО ПРОИЗВОДСТВА
(ЩЕЛОКОВ) НА БАЗЕ
ЭНЕРГОХИМИЧЕСКОЙ ТЕХНОЛОГИИ [35]**

Жидкие отходы (щелока)

После промывки водой массы, образовавшейся в процессе варки целлюлозы, происходит отделение от нее щелоков. Таким образом, щелока представляют собой водный раствор органических составляющих древесины (в основном лигнина), связанных с химическими соединениями, входящими в состав варочного раствора. Первичные щелока обладают повышенной влажностью (до ~90 %) и поэтому перед дальнейшим использованием осуществляется предварительное их упаривание в многокорпусных выпарных аппаратах и газоконтактных испарителях до $W^* = 35...40\%$.

В зависимости от способа варки целлюлозы (состава варочного раствора щелока подразделяются на сульфатные и сульфитные. Характеристика этих щелоков как топлива приведена в табл. 1.1, 1.2 основного текста.

Сульфитные щелока образуются при применении варочного раствора, содержащего щелочь (NaOH) и сульфид натрия (Na_2S), поэтому сухая масса таких щелоков содержит соединения органических остатков древесины с натрием и серой, а также свободные соли натрия. При сжигании сульфатных щелоков образуется шлак, состоящий в основном из Na_2CO_3 и Na_2S и имеющий относительно низкие температуры плавления ($t_3 \cong 800\text{ }^\circ\text{C}$). Этот шлак представляет собой ценное химическое сырье, которое после незначительных преобразований возвращается в технологический цикл варки целлюлозы, при этом в значительной мере экономятся химикаты, используемые для приготовления варочного раствора. Поэтому сжигание сульфатных щелоков обязательно должно осуществляться в энерготехнологических агрегатах, в которых наряду с использованием тепла, получаемого за счет сжига-

ния щелока, образуется и улавливается жидкий шлак, представляющий собой технологический продукт.

Жидкий шлак (или как его называют плав), пригодный для приготовления варочного раствора, должен содержать 60...70 % соды (Na_2CO_3) и 30...20 % Na_2S . Для поддержания необходимого состава получаемого плава и восполнения потерь серы и натрия в технологическом цикле в щелок перед подачей его на сжигание добавляется некоторое количество сульфата натрия (Na_2SO_4).

Энерготехнологический цикл использования сульфатных щелоков осуществляется в специальных содорегенерационных агрегатах, которые до последнего времени отечественными заводами не изготавливались. Первый отечественный содорегенерационный котел СРК-625 производительностью 625 т в сутки по абсолютно сухому веществу черного щелока (100 т/ч по пару) был запроектирован ЦКТИ и БелКЗ при участии Гипробума; общий вид этого котла показан на рис. ПЗ.1, а основные расчетные характеристики приведены в табл. ПЗ.1.

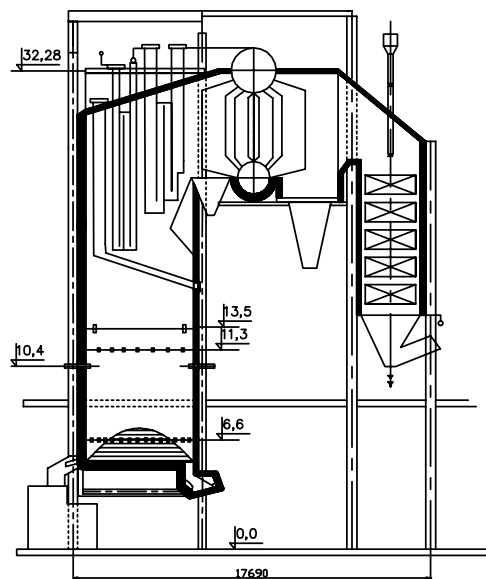


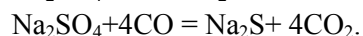
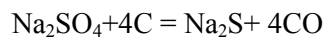
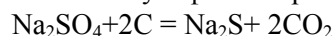
Рис. ПЗ.1. Котел СРК-625 Белгородского котельного завода

Расчетные характеристики котла СРК-625

Наименование	Единица измерения	СРК-625	СРК-320
Топливо	–	Черный сульфатный щелок	
Расход топлива	т/сутки	625	320
Влажность топлива	%	33	33
Паропроизводительность	т/час	100	50
Давление перегретого пара	ата	40	40
Температура питательной воды	°С	145	145
Температура горячего воздуха	°С	130	130
Температура газов за водяным экономайзером	°С	250	250
Теплонапряжение топочного объема	ккал/м ³ ч	100×10 ³	100×10 ³
Расчетный КПД брутто	%	79	77

В настоящее время БелКЗ изготовил несколько таких агрегатов (включая котлы меньшей производительности СРК-320, унифицированные с СРК-625).

Работа СРК осуществляется по следующей схеме. Щелок подается в топку через форсунки грубого распыла, расположенные на высоте 5 м от пода. Основная масса капель Ø3...5 мм, падая через встречный поток топочных газов, подсушивается и выпадает на под топочной камеры в виде практически сухого и частично выгоревшего материала—«огарка». Огарок образует на поду слой топлива («подушку»), где, по существующим представлениям, окончательно выгорает органическая часть щелока и создаются условия для протекания реакций восстановления сульфата натрия типа:



Содержащаяся в щелоке NaOH (связанная с органикой и свободная) в процессе сжигания превращается в Na₂SO₃.

Na_2SO_3 и Na_2S составляют основную массу плава, который накапливается на поду топки и через летку удаляется из котла в специальную емкость (бак) – растворитель плава.

Основные особенности работы СРК, которые следует иметь в виду при проектировании и в процессе эксплуатации, заключаются в следующем.

1. Продукты сгорания щелоков и отложения, оседающие на поверхностях нагрева котла, обладают высокой агрессивностью, так как содержат H_2S , Na_2SO_4 , Na_2S и др.; это может вызвать повышенную коррозию металла экранных труб. Показано, что при увеличении температуры стенки труб выше $320\text{...}340\text{ }^\circ\text{C}$ скорость коррозии резко возрастает и превышает допустимые пределы. Именно это обстоятельство в настоящее время не позволяет изготавливать СРК на высокое давление пара, что снижает экономичность ТЭС ЦБП. Кроме того, необходимость поддержания температуры стенок экранных труб в допустимых пределах предъявляет особые требования к строгому соблюдению правил технической эксплуатации в части водоподготовки и водно-химического режима котла, так как интенсивное образование отложений на внутренних поверхностях труб в этих условиях недопустимо.

2. Попадание воды в плав, находящегося на поду топочной камеры, вызывает взрыв, который может привести к сильному разрушению котла. Поэтому следует особенно тщательно производить монтаж экранных поверхностей нагрева котла и в процессе эксплуатации осуществлять постоянный контроль их состояния.

3. Унос минеральной части из топочной камеры в основном состоит из Na_2SO_4 (~90 %) и Na_2CO_3 (~10 %) и имеет температуру плавления, близкую к $750\text{ }^\circ\text{C}$. Поэтому поверхности нагрева должны быть запроектированы таким образом, чтобы уменьшить возможность интенсивного их загрязнения и обеспечить эффективную очистку.

Сульфитные щелока образуются при применении варочного раствора, содержащего соли сернистой кислоты. Для приготовления варочного раствора можно использовать кальциевое, магниевое, натриевое или аммониевое основание. В настоящее время шире всего применяются натриевое и кальциевое основания (обычно – их смесь);

наиболее перспективным, намеченным к широкому внедрению, является магниевое основание.

Теплота сгорания сульфитных щелоков зависит в основном от выхода целлюлозы в процессе варки и в меньшей степени от типа основания. При выходе целлюлозы ~50 % и $W^r = 45$ % для всех щелоков Q_i^r изменяется в пределах 1800...2000 ккал/кг. На многих ЦБП сульфитные щелока подвергаются дополнительной переработке с получением дрожжей, спирта и др. Выполненные исследования показали, что теплота сгорания щелока в этом случае практически не меняется. (Характеристика сульфитных щелоков как топлива приведена в табл. 2.1 основного текста.)

В принципе такое топливо, по-видимому, может достаточно устойчиво сжигаться в обычных камерных топках с частичным утеплением экранов. Однако возможные нарушения технологического процесса могут привести, например, к повышению влажности щелока и снижению Q_i^r . Поэтому за рубежом сжигание сульфитных щелоков осуществляется в условиях глубокой защиты ядра факела от влияния холодных поверхностей нагрева котла, для чего применяются либо выносные топки (типа циклонных), либо устраиваются специальные утепленные выгородки в пределах камерной топки.

Отечественный опыт сжигания сульфитных щелоков незначителен. Наиболее полные исследования в этом направлении были проведены НИИБом, Оргбумдревом и ЦКТИ с щелоками, полученными при варке целлюлозы на магниевом основании.

Щелоками на магниевом основании начали заниматься в первую очередь потому, что они так же, как и сульфатные щелока, позволяют организовать регенерацию химикатов. При сжигании этих щелоков необходимо обеспечить режим работы топки, чтобы в твердой фазе продуктов сгорания образовывалось максимальное количество окиси магния MgO, а в газообразную форму выделялось возможно большее количество серы в виде SO₂. Указанные продукты должны улавливаться и вновь направляться в технологический цикл варки целлюлозы, поэтому сжигание сульфитных щелоков на магниевом основании должно осуществляться в энерготехнологических агрегатах.

Исследования по сжиганию магниевых щелоков, проведенные на опытной установке, показали, что условия, необходимые для регене-

рации, достаточно надежно обеспечиваются в циклонном предтопке, причем конструктивные характеристики циклона идентичны характеристикам циклонов, применяемых для энергетических топлив. На базе проведенных исследований ЦКТИ и БелКЗ с участием Гипробума запроектировали первый отечественный магниерегенерационный котел производительностью 300 т в сутки по абсолютно сухому веществу шелока (62 т/ч по пару). Одновременно был разработан ряд типоразмеров циклонов (рис. ПЗ.2), которые могут обеспечить сжигание от 168 до 336 т магнезиевого шелока в сутки (при $Q_i^r = 1800$ ккал/кг). Конструктивные характеристики циклонов приведены в табл. ПЗ.2, ПЗ.3. Можно полагать, что в циклонных предтопках указанного типа удастся обеспечить устойчивое сжигание и других видов сульфитных шелоков, однако специфика минеральной части различных шелоков может определить несколько иной подход к решению проблемы.

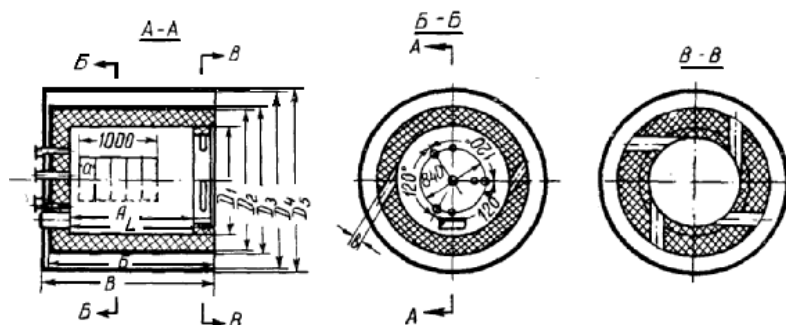


Рис. ПЗ.2. Циклон для сжигания сульфитных шелоков на магниевом основании

Т а б л и ц а ПЗ.2

Характеристика циклонных предтопков

B_p (при $Q_i^r = 1800$ ккал/кг) т/ч	$Q = B_p \cdot Q_i^r$, ккал/ч	$F_{ц}$, м ²	$V_{ц}$, м ³	$Q/F_{ц}$, ккал/м ² ч	$Q/V_{ц}$, ккал/м ³ ч	$L/D1$	Воздух $V_{орг}$ при $\alpha = 1$, м ³ /ч
7	$12,6 \times 10^6$	1,14	2,1	11×10^6	6×10^6	1,52	$38,4 \times 10^3$
10	18×10^6	1,65	3,12	$10,9 \times 10^6$	$5,75 \times 10^6$	1,3	55×10^3
14	$25,2 \times 10^6$	2,30	5,10	11×10^6	$4,95 \times 10^6$	1,3	$76,5 \times 10^3$

Конструктивные характеристики циклонов

$\Sigma F_{\text{шл}}$ при $W=60$ м/сек, м ²	A/b	L	A	B	B	D_1	D_2	D_3	D_4	D_5
	м									
0,178	0,2/0,07	1,85	1,60	2,10	2,20	1,20	1,66	1,70	2,10	2,24
0,255	0,2/0,09	1,90	1,65	2,15	2,25	1,45	1,91	1,95	2,35	2,49
0,352	0,2/0,125	2,20	1,95	2,45	2,55	1,70	2,16	2,20	2,60	2,74

Так, например, сжигание сульфитного щелока на натриевом основании может вызвать ряд трудностей из-за низкой температуры плавления золы, содержащей соду и сульфит натрия. С другой стороны, зола такого состава может быть использована в качестве добавки (вместо сульфата) в сульфатные щелока при сжигании их в топках СРК. Таким образом, на тех комбинатах, где производство целлюлозы осуществляется параллельно сульфитным и сульфатным способом, сжигание сульфитных щелоков на натриевом основании целесообразно организовать в топках содорегенерационных котлов. Естественно, что производительности обоих технологических потоков должны быть согласованы.

Сжигание сульфитных щелоков в циклонах при тонком распыле топлива может привести к интенсивному заносу золой поверхностей нагрева котла. Поэтому (при отсутствии регенерации) следует рассмотреть вопрос об организации сжигания сульфитного щелока совместно с корой или углем при подаче его в топку через форсунки грубого распыла.

**ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ БИОМАССЫ
(ОТХОДОВ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННОГО ПРОИЗВОДСТВА,
ПИЩЕВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ,
ОСАДКОВ СТОЧНЫХ ВОД, БЫТОВЫХ ОТХОДОВ И ДР.)
НА БАЗЕ БИОГАЗИФИКАЦИИ ЖИДКИХ
И ТВЕРДЫХ ОТХОДОВ С ПОЛУЧЕНИЕМ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО БИОГАЗА [53]**

**П4.1. Технологии получения биогаза
и перспективы его использования**

Крупное направление – биогазификация жидких и твердых отходов на селе и в городе, перерабатывающей пищевой, кожевенной, бумажной, сахарной, консервной отраслей промышленности, специально выращиваемой биомассы, например, водорослей.

Уже в 50-е гг. на основных станциях по очистке городских сточных вод работали мощные биогазогенераторы – метантенки, вместительностью несколько тысяч кубических метров. Они действовали на Курьяновской и Люберецкой станциях Москвы. Радикальный метод переработки активного ила и осадков сточных вод был также внедрен на станциях очистки в Сочи, Новосибирске и других городах. Параллельно происходила переработка отходов сельскохозяйственного производства и в первую очередь животноводства и птицеводства. Работы в этом направлении начались еще в 30-е годы прошлого века.

В последние десятилетия разрабатывались высокоэффективные и принципиально новые биогазовые технологии, позволяющие обрабатывать любые органические отходы. Их создание потребовало фундаментальных исследований в области сложнейшего биологического процесса метангенерации органических веществ растительного и животного происхождения, знания современных достижений микробиологии, биохимии, молекулярной биологии и биотехнологии, особенностей механохимического состава используемого сырья, экономических, экологических и энергетических условий конкретного региона, конструк-

тивных разработок оборудования и т.д. Сплав этих направлений привел к созданию серии перспективных биогазовых технологий.

Во-первых, следует сказать относительно обработки супержидких отходов молочной, сахарной, бумажной, кожевенной, консервной, текстильной отраслей промышленности. Чтобы справиться с таким сырьем (его влажность может достигать 99 %), используются осаждающие бактериальных гранул и контакт массы с образующимся активным илом, анаэробный фильтр с закреплением метанообразующих сообществ на неподвижных носителях, биореактор с псевдооживленным и увеличенным слоем бактериальной массы, биореактор с закрепленной пленкой и т.п. Преимущества высоких технологий – высокие скорости обработки, снижение объемов реакторов, сокращение капитальных затрат на единицу массы обрабатываемых стоков.

Другие технологии используют рециркуляцию и трехстадийную метангенерацию. Именно рециркуляция позволила успешно обрабатывать отходы птицепроизводства, а трехстадийная метангенерация легла в основу опытно-промышленной установки по переработке отходов ферм крупного рогатого скота.

К третьей группе технологий относится твердофазная метангенерация. Было экспериментально установлено, что процессы образования метана могут активно протекать при влажности субстрата менее 85 % (вплоть до 10 %) и при температурах от 18 до 55 °С.

Опыт в области новых технологий позволил ЗАО Центр «ЭкоРос» разработать биоэнергетические установки ИБГУ-1 и БИОЭН-1, а затем и автономный блок-модуль биогаз-ветро-солнечной тепловой электростанции, который удобно использовать на типовой животноводческой ферме. Такой модуль успешно работает в комплексе «Полярково» АО Агроплемфирмы «Искра» Солнечногорского района Московской области. 100 голов крупного рогатого скота в сутки выделяют до 3 т органических отходов. Трехстадийная метангенерация позволяет получать за то же время до 180 м³ биогаза. Его полная утилизация в электрогенераторе способна дать в сутки до 330 кВтч, а использование водогрейного котла, действующего на основе биогаза, – до 990 кВтч тепловой энергии. Для упомянутой фермы необходимы оба вида энергии, в сумме 190 кВтч. Таким образом, при утилизации, 3 т органических отходов, могут обеспечить потребность в энергии всех

производственных нужд фермы на 100 голов и самой комбинированной ТЭС. В данном проекте биогаз оказывается единственным возобновляемым видом топлива, которое, к тому же, можно аккумулировать.

У биогазовых технологий и оборудования, разработанных в России и основанных на использовании термофильного (52...55 °С) режима ферментации, достаточно высокая рентабельность. Это объясняется производством одновременно с биогазом высокоэффективных биоорганических удобрений (торговая марка БИОУД), содержащих активные биостимуляторы роста растений класса «АУКСИНЫ». Их рыночная стоимость в сезон 2002 г. составила 4,5...5 тыс. руб. за 1 т. Установка ИБГУ-1 (для крестьянского хозяйства) стоимостью 150 тыс. руб. производит в год до 70 т таких удобрений, доход составил 315...350 тыс. руб, окупаемость – полгода.

Создаваемый сейчас комбинированный блок-модуль, использующий биогаз, энергию ветра и солнца, следует сделать более экономным, чтобы он меньше расходовал биогаза на технологические нужды ТЭС или компенсировал затраты энергией, получаемой блоком ветроэлектроагрегатов, либо тепловой энергией, поставляемой солнечным теплоснабжением.

Для получения электроэнергии в систему блок-модуля встраиваются четыре генератора, использующие силу ветра. При скорости ветра не менее 5 м/с они способны произвести электроэнергию, которая поможет сэкономить до 32 м³ биогаза в год или почти половину ежегодной выработки. Чтобы компенсировать суточные затраты биогаза на технологические нужды с помощью солнечного теплоснабжения, необходимо иметь станцию из 19 коллекторов площадью 28 м² (расчет для условий Центральной зоны России).

При одновременном использовании энергии ветра и солнца экономия в год на технологические нужды может составить до 63 % биогаза. Гибридные системы будут обладать максимальной эффективностью главным образом в южных сельскохозяйственных районах страны и в регионах с устойчивым ветровым режимом. Достоинство такого типа проектов состоит в том, что ветроэнергетический блок и агрегат солнечного теплоснабжения становятся высокорентабельными и быстро окупаются за счет другого продукта биогазовой станции – органических удобрений.

Биоэнергетический блок-модуль БИОЭН-1 стоимостью 400 тыс. руб., производит в год до 360 т удобрений, доход составляет 1,6...1,8 млн руб., окупаемость – менее полугода. Комбинированный автономный блок-модуль биогаз-ветро-солнечной ТЭС стоимостью 10 млн руб. может производить в год до 1000 т удобрений, доход достигает 4,5...5 млн руб., окупаемость – около 2 лет.

При использовании удобрений БИОУД (1 т на 1 га) даже при минимальном повышении урожая картофеля (сорт «Невский») на 30 % с 1 га удается получить 45 ц. При себестоимости производства картофеля в Центральной России 3 тыс. руб. за тонну годовой доход может составить 900 тыс. руб., окупаемость установки – менее полугода. При использовании установки БИОЭН-1 дополнительный урожай составит 1600 т, доход составит 4,8 млн руб. Причем, во всех случаях получаемые энергия и топливо становятся фактически бесплатными для производителя.

Зарубежный опыт биогазификации показывает, что новая технология может успешно использоваться также при утилизации и обезвреживании твердых бытовых отходов, которые являются «ахиллесовой пятой» всех крупных населенных пунктов. Как справляются с этой проблемой в настоящее время? Используют мусорные свалки, мусоросжигательные заводы, биотермическую обработку, биогазификацию в закрытых емкостях и т.п. Но большая часть отходов оказывается на свалках, где основную опасность представляют органические вещества – их до 60 %. Период полураспада этих веществ составляет 30–60 лет. Таким образом, любой город, не располагающий современными технологиями переработки и обеззараживания твердых бытовых отходов, вынужден каждый год отчуждать на непроизводственные нужды солидные земельные площади.

Москва ежегодно выбрасывает до 3,5 млн т твердых отходов, которые занимают 14 млн м³. В США на каждого городского жителя приходится в среднем 2 т таких отходов. Основываясь на этих данных, можно предположить, что в перспективе в Москве (при сохранении нынешнего числа жителей) будут ежегодно выбрасываться до 20 млн т (80 млн м³) продуктов городской жизнедеятельности. С этой ситуацией можно справиться, используя мировой опыт. Скажем, в городах Западной Европы, Минске, Санкт-Петербурге происходит сортировка

твердых отходов, при которой выделяют черные и цветные металлы, стекло, пластмассы и органические вещества. Затем, при содержании солей тяжелых металлов выше норм ПДК их сжигают в газогенераторах, получая генераторный газ, который употребляют для получения тепловой и электрической энергии и шлама. Газогенераторы производит АО «Энерготехнология» в Санкт-Петербурге. (Более подробно проблема освещена в работе Панцхава Е.С., Пожарнов В.А., Кошкин Н.Л. Биомасса – реальный источник коммерческих топлив и энергии. Потенциальные возможности России) // Теплоэнергетика. – № 1. – 2002. – С. 19.

Если же содержание солей тяжелых металлов ниже предельно допустимой концентрации, органические остатки компостируют методом активного вентилирования с получением удобрений. Этому методу близка технология биотермирования, когда отходы окисляются в шахтах с выделением значительного количества тепловой энергии и получением удобрений, а также экспресс-технология на основе термофильной метангенерации. В основе экспрессных процессов, разработанных ЗАО Центр «ЭкоРос», лежат фундаментальные исследования, проведенные в 80-х гг. в Институте биохимии им. А. Н. Баха АН СССР. Они позволяют очень быстро перерабатывать органическую часть твердых бытовых отходов, получая на 1 т до 350 м³ биогаза и до 300 кг высокоэффективных органических удобрений. Использование на мусоросортировочных заводах экспресс-технологий позволяет создать экологически чистые и высокоэкономичные предприятия по переработке и обезвреживанию твердых отходов, получая при этом черные и цветные металлы, стекло, строительные материалы, газообразное топливо, электрическую и тепловую энергию, органические удобрения. Появляется возможность навсегда избавиться от свалок и тем самым резко сократить отвод земель под них.

Биогазовые установки и станции могут работать в большинстве регионов России круглый год и в любое время суток, работать там, где есть органические отходы или доступная энергетическая биомасса. К тому же, сейчас создано оборудование для очистки биогаза от водяных паров, сероводорода и СО₂ для повышения его калорийности и экологической чистоты. Кроме того, биогаз можно компримировать для длительного хранения и для использования на автотранспорте.

Все это будет способствовать широкому внедрению биогазовых технологий в народное хозяйство России.

Биомасса и в первую очередь органические отходы, например сахарного производства, могут быть использованы для получения жидких топлив, скажем, дизельного, а также этилового спирта и растительных масел. Внедрение биогазовых технологий в народное хозяйство потребует определенных разовых инвестиций, но они окупятся за короткий срок и далее, как показывает опыт ряда московских фирм, будут способствовать накоплению капитала.

П4.2. Эффективность внедренных технологий получения биогаза из осадков сточных вод [80]

При реконструкции городских канализационных очистных сооружений (КОС) одной из задач является переход на энергоэффективные технологии обработки осадка. Эксплуатационные расходы на его обработку оставляют 20...40 кг условного топлива и 40...250 кВтч электроэнергии на 1 т. Капитальные затраты на сооружения по обработке осадка достигают 30 % общих затрат на сооружение КОС.

Главная задача обработки осадков – максимальное сокращение их объемов и обезвреживание. В отечественной практике для этого используются следующие способы:

- метановое сбраживание (термофильное или мезофильное) с последующим обезвоживанием осадка на иловых площадках или механическим обезвоживанием;
- механическое обезвоживание сырого осадка;
- обезвоживание и сушка сырого осадка на иловых площадках.

Установки для сушки и сжигания у нас в стране не применяются, за исключением Санкт-Петербурга.

По затратам энергоресурсов наиболее экономичным является первый способ, при котором (как и при втором способе) вырабатывается биогаз, состоящий в основном из метана (70...75 %) и углекислого газа (24...29 %), с теплотой сгорания 5500...6000 ккал/м³.

Для 19 КОС городов Краснодарского края выполнены анализ технологий обработки осадков и оценка ресурсов выработки биогаза. В табл. П4.2.1 приведены результаты расчетов количества вырабаты-

ваемого биогаза в КОС с метантенками и степени замещения им топлива существующих котельных, в табл. П4.2.2 – то же для КОС без метантенков. Количество тепловой энергии, получаемое при сжигании биогаза, рассчитано при его теплоте сгорания 5687 ккал/м³ и среднем КПД котельной 70 %. Расчетные тепловые нагрузки объектов КОС определены при работе по существующей технологической схеме, а также при утилизации теплоты осадка после сбразивания в метантенке.

Т а б л и ц а П4.2.1

Эффективность биогазовых установок

Местонахождение КОС с метантенками	Расчетный выход биогаза		Расчетное количество теплоты при сжигании биогаза, Гкал/ч	Расчетная нагрузка котельной, Гкал/ч			Процент замещения топлива в котельной	
	Часовой, м ³ /ч	Годовой, м ³ /год		Существующая технология	Энергосберегающая технология	Топливо	Существующая технология	Энергосберегающая технология
г. Армавир	488	4274880	1,92	1,75	0,9	Природный газ	110	213
г. Абинск	32	280320	0,12	0,8	0,4	-//-	17	30
пос. Архипово-Осиповка	29	254040	0,15	0,7	0,4	Мазут	21	38
г. Геленджик	122	1068720	0,48	0,7	0,4	Природный газ	69	120
г. Ейск	195	1708200	0,57	0,7	0,4	-//-	81	142
г. Краснодар (КОС № 1)	610	5343600	2,4	1,75	0,9	-//-	137	267
г. Кропоткин	156	1367962	0,61	1,4	0,7	-//-	44	87
г. Лабинск	122	1068720	0,48	0,7	0,4	-//-	68	120
г. Приморско-Ахтарс	63	553632	0,25	0,7	0,4	Печное топливо	35	62

Эффективность внедрения биогазовых установок

Местонахождение КОС с метантенками	Расчетный выход биогаза		Расчетное количество теплоты при сжигании биогаза, Гкал/ч	Расчетная нагрузка котельной, Гкал/ч			Процент замещения топлива в котельной	
	Часовой, м ³ /ч	Годовой, м ³ /год		Существующая технология	Энергосберегающая технология	Топливо	Существующая технология	Энергосберегающая технология
г. Анапа	195	1708200	0,83	2,0	1,0	Печное топливо	42	83
г. Белореченск	176	1538957	0,75	0,7	0,4	Природный газ	107	180
г. Горячий ключ	18	162445	0,08	0,6	0,3	-//-	13	26
пос. Дагомыс	161	1410710	0,69	0,46	0,3	Твердое топливо	156	230
г. Кореновск	20	170995	0,08	1,2	0,3	Природный газ	7	14
г. Краснодар (КОС № 2)	1342	11755920	5,28	4,8	2,4	-//-	110	220
г. Новоросийск	252	2205838	1,07	0,7	0,4	-//-	153	250
пос. Ольгинка	68	598483	0,2	0,1	0,2	Твердое топливо	100	206
г. Славянск-на-Кубани	83	726730	0,35	0,4	0,2	Природный газ	25	50
г. Туапсе	254	2222938	1,1	0,7	0,4	Печное топливо	154	250

Эффективность энергосберегающей технологии выработки биогаза рассмотрена на примере КОС г. Армавира. Здесь при расчетном расходе стоков 60 тыс. м³/сут. выработка биогаза составляет 11712 м³/сут. при фактической теплоте сгорания 5687 ккал/м³ (при нормальных условиях). Общее годовое потребление тепловой энергии КОС – 20 тыс. Гкал (100 %), в том числе на нагрев осадка в метантенках – 13 тыс. Гкал (65 %).

С учетом технологических решений выполнены расчеты и получены следующие годовые расходы тепловой энергии:

- при существующей технологии с предварительным подогревом осадка перед метантенками паром в инжекторных установках – 8130 Гкал;
- при утилизации тепла сброженного осадка в спиральных теплообменниках с догревом по традиционной технологии – 2100 Гкал;
- при утилизации тепла сброженного осадка и догреве паром или теплоносителем в спиральных теплообменниках – 2100 Гкал.

Технико-экономическое сравнение указанных вариантов показало, что наименьший расчетный срок окупаемости (до 1 года) имеет вариант утилизации осадка с догревом его в теплообменниках. При этом ускоряется процесс брожения благодаря исключению подачи в метантенки холодного осадка и подаче пара с высокой температурой, а также обеспечиваются возврат и последующее использование конденсата (при использовании пара).

С учетом изложенного для оборудованных метантенками КОС (см. табл. П4.2.1 и П4.2.2) в Армавире и Краснодаре при работе по существующей технологии в котельных возможно полное замещение природного газа биогазом. При оборудовании метантенков утилизационными теплообменниками к указанным КОС дополнительно могут быть отнесены КОС в Геленджике, Ейске, Кропоткине.

Для КОС, в настоящее время не оборудованных метантенками, в пос. Дагомыс, городах Белореченске, Новороссийске и Туапсе при установке соответствующего оборудования возможно полное замещение (см. табл. П4.2.2) топлива котельных биогазом, а при внедрении энергосберегающей технологии это возможно для КЛС городов Белореченска, Славянска-на-Кубани, Туапсе, пос. Ольгинка.

Основные направления использования биогаза КОС: сжигание в котлах или в специальных устройствах; выработка электроэнергии;

компримирование с дальнейшим применением в качестве топлива для автотранспорта. Наибольшее практическое значение имеет сжигание биогаза в котельных. При этом вследствие содержания в биогазе углекислого газа (до 30 %) предъявляются дополнительные требования к конструкциям газогорелочных устройств и хвостовым поверхностям нагрева котлов.

При расчетах экономической целесообразности использования биогаза КОС по известным методикам должны учитываться затраты на реконструкцию или сооружение метантенков, газгольдеров, на реконструкцию котельной, установку теплоутилизационных теплообменников, прокладку дополнительных газопроводов и тепловых сетей. При этом срок окупаемости вложенных средств до 2 лет имеют только системы использования биогаза в Армавире, Краснодаре и Туапсе.

ВЫВОДЫ

1. Анализ энергетического потенциала 19 городских КОС Краснодарского края показал, что при наличии на них метантенков (9 КОС) большинство (7 КОС) способно полностью обеспечить свои потребности в тепловой энергии. При отсутствии метантенков из 10 городских КОС только 5 способны после их дооборудования метантенками и газгольдерами полностью обеспечить свои потребности в тепловой энергии.

2. Срок окупаемости до 2 лет имеют варианты дооборудования КОС устройствами использования биогаза только трех наиболее крупных городов края: Краснодара, Армавира, Туапсе.

3. При реконструкции городских КОС применение энергосберегающих технологий обработки: осадка сточных вод позволяет в 2 раза сократить потребление тепловой энергии.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Кирсанов А.А.* Экономия тепла на обогрев метантенков: Сб. науч. тр. – М.: МосводоканалНИИпроекта, 1989.

2. *Великанов В.П., Пикурова Н.Н., Тарасов В.А.* Утилизация теплоты и биогаза на очистных сооружениях канализации (ОСК): Сб. науч. тр. АКХ «Экономия энергии в коммунальном хозяйстве». – М., 1990.

**Сжигание биомассы в кипящем слое
на котле-100-3,9-440 МДФ ОАО «Сибэнергомаш»
(Барнаулский котельный завод)**

С 2005 г. в стадии освоения и наладки (специалистами ЗАО «Сиб-КОТЭС») находится котел с кипящим слоем типа Е-100-3,9-440 МДФ (ст. № 7), установленный на Сегежском целлюлозно-бумажном комбинате (СЦБК) в Карелии.

П5.1. Общие положения

На ТЭЦ-1 СЦБК установлен котел Е-100-3,9-440 МДФ с реактором кипящего слоя поставки ОАО «Сибэнергомаш». Котел рассчитывался для сжигания коры и древесных отходов (КДО) с использованием технологии «кипящего слоя», а также мазута при факельном сжигании. Проектом предусматривалась эксплуатация котла со следующими параметрами:

- паропроизводительность на мазуте 100 т/ч;
- давление пара на выходе 40 кгс/см²;
- температура перегретого пара 440 °С;
- температура питательной воды 145 °С;
- номинальная паропроизводительность при сжигании КДО в слое 53 т/ч;
- номинальная паропроизводительность при совместном сжигании КДО и мазута 100 т/ч.

При работе на мазуте с номинальной производительностью расчетный расход мазута составляет 7087 кг/ч. Для сжигания данного количества мазута проектом предусматривалась установка на боковых стенах котла четырех мазутных (нагрузочных) горелок. Для разогрева слоя на боковых стенах реактора проектом предусмотрена установка двух мазутных растопочных горелок общей производительностью 1200 кг/ч по мазуту.

В ходе монтажа на котле были установлены две нагрузочные горелки (производства фирмы «Hamworthy») номинальной производи-

тельностью 1800 кг/ч, а также две растопочные горелки производительностью по 600 кг/ч.

Для управления технологическими процессами котел оснащен системой автоматизированного управления (АСУ), выполненной фирмой «Metso Automation» на базе микропроцессорной техники фирмы «Damatic».

До начала проведения данной работы на котле выполнялись операции, связанные с его пуском как на мазуте, так и на смеси, а также проводились режимно-наладочные испытания. На начальном этапе в ходе проведения данных операций под реактора, а также его стены были разрушены, что объяснялось несоблюдением температурного режима сушки. При восстановлении пода реактора была выполнена его модернизация в части замены материала изолирующего (нижнего) слоя и приварки (односторонней) пластины для уменьшения протечки воздуха между картами решетки. После восстановления пода была выполнена его сушка. Сушка выполнялась по программе и состояла из двух этапов:

- сушка горячим воздухом до температуры 120 °С;
- сушка горячим воздухом и радиационным теплом от нагрузочных горелок при их розжиге.

После сушки пода был выполнен комплекс работ по режимным испытаниям котла на мазуте. По завершении режимных испытаний и остановку котла был выполнен комплекс работ по подготовке и засыпке песка в реактор с проведением тарировок при высоте слоя 350, 500, 620 мм. В процессе подготовки к работе на слое в течках топлива были установлены побудительные воздушные сопла на подаче песка и коры. При подаче песка в реактор было зафиксировано заклинивание шнека песка, связанное с попаданием камней с размерами, превышающими зазор между шнеком и корпусом.

«Кипение» слоя в зависимости от его высоты обеспечивается расходом воздуха под решетку (при температуре 150...200 °С) 30...50 тыс. $\text{м}^3/\text{ч}$. Однако следует отметить, что добиться равномерного «кипения» (без застойных зон) не удастся. Так, при высоте слоя $H_{\text{сл}} = 500$ мм застойная зона наблюдалась с правой стороны в районе сливного отверстия. При $H_{\text{сл}} = 620$ мм область застойной зоны с правой стороны увеличилась. С левой стороны также появились зоны

неравномерности – застойная зона в районе сливного отверстия, по линии разделения правого и левого короба с тыла и объединения этих зон. Кроме того, в левой стороне реактора в пристенной зоне с тыла отмечалось «фонтанирование» песка.

Снижение слоя до 420 мм позволило несколько улучшить равномерность «кипения», но добиться равномерного пузырькового режима работы слоя не удалось. При данной высоте слоя котел пущен в работу. Нагрузочными горелками котел был выведен на нагрузку 30...32 т/ч и включен в магистраль. За счет подачи в слой воздуха при температуре 240 °С слой был нагрет до той же температуры. Температура над слоем за счет радиации от нагрузочных горелок составила 380...400 °С. Перед подачей КДО была зажжена растопочная горелка.

Подача КДО через две течи обеспечила разогрев слоя до 700...800 °С по правой стороне. По левой стороне температура слоя поднялась до ~ 550 °С (тыл) и до 500 °С (фронт). Такая же картина наблюдалась при подаче КДО на слой высотой 500 мм. Добиться повышения температуры слоя с левой стороны до 700...800 °С, несмотря на «встряхивание», не удалось. Загрузкой КДО производительность котла была доведена до 85...87 т/ч при обеспечении номинальных параметров.

Уменьшением расхода мазута нагрузка на котле была снижена до 60...62 т/ч (в работе оставалась одна мазутная форсунка при давлении перед ней ~ 7 кгс/см², что соответствует 13...15 т/ч пара). Это составило долю тепловой нагрузки при сжигании КДО на уровне 50...45 т/ч. К сожалению, проработать на этом режиме длительное время по причине перебоев в подаче коры и нарушения «кипения» слоя не удалось.

П5.2. Паромазутный узел котла

Паромазутопроводы смонтированы согласно проектной схеме выданной ЗАО «СП ЕЕЕ».

Проектом предусмотрена подача мазута на растопочные и нагрузочные горелки по отдельным линиям соответственно Ø32 и Ø57мм. Подвод мазута к форсунке выполнен через блок заводского изготовления, где установлены два отсечных клапана с пневмоприводом. За отсечными клапанами установлен датчик давления. Отвод рециркуля-

ционного мазута от всех четырех форсунок выполнен по одному трубопроводу рециркуляции $\varnothing 32$ мм, на котором было установлено расходомерное устройство.

Учитывая тот факт, что в стационарной магистрали обратного мазута давление поддерживается в пределах $12...13$ кгс/см², организовать циркуляцию мазута возможно при давлении в прямой магистрали не менее $14...15$ кгс/см².

Данная схема обвязки мазутной форсунки предполагает следующий алгоритм включения:

- подается пар в паровой канал (при необходимости возможна продувка мазутного канала при включенном запальнике);

- открывается первый по ходу отсечной клапан (по блокировке должен открываться рециркуляционный клапан для прогрева линии перед форсункой, при этом давление за регулирующим клапаном должно превышать давление в обратной магистрали);

- при наличии факела запальника дается разрешение на открытие второго отсечного клапана, при этом по блокировке должен закрыться клапан рециркуляции.

При этом на форсунку подается мазут с давлением $14...15$ кгс/см².

Регулирующий клапан не может мгновенно установить уровень растопочного давления в пределах $2...4$ кгс/см², что приводит к большому возмущению при воспламенении, либо просто к срыву факела.

Для устранения данного недостатка в существующую схему паромазутопроводов было внесено дополнение в части установки запорных ручных вентилях перед каждой горелкой перед блоком отсечных клапанов, что позволяет подобрать степень открытия вентиля требуемое давление, после открытия второго отсечного клапана. Данное изменение схемы позволяет осуществить розжиг и останов горелок при заложенных в АСУ алгоритмах без значительных динамических возмущений.

П5.3. Работа на нагрузочных горелках

Мазутные форсунки, установленные на нагрузочных горелках, соответствуют своим паспортным характеристикам в части расхода и обеспечивают растопку котла и набор нагрузки в пределах 50 т/ч без

ограничений. Запально-защитные устройства обеспечивают надежный запал и контроль факела при работе на мазуте. При совместном сжигании КДО и мазута наблюдается засветка датчиков факела, что приводит к сбою в контроле собственного пламени и создает определенные трудности при включении горелок.

П5.4. Работа растопочных горелок

Растопочные горелки установлены симметрично на боковых стенах реактора (в тыловой части). Оси горелок направлены к центру пода.

Форсунки, установленные на горелках, соответствуют паспортным характеристикам. Как показал опыт, мощность данных форсунок не обеспечивает эффективный нагрев песка. Факел форсунок короткий. Распылители форсунок имеют по 6 отверстий диаметром ~1,5 мм, что приводит к частому забитию, несмотря на установленные фильтры. Проблема «засветки» датчиков факела для растопочных форсунок также остается актуальной. Особенно остро этот вопрос касается левой горелки, которая получает «засветку» как от правой нагрузочной (расположенной противоположно), так и от работающего слоя.

Существующая схема паромазутопроводов с разделением на два потока со своими регуляторами вносит определенные трудности при совместной работе двух потоков (растопочный и нагрузочный). Динамические возмущения, возникающие на одном потоке (включение, выключение горелки), приводит к сбою в работе второго потока. Так, например, отключение горелки на одном потоке, согласно алгоритму, приводит к открытию клапана на линии рециркуляции, где давление всегда выше давления перед работающими форсунками. Это, в свою очередь, резко повышает давление перед регулятором второго потока, реакция регулятора на «закрытие» понижает давление перед работающими форсунками, включенными последовательно, что в итоге приводит к резкому снижению расхода на последнюю по ходу форсунку вплоть до ее погасания. Одно расходомерное устройство на два потока не позволяет напрямую оценить расход по каждому потоку и определить (в случае «забития» форсунки) снижение расхода по конкретному потоку. Определенные трудности возникают при учете мазута на котел в случае работы с рециркуляцией, на линии которой нет расходомера.

П5.5. Тяго-дутьевая установка котла

Для организации подачи воздуха по воздушному тракту на котле установлены:

- дутьевой вентилятор ВДН-17КС с частотным приводом;
- высоконапорный вентилятор ВВД-14.

Для организации удаления дымовых газов котел оснащен дымососом ДН-24х2-0,62 ГМ.

Для подачи дымовых газов на нагрузочные горелки предусмотрен дымосос рециркуляции газов ДРГ-13,5У.

Для дутьевого вентилятора максимальная величина расхода, приведенная к нормальным условиям, составила 108 тыс. $\text{м}^3/\text{ч}$ при давлении в напорном коробе ~ 260 мм вод. ст.

Для высоконапорного дутьевого вентилятора максимальная величина расхода (по условию токовой загрузки машины), приведенная к нормальным условиям, составила 57 тыс. $\text{м}^3/\text{ч}$ при напоре ~ 1500 мм вод. ст.

Для дымососа рециркуляции газов максимальная величина расхода, приведенная к нормальным условиям, составила 19,6 тыс. $\text{м}^3/\text{ч}$ при напоре ~ 290 мм вод. ст.

П5.6. Работа тракта подачи КДО и песка

Котел предназначен для сжигания коры и древесных отходов от основного производства, подаваемых ленточным конвейером на галерею топливоподачи. С ленты топливоподачи КДО поступают в два бункера топлива (левый и правый) емкостью по 20 м^3 .

Из бункеров топлива КДО подается шнековыми питателями в течку на лопастный затвор (оборудование производства фирмы «Laitex»), и далее – в котел. В процессе эксплуатации наблюдалось неоднократное забивание как лопастного затвора, так и течек коры от выходной горловины до шнекового питателя.

Подача песка в приемный бункер объемом 10,5 м^3 осуществляется с помощью тельфера «Konecranes» грузоподъемностью 5 т.

Из бункера песок подается шнековым конвейером «Laitex» в течку подачи коры. В процессе эксплуатации наблюдалось неоднократное

заклинивание шнекового конвейера, вследствие попадания камней с размерами, превышающими зазор между корпусом и шнеком, а также забивание течек песка.

В ходе подготовки котла к сжиганию КДО были реализованы технические предложения по повышению надежности подачи коры и песка, для чего на течках КДО и песка были дополнительно установлены побудительные сопла, подведен воздух на обдувку лопастного затвора. Кроме того, на течках КДО восстановлено охлаждение выходной горловины течи и выполнена переориентация потока воздуха от высоконапорного вентилятора. Данные мероприятия позволили избавиться от забивания течек песка и коры ниже лопастного затвора. Однако зависание коры в бункерах топлива остается актуальной проблемой.

Стоит отметить крайне неравномерную подачу коры. Ночью подача КДО уменьшается, а в периоды пересмен на основном производстве прекращается вообще, что приводит к расхолаживанию слоя и большим колебаниям по нагрузке. Существующая емкость бункеров не в состоянии обеспечить стабильную подачу в период пересмен на производстве. Кроме того, наблюдались большие колебания как по влажности, так и по размерам, подаваемых КДО. По проведенным замерам влажность КДО находилась в диапазоне 50...72 %, зачастую вместе с корой подавались снег и глыбы льда, а линейные размеры отдельных «щепок» составляли 500...800 мм, что крайне негативно отражалось на работе слоя и оборудования топливоподачи.

П5.7. Система контроля и управления

Система контроля (в части КИП) по котлу и вспомогательному оборудованию выполнена в объеме проекта и работоспособна, за исключением датчиков контроля уровня в бункерах песка, топлива и золы.

Система автоматического управления, защит и блокировок требует наладки в части регуляторов и корректировки по алгоритмам управления, защитам и блокировкам и их уставкам. Так, например, защиту по понижению давления в топке необходимо выполнить согласно дей-

ствующим РД; блокировка по разбежке температуры слоя (4 шт.) > 100 °С (дает запрет на загрузку шнеков) должна включаться после выхода на стабильный режим и не действовать при пусковых операциях; защита при повышении температуры слоя > 850 °С не должна отключать мазут (при совместной работе КДО + мазут) и т.д.

П5.8. Оценка проверенных режимов работы котла

П5.8.1. Режим работы котла на мазуте

Оценка режима работы котла на мазуте выполнена в диапазоне 35...50 т/ч. При этом расход воздуха на растопочные горелки, сопла вторичного дутья и под решетку находился в минимальном количестве для охлаждения.

В ходе проверки режимов была выполнена оценка влияния избытка воздуха за пароперегревателем на температуру перегрева, а также на экономические и экологические показатели по NO_x и CO . Так, повышение $\alpha_{\text{п/п}}$ с 1,25 до 1,58 ($D_{\text{к}} \sim 50 \text{ т/ч}$) приводит к росту температуры перегретого пара на $\sim 26 \dots 28$ °С.

Оптимальный избыток воздуха за пароперегревателем (с учетом подачи воздуха на охлаждение растопочных горелок, сопел вторичного дутья и под слой) по условию максимального $\text{КПД}_{\text{бр}}$ (92,3 %) и отсутствия CO в дымовых газах, на нагрузке 50 т/ч составляет $\alpha_{\text{п/п}} = 1,33$. Содержание оксидов азота в уходящих газах при этом избытке составляет 410 мг/нм³. Температура перегретого пара на нагрузке 50 т/ч при $\alpha_{\text{п/п}} = 1,33$ составила 412 °С (при закрытых впрысках), что ниже проектного значения на 28 °С. Для достижения проектной температуры перегретого пара требуется повышение избытка воздуха до $\sim 1,58 \dots 1,6$, что приведет к снижению КПД \sim на 1,5 % и повышению выбросов NO_x на 150 мг/нм³.

Снижение нагрузки до минимальной (35 т/ч) приводит к увеличению недогрева перегретого пара до 35 °С. При избытке воздуха за пароперегревателем $\alpha_{\text{п/п}} = 1,49 \dots 1,55$ и закрытых впрысках температура перегретого пара составила 405...406 °С.

П5.8.2. Режим работы котла на смеси мазут + КДО

Проектное значение высоты слоя песка (фракционный состав 0,8...1,0 мм) составляет 800 мм. Учитывая более крупную фракцию используемого песка в сравнении с проектным (фракция более 2 мм = 54,9 %, фракция 0,5...2 мм = 43,1 %) изначально слой был установлен 620 мм. Добиться «кипения» при таком уровне слоя при холодных продувках ($t_{сл} = 130$ °С, без розжига форсунок) не удалось, и уровень слоя был снижен до 420 мм.

Следует указать, что и при этой высоте добиться равномерного «кипения» слоя перед подачей КДО не удалось. Имели место застойные зоны в районе тыльной стены реактора справа размером $\sim 3 \times 1$ м и в левой части реактора площадью $\sim 0,5$ м².

Разогрев слоя был начат при работе котла на мазуте с нагрузкой 31...32 т/ч. Разогрев слоя до рабочей температуры ~ 750 °С был произведен за $\sim 3,5$ ч.

В период стабильной подачи КДО (температура слоя 750...770 °С справа и 500...550 °С слева) паровая нагрузка котла составляла $\sim 76,5$ т/ч, при этом доля нагрузки на КДО составляла $\sim 30...35$ т/ч. В этом режиме температура перегретого пара (при полностью открытых впрысках) была в регулировочном диапазоне и составила 415...420 °С. В этот период расход воздуха под слой был ~ 35 тыс. нм³/ч, на сопла вторичного дутья 3,5...4 тыс. нм³/ч, температура уходящих газов составляла ~ 195 °С.

Повышение нагрузки котла до 80...85 т/ч за счет увеличения подачи КДО (доля паровой нагрузки на КДО ~ 50 т/ч) привело к повышению температуры перегретого пара до 445...450 °С при полностью открытых впрысках. При этом расход воздуха под слой составлял ~ 35 тыс. нм³/ч, на сопла вторичного дутья 10...11 тыс. нм³/ч, избыток воздуха за пароперегревателем находился в пределах $\alpha_{п/п} = 1,13...1,25$ ($O_2 = 2,4...4,2\%$; $CO = 0...200$ мг/нм³, $NO_x = 320...350$ мг/нм³), температура уходящих газов составляла ~ 200 °С.

Снижение доли мазута и увеличение КДО в составляющей топлива до ~ 70 % паровой нагрузки привело к повышению температуры перегретого пара до 450...460 °С при тех же избытках за пароперегревателем.

Нестабильная подача коры приводит к расширению зон застоя, ухудшению «кипения» слоя.

Анализ полученных данных при работе котла на смеси показывает, что устойчивый температурный уровень слоя обеспечивается подачей КДО при загрузке шнеков в пределах 7...8 %, что соответствует дополнительной выработке пара на уровне ~30 т/ч. При обеспечении проектного избытка воздуха ($\alpha_{п/п} = 1,15$) температура перегрева находится на проектном уровне с запасом по регулированию.

Увеличение подачи коры до уровня, обеспечивающего дополнительную выработку пара в пределах 50...53 т/ч (загрузка шнеков 23 %), приводит к повышению температуры перегрева до 440...450 °С при полностью открытых впрысках. При этом избыток воздуха пришлось ограничивать минимально возможным (по условиям появления СО) $\alpha_{п/п} = 1,12...1,13$.

Снижение доли выработки пара мазутом до 15...18 т/ч (доля выработки на КДО оставалась на уровне ~45...50 т/ч) привело к дальнейшему повышению температуры перегрева до 470...490 °С.

Неравномерность «кипения» слоя могла быть обусловлена как эксплуатационными факторами (фракция песка; колебания влажности, составлявшие 50...70 %), так и конструктивными факторами (конструкция самой решетки).

Наиболее «проблемной» позицией при данном режиме является стабильность подачи и качества КДО. На подготовку и подачу КДО стабильного состава и влажности необходимо обращать особое внимание.

**КРАТКИЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ
ВЕРХНЕ-МУТНОВСКОЙ
ГЕОТЕРМАЛЬНОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ**

10–11 августа 2004 года в Петропавловске-Камчатском проходил Международный геотермальный семинар (МГС-2004). Предметом обсуждения на семинаре стали текущие вопросы использования геотермальных ресурсов для энергоснабжения потребителей, а также стратегия дальнейшего развития этого направления в работе региональных энергосистем. В частности, на территории Камчатки РАО «ЕЭС России» предполагает реализовать ряд проектов, которые повысят энергетическую независимость региона, позволят стабилизировать отпускные тарифы на электроэнергию и обеспечить надежное и бесперебойное снабжение электроэнергией и теплом жителей региона.

Вниманию предлагается статья по материалам доклада, сделанного М. Л. Безотечество на семинаре и посвященного реализации одного из масштабных проектов использования геотермальных ресурсов Камчатки.

**П6.1. ВМГеоЭС как пилотный проект освоения
Мутновского месторождения парогидротерм**

Верхне-Мутновская опытно-промышленная ГеоЭС с установленной мощностью 12 МВт находится на отметке 780 м от уровня моря в 70 км южнее г. Петропавловска-Камчатского, с которым она связана единственной автодорогой протяженностью 104 км. Дорога проходима для одиночного колесного транспорта с июля по октябрь. Мутновско-Жировский геотермальный район характеризуется суровым климатом с продолжительной зимой. Толщина снежного покрова, лежащего с октября по июнь, составляет до 17 м при средней толщине 7...8 м. Сила ветра достигает 50 м/с. Район расположения станции относится к девятибалльной зоне по шкале сейсмоопасности MSK-64.

Фоновый уровень сероводорода в атмосферном воздухе 1,71 мг/м³. Верхне-Мутновская опытно-промышленная ГеоЭС проектировалась как пилотный проект освоения Мутновского геотермального месторождения с целью подтверждения технической возможности и экономической целесообразности получения электроэнергии из геотермального теплоносителя. Одновременно со строительством самой станции завершалось строительство ЛЭП для выдачи вырабатываемой станцией электроэнергии в сети Камчатэнерго.

Короткий строительный сезон вызвал необходимость проектирования станции по модульному принципу, при котором модули высокой заводской готовности, выполненные в габаритах железнодорожных вагонов, собирались на строительной площадке в готовую станцию.

Первые фундаменты установлены летом 1996 года, пробный пуск оборудования осуществлен в октябре 1998 года.

В состав станции входят три энергоблока с конденсационными турбинами типа Туман-4К по 4 МВт и комплекс модулей общестанционных систем. Источником теплоносителя пароводяной смеси с паросодержанием до 30 % объема служат три продуктивные скважины. Теплоноситель транспортируется по трубопроводам суммарной протяженностью 1220 м и поступает в систему подготовки пара, состоящую из двух параллельных линий из двухступенчатых гравитационных сепараторов. Пар расходом до 125 т/ч поступает в главный паропровод, отработанный сепарат в количестве до 270 т/ч закачивается в две реинжекционные скважины. Пар, отработавший в турбинах и сконденсированный, поступает в систему реинжекции конденсата. Попутный геотермальный неконденсирующийся газ откачивается системой эжекторов и компрессоров из состава системы экологической защиты и растворяется в конденсате. Далее конденсат поступает на реинжекцию в отдельную скважину. Попадание геотермальных газов в атмосферу сводится до минимума, таким образом, реализована концепция экологически чистой станции.

Всего в составе станции 14 модулей вагонного типа, соединенных между собой закрытыми междумодульными переходами.

Пб.2. Этап пуско-наладочных работ

После пробного пуска ТГ-1 в октябре 1998 года в зимний период 1998–1999 годов станция находилась в режиме сохранения оборудования. Толщина снежного покрова достигала 10 м, основной задачей находившегося на вахте персонала стала борьба за сохранение оборудования. В течение лета 1999 года был завершён монтаж и введены в работу ТГ-2 и ТГ-3. Зима 1999–2000 годов выявила многочисленные слабые места воздушно-конденсаторной установки, вызывавшие частые остановы оборудования. Наибольшие проблемы вызывало перемерзание трубок теплообменников из-за их местного переохлаждения. Турбоагрегат № 1 получил серьёзные повреждения, что потребовало ремонта с заменой ротора. В летний сезон 2000 года большая часть недостатков была устранена. Воздушно-конденсаторная установка и система водяного охлаждения после монтажа, предусмотренного проектом ветрового ограждения, показали себя вполне пригодными для работы в сложных климатических условиях.

Исполнение станции, предназначенной для работы в условиях северного среднегорья, оказалось далеко не бесспорным. Привлекательность модульной конструкции на стадии строительства обернулась значительными эксплуатационными проблемами, обусловленными большой протяжённостью открытых участков трубопроводов, незащищённостью кабельных коробов, сложностью доступа к компактно скомпонованному оборудованию для обслуживания и ремонта. Отсутствие кранового хозяйства и закрытых ремонтных площадей сильно осложняет проведение ремонтов основного оборудования. Блочная схема выдачи мощности по отдельным кабельным линиям без сборных шин 10 кВ в пределах главного распределительного устройства оказалась достаточно уязвимой на этапе наладки оборудования и не раз приводила к блокировке мощности вполне исправного энергоблока вследствие выхода из строя кабельной линии. Отдельно стоящие модули электростанции, соединённые между собой закрытыми переходами и открытыми эстакадами, оказались малоприспособленными к восприятию реальных нагрузок от снегового покрова, что приводило к повреждениям самих модулей и размещённого в них оборудования.

Отдельной проблемой стал содержащийся в атмосферном воздухе сероводород, средств защиты от которого на станции не предусмотрено. В результате его воздействия быстро выходят из строя медесодержащие проводники и элементы электронных устройств. Единственным способом защиты электроники остается покрытие плат и деталей электроизоляционным лаком.

На фоне многочисленных недостатков, вполне естественных для пилотного проекта, хорошо заметны и достоинства. Особенно следует отметить высокую маневренность станции, позволяющую произвести разворот из холодного состояния при отсутствии электрических собственных нужд менее чем за четыре часа. Турбоагрегаты легко регулируются и способны длительно нести нагрузку в диапазоне 0...100 %.

Период пусконаладочных работ и освоения оборудования на ВМГеоЭС завершился в декабре 2002 года. За это время было принято на работу необходимое число квалифицированных специалистов.

С момента ввода в работу всех турбоагрегатов станция демонстрирует устойчивый рост основных показателей (табл. 6П.1 и 6П.2). Прирост коэффициента использования установленной мощности составляет до 6 % в год. В плане на 2004 год достижение коэффициента использования установленной мощности 69,25 %.

По итогам периода нормальной эксплуатации 2003 год следует считать достаточно показательным. Аварии и отказы оборудования по вине персонала в 2003 году отсутствовали.

Т а б л и ц а П6.1

Динамика изменения коэффициента использования установленной мощности

Годы эксплуатации	Коэффициент использования установленной мощности, $K_{\text{иум}}$, %
2001	48,08
2002	54,33
2003	60,00
2004	69,25

Структура выработки электроэнергии по годам

Структура вырабатываемой энергии, млн кВтч	Годы эксплуатации		
	2001	2002	2003
Выработка	57,7	65,2	72
Собственные нужды	4,2	4,7	4,4
Внешние потери	2,2	1,7	1,5
Полезный отпуск	51,3	58,8	66,1

П6.3. «Узкие» места и пути их решения**П6.3.1. Коррозионные и эрозионные повреждения элементов оборудования**

Анализ динамики повреждаемости основного тепломеханического оборудования (табл. 6П.3) позволяет сделать выводы о том, что 40 % остановов оборудования произошли по причине коррозионных повреждений воздушно-конденсаторной установки. Из них 24 % приходится на повреждения теплообменных трубок ВКУ-2, суммарная

Т а б л и ц а П 6.3

Анализ повреждаемости оборудования

№ п/п	Наименование элемента или узла	Процент повреждаемости
1	Воздушно-конденсаторная установка ВКУ-1	9
2	Воздушно-конденсаторная установка ВКУ-2	24
3	Воздушно-конденсаторная установка ВКУ-3	25
4	Турбоагрегат ТГ-1	8
5	Турбоагрегат ТГ-2	14
6	Турбоагрегат ТГ-3	13
7	Система производства пара	24

наработка которых составляет 33520 ч (май 2004 года). Причинами выхода из строя теплообменных трубок является коррозионное разрушение материала в месте заделки в трубную доску, при этом остальная часть трубки не имеет видимых повреждений. Материал трубки – оцинкованная цельнонатянутая труба 38×3 мм из стали 20. На сквозные коррозионные повреждения коллекторов газоохладителей эжекторов 1-й ступени приходится 24 % всех остановов, также входящих в состав ВКУ. В отличие от местных коррозионных разрушений трубок коллектор газоохладителя разрушается от коррозии по всей своей площади. Материал штатного коллектор — конструкционная сталь 20 толщиной 4 мм. При проведении ремонтных работ четыре коллектора из шести заменены на изготовленные из стали 13X18H9T.

Остановы оборудования из-за коррозионных повреждений элементов турбоагрегатов составляют 7,5 % от общего числа остановов, основная их доля приходится на сквозные повреждения трубопроводов слива конденсата. Повреждения происходят в местах резкого изменения направления или скорости потока.

За время эксплуатации не выявлено ни одного случая коррозионных повреждений элементов оборудования, выполненных из коррозионно-стойких сталей.

Элементы проточной части турбин также имеют коррозионный износ, однако он пока не приводил к необходимости ремонта оборудования. Все выявленные следы коррозии проточной части возникли в период стоянки оборудования.

Наибольшему коррозионному износу подвержены нижние половины диафрагм в районе 3, 4, 5 и 6-й ступеней турбины № 1.

Диски, лопатки и бандажи ротора имеют как следы коррозии, так и следы эрозионного износа.

П6.3.2. Отложения

Высокая агрессивность геотермального пара способствует разрушению поверхностей трубопроводов и элементов арматуры. Образующиеся продукты коррозии, состоящие в основном из солей железа, откладываются как в проточной части турбин, так и в теплообменных аппаратах.

Для удаления отложений из проточной части турбины № 1 в августе 2002 года потребовалось вскрытие агрегата. Наиболее вероятной причиной заноса проточной части ТГ-1 явился длительный простой машины, в результате чего продукты стояночной коррозии скопились в паропроводах. Удаление их полностью при предпусковой продувке оказалось невозможным, и при работе агрегата они постепенно заполнили межлопаточные каналы.

Регулярные наблюдения за состоянием остальных турбоагрегатов, в том числе при помощи внутренних осмотров эндоскопом, не выявили появления отложений.

Эрозионные повреждения последних ступеней турбин происходят, в основном, на режимах частичной загрузки и длительного холостого хода. С целью их предотвращения режимы работы отдельных блоков и станции в целом выбираются с точки зрения наибольшей загрузки турбин.

П6.3.3. Консервация оборудования

С целью снижения влияния стояночной коррозии на оборудование на ВМГеоЭС налажена система консервации оборудования пленкообразующими аминами. В качестве реагента применяется октадециламин (ОДА). Консервация, впервые осуществленная в 2000 году, проводится регулярно перед каждым выводом оборудования в ремонт. Высокая моющая способность реагента способствует удалению отложений со стенок трубопроводов и полостей проточной части турбоустановки.

На доступных для осмотра элементах турбоагрегатов, прошедших консервацию, отсутствуют следы коррозии. Все обработанные поверхности демонстрируют гидрофобность.

П6.4. Реконструкция и модернизация оборудования

П6.4.1. Установка подготовки пара

Турбины типа Туман-4К производства Калужского турбинного завода не развили заявленную мощность при расчетных параметрах давления свежего пара 0,7 МПа и вакуума в воздушном конденсаторе

0,8, и по рекомендации завода-изготовителя давление свежего пара было повышено до 0,85 МПа. При этом суммарный расход пара на три энергоблока, получаемого от УПП, возрос с 91,4 до 125 т/ч. Заводская конструкция УПП производства Подольского завода тяжелого машиностроения не могла справиться с подобной нагрузкой и потребовала модернизации выпускного коллектора пароводяной смеси и полной реконструкции системы реинжекции отработанного сепарата. В период летней ремонтной компании 2003 года соответствующие работы были выполнены, модернизированная УПП полностью обеспечила потребности турбоагрегатов в паре требуемых параметров. Включение в работу ранее бездействовавшей скважины 049 привело к увеличению располагаемой мощности при температуре $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ до номинальной и снятию технических ограничений по мощности. В ноябре-декабре 2003 года Верхне-Мутновская ГеоЭС развила мощность 12 МВт.

П6.4.2. Воздушно-конденсаторная установка

ВКУ с начала эксплуатации оказалась наиболее проблемным узлом электростанции. Характеристики установки были рассчитаны исходя из среднегодовой температуры $-1,6\text{ }^{\circ}\text{C}$. Таким образом, при плюсовых температурах наружного воздуха достичь расчетного вакуума невозможно даже теоретически. Рабочие колеса вентиляторов, выполненные из алюминиевого сплава, при низких аэродинамических качествах и большой массе рабочего колеса (400 кг) оказались малоэффективны. Ресурс их также оказался невысоким, и в течение 2002 года после пробной эксплуатации двух комплектов все рабочие колеса ВКУ были заменены на пластиковые производства завода «Питон». В течение двух лет эксплуатации серьезных замечаний по ним не выявлено. Расход электроэнергии на собственные нужды станции в 2003 году снизился на 0,8 МВт. Меньшее время разворота электропривода вентилятора (20 с против 45...60 с с алюминиевым рабочим колесом) при пуске снизило нагрузку на коммутационную аппаратуру РУСН. За осенне-зимний период 2003-2004 годов не произошло ни одного отказа автоматов в цепях питания электродвигателей ВКУ.

Еще одной проблемой, пока не имеющей решения, оказалось сильное влияние ветров на работу ВКУ и, как следствие, на развиваемую турбоагрегатами мощность. Усиление ветров западного направления свыше 10 м/с приводит к снижению мощности ТГ-3 от 0,3 до 0,8 МВт. Ветры восточного направления не оказывают на работу ВКУ столь сильного влияния.

Эксперименты с различными способами удаления снега, толщина которого в зоне расположения оборудования ВМГеоЭС доходит до 10 м, позволили выработать надежную схему, обеспечивающую сохранность оборудования и доступ в любой модуль станции в течение всего зимнего периода. Речь идет об удалении снега и льда путем оттаивания горячим конденсатом геотермального пара, отводимого из воздушно-конденсаторной установки.

П6.5. Основные направления деятельности персонала ВМГеоЭС в части повышения уровня эксплуатации на 2004-2005 годы

П6.5.1. Увеличение располагаемой мощности станции в период повышенных температур окружающей среды за счет реконструкции ВКУ, включающей комплекс мероприятий по изменению схем работы смежных с ВКУ систем. Предполагаемый уровень 10 МВт при температурах до +15 °С.

П6.5.2. Восстановление работоспособности системы экологической защиты и снижение выбросов геотермальных газов в атмосферу.

П6.5.3. Организационные мероприятия направлены на повышение общего технического уровня подготовки оперативного персонала. Из пяти начальников смены станции четыре имеют высшее техническое образование, из шести старших машинистов – 3, один завершает обучение без отрыва от производства. Отбор вновь принимаемого персонала производится преимущественно из лиц, имеющих высшее техническое образование.

П6.5.4. Стратегия развития.

Определены и направления дальнейшего развития станции. Прежде всего, предусматривается строительство главного корпуса, кото-

рый позволит защитить оборудование станции от неблагоприятного воздействия окружающей среды и обеспечить персоналу комфортные условия для работы и отдыха. Лаборатории, предусмотренные проектом, позволят проводить широкую программу научных исследований. Планируется расширение станции до установленной мощности 18 МВт путем строительства четырех энергоблоков мощностью 6 МВт с комбинированным циклом.

Успешная эксплуатация доказала, что в условиях Мутновского геотермального месторождения можно в приемлемые сроки построить и надежно эксплуатировать геотермальную электростанцию.

**ВАРИАНТЫ ПРЕДЛОЖЕНИЙ СПЕЦИАЛИСТОВ
 ЗАО «СИБКОТЭС» ПО СЖИГАНИЮ ДРЕВЕСНОЙ БИОМАССЫ
 ПРИМЕНИТЕЛЬНО К КОТЛАМ ОР-210**

**П.7.1. Варианты 1, 2 предложений по совместному сжиганию
 твердого топлива и древесной биомассы в котле ОР-210**

Принципиальные технические решения

Котел проектируется на следующие параметры пара:

- давление $P = 9,8$ МПа;
- температуру перегретого пара $t = 535$ °С;
- паропроизводительность $D = 230$ т/ч.

Все проектные решения, принятые по котлу и системе пылеприготовления и подачи пыли высокой концентрации под давлением (ПВКд) сохраняются. При совместном сжигании древесной биомассы и угольного топлива могут возникнуть проблемы, связанные с разной способностью к размолу в пылеугольных мельницах (волокистость структуры биомассы, разная плотность биомассы и угля), с транспортом и разной вентиляцией. По условиям взрывобезопасности нельзя применять для совместного сжигания биомассы с углем существующие пылесистемы. Кроме того, автономная система подачи, дробления, размола и сжигания биомассы позволяет снизить влияние сезонности в поставке биомассы, повышает надежность работы котла за счет возможности отключения в аварийных ситуациях, например при поступлении некачественной биомассы.

Поэтому предлагается рассмотреть принципиально два варианта.

Вариант 1. Схема совместного сжигания с автономной подачей древесной биомассы по трубопроводам под давлением (пневмотранспорт) с вихревой горелкой для сжигания биомассы, с бункером готовой древесной биомассы, или упрощенная – с прямым вдуванием опилок $\delta < 3$ мм (рис. 7П.1, а и 7П.1, б).

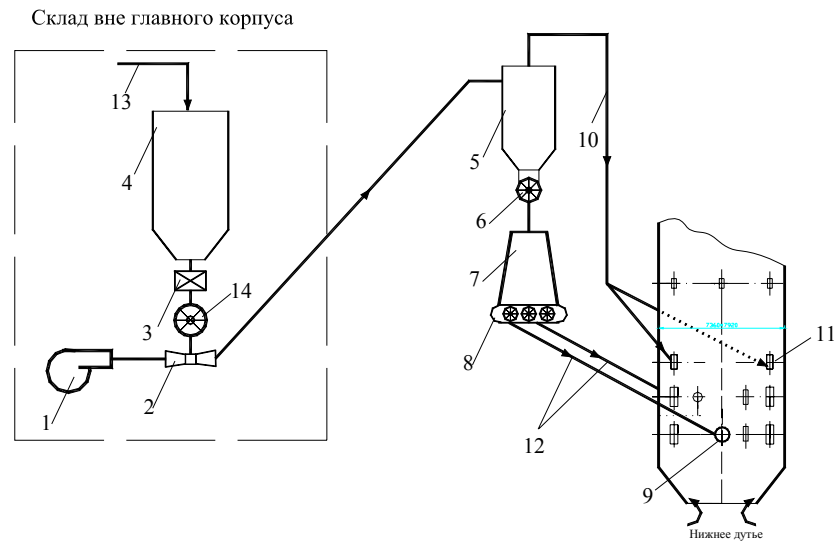


Рис. П7.1, а. Схема совместного сжигания с автономной подачей древесной биомассы:

1 – воздуходувка; 2 – смеситель; 3 – дозатор; 4 – бункер для опилок; 5 – циклон; 6 – шлюзовый затвор / мигалка; 7 – бункер готовой древесной биомассы; 8 – питатель (шнековый или шлюзующий); 9 – древесная горелка вихревая с центральной подачей опилок; 10 – сбросной трубопровод; 11 – сбросная горелка; 12 – трубопроводы пневмотранспорта древесной биомассы; 13 – подача опилок; 14 – дробилка

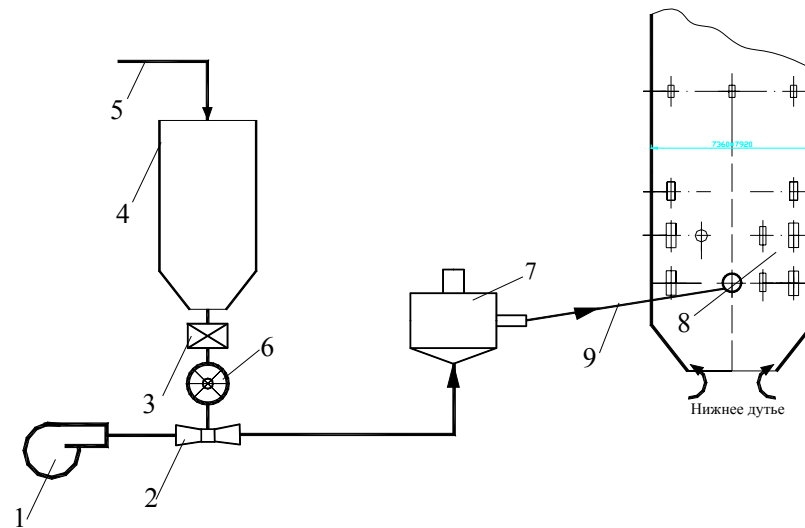


Рис. П7.1, б. Схема совместного сжигания биомассы с углем прямого вдувания:

1 – воздуходувка; 2 – смеситель; 3 – дозатор; 4 – бункер для опилок; 5 – подача опилок; 6 – дробилка; 7 – мельница; 8 – древесная горелка вихревая; 9 – трубопроводы пневмотранспорта древесной биомассы

Вариант 2. Схема сжигания древесной биомассы с промежуточным реактором газификации (например, с пузырьковым кипящим слоем) и дожиганием генераторного газа в котле – рис. 7П.2.

Варианты предусматривают транспорт опилок с приемного бункера, установленного за пределами главного корпуса, к горелкам котла, или промежуточному бункеру с помощью индивидуальных вентиляторов.

Предлагается использовать (или реконструировать) комбинированные горелки, предназначенные для сжигания мазута и угольной пыли для сжигания древесной биомассы; по варианту 2 – генераторного газа. При этом подача угольной пыли на горелку исключается.

Конструктивно горелка имеет канал первичного (внутренний) и вторичного воздуха со встроенной в центральный канал мазутной форсункой, запальником и датчиком контроля факела. Закрутка первичного воздуха осуществляется улиточным или аксиальным завихрителем. Закрутка вторичного воздуха – аксиальным или тангенциальным завихрителем.

В нижней части холодной воронки, в районе шлакового комода топки предлагается организовать систему нижнего дутья с целью дожигания выпавших из факела крупных древесных частиц (и снижения содержания горючих в шлаке с биомассой и углем).

Сушка и транспорт биомассы от приемного бункера до горелок или циклона производится слабоподогретым воздухом или инертными газами рециркуляции, отбираемыми с напора ДРГ. Транспорт опилок из промежуточного бункера до горелки (в варианте схемы 7П.1, а) осуществляется самотёком по наклонному аэрожелобу или трубопроводу. Перед горелкой опилки смешиваются с первичным воздухом и подаются в топку для сжигания.

Сброс отработавшего сушильно-транспортирующего агента после циклона производится в отдельные каналы сбросных горелок восстановительной ступени.

Автономная система пылеприготовления биомассы включает: приемный бункер, дробилку, микромельницу, воздухоудвку (или отдельный вентилятор); дозаторы; циклон (при прямом вдувании циклон исключается из схемы); бункер готовой древесной биомассы; питатель (шнековый или шлюзующий); сбросные трубопроводы; трубопроводы древесной биомассы.

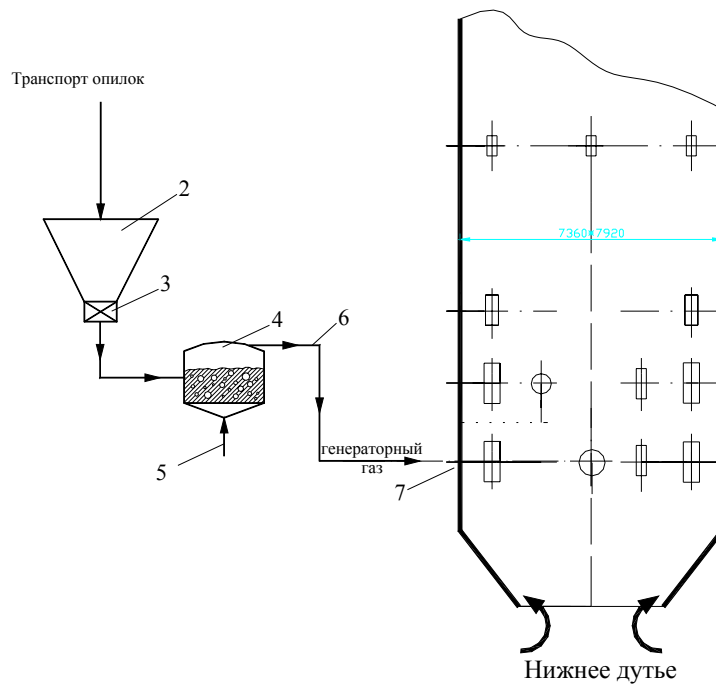


Рис.П 7.2. Схема сжигания древесной биомассы с промежуточным реактором газификации с кипящим слоем

1 – транспорт опилок; 2 – бункер древесной биомассы; 3 – питатель (шнековый или шлюзующий); 4 – реактор газификации древесной биомассы с кипящим слоем; 5 – оксидант; 6 – генераторный газ; 7 – вихревая комбинированная горелка для сжигания генераторного газа

Одним из ведущих предприятий, которое специализируется на проектировании и изготовлении оборудования, в том числе и для деревообрабатывающей промышленности, является финская фирма LAITEX (<http://www.laitex.fi>). В ассортимент оборудования этой фирмы входят транспортеры всех видов, с помощью которых можно решать проблемы транспортировки древесной биомассы, шлюзовые питатели, дисковые грохоты и др.

Характеристики сжигаемого топлива

В котлах, установленных на электростанции, экспериментально уже сжигалась древесная биомасса вместе с силезским каменным углем. Количество биомассы по тепловой доле находилось на уровне 10 %. Характеристики древесной биомассы (вариант 1) и генераторного газа (вариант 2) приведены в табл. 7П.1.

Т а б л и ц а П7.1

Характеристики топлива на рабочую массу, %	Древесная биомасса	
	Ухудшенный состав	Проектный состав (при- ложение 1)
	Сортамент – опилки	
Влажность, W^r	40	26,1
Зольность, A^r	1,0	1,6
Углерод, C^r	29,0	38,7
Водород, H^r	2,9	2,9
Сера, S^r	0,1	0,1
Азот, N^r	0,6	0,6
Кислород, O^r	26,4	30,0
Калорийность Q_i^r на рабочую массу, ккал/кг	2400	3100
Характеристики газа на рабочую массу, %	Генераторный газ	
Метан, CH_4	3,0	
Суммарно: этан, пропан, бутан, пентан, (C_nH_m) и сероводород (H_2S)	0,4	
Азот, N^r	47,8	
Углекислота, CO_2	6,5	
Кислород, O^r	0,2	
Окись углерода, CO	29,7	
Водород, H^r	11,0	
Калорийность Q_i^r на рабочую массу, ккал/м ³	1075	

Основное топливо – силезский каменный уголь $Q_i^r=4987$ ккал/кг.

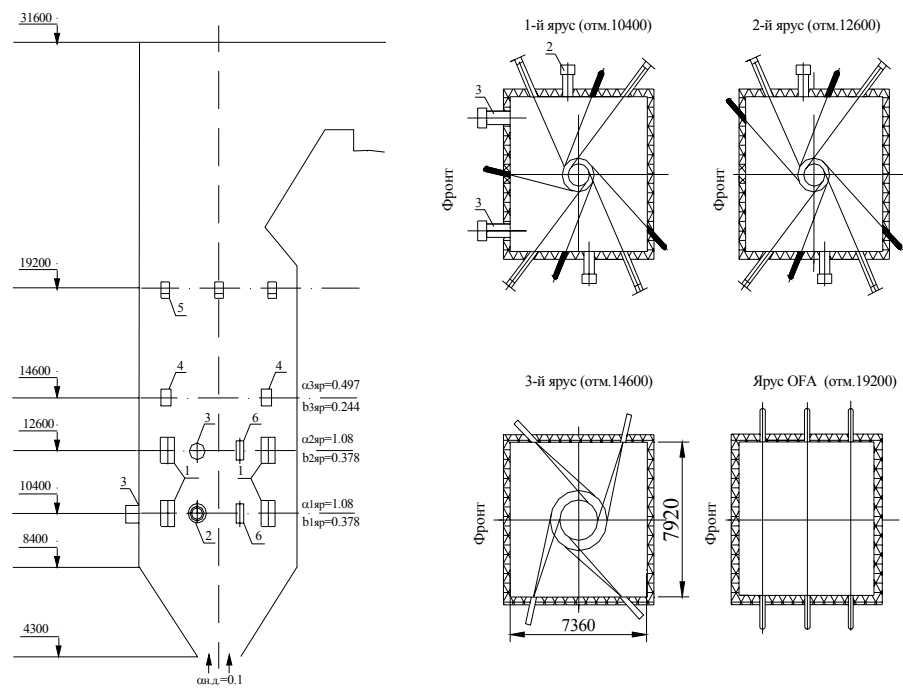


Рис. П7.3. Схема размещения основных пылеугольных горелок, горелок для сжигания древесной биомассы, сопел бокового воздушного дутья в топке котла ОР-210:

1 – основные горелки, 2 – древесная горелка для сжигания биомассы, 3 – мазутные горелки, 4 – сбросные горелки восстановительной ступени, 5 – сопла третичного дутья, 6 – сопла бокового дутья

Конструкция топочно-горелочных устройств

Все решения по размещению основных пылеугольных и сбросных горелок на котле сохраняются. Две древесные вихревые горелки предлагается разместить на боковых стенах топки на уровне первого яруса основных горелок (рис. 7П.3). В горелках для сжигания древесной биомассы опилки могут подаваться в канал первичного воздуха с закруткой потока улиточным или аксиальным лопаточным завихрителем. Подача угольной пыли в комбинированную горелку по пылепроводу ПВК_д при этом исключается. Сброс отработавшего сушильно-транспортного агента целесообразно выполнить в сбросные горелки восстановительной ступени с выделением для этого специального канала.

Дополнительно предлагается установить систему нижнего дутья в районе шлакового комода с подводом на него горячего воздуха в количестве 10 % от V^0 (рис. 7П.3).

По варианту 2 со сжиганием генераторного газа устанавливаются вихревые газовые горелки на боковых стенах топки на уровне первого яруса основных горелок.

Расчет системы подачи биомассы в горелки и выбор оборудования (питателей, дозаторов, дробилок, микромельницы и др.) производится на подачу и приготовление 20 % биомассы (по теплу).

Тепловые расчеты котла

Тепловые расчеты котла выполнены с сохранением расчетной схемы и поверхностей нагрева котла ОР-210М. Тепловая доля древесной биомассы в расчетах по варианту автономной подачи биомассы в котел составляла 7...10 %. Проверено влияние разброса характеристик биомассы в диапазоне $Q_i^r = 1800...3100$ ккал/кг и $W^r = 26...54$ %; $A^r = 0,5...2$ %. При этом по котлу сохраняются принципиальные решения по технологии стадийно-ступенчатого сжигания угля с организацией восстановительной ступени.

Предварительные расчеты по Вариантам 1 и 2 (сжигание опилок в кипящем слое с подачей генераторного газа в котел) и сравнение полученных результатов приведено в табл. 7П.2. Дополнительное сжигание

**Предварительные расчеты котла типа ОР-210, предназначенного для
совместного сжигания биомассы с каменным углем**

Наименование параметров, размерность	Обозначения	$D_k = 100\%$ $D_{ном}$ ОР-210М уголь	Котел ОР-210М $D_k = 100\% D_{ном}$		
			Биомас- са + уголь	Биомас- са + уголь	Генера- торный газ+ уголь
1. Теплотворная способность, ккал/кг (ккал/м ³)	Q_i^r	4987	3100 4987	2400 4987	1075 4987
2. Тепловая доля, %	q	100 (уголь)	10:90	10:90	10:90
3. Паропроизводительность котла, т/ч	D_k	210	230	230	230
4. Полный расход <u>твердого</u> топлива на котел, кг/ч	B_k	27164	32270	33732	27600
5. Расход <u>опилок</u> на котел, кг/ч (расход генератор. газа, кг/м ³)	B_k	–	5100	6500	1400
6. КПД котла брутто, %	$\eta_{ка}^{бр}$	92,1	91,8	91,7	91,2
7. Температура уходящих газов, °С	t_{yx}	133	138	139	146
8. Доля горячих газов, поступающих после пылесистемы в сбросные горелки, %	$r_{гг}$	11+9 = 20			
9. Температура газов рециркуляции в месте отбора, °С	$t_{гг}$	400			
10. Коэффициент избытка воздуха на выходе из топки	$\alpha''_т$	1,2			
11. Присос в пылесистему	$\Delta\alpha_{пыу}$	0,1			

Наименование параметров, размерность	Обозначения	$D_k = 100\%$ $D_{ном}$ ОР-210М уголь	Котел ОР-210М $D_k = 100\% D_{ном}$		
			Биомасса + уголь	Биомасса + уголь	Генераторный газ+ уголь
12. Присос в топку	$\Delta\alpha_t$	0,02			
13. Распределение (доля) топлива по ярусам: • I ярус – основные угольные горелки и вихревые древесные горелки • II ярус • сбросной ярус	b_I b_{II} $b_{сбр}$	0,428 0,328 0,244			

10 % по теплу древесных опилок позволяет увеличить паропроизводительность нового котла до 230 т/ч при сохранении проектных поверхностей нагрева котла, который рассчитан на 210 т/ч. При этом не возникает серьезных опасений по шлакованию поверхностей, поскольку доля биомассы невелика – 20...30 % от объема угля, что соответствует тепловой доле 10 %. В то же время проведенные исследования (Совместное факельное сжигание биомасс с углем // Теплоэнергетика. – 2001. – № 2. – С. 26–33) показывают, что с переходом на сжигание смеси и далее с ростом доли биомассы интенсивность шлакования и доля налипшего материала возрастают. Образующиеся при сжигании смесей с биомассой отложения упрочняются вследствие спекания значительно сильнее.

Из таблицы видно, что несмотря на небольшую тепловую долю опилок растет температура уходящих газов с проектных 130...133 °С – при сжигании только угля, до 138 °С – при совместном сжигании, а при дожигании генераторного газа по Варианту 2– до 146 °С с соответствующим снижением экономичности котла. При этом с целью сравнения вариантов между собой доля рециркуляции газов, поступающих после пылесистемы в сбросные горелки, принята везде одинаковой и соответствует работе одной пылесистемы.

П7.2. Вариант 3 предложений по сжиганию древесной биомассы в котле ОР-210 с реконструированной топкой

В предложении рассмотрена возможность сжигания 100 % древесной биомассы в котле с топкой реконструированной для сжигания топлива (опилок) в стационарном кипящем слое. В настоящей работе для котла предлагается за основу по поверхностям нагрева принять проектные решения по котлу ОР-210М, при этом реконструкции подвергается топочная камера (см. рис. П7.4).

В нижней ошипованной части топки в камере с размерами $6 \times 6,58$ м, устанавливается решетка для сжигания топлива в кипящем слое. Топливо на решетку поступает через два ввода, расположенных с фронта котла и транспортируется паром с $P = 14$ кгс/см² или воздухом. Мазутные растопочные форсунки расположены на боковых стенах на уровне основных вводов топлива. Скорость ожигения слоя находится в пределах 2...3 м/с, что требует достаточно большой поверхности решетки. При больших скоростях могут возникать проблемы с уносом. Теплонапряжение решетки составляет 1,93 МВт/м², что соответствует рекомендациям по проектированию котлов с КС. Низкотемпературное сжигание происходит в основном в надслоевом пространстве, при этом в слой подается ~50...60 % воздуха, на охлаждение неработающих мазутных форсунок – 10 % BV°. Температура в слое поддерживается на уровне 850...900 °С. После перехода на сечение 7,36×7,92 м специальными соплами, расположенными выше основных вводов биомассы, подается воздух для дожигания (40...50 % BV°). Для регулирования температуры в слое используются уходящие газы ($t = 140...150$ °С) рециркуляции – до 20...25 % в зависимости от влажности опилок; может также быть использована присадка холодного воздуха в слой.

Предварительные расчеты показали, что для выполнения совокупности ряда требований, предъявляемых к котлам с кипящим слоем, новый котел при работе на древесной биомассе может иметь следующие основные параметры:

- паропроизводительность $D = 110...120$ т/ч;
- давление $P = 9,8$ МПа;
- температура перегретого пара $t = 540$ °С.

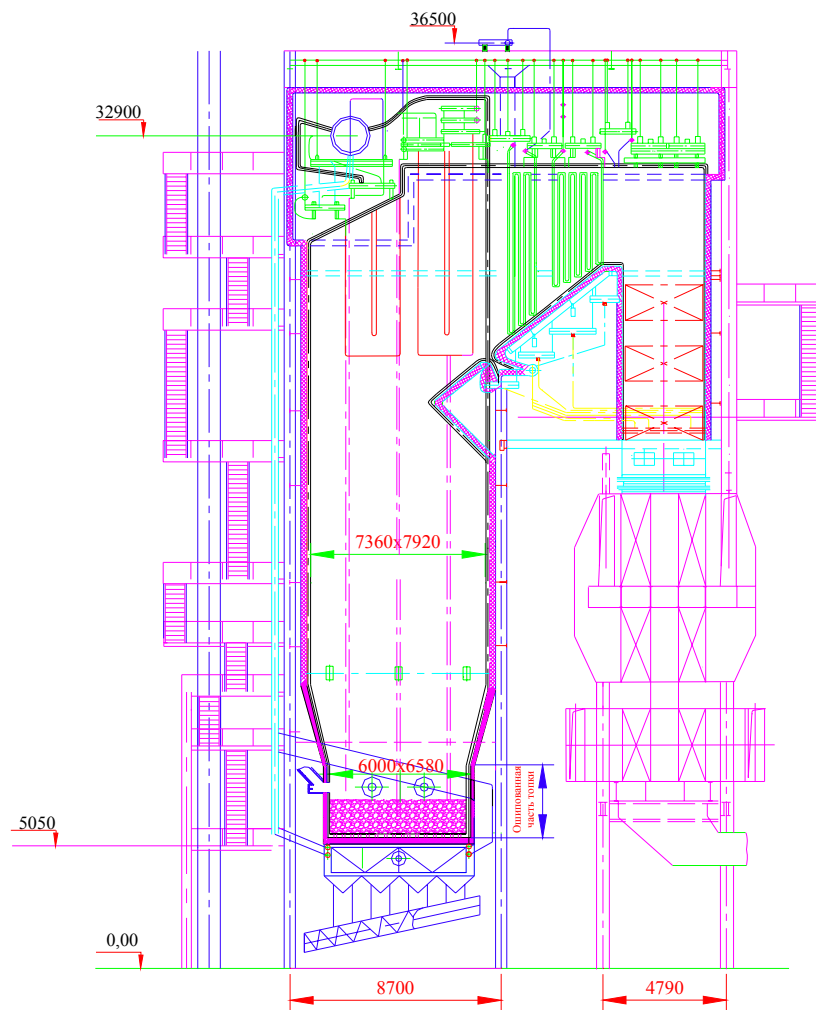


Рис. П7.4. Общий вид котла по типу OP-230M, реконструированного для сжигания древесной биомассы в кипящем слое

Система подачи древесной биомассы представлена на рис. П7.5. Со склада топлива древесные отходы подаются ленточным конвейером на отжимную пресс-машину, предназначенную для снижения влажности. За пресс-машиной устанавливается рубильная машина для предотвращения прохождения крупных кусков дерева по тракту. Для улавливания гвоздей, проволоки, металлических включений над ленточным конвейером устанавливается электромагнитный металлоуловитель. С ленточного конвейера топливо сбрасывается плужковыми сбрасывателями в промежуточную емкость, откуда далее транспортируется пневмотранспортом в котельную ячейку котла.

В существующей котельной ячейке производится реконструкция оборудования пылеприготовления.

Подающееся топливо доставляется в циклон, транспортирующий запыленный агент сбрасывается в топку, топливо через газоплотный лопастной затвор поступает в два бункера топлива (левый и правый). Из бункеров топлива древесные отходы подаются шнековыми питателями в топку на лопастной затвор и далее – в котел. Регулирование нагрузки котла осуществляется посредством изменения скорости вращения шнековых питателей. На вводе топлива в котел предусматривается установка узла раздачи топлива, обеспечивающего его равномерное распределение по всей площади решетки.

Для исходной загрузки и восполнения уровня песка в топке дополнительно устанавливается бункер песка, откуда песок подается шнековым конвейером в топку и далее – в топливные топки. Объем подачи песка регулируется скоростью вращения шнека. Для большего регулирования распределения песка по топке на топке песка устанавливается перекидной шибер.

В котлах, установленных на электростанции экспериментально уже сжигалась древесная биомасса. Для предварительных расчетов котла, сжигающего 100 % древесных отходов, эти характеристики были взяты за основу (табл. П7.3).

Предварительные расчеты котла с кипящим слоем выполнены по программе «Heat-KS» (ОАО «НПО ЦКТИ») с сохранением расчетной схемы и поверхностей нагрева котла ОР-210М. Основные результаты представлены в табл. П7.4.

Т а б л и ц а П7.3

Характеристики топлива на рабочую массу, %	Древесная биомасса	
	Ухудшенный состав	Проектный состав (прило- жение 1)
	Сортамент – опилки	
Влажность, W^r	40	26,1
Зольность, A^r	1,0	1,6
Углерод, C^r	29,0	38,7
Водород, H^r	2,9	2,9
Сера, S^r	0,1	0,1
Азот, N^r	0,6	0,6
Кислород, O^r	26,4	30,0
Калорийность Q_i^r на рабочую массу, ккал/кг	2400	3100

Т а б л и ц а П7.4

Наименование параметров, размерность	Обозна- чения	$D_k = 100 \% D_{ном}$ ОР-210М уголь	Котел № ОР-210М с КС $D_k = 100 \% D_{ном}$	
			Биомасса (древесные опилки)	Биомасса (древесные опилки)
1. Теплотворная способность, ккал/кг (ккал/м ³)	Q_i^r	4987	3100	2400
2. Тепловая доля, %	q	100 (уголь)	100 (опилки)	100 (опилки)
3. Паропроизво- дительность кот- ла, т/ч	D_k	210	110	120
4. Температура перегретого пара	$t_{пе}$	540	524	540
4. Полный расход твердого топлива на котел, кг/ч	B_k	27164	21422	31353

О к о н ч а н и е т а б л . П 7.4

Наименование параметров, размерность	Обозначения	$D_k = 100\%D_{ном}$ ОР-210М уголь	Котел № ОР-210М с КС $D_k = 100\%D_{ном}$	
			Биомасса (древесные опилки)	Биомасса (древесные опилки)
5. КПД котла брутто, %	$\eta_{бр\ ка}$	92,1	91,8	90,6
6. Температура уходящих газов, °С	$t_{ух}$	133	147	158
7. Доля уходящих газов, поступаю- щих в слой, %	$r_{гг}$	---	22	22
8. Температура горячего воздуха, °С	$t_{гв}$	258	257	265
9. Температура воздуха в слое, °С	$t_{сл}$	---	880...900	880...900
10. Коэффициент избытка воздуха на выходе из топки	$\alpha_{г}$	1,2		
11. Присос в топку	$\Delta\alpha_{г}$	0,02		

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	5
Часть I. Энергетика, как система топливно-энергетические ресурсы. Экологическая безопасность	7
1. Структура энергетики и ТЭР	7
1.1. Структура энергетики как системы.....	7
1.2. Топливо-энергетические ресурсы	9
2. Основные тенденции в потреблении углеводородного сырья	9
3. Стратегия мирового развития энергетики и потребность в связи с этим в топливно-энергетических ресурсах.....	12
4. Экологическая безопасность	16
4.1. Международные обязательства России по снижению вредных выбросов	16
4.2. Киотский протокол	18
4.3. Нормативы вредных выбросов	23
Часть II. Нетрадиционная энергетика. Возобновляемые источники энергии (ВИЭ)	29
Введение.....	29
1. Виды и классификация ВИЭ	32
2. Возобновляемые энергетические ресурсы в мире и перспективы их использования	33
3. Возобновляемые энергетические ресурсы России и перспективы их использования	34
	341

4. Сравнительные технико-экономические показатели для энергетических установок в традиционном исполнении и с использованием ВИЭ	38
5. Факторы, стимулирующие использование ВИЭ	40
5.1. Стимулирующие причины использования ВИЭ в развитых странах	40
5.2. Причины, стимулирующие использование ВИЭ в России	41
6. Состояние и перспективы использования ВИЭ в мире и России	42
6.1. Общая перспектива использования ВИЭ	42
6.2. Принципы и технологические особенности энергетических установок на НВИЭ	45
6.2.1. Гелиоэнергетика	45
6.2.2. Ветроэнергетические установки (ВЭУ)	46
6.2.3. Гидроэнергетика	47
6.2.4. Геотермальная энергетика	48
6.2.5. Биоэнергетика	51
6.2.6. Водородная энергетика	51
6.2.7. Энергетика на топливных элементах (ТЭ)	52
6.2.8. Термоядерная энергетика	53
6.3. Состояние и перспективы использования ВИЭ по основным видам	54
6.3.1. Ветроэнергетика	54
6.3.2. Геотермальная энергетика	55
6.3.3. Гидроэнергетика	55
6.3.4. Солнечная энергетика	56
6.3.5. Топливные элементы	57
6.3.6. Энергия биомассы	57
6.4. Состояние и перспективы развития нетрадиционной энергетики в России	58
6.4.1. Общая оценка состояния и перспективы использования ВИЭ	58
6.4.2. Состояние и перспективы развития отдельных видов НВИЭ	62
6.4.2.1. Геотермальная энергетика	62
6.4.2.2. Ветроэнергетика	66
6.4.2.3. Малая гидроэнергетика	74
6.4.2.4. Приливные электростанции	76

6.4.2.5. Солнечная энергетика (гелиоэнергетика)	78
6.4.2.6. Тепловые насосы	79
6.4.2.7. Использование температурного перепада	85
6.4.2.8. Автономные микроТЭС с тепловым двигателем внешнего сгорания	88
6.4.2.9. Использование биомассы	90
7. Государственная научно-техническая программа России «Экологически чистая энергетика»	95
7.1. Атомные станции нового поколения	96
7.2. Экологически чистая тепловая энергетика	97
7.3. Нетрадиционная энергетика	99
7.4. Топливо будущего	101
7.5. Экологически безопасная локализация радиоактивных отходов	102
7.6. Водородная энергетика и технология	102
7.7. Энергетика и технология угольных суспензий	103
Библиографический список к частям I и II	105
Часть III. Энергетическое использование биомассы	109
Введение.....	109
1. Основные источники биоэнергетического топлива	115
2. Ресурсы биомассы в России, как энергетического топлива	119
3. Характеристики биомассы как энергетического топлива	123
3.1. Общие энергетические характеристики биомассы	123
3.2. Энергетические характеристики и состав биомассы древесных отходов.....	128
3.3. Энергетические характеристики и состав биомассы сельскохозяйственных отходов	133
4. Технические аспекты использования биомассы, как энергетического топлива.....	135
4.1. Основные направления возможного использования биомасс	135
4.2. Совместное сжигание угля и биомассы	136
4.2.1. Общие положения	136
	343

4.2.2. Технологии слоевого сжигания, сжигания в стационарном и циркулирующем кипящем слое, а также в циклонных предтопках	137
4.2.3. Совместное сжигание биомассы в пылеугольных энергетических котлах	143
4.2.4. Совместное сжигание биомассы с предварительной ее газификацией в выносной топке	151
5. Прямое сжигание биомассы в специальных промышленных котельных установках	155
5.1. Общие положения. Основные энергомашиностроительные предприятия и научно-исследовательские разработки.....	155
5.2. Котельные агрегаты Белгородского котельного завода для сжигания биомассы	162
5.2.1. Многотопливные котлы БелКЗ.....	162
5.2.2. Котлы для сжигания органического твердого топлива в «зажатом слое». Топка скоростного горения ЦКТИ-ЛПИ (топка Померанцева)	166
5.3. Котлы с высокотемпературным кипящим слоем ООО «Петрококтел».....	170
5.4. Котлы Бийского котельного завода и НИИ ПО «Бийскэнерго-маш».....	176
Технология сжигания низкосортных топлив в топках с низкотемпературным слоем с вертикальным вихрем (НКТС).....	181
5.5. Сжигание биомассы по схеме НТВ- метода.....	186
5.6. Примеры некоторых конструкций котлов и технологий ТЭС зарубежных изготовителей.....	188
5.6.1. Энергоустановка Алхомене с многотопливным котлом (D = 700 т/ч).....	188
5.6.2. Котлы с циркулирующим кипящим слоем фирмы «Такума» для сжигания отходов бумажного производства.....	192
5.6.3. Перспективы использования биомассы в развитых странах мира	196
5.6.4. Пример биомассовой мини-ТЭЦ, пущенной в эксплуатацию в Германии	200

6. Энергетическое использование биомассы на основе термохимической газификации	202
6.1. Общие положения. Термическая газификация – альтернативный способ прямому сжиганию	202
6.2. Газификация топлива, как процесс	203
6.2.1. Особенности газогенерации для крупных энергетических установок.....	207
6.2.2. Газогенераторные установки малой мощности для газификации твердых топлив	213
6.2.2.1. Прямой процесс газификации	213
6.2.2.2. Обращенный процесс газификации	217
6.2.2.3. Двухзонные газогенераторы.....	218
6.2.2.4. Газогенераторы горизонтального процесса	219
6.2.3. Влияние физико-химических свойств топлива на процесс его газификации.....	221
6.3. Особенности энергетического использования биомассы с ее газификацией в специальных различного типа реакторах. Процесс газификации	229
6.3.1. Общие положения.....	229
6.3.2. Реакторы, внедряемые за рубежом.....	231
6.3.3. Технологии, используемые в промышленной энергетике России и СНГ	234
7. Автономные газогенераторные электростанции (мини-ТЭС), работающие на биомассе	243
7.1. Тепловые схемы мини-ТЭС	243
7.2. Развитие автономных газогенераторных (мини-ТЭС) электростанций на биомассе. Экономическая эффективность различных циклов	245
7.3. Газогенераторные ТЭС на биомассе с двигателем внутреннего сгорания (ДВС)	257
Заключение	263
Библиографический список к части III	268

Приложения	275
П р и л о ж е н и е 1. Пример расчета газификатора и газификации древесных отходов для обеспечения переработки биомассы с энергетическим потенциалом 15 % тепловой мощности котла паропроизводительностью 220 т/ч.	275
П р и л о ж е н и е 2. Результаты исследования размола и сжигания на огневом стенде УралВТИ отходов мукомольного производства	281
П р и л о ж е н и е 3. Пути энергетического использования жидких биомассных отходов целлюлозно-бумажного производства (шелкоков) на базе энергохимической технологии	288
П р и л о ж е н и е 4. Перспективы использования биомассы (отходов сельскохозяйственного производства, биомассы пищевой промышленности, осадков сточных вод, бытовых отходов и др.) с получением биогаза и других продуктов	295
4.1. Технологии получения биогаза и перспективы его использования.....	295
4.2. Эффективность внедренных технологий получения биогаза из осадков сточных вод	300
П р и л о ж е н и е 5. Сжигание биомассы в кипящем слое на котле-100-3,9-440 МДФ ОАО «Сибэнергомаш» (Барнаулский котельный завод).....	305
П р и л о ж е н и е 6. Краткие результаты эксплуатации Верхне-Мутновской геотермальной электростанции	315
П р и л о ж е н и е 7. Варианты предложений специалистов ЗАО «СибКОТЭС» по сжиганию древесной биомассы применительно к котлам ОР-210	325

УЧЕБНОЕ ИЗДАНИЕ

**Лев Ицкович Пугач
Феликс Анатольевич Серант
Дмитрий Феликсович Серант**

**НЕТРАДИЦИОННАЯ ЭНЕРГЕТИКА – ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ,
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ БИОМАССЫ, ТЕРМОХИМИЧЕСКАЯ ПОДГОТОВКА,
ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ**

Учебное пособие

Редактор *Л.Н. Ветчакова*
Технический редактор *Г.Е. Телятникова*
Обложка и суперобложка *А.В. Волошина*
Компьютерная верстка *В.Ф. Ноздрева*

Подписано в печать 28.12.05
Формат 60×84 1/16. Бумага офсетная
Гарнитура «Таймс»
Уч.-изд. л. 20,22. Печ. л. 21,75
Тираж 300 экз. Заказ № 102

Лицензия ИД № 04303 от 20.03.01
Издательство Новосибирского государственного
технического университета
630092, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20.
Тел. (383) 246-31-87
E-mail: office@publish.nstu.ru

Отпечатано в типографии
Новосибирского государственного технического университета
630092, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20