

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

В.Я. Ушаков, Н.Н. Харлов, П.С. Чубик

ПОТЕНЦИАЛ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ЕГО РЕАЛИЗАЦИЯ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ ТЭК

*Рекомендовано в качестве учебного пособия
Редакционно-издательским советом
Томского политехнического университета*

Издательство
Томского политехнического университета
2015

УДК 620.9:658.5(075.8)

ББК 31.190.7я73

У93

Ушаков В.Я.

У93 Потенциал энергосбережения и его реализация на предприятиях ТЭК : учебное пособие / В.Я. Ушаков, Н.Н. Харлов, П.С. Чубик ; Томский политехнический университет. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2015. – 283 с.

В пособии основное внимание уделено анализу энергетической эффективности работы основных предприятий топливно-энергетического комплекса (ТЭК). Рассмотрены причины потерь энергии и энергоресурсов, потенциал энергосбережения и способы его реализации при добыче, предварительной подготовке и транспортировке энергоресурсов, при производстве, передаче и распределении электрической и тепловой энергии.

Адресовано магистрантам, обучающимся по направлению «Электроэнергетика» (программа «Энергосбережение и энергоэффективность»), а также аспирантам, научным сотрудникам и специалистам, занимающимся проблемами энергосбережения и повышения энергетической эффективности. Может быть полезным для руководителей различного уровня для быстрого и сравнительно нетрудоёмкого «погружения» в данную проблему.

УДК 620.9:658.5(075.8)

ББК 31.190.7я73

Рецензенты

Доктор технических наук профессор Новосибирского
государственного технического университета,
заместитель директора – главного инженера филиала
ОАО «Электросетьсервис ЕНЭС»

А.Г. Овсянников

Заслуженный энергетик РФ
директор НП «Региональный центр управления
энергосбережением» (г. Томск)

М.И. Яворский

© ФГАОУ ВО НИ ТПУ, 2015

© Ушаков В.Я., Харлов Н.Н., Чубик П.С., 2015

© Оформление. Издательство Томского
политехнического университета, 2015

ОГЛАВЛЕНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ.....	8
ВВЕДЕНИЕ	12
СПИСОК ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ.....	16
Глава 1. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ МЕРОПРИЯТИЙ.....	18
1.1. Основные понятия из сферы энергосбережения и повышения энергетической эффективности	18
1.2. Экономическая и энергетическая эффективность и финансовая привлекательность энергосбережения	23
1.2.1. Характеристика энергосберегающих мероприятий и потенциала энергосбережения.....	23
1.2.2. Оценка экономической состоятельности инвестиций в энергосберегающие проекты	28
Вопросы и задания	36
Глава 2. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЭНЕРГОРЕСУРСОВ. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОИЗВОДСТВА И ТРАНСПОРТИРОВКИ МИНЕРАЛЬНОГО ТОПЛИВА	37
2.1. Невозобновляемые энергоресурсы.....	37
2.1.1. Добыча и подготовка нефти и газа	42
2.1.2. Транспорт жидких и газообразных углеводородов	44
2.1.3. Добыча и подготовка угля	46
2.1.4. Состояние и перспективы ресурсной базы атомной энергетики	47
2.2. Вспомогательные топливные ресурсы	52
2.2.1. Горючие и газоносные сланцы.....	53
2.2.2. Битуминозные песчаники	57
2.2.3. Газогидраты.....	57
2.2.4. Попутный нефтяной газ	59
2.2.5. Угольный (шахтный) метан.....	61
2.2.6. Синтетический газ (сингаз)	63
2.2.7. Утилизация твердых бытовых отходов.....	65
2.3. Возобновляемые источники энергии	69
Вопросы и задания	73

Глава 3. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ И ЭНЕРГИИ.....	74
3.1. Виды энергии	75
3.2. Энергетические характеристики минерального топлива.....	76
3.3. Оценка и нормирование эффективности преобразования топлива в электрическую и тепловую энергию	79
3.3.1. Показатели энергетической эффективности.....	80
3.3.2. Нормирование расхода топлива.....	86
Вопросы и задания	88
Глава 4. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОИЗВОДСТВА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.....	89
4.1. Основные понятия в сфере теплообмена и передачи тепловой энергии.....	90
4.2. Теплообменные аппараты	93
4.3. Основные способы сжигания топлива	96
4.4. Классификация и основные характеристики котельных установок и систем теплоснабжения	104
4.4.1. Основные типы котлов.....	104
4.4.2. Технологические схемы теплоснабжения.....	111
4.5. Повышение энергоэффективности котельных установок	116
4.5.1. Потенциал энергосбережения и пути его реализации	116
4.5.2. Утилизация теплоты уходящих газов.....	125
4.6. Теплоснабжение от нетрадиционных возобновляемых источников энергии.....	131
4.6.1. Биомасса	132
4.6.2. Геотермальная энергия	134
4.6.3. Низкопотенциальное рассеянное тепло окружающей среды. Тепловые насосы	135
4.6.3.1. Утилизация тепловой энергии вод морей и океанов	135
4.6.3.2. Утилизация низкопотенциального рассеянного тепла с помощью тепловых насосов	136
4.6.4. Солнечная энергия.....	145
4.6.5. Ветровая энергия	149
4.6.6. Тепловые аккумуляторы для систем с нестабильным производством энергии	150
Вопросы и задания	152

Глава 5. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТРАНСПОРТА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.....	154
5.1. Потери тепла при транспортировке и возможности их уменьшения.....	155
5.2. Сокращение энергозатрат на прокачку теплоносителя.....	160
Вопросы и задания	163
Глава 6. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ	164
6.1. Принципы работы и характеристики топливосжигающих электростанций.....	165
6.1.1. Конденсационные электростанции (КЭС).....	166
6.1.2. Теплоэлектроцентрали (ТЭЦ)	167
6.1.3. Атомные электростанции (АЭС)	170
6.1.4. Электростанции на основе поршневых двигателей внутреннего сгорания (ДВС)	176
6.1.5. Газотурбинные (ГТУ) и турборасширительные установки (турбодетандеры).....	178
6.2. Потенциал повышения эффективности производства электрической энергии	184
6.2.1. Состояние и перспективы	185
6.2.2. Когенерация. Энергоэффективные производственные схемы и технологии на ТЭС.....	191
6.2.3. Расходы энергии на собственные и хозяйственные нужды электростанций	204
6.2.4. Оптимизация структуры топливных генерирующих мощностей.....	208
Вопросы и задания	210
Глава 7. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТРАНСПОРТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ	211
7.1. Общие представления об эффективности передачи и распределения электрической энергии.....	211
7.2. Структура потерь электроэнергии.....	214
7.3. Технологические потери в сетях.....	215
7.3.1. Технические потери	216
7.3.2. Добавочные потери	219
7.3.2.1. Моделирование режимов электрических сетей для расчета добавочных потерь.....	220

7.3.2.2. Частотные характеристики многопроводных линий	222
7.3.2.3. Потери электрической энергии в элементах сети в условиях несимметрии и несинусоидальности токов.....	223
7.3.3. Расходы энергии на собственные и хозяйственные нужды подстанций	224
7.4. Основные мероприятия по сокращению технологических потерь	227
7.4.1. Снижение сопротивления проводов ЛЭП и/или снижение плотности тока	231
7.4.2. Повышение коэффициента мощности.....	232
7.4.3. Уменьшение потерь энергии в трансформаторах	237
7.4.4. Снижение технологических потерь электроэнергии в распределительных сетях 0,4–10 кВ	239
7.5. Перспективы снижения технологических потерь электроэнергии в сетях за счет радикального изменения конфигурации электроэнергетической системы.....	240
7.6. Коммерческие потери в сетях	248
7.6.1. Происхождение коммерческих потерь.....	248
7.6.2. Мероприятия по снижению коммерческих потерь.....	249
Вопросы и задания	250
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	252
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	254
ПРИЛОЖЕНИЕ 1. Частотные характеристики одноцепной линии разной длины	260
ПРИЛОЖЕНИЕ 2. Частотные характеристики двухцепной линии разной длины.....	264
ПРИЛОЖЕНИЕ 3. Суточные графики суммарных, основных и добавочных потерь мощности, а также структура потерь мощности линий 110 кВ ОАО «МРСК Юга» – филиал «Ростовэнерго»	268
ПРИЛОЖЕНИЕ 4. Некоторые типовые мероприятия по снижению потерь электроэнергии в энергосистемах, на электростанциях и в электрических сетях [75]	277

*«Остерегайтесь и мелких
напрасных расходов,
ибо маленькая течь может
потопить и большой корабль».*

**Бенджамин Франклин
(1706–1790)**

ПРЕДИСЛОВИЕ

Глобализация мировой экономики и вступление России во Всемирную торговую организацию (ВТО) обострили проблему конкурентоспособности российских товаров на международном и внутреннем рынках. В настоящее время большинство из них уступает мировым образцам либо по цене, либо по качеству, либо одновременно по обоим показателям. В советское время спрос на отечественные товары поддерживался их относительной дешевизной благодаря низкой стоимости ресурсов, включая энергетические, меньшей долей заработной платы в себестоимости продукции, а также протекционизмом в рамках социалистического лагеря. Последний фактор исчез после распада СССР. Действие двух других существенно ослабло: а) вслед за мировыми растут внутренние цены на энергетические ресурсы, а энергоемкость российских товаров и услуг снижается недопустимо низкими темпами (за 90-е годы она существенно увеличилась); б) поддержание социального мира в стране требует повышения заработной платы работников, производящих товары или обслуживающих этот процесс, что, естественно, ведет к удорожанию продукции.

В этих условиях совершенно обоснованной и практически безальтернативной является государственная политика перевода страны на путь инновационного ресурсо- и энергосберегающего развития, предусматривающего реализацию стратегии энергосбережения и энергозамещения.

Приоритет выбран по ряду вполне очевидных причин:

- по удельной энергоемкости ВВП (по паритету покупательной способности) наша страна оказалась среди развивающихся стран с неэффективной экономикой;
- электрическая энергия заняла ключевое место в материальном фундаменте современного общества; согласно Энергетической стратегии России на период до 2030 года (ЭС-2030), объем производства и внутреннего потребления электроэнергии за этот период возрастет не менее чем в два раза;

- тепловая энергия в потребном количестве – неперенное условие комфортной жизни населения (а нередко и простого его выживания) в такой холодной стране, как Россия (65 % территории относится к зоне вечной мерзлоты);

- устойчивый рост благосостояния общества возможен только при обеспечении принципа энергетической рецессии, т. е. при снижении темпов роста удельных объемов потребления энергии;

- наличие большого потенциала энергосбережения (40–45 % от объема ежегодного потребления энергии и энергоресурсов), реализовать который можно по приемлемой цене;

- масштабное замещение невозобновляемых минеральных энергоресурсов возобновляемыми, а традиционных технологий производства электрической и тепловой энергии – перспективными позволяет продлить доступность традиционных энергоресурсов не только для энергетики, но и для химических производств, уменьшить техногенное давление на окружающую среду [43, 44].

Предлагаемое учебное пособие по существу является третьей частью образовательного модуля основных (профилирующих) дисциплин «Энерго- ресурсоэффективность и энергетическая безопасность» по магистерской программе «Энергосбережение и энергоэффективность». В первой части – ранее изданном пособии [21] – рассмотрены: краткая история становления и развития электроэнергетики и ее современное состояние; проблемы обеспечения энергетики первичными ресурсами; производство, передача и накопление электроэнергии; экологические проблемы, обусловленные ростом производства и потребления энергии; геополитические и социальные угрозы, связанные с энергообеспечением. Акцент сделан на проблемах и способах их преодоления на всех этапах жизненного цикла энергоресурсов: от поиска, разведки и добычи сырья до потребления электрической и тепловой энергии.

Во второй части [19] приоритет был отдан социально-экономическим, организационным и правовым аспектам энергосбережения, барьерам на пути к повышению энергоэффективности в России. В третьей части (т. е. в данной книге) основное внимание уделено анализу причин потерь энергии и энергоресурсов, потенциалу энергосбережения и способам его реализации при добыче, предварительной подготовке и транспортировке энергоресурсов, при производстве, передаче и распределении электрической и тепловой энергии. Очевидно, что речь идет об энергетической эффективности работы основных предприятий топливно-энергетического комплекса (ТЭК). Эти проблемы применительно к секторам конечного потребления энергии (обрабатывающая промышленность, транспорт, бюджетные учреждения и жилищно-коммунальное

хозяйство, освещение) будут рассмотрены в четвертой части образовательного модуля – в учебном пособии «Потенциал энергосбережения и его реализация в секторах конечного потребления», издание которого запланировано на 2015 г.

При написании третьей и четвертой частей образовательного модуля были приняты во внимание следующие обстоятельства:

1. К настоящему времени не сформировался рынок труда для магистров-электроэнергетиков, специализировавшихся во время учебы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности и пошедших не в науку и образование, а на производство. Они могут быть востребованы предприятиями/учреждениями практически любого профиля, потребляющими в больших объемах энергоресурсы и энергию и стремящимися повысить эффективность их использования. Полезными для их адаптации к требованиям данного конкретного предприятия/учреждения будут хотя бы минимальные знания особенностей его энергопотребляющих технологий и оборудования.

2. Магистранты-электроэнергетики не изучают специальные дисциплины, относящиеся к большинству возможных сфер их будущей деятельности (естественно, за исключением электроэнергетики). В этой связи в третьей и четвертой частях модуля кратко рассмотрены энергопотребляющие техника и технологии практически во всех секторах экономики: топливно-энергетическом комплексе, в основных сферах конечного потребления энергии и энергоресурсов.

3. На сегодня издано достаточно много учебников, учебно-методических пособий и монографий, курсов лекций, адресованных студентам профильных вузов или факультетов. В них подробно рассмотрены основные для данной отрасли технологии и техника, потенциал энергосбережения и повышения энергоэффективности и способы его реализации. Как правило, они снабжены примерами количественной оценки энергопотребления, потерь энергии, потенциала энергосбережения, экономических эффектов от реализации энергосберегающих мероприятий. Поскольку они являются хорошими помощниками для магистров-электроэнергетиков при их самостоятельном углублении специальных знаний, востребованных практической деятельностью, в данном пособии дано большое количество ссылок на эти публикации. В предлагаемых списках литературы (основной – рекомендуемой и дополнительной – цитируемой в книге) содержатся монографии и учебники, в том числе написанные годы и десятилетия назад. К счастью, изложенные в них фундаментальные положения и законы не подвержены влиянию времени и социальных потрясений, пережитых нашей страной в 90-е годы. Эти работы сохранили свою ценность. Заимствования из статей/докладов не

всегда отмечены ссылкой, если они опубликованы в малотиражных или узкоспециализированных изданиях.

4. Пособия предназначены магистрантам-электроэнергетикам (в первую очередь обучающимся по программе «Энергосбережение и энергоэффективность»), но авторы надеются, что они будут полезны и для руководителей регионального и муниципального уровней, отдельных предприятий и организаций для их быстрого и сравнительно нетрудоемкого «погружения» в проблему энергосбережения и повышения энергетической эффективности производства товаров и оказания услуг. Это же относится и к слушателям курсов по подготовке энергоаудиторов, по повышению квалификации персонала, отвечающего за энергообеспечение и энергосбережение на своих предприятиях/организациях.

Структура и содержание пособий сформировано на основании 6-летнего опыта руководства магистерской программой «Энергосбережение и энергоэффективность» в Национальном исследовательском Томском политехническом университете (НИ ТПУ) и более чем 15-летнего опыта выполнения энергетических обследований предприятий и организаций разного профиля и разного масштаба, включая предприятия ТЭК, а также общения со специалистами и руководителями предприятий, в которых работают выпускники-магистры. Большую помощь авторам оказала работа с учебниками и монографиями других авторов, прежде всего представителей научных школ в области энергосбережения Уральского федерального университета имени первого Президента России Б.Н. Ельцина (УФУ), Московского энергетического института (технического университета), Нижегородского государственного технического университета, а также с публикациями сотрудников Центра по эффективному использованию энергии (ЦЭНЭФ), некоммерческого партнерства «Инженеры по отоплению, вентиляции, кондиционированию воздуха, теплоснабжению и строительной теплофизике» (НП «АВОК»), Регионального центра управления энергосбережением (РЦУЭ, г. Томск), Научно-исследовательского института электроэнергетики (ВНИИЭ).

Авторы благодарны сотрудникам Регионального центра ресурсосбережения М.В. Волкову, В.С. Боровикову, Е.В. Богдановой, Т.Б. Акимжанову за помощь в работе над пособием.

С благодарностью будут приняты замечания и предложения, которые читатели могут направлять по электронным адресам: vyush@tpu.ru; rcr@tpu.ru; chubik@tpu.ru.

Авторы

ВВЕДЕНИЕ

Обеспечение энергетической и экологической безопасности страны требует решения пяти основных задач: 1) реализация концепции энергосбережения и повышения энергетической эффективности (ЭС и ПЭЭ); 2) реализация концепции энергозамещения; 3) повышение объемов и эффективности добычи традиционного минерального топлива; 4) вовлечение в энергетическое производство «вспомогательных» топливных ресурсов; 5) освоение новых технологий производства электрической и тепловой энергии.

Целенаправленная деятельность стран с ограниченными энергетическими ресурсами, но с мощным научно-техническим потенциалом позволила за последние 20 лет снизить удельную энергоёмкость ВВП в 2 раза. Отправной точкой возведения ЭС и ПЭЭ в ранг государственной политики в этих странах можно считать первый нефтяной кризис (1973–1974 гг.). В нашей стране вплоть до слома экономического уклада в начале 90-х годов экономическая политика формировалась без серьёзного внимания к энергоёмкости ВВП. В начале XXI в. впервые в человеческой истории ряд ведущих стран мира, в том числе и Россия, объявили новую экономическую стратегию – развитие страны при непрерывном снижении энергопотребления. Так, Европейский союз (ЕС) принял стратегическую цель, план достижения которой получил название «План 20–20–20». В соответствии с этой целью в ЕС к 2020 г. планируется снизить энергопотребление на 20 % по сравнению с 2008 г., уменьшить на 20 % выбросы парниковых газов и заменить на 20 % традиционные источники энергии возобновляемыми (реализация концепции энергозамещения). Уже сейчас в некоторых странах, например в Дании, рост производства происходит при сокращении энергопотребления. Опыт западных стран показал, что вложения в энергосбережение и повышение энергоэффективности являются полноправной альтернативой строительству новых энергетических объектов, а в ряде случаев даже более целесообразны. Экономия единицы энергии на конечной стадии ее потребления приводит к экономии в среднем 3–4 единиц первичного энергоресурса, а средние удельные капитальные вложения в энергосберегающие мероприятия, осуществляемые конечными потребителями, многократно ниже ожидаемых капитальных вложений в производство эквивалентного количества энергоресурсов (от 3- до 8-кратного). Однако и эти «многократно более низкие» капитальные вложения означают, что для повышения энергоэффективности российской экономики до запланированного

уровня требуются капиталовложения, оцениваемые в 50–70 млрд долл. в период до 2020 г.

Для нашей страны снижение энергоёмкости товаров и услуг является особенно актуальным по ряду причин, в том числе и потому, что для населения России пока неприемлем высокий темп роста внутренних цен на энергию и энергетическое сырьё для обеспечения развития топливно-энергетического комплекса (ТЭК), поскольку уровень оплаты труда в несколько раз ниже, чем в наиболее развитых странах. Темпы роста цен не должны превышать темпы роста производительности труда. В противном случае в стране будет расти инфляция с темпом, равным темпу роста стоимости энергоносителей.

Потенциал энергосбережения у России составляет около 408 млн т у.т. Распределение его по отраслям экономики в процентах от суммарного потенциала, принятого за 100 %, выглядит следующим образом:

- ТЭК – 30 %;
- промышленность и стройиндустрия – 22 %;
- жилые здания – 18 %;
- транспорт и связь – 13 %;
- сфера услуг – 8 %;
- госучреждения – 5 %;
- сельское хозяйство – 4 %.

Второе направление сбережения невозобновляемых энергоресурсов – *энергозамещение* наиболее действенно в электроэнергетике, потребляющей почти 75 % всего котельно-печного топлива. Оно предусматривает увеличение в выработке электрической и тепловой энергии доли энергетических установок на базе использования возобновляемых источников и дополнительных (вспомогательных) топливных ресурсов, а также атомных электростанций (АЭС) с реакторами на быстрых нейтронах, позволяющими реализовать замкнутый ядерный топливный цикл. Актуальность энергосбережения и энергозамещения со временем будет только возрастать в связи неуклонным ростом потребления топлива и энергии (табл. 1).

Таблица 1

*Факт и прогноз (для благоприятного развития экономики)
потребления топлива и энергии в России*

Показатели	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020
Электроэнергия, млрд кВт·ч	1073	841	864	995	1135	1315	1545
Электроёмкость ВВП, кВт·ч/долл	1,08	1,37	1,39	1,25	1,06	0,94	0,86
Теплоэнергия централизованная, млн Гкал	2076	1634	1468	1555	1640	1730	1820

Окончание табл. 1

Показатели	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020
Моторное топливо, млн т	114	68	66	71–73	75–80	80–95	85–110
в том числе: бензин	34	26	24	26–27	27–30	30–35	30–40
дизельное топливо	57	30	33	34–35	35–40	40–45	40–55
Первичные энергоресурсы – всего, млн т у.т.	1257	930	921	995	1050	1135	1240
Энергоемкость ВВП, т у.т./тыс. долл.	1,27	1,51	1,49	1,25	0,98	0,81	0,69

Достигнутые и даже планируемые показатели энергосбережения представляются весьма скромными в сопоставлении с результатами анализа потенциала ЭС и ПЭЭ. В докладах Римскому клубу, изданных в виде монографий [80], рассмотрены перспективы и пути повышения эффективности потребления ресурсов (в том числе энергетических) в быту, в секторах экономики, которые потребляют наибольшее количество энергии, воды и минерального сырья и причиняют наибольший вред окружающей среде (строительство и эксплуатация зданий, производство стали и цемента, сельское хозяйство, транспорт). Показано, что во всех рассмотренных секторах реально добиться **четырёх-пятикратного повышения** ресурсоэффективности в обозримой перспективе. Однако авторы [80] вынуждены констатировать, что большинство многообещающих изобретений (технологий, приборов, устройств), которые позволяют в разы увеличить эффективность использования ресурсов, до сих пор так и не нашли широкого применения. Основное препятствие – логика поведения потребителей и производителей энергии в рыночных условиях, основанная на двух вполне легитимных и понятных принципах:

- потребители потребляют столько, сколько могут себе позволить;
- производители продуцируют то, что предположительно может обеспечить им прибыль. Всевластие рынка обеспечило дальнейший рост экономики большинства стран, но с соответствующим ростом расхода ресурсов (энергии, воды, минерального сырья).

Решение этой проблемы осложнено большой рассеянностью энергосбережения во времени и пространстве – экономический эффект проявляется через длительное время с момента реализации мероприятий (месяцы и годы), а для его достижения энергоносители необходимо сберегать везде.

Отрицательную роль сыграло и забвение народного изречения «бесплатный сыр только в мышеловке». Ажиотаж вокруг энергосбережения в СМИ внушил немало числу руководителей всех уровней и

населению мысль о том, что энергосбережение – панацея от всех (прежде всего экономических) бед и что вложением малых сил и средств можно добиться всегда и везде желаемых целей – снизить плату за энергоносители, повысить конкурентоспособность товаров и услуг и др. В действительности мероприятия, связанные с ЭС и ПЭЭ, как правило, недешевы и окупаются не сразу, т. е. реальность не оправдала их ожиданий. Поэтому многие из них потеряли интерес к энергосбережению, а предприятия и организации продолжили работать в старых условиях – закладывать в себестоимость своей продукции стоимость потерянных и перерасходованных энергетических ресурсов и платить пока незначительные (в России) штрафы за загрязнение окружающей среды. В настоящее время лишь немногие предприятия/организации, прошедшие энергетическое обследование, которое выявило потенциально высокую прибыльность энергосберегающих мероприятий, готовы реализовать их.

Следует также учитывать, что, в отличие от давно известных и апробированных технических и технологических решений в области ЭС и ПЭЭ, финансово-экономические процессы требуют серьезного исследования, в том числе с учетом инфраструктурной специфики территории, качества оценки потенциала энергосбережения и выбора способов его реализации и др. [10].

Кроме названных выше препятствий глобального характера в нашей стране действуют ещё следующие факторы:

- большие запасы энергоресурсов в стране, которые формировали энергорасточительный менталитет россиян и которые продолжают гасить мотивацию к ЭС и ПЭЭ;
- нехватка опыта и специалистов для менеджмента и исполнения задач по ЭС и ПЭЭ [19].

Совокупное проявление этих факторов приводит к тому, что, несмотря на усилия, прилагаемые в последние 10–15 лет руководством страны, темпы снижения удельной энергоёмкости ВВП России остаются недопустимо низкими – примерно 1 % в год с начала нового столетия, что ставит под угрозу срыва достижения к 2020 г. цели, поставленной в государственной программе «Энергоэффективность и развитие энергетики на период до 2020 года», – снижение энергоёмкости ВВП по отношению к уровню 2007 г. на 40 % (на 13,5 % за счёт ЭС и ПЭЭ и на 26,5 % за счёт переориентации экономики на менее энергоёмкие отрасли).

СПИСОК ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АИИСКУЭ	– автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии
АСК	– автоматизированная система контроля
АСУ ТП	– автоматизированная система управления технологическим процессом
АТЭЦ	– атомная теплоэлектроцентраль
АЭ	– атомная энергетика
АЭС	– атомная электростанция
БМ	– биологическая масса (биомасса)
БП	– битуминозные песчаники
БР	– «быстрые» реакторы (реакторы)
ВВП	– валовой внутренний продукт
ВВЭР	– водо-водяной энергетический котел
ВНД	– внутренняя норма доходности
ВЭ	– возобновляемая энергетика
ВЭР	– возобновляемые энергоресурсы
ВЭТ	– водоземлюсионное топливо
ВЭУ	– ветровая энергетическая установка
ГВС	– горячее водоснабжение
ГГ	– газогидраты
ГеоТЭС	– геотермальная тепловая электростанция
ГРП	– газораспределительный пункт
ГРС	– газораспределительная станция
ГРЭС	– государственная районная электростанция
ГС	– горючие и газоносные сланцы
ГТУ	– газотурбинная установка
ГЭС	– гидроэлектростанция
ДВС	– двигатель внутреннего сгорания
ДГА	– детандергенераторный агрегат
ЕНЭС	– единая национальная электрическая сеть
ЖКХ	– жилищно-коммунальное хозяйство
ИД	– индекс доходности
ИРМ	– источник реактивной мощности
КБ	– конденсаторная батарея
КИН	– коэффициент извлечения нефти
КПЭ	– коэффициент преобразования энергии/коэффициент энергоэффективности
КТАН	– контактный теплообменный аппарат (с активной насадкой)
КЭС	– конденсационная станция
ЛЭП	– линия электропередач

МЭА	– международная энергетическая ассоциация
НВИЭ	– нетрадиционные возобновляемые источники энергии
НТР	– нетрадиционные топливные ресурсы
ОТЭС	– океаническая тепловая электростанция
ПГУ	– парогазовая установка
ПНГ	– попутный нефтяной газ
ПОК	– период окупаемости капиталовложений
ПТН	– промежуточный теплоноситель
ПЭС	– потенциал энергосбережения
РМ	– реактивная мощность
СН	– собственные нужды (электростанции, подстанций)
СНиГ	– сланцевые нефть и газ
СНиП	– санитарные нормы и правила
СТАТКОМ	– статический компенсатор реактивной мощности
СТК	– статический теристорный компенсатор реактивной мощности
СЦТ	– система централизованного теплоснабжения
СЦТ	– система централизованного теплоснабжения
СЭС	– солнечная электростанция
ТА	– тепловой аккумулятор
ТАМ	– теплоаккумулирующий материал
ТБО	– твердые бытовые отходы
ТГК	– территориальная генерирующая компания
ТН	– тепловой насос
ТОА	– теплообменные аппараты
ТП	– трансформаторная подстанция
ТТ	– тепловая труба
ТТЧ	– технологическое топливное число
ТЭБ	– топливно-энергетический баланс
ТЭР	– топливные энергетические ресурсы
ТЭС	– тепловая электрическая станция
ТЭЦ	– теплоэлектроцентраль
УАТ	– углеаэрозольное топливо
УМ	– угольный (шахтный) метан
УШР	– управляемый шунтирующий реактор
ФОРЭМ	– Федеральный оптовый рынок электроэнергии
ЦТП	– центральный тепловой пункт
ЧПД	– чистый приведенный доход
ШР	– шунтирующий реактор
ЭД	– электрический двигатель
ЭЛК	– электрологистический каркас
ЭС	– электрические сети
ЭС и ПЭЭ	– энергосбережение и повышение энергетической эффективности

ГЛАВА 1

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ МЕРОПРИЯТИЙ

1.1. Основные понятия из сферы энергосбережения и повышения энергетической эффективности

В Федеральном законе от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ [70] даны следующие определения понятиям, относящимся к проблеме уменьшения удельной энергоемкости товаров/продукции и услуг: **энергосбережение** – «...реализация организационных, правовых, технических, технологических, экономических и иных мер, направленных на уменьшение объема используемых энергетических ресурсов при сохранении соответствующего положительного эффекта от их использования...», **энергоэффективность** – «...характеристики, отражающие отношение полезного эффекта от использования энергетических ресурсов, к затратам энергоресурсов, произведенных в целях получения такого эффекта...».

В научных публикациях «энергосбережение» часто трактуется как действия/мероприятия, направленные на борьбу с расточительностью, вызванной преимущественно организационными неурядицами и энергорасточительным менталитетом россиян, наведение элементарного порядка. Сокращение энергоемкости технологических процессов, производственного и бытового оборудования обозначают термином «**повышение энергетической эффективности**». Термин «энергоэффективность» всеми трактуется одинаково – со смыслом, декларированным в ФЗ-261.

Основными показателями эффективности энергоиспользования являются:

- коэффициент полезного действия энергетической установки;
- коэффициент полезного использования энергии;
- коэффициент полезного использования энергии по отдельным видам и параметрам энергоносителей;
- удельный (фактический) расход энергоносителя;
- удельные затраты энергоресурсов на единицу выпускаемой продукции и их составляющие по энергоносителям (электроэнергия, топливо, вода) [9].

Понятия «энергосбережение» (действие) и «энергоэффективность» (преобладающий смысл – результат действий) опираются на

объединяющее их понятие «полезный эффект», что позволяет установить между ними количественную связь [3].

Следуя [46], полагаем, что на достижение некоего полезного эффекта (M), например производство электрической и тепловой энергии, затрачено W энергии. Если выполнение энергосберегающего мероприятия привело к экономии ΔW энергии, то энергоэффективность достижения этого полезного эффекта до проведения энергосберегающего мероприятия составила $E = M/W$, а после выполнения мероприятия – $E_1 = M / (W - \Delta W)$.

Энергоэффективность процесса достижения полезного эффекта после проведения энергосберегающих мероприятий E_1 можно представить в виде

$$E_1 = \frac{M}{W - \Delta W} = \frac{M}{W} \left(\frac{W}{W - \Delta W} \right) = E \left(\frac{1}{1 - \frac{\Delta W}{W}} \right). \quad (1.1)$$

Таким образом, энергоэффективность после проведения энергосберегающего мероприятия есть произведение начальной энергоэффективности на коэффициент, зависящий от относительного энергосбережения. Этот коэффициент показывает, во сколько раз повышается энергоэффективность рассматриваемого полезного эффекта при относительном энергосбережении, равном $\Delta W/W$ (рис. 1.1).

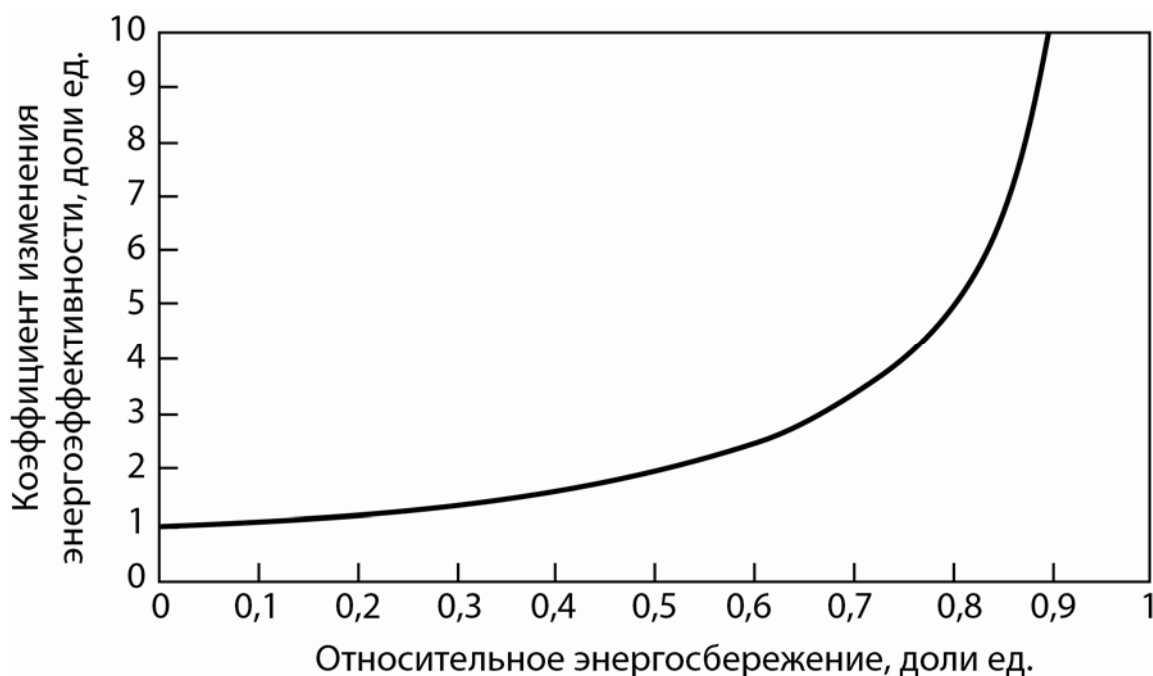


Рис. 1.1. Зависимость коэффициента изменения энергоэффективности от относительного энергосбережения

Величина, обратная энергоэффективности, называемая энергоемкостью полезного эффекта, после проведения энергосберегающего мероприятия равна

$$\frac{1}{E_1} = \frac{1}{E} \left(1 - \frac{\Delta W}{W} \right). \quad (1.2)$$

Коэффициент изменения энергоемкости полезного эффекта зависит от относительного энергосбережения по линейному закону (рис. 1.2).

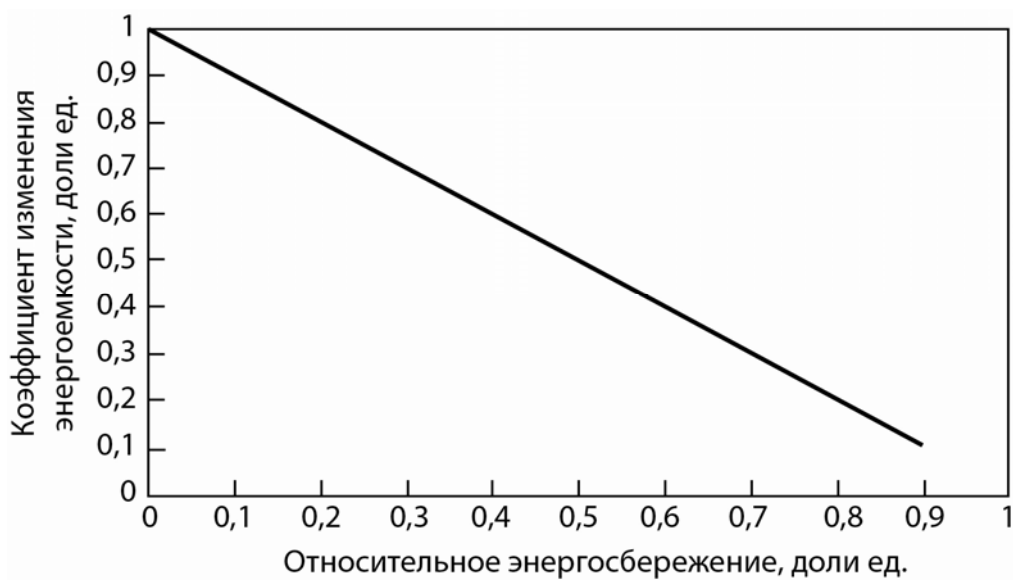


Рис. 1.2. Зависимость коэффициента изменения энергоемкости полезного эффекта от относительного энергосбережения

Из представленных графиков следует:

- энергоэффективность нелинейно зависит от энергосбережения и при малых значениях относительного энергосбережения энергоэффективность изменяется незначительно;
- снижение энергоемкости на некоторую величину требует большего относительного энергосбережения (например, для снижения энергоемкости ВВП на 40 % необходимо снизить затраты энергии не на 40 %, а на 60 %). Отсюда следует практическая невозможность существенного снижения энергоемкости ВВП за счет только энергосбережения.

Потребность в инвестициях и капитальных вложениях требует технико-экономического обоснования мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности (ЭС и ПЭЭ). Очень часто требуется оптимизировать денежные, трудовые и иные затраты (далее – затраты) на внедрение энергосберегающих технологий и энергоэффективного оборудования. При этом приходится учитывать нелинейные зависимости эффекта энергосбережения от инвестиций. При внедрении ме-

роприятий по ЭС и ПЭЭ, с одной стороны, уменьшается удельное потребление энергии, что приводит к уменьшению себестоимости выпускаемой продукции, с другой стороны – требуется привлечение дополнительных средств на модернизацию энергопотребляющего производственного оборудования, что повышает себестоимость продукции. Качественно это можно пояснить (рис. 1.3).

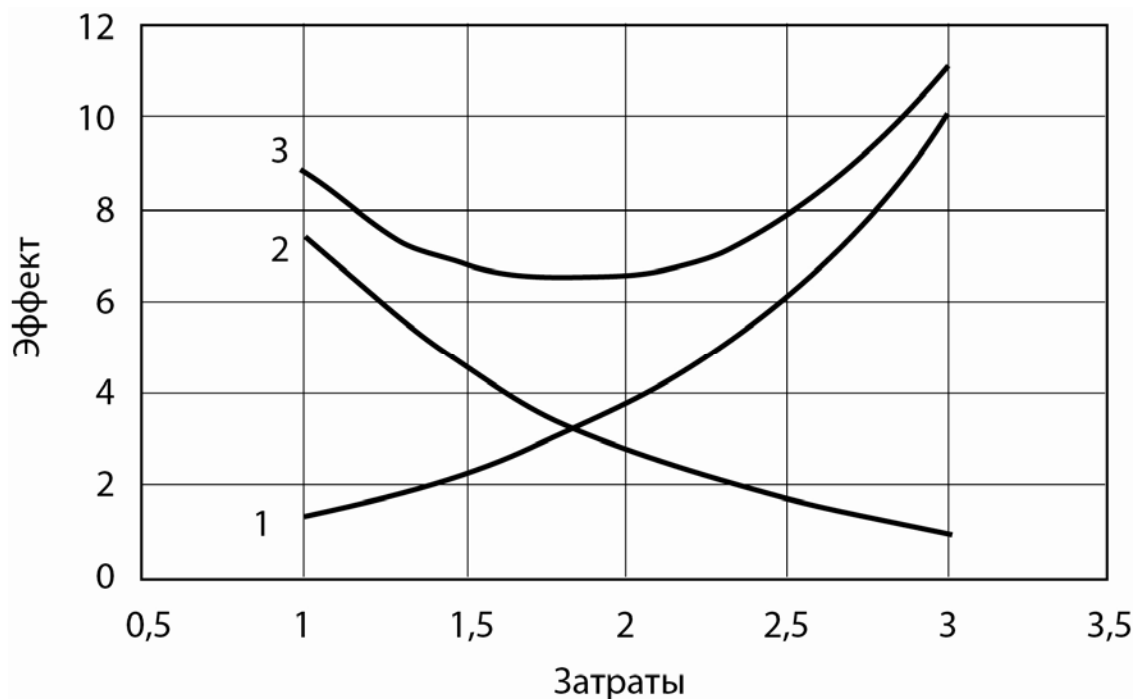


Рис. 1.3. К пояснению необходимости оптимизации затрат на мероприятия по ЭС и ПЭЭ: 1 – себестоимость с учетом дополнительных затрат; 2 – стоимость потребляемой энергии; 3 – суммарный эффект от энергосберегающих мероприятий

Например, известно, что не всякое снижение потерь электроэнергии в сети при ее транспортировке повышает экономичность работы энергосистемы в целом. Снизить потери можно и экономически нецелесообразными способами. Вместе с тем не каждое повышение экономичности работы энергосистемы сопровождается снижением потерь в сетях.

Таким образом, задача обоснования мероприятий по ЭС и ПЭЭ сводится к оптимизации затрат на их проведение. Так как мероприятия по повышению энергоэффективности долгосрочные, то эта задача усложняется из-за нестабильности цен. В условиях инфляции требуется проводить оптимизацию на фоне прогнозирования экономического развития и цен на топливно-энергетические ресурсы (ТЭР). Кроме того, трудно поддается учету «скрытый» эффект от экономии ископаемого углеводородного топлива (экологическая сторона эффекта).

Для количественной оценки максимально возможных результатов энергосберегающей деятельности введена характеристика **потенциал энергосбережения (ПЭС)**. В специальной литературе даны как минимум три определения этой характеристики:

1) количество энергоресурсов, потребление которых может быть сокращено при выпуске того же объема и номенклатуры продукции, товаров и услуг неизменного качества и за установленное время;

2) максимальные потери топлива, тепловой, механической и электрической энергии на уровне установки, цикла, цеха, завода, которые возможно полностью или частично вернуть в энерготехнологический цикл с помощью соответствующих энергосберегающих мероприятий;

3) разность между фактическим потреблением энергоресурсов и энергии и прогрессивными нормами их потребления или ожидаемый результат (в %) снижения затрат от выполнения энергосберегающих мероприятий у потребителя. ПЭС оценивается в результате энергетического аудита и инструментального энергообследования потребителей энергии и энергоресурсов.

В зависимости от того, с каким энергопотреблением сравнивается фактическое, потенциал энергосбережения может быть:

- теоретическим (идеальным),
- практическим (эталонным),
- нормативным (проектным),
- экономическим,
- экологическим,
- назначенным (директивным).

По характеру мероприятий, необходимых для реализации ПЭС, в нем различают три составляющих: **технологическую, структурную и техническую**.

Технологическая составляющая ПЭС – повышение эффективности производства (добычи), подготовки, транспортировки и потребления энергоресурсов и, соответственно, снижение энергоемкости продукции и услуг за счет внедрения прогрессивных энергоэффективных технологий.

Структурная составляющая ПЭС – уменьшение удельного веса энергоемких отраслей и производств в энергетике, обрабатывающей промышленности и на транспорте за счет развития наукоемких отраслей и производств с низкой энергоемкостью и материалоемкостью.

Технический ПЭС – составляющая потенциала, которая в строгих расчетах определяется исходя из предположения о том, что все

устаревшее и неэффективное оборудование и технологии заменяются на наиболее эффективные, применяемые в передовых странах. Затраты и ограничения на замену не учитываются.

1.2. Экономическая и энергетическая эффективность и финансовая привлекательность энергосбережения

1.2.1. Характеристика энергосберегающих мероприятий и потенциала энергосбережения

Эффективность и привлекательность проектов по ЭС и ПЭЭ изменяются в широких пределах вследствие больших различий в сложности работ (сути мероприятий), стоимости материалов и комплектующих, в уровне квалификации персонала и многих других факторов. Оценку эффективности энергосбережения можно проиллюстрировать диаграммой на рис. 1.4 [54].

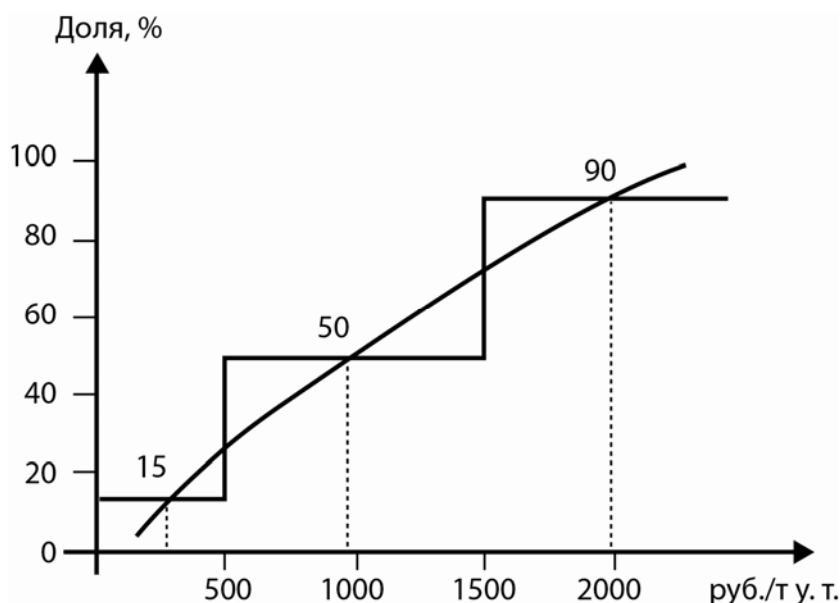


Рис. 1.4. Доли объемов экономии ТЭР в зависимости от их стоимости

Здесь показаны три вида энергосберегающих мероприятий:

1) организационные мероприятия (преимущественно наведение элементарного порядка в энергопользовании), обеспечивающие реализацию до 15 % потенциала экономии; их стоимость лежит в пределах до 500 руб/т у.т., а срок окупаемости инвестиций – до года. Их называют **мерами быстрой отдачи**;

2) преимущественно технологические мероприятия (реализация до 50 % всего потенциала) стоимостью от 500 до 1500 руб/т у.т. со сроком окупаемости инвестиций – от 1 года до 5 лет. Это – **базовые меры**;

3) инвестиционные мероприятия (реализация оставшегося потенциала) со сроком окупаемости свыше 5 лет. Это – **высокозатратные, высокоэффективные меры.**

Реализация дорогостоящих мероприятий (проектов) с большими сроками окупаемости обычно переносится на более поздний период и включается в планы капитальных ремонтных работ, модернизации или замены оборудования.

Из рис. 1.4 следует, что чем больший потенциал извлекается, тем он дороже.

Меры быстрой отдачи можно разработать и реализовать в пределах года и они дают существенный эффект при незначительных затратах. (Мероприятия по повышению уровня осведомленности населения в вопросах энергосбережения, стимулирование и мотивация энергосберегающего поведения персонала, введение права распоряжаться средствами, сэкономленными в результате ЭС и ПЭЭ, установление правил закупок оборудования для энергоэффективных технологий.)

Базовые меры являются более радикальными, способствующими быстрому осуществлению экономически эффективных и финансово привлекательных инвестиций. (Введение стандартов энергоэффективности в таких секторах, как ЖКХ, производственные и общественные здания, промышленное оборудование, финансовая поддержка энергоэффективных проектов со стороны банков и лизинговых компаний и др.)

Высокозатратные, высокоэффективные меры способствуют устранению основных причин низкой энергоэффективности, в большинстве случаев гарантируют более существенную экономию энергоресурсов, но требуют более высоких начальных затрат. К ним можно отнести масштабные организационные мероприятия (на уровне федерации, региона, муниципалитета): реформу тарифообразования, совершенствование рынков электроэнергии и газа, переход на интегрированное планирование работы различных видов транспорта, глубокие реформы ЖКХ и др., а также крупные технические/технологические мероприятия в обрабатывающей промышленности, строительстве, на транспорте, в освещении и др.

Энергосбережение по сути является новым энергетическим ресурсом (иногда называемым «негаватт»), и, поскольку этот ресурс замещает в ТЭБ другие энергоресурсы (рис. 1.5), то в технико-экономическом анализе он должен характеризоваться свойствами, сопоставимыми со свойствами вытесняемых топлив. Энергосбережение экономически целесообразно только тогда, когда оно дешевле замещаемого ресурса [11].

В настоящее время в связи со слабостью рынка энергосервисных услуг стоимость реализации потенциала энергосбережения (ПЭС) в целом достаточно высока. В перспективе развитие этого рынка приведет к

повышению качества и снижению стоимости энергосберегающих мероприятий за счет удешевления услуг. Надежды на развитие в России конкуренции в этой сфере связывают со становлением и укреплением саморегулируемых организаций, действующих в области энергообеспечения. Пока (по состоянию на 2014 г.) это дело продвигается медленно и с большим трудом.



Рис. 1.5. Место энергосбережения (его результатов) в энергетическом балансе

По степени охвата различных энергоресурсов эти мероприятия могут быть классифицированы следующим образом [71]:

- *комплексные* – включают мероприятия, затрагивающие сразу все или несколько независимых друг от друга энергетических ресурсов: различные виды топлива, электроэнергию, тепло, воду и др. Такие мероприятия актуальны при реализации соответствующих энергосберегающих проектов для регионов, муниципалитетов или крупных и средних производственных предприятий;
- *замкнутые* – предполагают мероприятия, затрагивающие сразу все составляющие одного из независимых направлений энергосбережения: а) производство электричества, тепла, воды и др.; б) транспортировку их к месту потребления; в) потребление энергоносителей;

- *составные* – включают мероприятия, затрагивающие не все составляющие (а, б, в) одного из независимых направлений энергосбережения, а одно или два из них (актуальны при реализации соответствующих энергосберегающих проектов разными потребителями и производителями);

- *простые* – мероприятия, затрагивающие только одну составляющую (а, б или в) одного из независимых направлений энергосбережения (актуальны при реализации энергосберегающих проектов отдельными производителями энергоресурсов или управляющими компаниями в ЖКХ).

В случаях, когда одновременно можно применять различные энергосберегающие технологии, их целесообразно разделить на следующие два вида:

- *альтернативные* – технологии, которые не могут быть применены вместе, и необходимо выбрать какую-либо одну из доступного перечня;

- *последовательные* – технологии, у которых нет альтернатив, и которые могут применяться в сочетании с другими.

От последовательности внедрения энергосберегающих технологий будут зависеть финансовые показатели инвестиционного проекта. В целом для инвестиционных энергосберегающих проектов характерны более низкие показатели внутренней нормы доходности, чем для обычных коммерческих проектов. Обусловлено это большим временем их осуществления и потребность в значительных инвестициях.

Для определения оптимальных способов получения экономии благодаря инвестициям в проекты ЭС и ПЭЭ их *потенциал энергосбережения* разграничивают на **экономически привлекательный**, **экономически целесообразный** и **финансово привлекательный** (аналогично называют и реализуемый при этом ПЭС).

Экономически привлекательный ПЭС – часть технического потенциала, реализация которого целесообразна по основным критериям экономической эффективности: нормы дисконтирования, альтернативной стоимости (например, экспортной цены природного газа), экологических (снижение выбросов CO₂ и других загрязняющих веществ) и других косвенных эффектов и внешних факторов. Учет этих эффектов, а также повышение цен на энергоресурсы и снижение капитальных затрат увеличивают долю экономически целесообразных инвестиций. Инвестиции в такие проекты делает правительство в интересах страны. Для частных инвесторов они не привлекательны.

Инвестиции в проекты из сферы ЭС и ПЭЭ считаются экономически целесообразными и финансово привлекательными, если расходы на сбережение единицы энергии меньше, чем затраты на ввод единицы новой генерирующей мощности. Такие проекты должны гарантировать получение дохода на вложенный капитал обществу и/или частным инвесторам.

Экономически целесообразные инвестиции обеспечивают экономии энергоресурсов и денежных средств для государства за срок жизни инвестиционного проекта.

Финансово привлекательный ПЭС – часть экономического потенциала, которую целесообразно реализовать в рамках существующих рыночных условий, цен и ограничений. Для частных инвесторов, в особенности для домохозяйств (индивидуальных инвесторов), устанавливаются более высокие ставки дисконтирования. Обусловлено это тремя причинами: а) владельцы домохозяйств не идут на риск, связанный с инвестициями в повышение энергоэффективности; б) для инвестирования им приходится брать кредиты по более высоким процентным ставкам; в) у них есть другие, более привлекательные сферы вложения свободных средств. Финансово привлекательные проекты обеспечивают частным инвесторам возврат вложенных средств.

Из всех возможных мероприятий по ЭС и ПЭЭ незначительная часть является экономически целесообразными и финансово привлекательными. Различие между ними обуславливается: а) различием ставок дисконтирования для государственных и частных инвестиций; б) проявлением косвенных эффектов от энергосбережения; в) учетом положительных и отрицательных внешних факторов, требующих дополнительных затрат на реализацию проектов по ЭС и ПЭЭ. К наиболее значимым факторам относится сокращение выбросов CO₂, являющееся следствием многих проектов по повышению энергоэффективности.

Экономически целесообразные и финансово привлекательные мероприятия отбираются из числа технически эффективных путем сравнения затрат и выгод от их реализации.

Среди инвестиционных энергосберегающих проектов некоторые оказываются слишком затратными или обеспечивают слишком незначительную экономию за срок их реализации, что делает их малопривлекательными для потребителей энергии.

1.2.2. Оценка экономической состоятельности инвестиций в энергосберегающие проекты

Выбору энергосберегающих мероприятий должен предшествовать технико-экономический анализ их эффективности, определение сроков окупаемости, последовательности их реализации. При этом под **экономическим анализом** понимается процесс оценивания экономической эффективности проекта для общества или экономики в целом независимо от того, кто получает выгоды от реализации проекта, а под **финансовым анализом** – процесс экономического оценивания проекта, который реализует отдельная хозяйственная единица, для определения финансовой отдачи на вложенный капитал. Экономическая эффективность отражает результаты внедрения энергосберегающих мероприятий и определяется разностью между денежными доходами и расходами от реализации мероприятий, а также отражает изменение величины спроса на топливно-энергетические ресурсы в результате замещения дорогих видов топлива на более дешевые.

К оценке экономической эффективности мероприятия по ЭС и ПЭЭ можно подойти с позиции обычного инвестиционного проекта, основными параметрами которого будут:

- 1) чистая текущая стоимость;
- 2) рентабельность инвестиций;
- 3) период окупаемости капиталовложений;
- 4) чистый приведенный доход / внутренняя норма прибыли и др.

Полный перечень показателей оценки эффективности реализации мероприятий включает примерно 15 наименований.

1. Чистая текущая стоимость как базовая характеристика при таких оценках включает: а) приростные капитальные затраты на реализацию проекта и б) все дополнительные затраты или эффекты от реализации мероприятия. Речь идет о расходах на разработку бизнес-плана или технико-экономического обоснования мероприятия, проектно-изыскательские работы, приобретение основного и вспомогательного оборудования, строительно-монтажные и пуско-наладочные работы. Один из методов ее расчета дан в [28]. Приростные капитальные затраты на выполнение энергосберегающих мероприятий ($Z_{пк}$) рассчитываются как разность между затратами на новое оборудование, которое позволит привести удельное энергопотребление к уровню «практического минимума» или «среднего международного показателя», и на установку нового оборудования с уровнем энергоэффективности, сопоставимым с эффективностью эксплуатируемого в настоящее время в России оборудования.

Капитальные затраты по таким проектам оцениваются с учетом $K_{\text{БК}}$, который преобразует суммарные капиталовложения в эквивалентные годовые затраты. Величина $K_{\text{БК}}$ зависит от величины возможной доходности на вложенный капитал при альтернативных инвестициях (от ставки дисконтирования).

Дополнительные затраты или выгоды $K_{\text{иоз}}$ могут включать изменение эксплуатационных издержек в течение года, устранение необходимости в капитальных вложениях или внешние эффекты, имеющие отношение к конкретному энергосберегающему проекту. Выгоды отражают в виде отрицательных издержек $K_{\text{иоз}}$ при расчете $C_{\text{сэ}}$. Суммарные годовые затраты по проекту повышения энергоэффективности ($K_{\text{БК}} Z_{\text{ПК}} + K_{\text{иоз}}$) выражаются в единицах сэкономленной энергии (например, кВт·ч электроэнергии или м³ газа). Для этого суммарные годовые затраты по проекту делят на суммарную годовую экономию, полученную в результате реализации проекта.

Сравнение $C_{\text{сэ}}$ со средними ценами на энергоносители позволяет ответить на вопрос: «Представляет ли проект интерес с точки зрения экономической или финансовой эффективности?». Энергосберегающее мероприятие можно считать эффективным, если:

- чистая текущая стоимость положительна (и чем она больше, тем лучше);
- срок окупаемости невелик;
- индекс прибыльности $\approx 30 \%$;
- внутренняя норма доходности больше проектной ставки на 10 пунктов.

Государственные инвесторы (в том числе региональные администрации и муниципалитеты), некоммерческие и общественные организации могут быть заинтересованы в инвестировании в проекты с высокой доходностью, если эти проекты приносят пользу обществу в целом или данным территориально-административным образованиям.

2 и 3. Рентабельность инвестиций и внутреннюю норму прибыли в процессе технико-экономического анализа можно оценивать либо через удельный расход энергии на единицу продукции / энергоемкость продукции, либо через экономическую эффективность (E , руб/год) [46].

Абсолютная экономия $E_{\text{м}}$ (эффективность энергосберегающего мероприятия в натуральных величинах: т у.т., кВт·ч, ГДж) может быть представлена как

$$E_{\text{м}} = (W_1 - W_2) \Pi_2, \quad (1.3)$$

тогда **экономическую эффективность** (эффективность, выраженную в руб.) можно определить по (2):

$$E = E_{\text{м}} \Pi = (W_1 - W_2) \Pi_2 \Pi. \quad (1.4)$$

В (1.1) и (1.4) Π – цена (тариф) энергоресурса, выражаемая в руб/т у.т., руб/ГДж, руб/кВт·ч и др.; E_m – эффект в материальной (энергетической) форме; W_1 , W_2 – расход энергии (ТЭР) в т у.т. или кВт·ч на единицу продукции до и после осуществления мероприятия (удельный расход), изменение которого вызвано данным мероприятием; Π_2 – объем годового выпуска продукции после осуществления мероприятия, выраженный в единицах продукции.

Относительная экономия, как правило, выражается в процентах и определяется как отношение абсолютной экономии (в руб.) к исходному расходу (также в руб.):

$$E_{уд} = \frac{E_m \Pi}{Z_m} = \frac{(W_1 - W_2) \Pi_2 \Pi}{Z_m}, \quad (1.5)$$

где Z_m – затраты денежных средств, израсходованных (планируемых) для реализации мероприятия, руб.

В настоящее время показатель $E_{уд}$ обычно устанавливается руководством соответствующей организации. (В советское время это было прерогативой государства. Оно устанавливало $E_{уд} = 0,125$, что соответствовало длительности окупаемости проекта $T_{ок} = 8$ лет.)

Эффективность работы отдельного агрегата/установки (турбогенератора, котла и т. п.) принято характеризовать коэффициентом полезного действия (КПД) как отношения полезной мощности на выходе установки к затрачиваемой мощности.

4. Период окупаемости капиталовложений (ПОК) – продолжительность времени от начала проекта до того момента, когда доход от его реализации покроет его начальную стоимость [26, 39].

Для его оценки применяют две методики:

- срок окупаемости определяется как затраты на выполнение энергосберегающего проекта, деленные на годовой экономический эффект от его внедрения – простой срок окупаемости (упрощенная методика);
- определяется период, за который достигается одинаковый экономический эффект от вкладывания средств под проценты в банк и в предлагаемый проект энергосбережения (или период погашения банковского кредита на реализацию проекта).

Величины сроков окупаемости, рассчитанные по этим методикам, практически совпадают, если срок, рассчитанный по первой методике, находится в пределах до 2–2,5 лет.

Данный критерий дает представление о времени, когда возможно достичь планируемого уровня сокращения потребления энергоресурсов, снижения потерь в сетях, уменьшения выбросов парниковых газов и т. п. В энергосбережении ПОК является показателем, определяющим длительность времени, необходимого для возмещения инвестиций за

счет чистых финансовых доходов (выгод), образующихся от сбережения энергии. Периодом окупаемости называется продолжительность наименьшего периода, по истечении которого накопленный чистый доход становится и в дальнейшем остается неотрицательным. При оценке эффективности он, как правило, выступает только в качестве ограничения.

Иными словами, ПОК – это продолжительность времени, в течение которого суммарные капитальные и эксплуатационные затраты сравниваются с суммарной выгодой:

$$\text{ПОК} = \frac{I_0}{T_e \Delta E - C}. \quad (1.6)$$

Хотя ПОК позволяет достаточно просто оценить срок возврата капиталовложений в проект, в некоторых случаях он дает неверные результаты (пример приведен в [27]).

Момент времени, когда чистый приведенный доход становится равным нулю, соответствует ПОК с учетом дисконтирования (дисконтирование – учет обесценивания и приведения разновременных затрат, осуществляемых в течение расчетного времени, к моменту начала реализации рассматриваемого проекта). В простейшем случае эффективность энергосберегающего проекта можно оценить по простому сроку окупаемости инвестиций, необходимых для реализации этих проектов:

$$T_{\text{ок}} = \Sigma \text{И} / \Sigma \text{Э год}, \quad (1.7)$$

где $\Sigma \text{И}$ – суммарные инвестиции на реализацию энергосберегающего проекта; $\Sigma \text{Э}$ – годовой экономический эффект от реализации проекта, включая экономию энергоресурсов и других затрат предприятия, связанных с реализацией предложения, за вычетом годовых затрат на выполнение мероприятий.

Очевидно, что учет дисконтирования приводит к удлинению срока окупаемости, а это, в свою очередь, приводит к тому, что ориентация на данный показатель способствует дискриминации медленно окупающихся проектов. Верхнее значение ПОК можно оценить, если известны величины: α – коэффициент, характеризующий величину ежегодных выплат за гипотетическую ссуду, заимствованную в банке при годовой ставке, равной ставке дисконта (зависит от размера ссуды), и d – ставка дисконта.

$$\alpha < \text{ПОК} < \frac{1}{\alpha} < \frac{1}{d}. \quad (1.8)$$

Поскольку сравнения энергосберегающих мероприятий могут проводиться в течение относительно длительных периодов, то измене-

ния в ценах на энергоносители могут быть значительными. Этот фактор должен учитываться в расчетах. При этом в качестве дополнительных показателей могут использоваться и другие:

- изменение во времени цены на энергоносители;
- индекс доходности (ИД), являющийся отношением приведенных выгод к приведенным капитальным вложениям. Обычно используется простое отношение всех приведенных выгод ко всем приведенным затратам без учета знака этих величин. Отношение больше единицы указывает на эффективность энергосберегающего мероприятия. Проекты, характеризующиеся более высоким ИД, эффективнее;
- критерий минимума затрат обычно используют тогда, когда оценка выгод от внедрения мероприятия затруднена. В этом случае сравнивают расходы по различным вариантам и останавливаются на более выгодном варианте (при наименьших расходах обеспечивает наибольшие результаты). При выборе мероприятия среди конкурирующих обычно не ограничиваются только критерием наименьших расходов, а используют дополнительную информацию об осуществимости проекта.

При расчете эффективности проекта с учетом дисконтирования сроки окупаемости определяются по срокам погашения кредита на его реализацию. Кредит берется под проценты, при этом учитываются также затраты на страхование проекта. Срок окупаемости – срок погашения кредита, осуществленный из средств экономического эффекта с учетом всех затрат.

При длительных сроках окупаемости проектов (более 2–2,5 лет) значительное влияние на них оказывает величина процента банковского кредита.

Пример графика погашения кредита на реализацию энергосберегающего проекта при заданной процентной банковской ставке и экономическом эффекте, направляемом на погашение кредита, приведен на рис. 1.6 [71].

Инвестиции в энергосберегающие проекты экономически привлекательны для муниципальных образований в случае, если стоимость энергии, сбереженной в результате выполнения проекта, меньше стоимости энергии, которую необходимо приобрести для обеспечения комфортных условий жизнедеятельности населения, субъектов предпринимательства и социальной сферы.

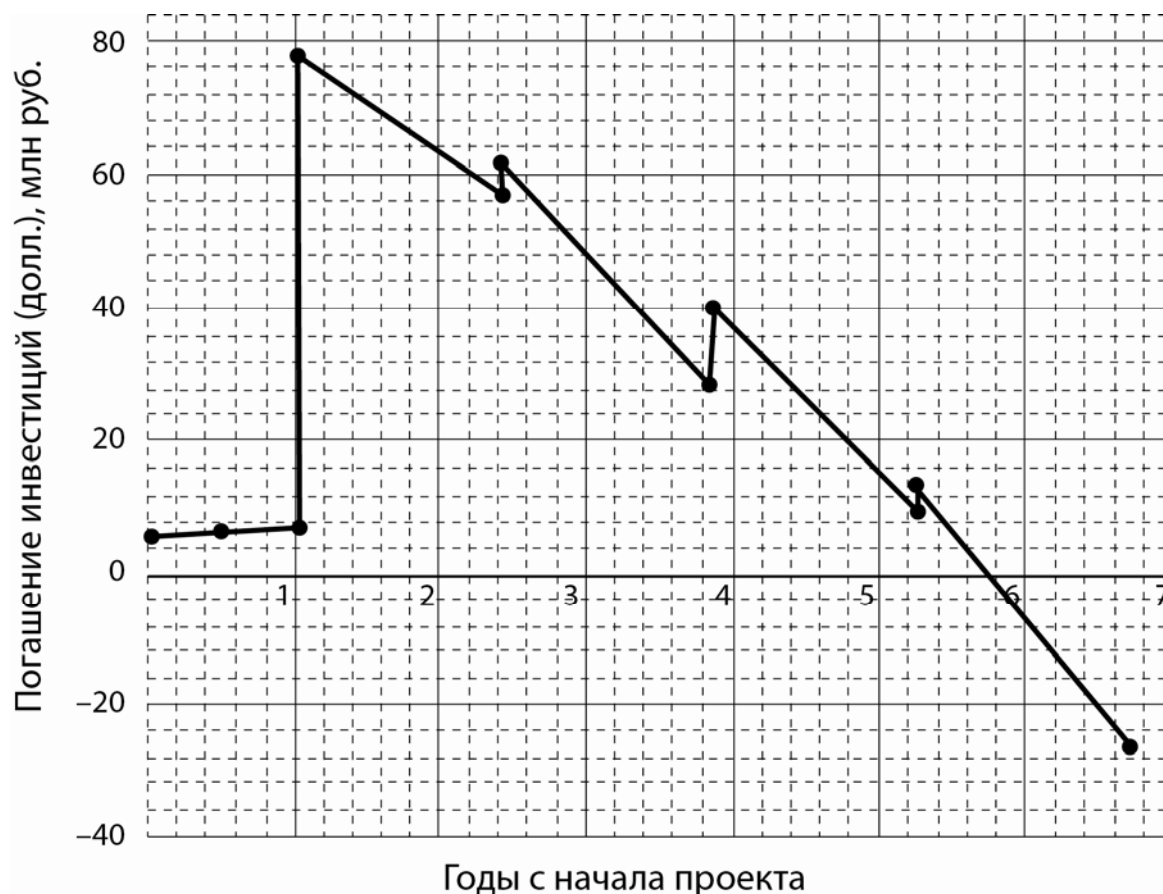


Рис. 1.6. Оценка сроков окупаемости кредита на реализацию энергосберегающего проекта

Следовательно, показатель стоимости сэкономленной энергии позволяет сопоставлять капиталовложения в повышение эффективности использования энергии и расходы, связанные с ее потреблением по действующему тарифу. Существуют различные препятствия, мешающие потребителям следовать этому показателю рациональности. Серьезным препятствием является отсутствие у энергопотребителя инвестиционных средств на реализацию высокоэффективных, но и высокзатратных мероприятий (рис. 1.4). Стоимость сэкономленной энергии при этом начинает превышать существующий тариф на сэкономленную энергию.

Более точным показателем экономической привлекательности проекта является **чистый приведенный доход** (ЧПД). Он представляет собой сумму всех ежегодных дисконтированных финансовых выгод B_n и затрат на реализацию проекта. Это – наиболее общий критерий, показывающий доходы за весь период реализации проекта. Расчет ЧПД в течение всего срока реализации проекта с выбранной ставкой дисконта дает значение интегрального эффекта от его реализации. Рассчитывается ЧПД как разность между суммой приведенных к началу проекта по-

ступлений от реализации энергосбережения (выгоды) и суммой произведенных к этому времени капитальных затрат на проект:

$$\text{ЧПД} = -I_0 + \sum_{i=0}^N \frac{B_i - C_i}{(1+d)^i}, \quad (1.9)$$

где B_i – ежегодная финансовая выгода от экономии энергии, эквивалентная количеству сберегаемого энергоносителя в i -й год жизненного цикла проекта, помноженному на тариф на энергию:

$$B_i = T_e \Delta E.$$

При постоянстве B_i и C_i имеем:

$$\text{ЧПД} = -I_0 + (T_e \Delta E - C) / \alpha. \quad (1.10)$$

ЧПД можно рассматривать как текущий доход или выгоду от сделанных инвестиций. Для расчета ЧПД необходимо определить соответствующую учетную ставку, провести дисконтирование выгод и затрат и затем суммировать приведенные значения стоимости. Если сумма положительна, то чистый дисконтированный доход также положителен и мероприятие можно рекомендовать для финансирования. Проект можно считать экономически состоятельным, если дисконтированные выгоды превышают дисконтированные затраты. Очевидно, что при выборе между взаимоисключающими проектами предпочтение следует отдавать проекту с более высоким (положительным) ЧПД. Чем больше ЧПД, тем более экономически привлекательным является проект. Энергосберегающий проект может осуществляться и при отрицательном значении ЧПД в случае, когда возможен существенный экологический эффект. Тогда для его реализации необходимо привлекать иные источники финансирования, в том числе средства бюджета.

Если необходимо сравнить энергосберегающие проекты разного масштаба, то обычно применяется показатель внутренней нормы доходности (ВНД) – максимальное значение ставки дисконтирования (d), при котором суммарная выгода не меньше, чем суммарные затраты. ВНД равняется максимальному проценту по ссуде, который может быть погашен из доходов от реализации проекта, чтобы он остался самокупаемым, т. е. в состоянии генерировать средства в объеме, достаточном для полного покрытия понесенных капитальных и эксплуатационных затрат.

Если расчет ЧПД энергосберегающего проекта определяет абсолютную эффективность при некоторой заданной норме дисконта, то ВНД мероприятия показывает относительную его эффективность и затем сравнивается с требуемой нормой дохода на вкладываемый капитал.

Поскольку ВНД может устанавливать приоритеты, отличные от критерия ЧПД, то ранжирование мероприятий обычно осуществляется с одновременным использованием этих двух главных критериев.

Объем сэкономленной энергии вследствие реализации большинства инвестиций в энергоэффективность включает как прямую, так и косвенную экономию. Реализация проектов по повышению энергоэффективности приводит к прямому снижению конечного потребления энергии, в то время как потребление первичной энергии снижается косвенно вследствие сокращения затрат на преобразование энергии к виду, приемлемому для конечных потребителей.

Стоимость энергии – не единственная ее социальная цена, поскольку высокую социальную цену приходится платить в связи с вредным влиянием производства энергии на окружающую среду. Производство электроэнергии (как и многие другие виды экономической деятельности) вызывает социальные затраты, которые в принципе не относятся к его производству. Устранение или ограничение вредных воздействий вызывает дополнительные расходы в производстве электроэнергии.

Масштабы экологического влияния можно выразить в виде энергоэкологического индекса экономической (производственной) системы, причем величина этого индекса рассматривается как доля снижения расхода первичных энергоносителей за рассматриваемый период. При этом появляется возможность оценки изменения объемов загрязняющих веществ с учетом удельных показателей их выбросов в атмосферу, гидросферу и литосферу.

Такой комплексный подход к оценке эффективности энергосберегающих мероприятий нашел отражение в [47]. В перечень целевых показателей в области ЭС и ПЭЭ в [47] включены:

- общие целевые показатели;
- целевые показатели, отражающие экономию по отдельным видам ТЭР;
- целевые показатели энергетической эффективности в жилищном фонде;
- целевые показатели энергетической эффективности в системах коммунальной инфраструктуры.

Вопросы и задания

1. Расшифруйте понятия «энергосбережение», «энергоэффективность», «повышение энергоэффективности», «потенциал энергосбережения».
2. Решение каких задач необходимо для обеспечения энергетической безопасности?
3. Почему энергосбережение и повышение энергетической эффективности являются чрезвычайно актуальной проблемой для России?
4. Назовите основные причины высокой энергоемкости российских товаров и услуг?
5. Назовите три составляющих потенциала энергосбережения.
6. Назовите виды энергосберегающих мероприятий по достигаемому эффекту, объему инвестиций и периоду их окупаемости.
7. Что такое экономически привлекательный потенциал энергосбережения?
8. Что такое финансово привлекательный потенциал энергосбережения?
9. Как рассчитывается период окупаемости инвестиций в энергосберегающие проекты?

ГЛАВА 2

КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЭНЕРГОРЕСУРСОВ. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОИЗВОДСТВА И ТРАНСПОРТИРОВКИ МИНЕРАЛЬНОГО ТОПЛИВА

Запасы энергии, доступные человечеству, называются энергоресурсами. Образовавшиеся за длительные промежутки времени называют *невозобновляемыми энергоресурсами*, за короткие (не превосходящие продолжительность жизни человека) – *возобновляемыми*. К первой группе относят запасы основного минерального органического топлива (нефть, уголь, газ) и ядерного топлива (уран, торий), а также т. н. вспомогательное топливо (горючие сланцы, угольный метан, попутный нефтяной газ и др.); ко второй – энергию солнца, ветра, потоков воды и др.

2.1. Невозобновляемые энергоресурсы

Схема залегания минерального топлива показана на рис. 2.1, а динамика его добычи – на рис. 2.2.

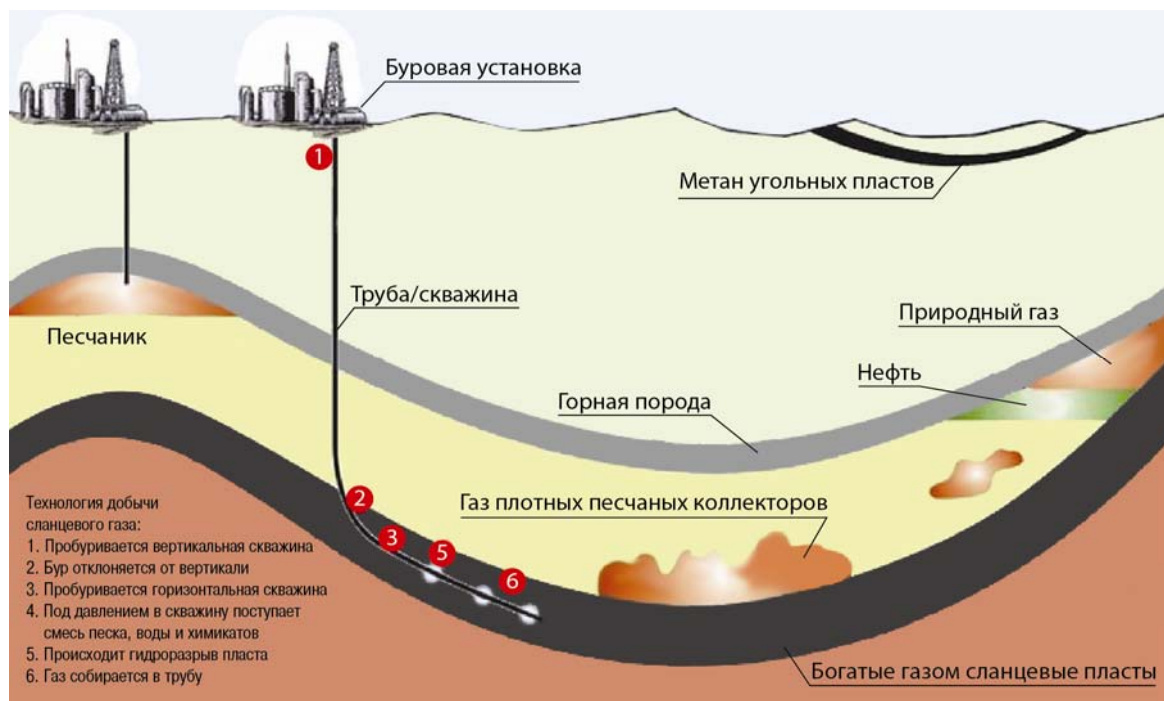


Рис. 2.1. Схема залегания нефти, горючего газа (природного, сланцевого и угольного) и угля

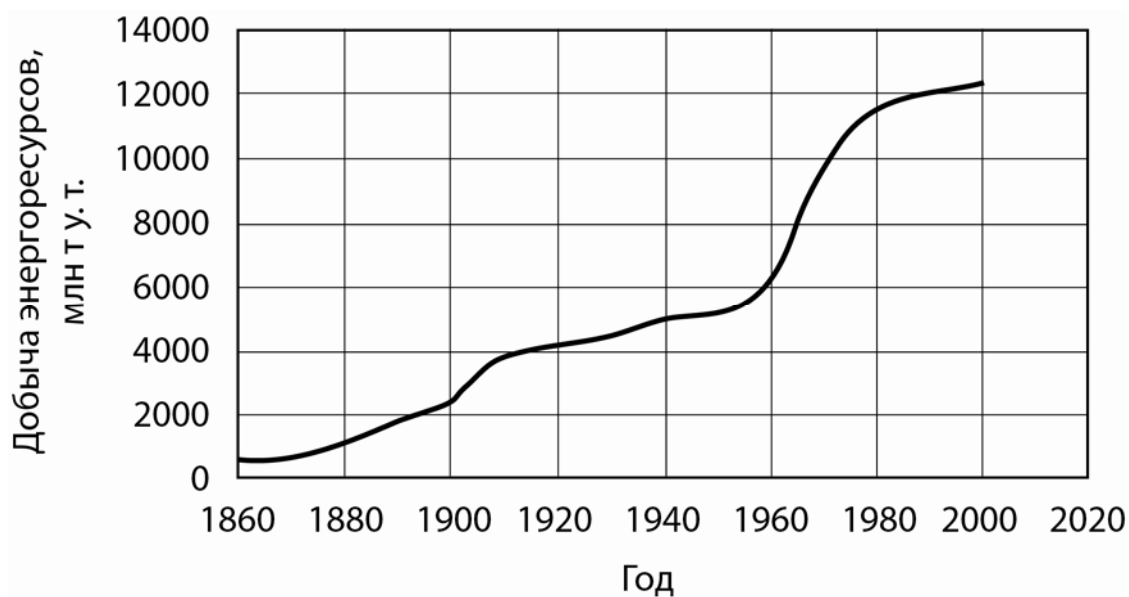


Рис. 2.2. Диаграмма мировой добычи энергоресурсов

Представление о месте минерального топлива в глобальном энергетическом балансе дают рис. 2.3 и 2.4. и табл. 2.1.

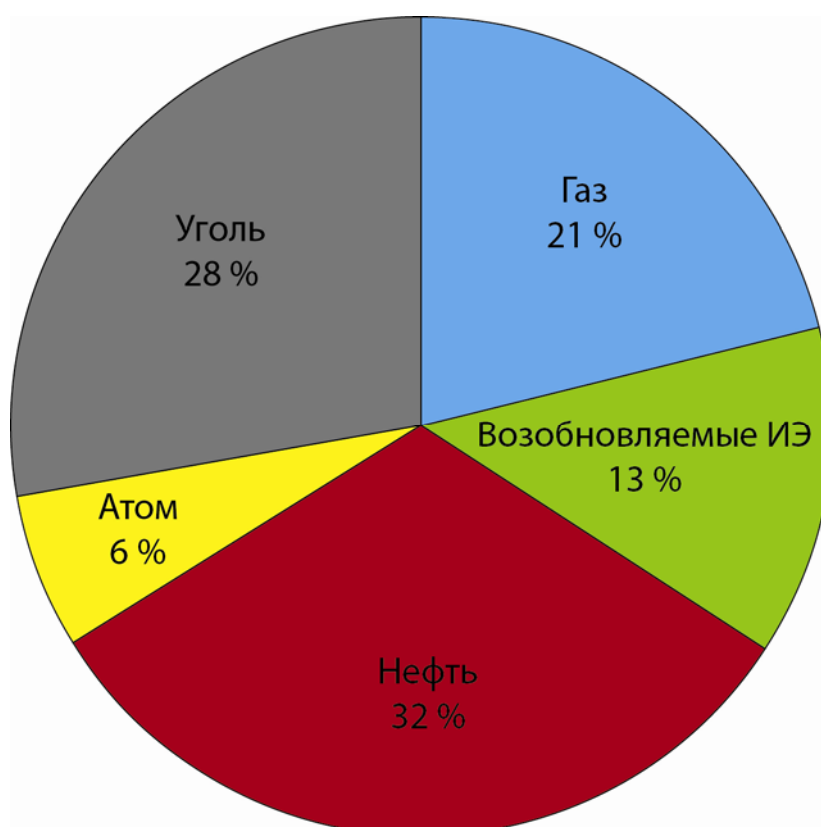


Рис. 2.3. Доля различных первичных энергетических ресурсов в мировом энергетическом балансе

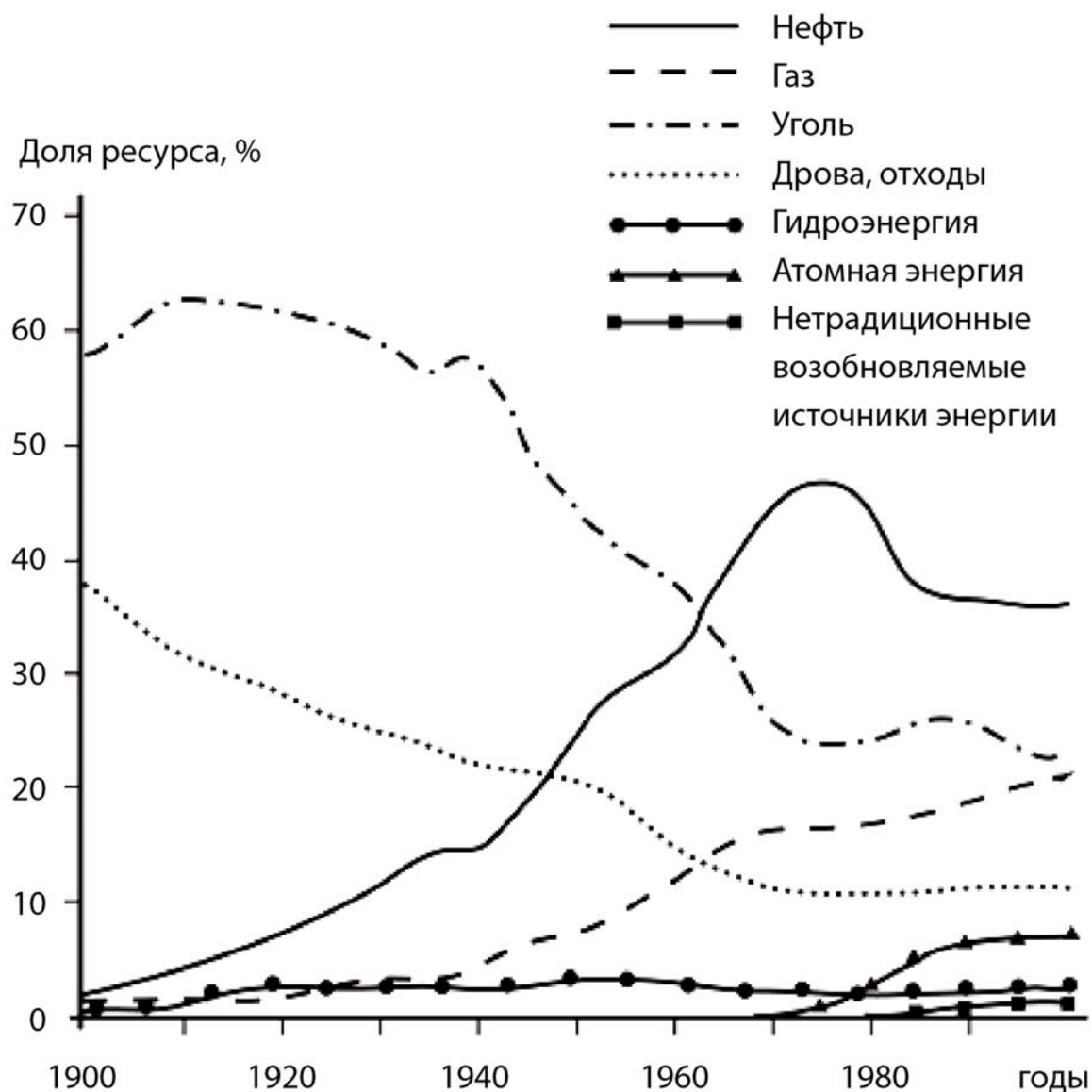


Рис. 2.4. Мировая динамика энергопотребления

Таблица 2.1

Индикаторы изменения структуры ТЭБ в соответствии с ЭС-2030

Индикаторы/направления	2008 г. (факт)	1 этап (2015 г.)	2 этап (2020 г.)	3 этап (2030 г.)
Производство электроэнергии				
Доля нетопливных источников энергии в структуре производства электроэнергии, %	32,5	не менее 34	не менее 35	не менее 38
Топливообеспечение тепловых электростанций				
Доля газа в структуре топливообеспечения, %	70,3	70–71	65–66	60–62
Доля угля в структуре топливообеспечения, %	26	25–26	29–30	34–36

Как видно из табл. 2.1, вплоть до 2030 г. радикальные изменения структуры ТЭБ России также не планируются – доминирующая доля минерального топлива в нем сохранится.

При современном уровне технологий далеко не все открытые месторождения по экономическим, экологическим и технологическим критериям доступны для использования. Наиболее часто называют следующие объемы разведанных и удобных для добычи запасов минерального энергетического сырья на Земле, млрд т у.т.:

- уголь – 800;
- нефть – 90;
- газ – 85;
- уран – 5–10 (в зависимости от принятой в качестве приемлемой себестоимости добытого урана).

Открытые и тем более удобные для добычи запасы минерального топлива хотя и велики, но, к сожалению, конечны (исчерпаемы). В особенности с учетом того, что на протяжении еще нескольких десятилетий (как минимум до середины второй половины нашего столетия) потребности человечества в энергии (на сегодня по разным источникам они составляют 12–15 млрд т у.т. в год) будут удовлетворяться в основном за счет ископаемых невозобновляемых энергетических ресурсов. Из них более 50 % составляют нефть и газ.

Главным потребителем *первичных энергоресурсов* является электроэнергетика (44 % от общего потребления), основные потребители *электроэнергии* – транспорт (около 75 млрд кВт·ч), нефтедобывающая промышленность (около 50 млрд кВт·ч), сама электроэнергетика (более 32 млрд кВт·ч), сельское хозяйство (немногим более 16 млрд кВт·ч), нефтеперерабатывающая промышленность (около 13 млрд кВт·ч), пищевая промышленность (немногим более 12 млрд кВт·ч) [35]. Примерно в таких же пропорциях распределен по отраслям и потенциал энергосбережения. На всех этапах жизненного цикла энергоресурсов и энергии – от добычи энергетического сырья до потребления энергии (в виде электричества и теплоты) – наблюдаются потери и снижение энергетического потенциала (рис. 2.5) [11].

Примерно 30–40 % от добытых первичных энергоресурсов теряется при добыче, транспортировке и хранении.

Потенциал энергосбережения при извлечении полезной энергии из первичных энергоресурсов реализуется путем:

- снижения неоправданного потребления ТЭР;
- замены менее эффективных энергетических ресурсов более эффективными;
- замены потребителями дорогих энергоресурсов более дешевыми.



Рис. 2.5. Изменение энергетического потенциала топлива и энергии на этапах жизненного цикла энергоресурса

Повышение эффективности использования энергетических ресурсов, прежде всего минеральных, для России по ряду причин представляет собой в равной мере чрезвычайно актуальную и сложную проблему [21, 28]:

- огромные масштабы ресурсного сектора ТЭК, обслуживающего внутренний и мировой рынок энергоресурсов и, как следствие, потребляющего на собственные нужды большие объемы энергетического сырья и электроэнергии; ситуация усугубляется характерной для России большой удаленностью источников энергетического сырья от отечественных и зарубежных потребителей (измеряемая тысячами километров);
- большой потенциал энергосбережения, обусловленный как масштабами производства, так и значительным моральным и физическим старением основного технологического оборудования;
- неблагоприятные географо-климатические условия на большей части территории страны, где расположены основные месторождения энергетического сырья и где пролегают магистральные нефте- и газопроводы, что обуславливает высокую удельную энергоемкость добычи сырья (в 4–6 раз выше, чем в нефтедобывающих странах Ближнего Востока) и стоимость теряемого или недополученного продукта;
- заинтересованность работников сырьевых отраслей в повышении энергоэффективности для обеспечения конкурентоспособности их

продукции на мировом энергетическом рынке и повышения прибыльности их деятельности, обеспечивающей успешное решение проблемы инвестиций, необходимых для развития отрасли.

2.1.1. Добыча и подготовка нефти и газа

Эффективность добычи и транспортировки **нефти** характеризуется следующими количественными показателями:

- *удельная энергоемкость добычи* нефти в России существенно превосходит среднемировую (в частности, в 1,3–3 раза выше, чем в США);

- *доля энергозатрат в себестоимости* нефти составляет 15–20 %. Потребности в энергии на собственные особенно высоки при использовании термических методов повышения нефтеотдачи пластов в во время добычи нефти из сланцев (опыт США) и «тяжелой» (высоковязкой) нефти;

- *масштабное применение*: они особенно высоки при добыче;

- *при добыче и транспортировке теряется* от 1,5 до 10 % нефти, что эквивалентно по минимальной оценке примерно 4,5 млн т в год. Штрафные санкции за 1 т разлитой нефти соответствуют стоимости 80 т добытой нефти, а затраты на ее сбор эквивалентны стоимости 0,8–1,3 т нефти;

- *коэффициент извлечения нефти (КИН)* снижается в нашей стране уже несколько десятилетий: с 1960 г. КИН уменьшился почти в полтора раза и составляет на сегодня в среднем чуть больше 30 %. Столь значительное сокращение КИН эквивалентно потере для разработки около 15 млрд т нефтяных запасов.

В [28] потенциал энергоресурсосбережения в процессах добычи и переработки нефти оценивается величиной 26–37 % от 23,8 млн т н.э. совокупного потребления энергии в этом секторе (рис. 2.6).

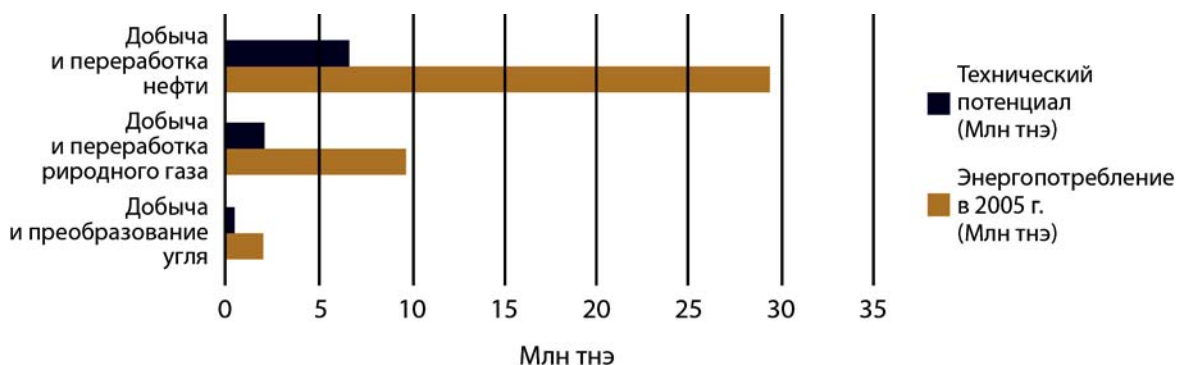


Рис. 2.6. Потенциал повышения эффективности процессов производства и переработки топлива

Отраженные на рис. 2.4 оценки не включают снижение потребления традиционного газа и повышение эффективности работы нефтяной отрасли вследствие сокращения количества попутного нефтяного газа (ПНГ), сжигаемого в факелах в процессе добычи нефти.

Потенциал снижения потребления энергии на *газовых* месторождениях в [28] оценивается в 20 % (3,5 млн т н.э.) (рис. 2.4). На долю газоснабжения приходится приблизительно 6,5 % всего потребления первичной энергии в России. Потребление энергии в процессах добычи и переработки природного газа составляет 6,8 млн т н.э. в год. Еще 2,9 млн т н.э. теряется при передаче и распределении газа, а 32,7 млн т н.э. составляет потребление энергии в газопроводах.

Потребление и потери энергии и продукта при добыче и транспортировке природного газа характеризуются следующими цифрами.

В 2010 г. на технологические нужды (работу 215 линейных компрессорных станций с общей энергетической потребностью в 42 тыс. МВт) было израсходовано 43,6 млрд м³ газа – 6,7 % от 661,2 млрд м³, поступивших в газотранспортную систему (данные по Газпрому). Такая высокая энергоемкость транспортировки газа (стоимость транспортировки газа в 2–3 раза выше стоимости транспортировки эквивалентного по энергосодержанию количества нефти) обусловлена двумя основными причинами:

- низким КПД компрессорных станций (менее 40 %) ввиду естественных свойств адиабатического сжатия газа и низкого КПД электроприводов компрессоров;
- большими расходами энергии на преодоление аэродинамического сопротивления в трубах (из-за вынужденной высокой скорости прокачки газа вследствие недостаточного сечения труб, ограниченного их диаметром и количеством).

По общему потенциалу энерго- и ресурсосбережения газовая отрасль делит 1–2-е места с ЖКХ. В этой связи в Газпроме разработана уже четвертая (с 1991 г.) отраслевая программа энергосбережения. Основными техническими/технологическими инструментами реализации потенциала энергосбережения являются следующие:

1. Увеличение КПД газоперекачивающих агрегатов и комплексное использование расходуемого ими топлива:

- применение на газокompрессорных станциях парогазовых установок (ПГУ) единичной мощностью 16–25 МВт с КПД 44–48 % (экономия 15–20 млрд м³ газа, что составляет около 1/3 расходуемого ими газа);
- установка на газокompрессорных станциях агрегатов единичной мощностью 16–25 МВт с КПД 33–38 %;

- применение турборасширительных установок, применяемых на тепловых электростанциях и промышленных предприятиях, а также детандер-генераторных агрегатов, использующих для выработки электрической энергии перепады давления в газотранспортной системе;

- утилизация вторичных энергетических ресурсов (ВЭР), вырабатываемых в газотранспортной системе (сбросное тепло газоперекачивающих станций, вторичные тепловые ресурсы газоперерабатывающих предприятий).

2. Комплексная переработка газа с извлечением всех ценных компонентов (серы, этана, пропан-бутана, гелия, водорода и др.).

3. Участие вместе с нефтяниками в утилизации попутного нефтяного газа.

Основным организационным инструментом уменьшения энергоемкости технологических процессов в газовой отрасли является усиление контроля за расходом газа.

2.1.2. Транспорт жидких и газообразных углеводородов

Расход энергии, потребляемой системами электропривода нагнетательных устройств трубопроводной системы (насосами, компрессорами), зависит не только от свойств жидкостей и газов, но и от характеристик самой системы. Часть механической энергии, приобретенной продуктами от нагнетательных устройств, превращается в тепловую энергию и является потерями энергии. С этим связаны гидравлические потери давления и напора двух видов – потери на трение и местные потери, проявляющиеся на участках сужения трубы, в местах слияния и разделения потоков, а также в трубопроводной арматуре (вентилях, клапанах, задвижках, дросселях и др.). Основная характеристика трубопроводной транспортировки – коэффициент трения – для конкретных условий определяется экспериментальным путем, а для наиболее типичных случаев информация, обобщенная в виде эмпирических формул, таблиц, графиков, извлекается из справочников.

Исходя из фундаментальных положений гидро- и аэродинамики и огромного опыта эксплуатации трубопроводных систем, легко обозначить основные пути сокращения удельного расхода электроэнергии [1]:

- обеспечение оптимальной скорости прокачки продукта, определяемой необходимой производительностью, количеством и диаметром труб;

- использование труб с гладкой внутренней поверхностью;

- обеспечение плавных поворотов потока;

- установка в трубопроводах устройств, обеспечивающих плавное изменение поперечного сечения потока;
- устройство плавных входов и выходов из труб;
- уменьшение вязкости высоковязких нефтей.

Согласно [28], не только в 90-е, но и в «нулевые» годы потребление энергии на трубопроводах нефти и нефтепродуктов в России опережало рост общего грузооборота, т. е. происходило снижение энергоэффективности отрасли. По официальным статистическим данным, за 2000–2005 гг. энергоемкость транспорта нефти выросла на 76 %, а нефтепродуктов – на 22 %. Большая часть суммарного потребления энергии на их транспортировку приходится на долю электроэнергии.

Расход энергии на перекачку нефти – субстанции практически нежимаемой – определяется только необходимостью преодоления сил трения в трубопроводе. Выбор оптимальных диаметра и количества труб, скорости прокачки нефти может существенно сократить энергопотребление. Экономический эффект определяется соотношением затрат металла в трубах и энергии, идущей на перекачку.

При транспорте природного газа ежегодные потери (включая утечки, потери при авариях, ремонте и техобслуживании и потери на компрессорах) лежат в пределах от 1 до 3 % всего объема транспортируемого газа, или более 9 % российского внутреннего потребления.

На долю трубопроводного транспорта газа и нефтепродуктов приходится 37 % всего потребления энергии на российском транспорте всех видов. Потребление газа на газопроводах может быть снижено более чем на 43 % (примерно 14,9 млн т н.э.). Мероприятия по снижению потерь газа включают [67]:

- установку систем, предотвращающих утечки газа при неработающих компрессорах;
- установку пневматического оборудования с низкими выбросами газа (для насосных установок непрерывного действия);
- установку пневматического оборудования с низкими выбросами газа (для насосных установок периодического действия);
- совершенствование технического обслуживания внутренних поверхностей труб;
- применение поршневых компрессоров с установкой на них уплотнителей;
- установку сухого уплотнения на ротационные компрессоры;
- установку сепараторов на резервуары попутного газа;
- замену оборудования компрессорных станций на более современное.

По оценкам Газпрома, технический потенциал повышения энергоэффективности газопроводного транспорта составляет примерно 10 млрд м³. Из них 2,6 млрд м³ приходится на магистральные газотранспортные сети, 1,08 млрд м³ – на газопроводы-отводы, 3,68 млрд м³ – на распределительные сети [28, 67].

Представляет интерес перекачка газа в сжиженном состоянии. Расход энергии на перекачку резко снижается, а диаметр трубопровода при том же количестве транспортируемого газа может быть существенно меньшим [14].

2.1.3. Добыча и подготовка угля

Потенциал снижения потребления энергии при добыче и предварительной подготовке угля в [28] оценивается величиной 0,26 млн т н.э. в предположении, что эффективность технологий в этом секторе может быть повышена на 15 %.

Этого повышения можно добиться за счет: а) использования более энергоэффективных технологий, б) увеличения доли утилизируемых твердых горючих отходов.

Следует учитывать, что показатели энергоэффективности в большой степени зависят от характеристик разрабатываемых месторождений. К наиболее эффективным энерго- и ресурсосберегающим мероприятиям в угольной отрасли относятся:

- замена угледобывающего оборудования и технологий на более энергоэффективные;
- совершенствование обогащения угля перед отгрузкой потребителю (сокращение транспортных расходов);
- использование в качестве топлива твердых горючих отходов угледобычи и углеобогащения (ежегодно их образуется около 80 млн т);
- повышение доли полезно используемого шахтного метана до 40 % от суммарных выбросов, что позволит ежегодно вырабатывать 12–15 млрд кВт·ч электроэнергии. Сейчас полезно используется около 10 %.

При этом требуются разработка и внедрение:

- прогрессивных технологических систем и усовершенствования шахтного фонда;
- универсальных автоматизированных и роботизированных комплексов и технологий добычи угля из мощных крутопадающих пластов;
- комплексного использования минеральных ресурсов и малоотходных процессов подземной добычи угля;
- технологий обогащения, обеспечивающих сниженные потери угля с отходами и повышенную производительность труда на новых автоматизированных обогатительных фабриках.

Совершенствование угольных технологий приобретает особую актуальность в связи с запланированным существенным повышением внутренней цены на газ и опережающим ростом потребления угля как альтернативы газу в качестве топлива для электростанций и котельных.

(В профильных вузах проблеме энергоэффективности в сырьевом секторе посвящены специальные учебные дисциплины. Например, в Санкт-Петербургском государственном горном институте студенты изучают дисциплину «Энергоэффективность и энергосбережение на предприятиях минерально-сырьевого комплекса». Эта проблема рассмотрена в ряде монографий, например, в [30, 31, 59, 67]).

2.1.4. Состояние и перспективы ресурсной базы атомной энергетики

Повышение эффективности производства и потребления ядерного топлива – важный фактор обеспечения конкурентоспособности АЭС и продления срока их использования в энергетике. При использовании только ядерных реакторов с тепловыми нейтронами (ТР) запасы урана могут обеспечить топливом АЭ менее чем на 100 лет, и в этом аспекте АЭ ненамного превосходит традиционную тепловую энергетику по первичным энергоресурсам – примерно на 10 %. Разведанные мировые запасы урана в месторождениях, где его концентрация в сотни раз превышает среднее в земной коре, составляет 5,4 млн т [37, 79].

Причина сравнительно быстрой исчерпаемости запасов урана – низкая эффективность его использования в таких реакторах. В них используется только изотоп U-235, содержание которого в природном уране составляет всего 0,72 %, а основной составляющей является U-238 (99,28 %), вероятность деления которого в ТР очень низка. U-238 служит сырьем для получения ядерного горючего: U-235, U-233, Pu-239. Кроме того, затраты на обращение с радиоактивными отходами и отработанным ядерным топливом (ОЯТ) при использовании в АЭ нынешних технологий постоянно растут.

Уран-238 и другие основные радиоактивные элементы – литий-6 (перспективное топливо для термоядерной энергетики) и торий (перспективное сырье для получения топлива для реакторов на тепловых и быстрых нейтронах) – широко распространены в природе, многократно превосходя по запасам «топливную триаду» (нефть, газ, уголь) (рис. 2.7). Однако они сильно рассеяны в земной коре. Их залежи, пригодные для экономически приемлемой добычи, встречаются редко.

Состав, химические и физические свойства урановых минералов и вмещающих их руд чрезвычайно разнообразны: по содержанию урана различают 5 сортов руд (от очень богатых – более 1 % до бедных – менее 0,09 %), по минеральному и химическому составу – 6 групп, по ви-

дам отложений в поверхностном слое земли – 4 вида. Это разнообразие определяет и большое различие в способах гидрометаллургической переработки и применяемых при этом химических реагентов, а также ценность разведанных и подтвержденных запасов уранового сырья. Используют три основных метода добычи урана: подземный шахтный, открытый (карьерный) и подземный бесшахтный (выщелачивание урана по месту залегания породы). Последний заметно дешевле двух первых, но по сравнению с ними освоен существенно слабее. Экономические показатели ядерного топливного цикла удастся повысить, а промышленный минимум содержания урана в перерабатываемых рудах снизить до 0,01–0,03 % благодаря попутному извлечению из добываемого сырья золота, серебра и др. Стоимость извлеченного из сырья урана разделена на 3 ценовых диапазона в пределах от 40 до 130 долл/кг.

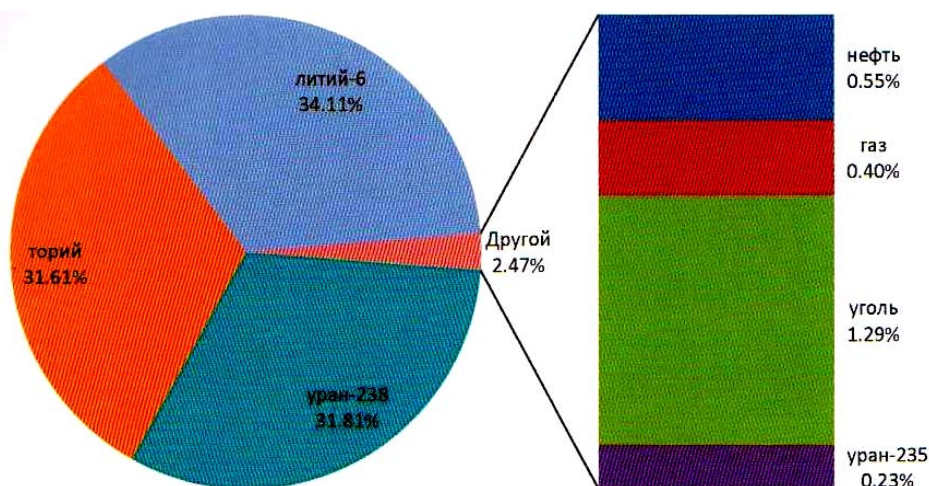


Рис. 2.7. Доля различных энергетических ресурсов

Мировое производство урана – около 43 тыс. т/год – не покрывает текущие ежегодные потребности в нем, превышающие 68 тыс. т. Недостающие потребности закрываются за счет материалов, находящихся в военных и гражданских резервах, вторичного использования военного урана. В перспективе проблема частично будет решаться возвращением части урана в топливный цикл за счет переработки и использования МОХ-топлива, РЕМИКС-топлива и МИКС-топлива.

МОХ-топливо (Mixed-Oxide fuel – смешанное оксидное уран-плутониевое топливо – $\text{UO}_2 + \text{PuO}_2$) изготавливается из плутония, полученного при переработке ОЯТ промышленных или энергетических реакторов.

РЕМИКС-топливо производится по технологии, базирующейся на упрощенной схеме переработки ОЯТ энергетических легководных реакторов без разделения изотопов урана и плутония. Для обеспечения размножающих свойств в уран-плутониевый регенерат добавляют высокообогащенный природный уран.

МИКС-топливо получают смешением обогащенного природного или регенерированного урана с плутонием различного происхождения.



Рис. 2.8. Технологическая схема перемещения топливного материала внутри уран-плутониевого топливного цикла

Ядерные топливные циклы отличаются от топливных циклов углеводородного сырья своей сложностью, количеством используемых для их реализации технологий и связей между ними, а также возможностью повторного использования и воспроизводства топливных ресурсов (рис. 2.8). Схема на рис. 2.8 отражает все возможные стадии производства.

Сырьевая часть открытого ядерного топливного цикла включает следующие основные стадии:

1) добыча и обогащение урановой руды. Годовая потребность реактора мощностью 1 ГВт в топливе такова, что за год приходится извлекать $1,2 \cdot 10^5$ т урановой руды и несколько миллионов тонн пустой породы. На обогатительных заводах, располагаемых поблизости от рудного месторождения, из руды получают урановый концентрат, содержащий 60–80 % урана;

2) получение из уранового концентрата металлического урана, диоксида или других соединений урана высокой чистоты, пригодных

для использования в качестве сырья для изготовления топлива, либо гексафторида урана (UF_6), пригодного для разделения его изотопов;

3) разделение изотопов урана из гексафторида природного урана с концентрацией U-235, равной 2,5–3 %, необходимой для загрузки в реактор. В качестве побочного продукта в отвале оказывается гексафторид обедненного урана, который складывается для возможного использования в будущем. На этом этапе добавляются специфические технологии разделения изотопов одного элемента;

4) конверсия гексафторида обогащенного урана в металлический уран, его двуокись или другую топливную композицию;

5) снаряжение топливом (в виде таблеток) тепловыделяющих элементов (ТВЭЛов), объединяемых в тепловыделяющие сборки. Здесь специфика отрасли проявляется прежде всего в недопустимости скопления обрабатываемых веществ сверх критической массы (достаточно скромной по обычным технологическим меркам).

Загруженные в реактор ТВЭЛы работают заданное время, в течение которого концентрация U-235 в них снижается до определенного значения [89]. Последующие звенья ядерной топливной цепочки еще более специфичны по сравнению с «судьбой» углеводородного топлива после использования его в котле:

- промежуточное (первичное) хранение отработанного топлива – ОЯТ. Высокая концентрация в нем короткоживущих изотопов требует биологической защиты и охлаждения, сопоставимых с реакторными, и, соответственно, значительных средств: на транспортировку – 20–80 долл/кг, хранение – 40–200 долл/кг;

- переработка ОЯТ – примерно 720 долл/кг;

- захоронение остеклованных высокоактивных отходов, не поддающихся в настоящее время дальнейшей переработке – 100–580 долл/кг.

Полный ядерный топливный цикл (от добычи урана до захоронения ОЯТ) длится около 6 лет.

Для АЭ современной России проблема эффективного обращения с ядерным топливом на всех этапах его жизненного цикла является чрезвычайно актуальной по ряду причин.

1. При распаде СССР большая часть освоенных месторождений урана оказалась за рубежом – в Казахстане и Узбекистане, табл. 2.2.

2. Большинство разведанных на территории России урановых месторождений (рис. 2.9) характеризуется малым содержанием урана в руде – примерно 0,15 %. Для сравнения: в Канаде этот показатель превышает 1 %.

Таблица 2.2

*Распределение по странам разведанных запасов и объемов
производства урана*

Страна	Доля в мировых запасах, %	Доля в мировом производстве, %
Австралия	37	20
Казахстан	18	16
Канада	16	23
ЮАР	7	
Намибия	6	7
Узбекистан	6	5
США	4	4
Россия	3	8
Бразилия	2	

3. Важное в геополитическом и экономическом аспектах присутствие российских атомщиков на мировом рынке ядерного топлива и услуг по строительству и эксплуатации АЭС требует наращивания объемов добычи урана на собственной территории и повышения эффективности всех этапов ядерного топливного цикла. К 2020 г. планируется увеличить производство урана из отечественного сырья примерно в 6 раз. Одновременно с этим правительство страны и руководство Росатома большое значение придают расширению масштабов поставки урана из Казахстана и Узбекистана.

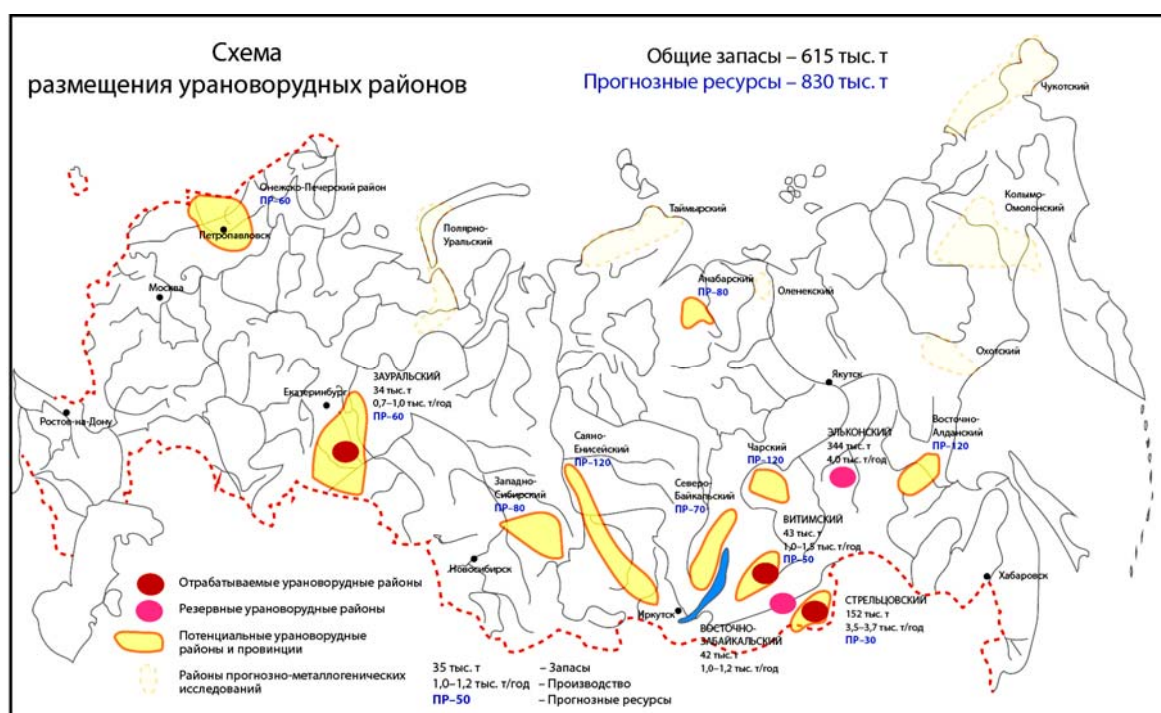


Рис. 2.9. Ресурсная (урановая) база ГК «Росатом»

Радикальным способом расширения ресурсной базы и ограничения темпов роста стоимости уранового топлива является освоение и широкомасштабное использование замкнутого топливного цикла на основе реакторов на быстрых нейтронах (БР) – бридерах. Принципиально важно, что в БР при каждом акте деления ядер образуется значительно большее количество нейтронов, которые могут быть использованы для превращения U-238 в делящийся изотоп плутония Pu-239 (глубина выгорания природного урана 30–40 %), переработки топлива, выгруженного из реакторов АЭС, и последующего дожигания невыгоревших и вновь образовавшихся делящихся изотопов. Энергетическая ценность 100 г урана, извлеченного из отработавшего ядерного топлива (ОЯТ), эквивалентна 1 т нефти, 2–4 т угля, или 1500–3000 м³ газа. Из 20 тыс. т ОЯТ можно изготовить 19,5 тыс. т нового ядерного топлива. Только за счет вовлечения в ядерный топливный цикл U-238 удастся увеличить энергетический потенциал добываемого природного урана в 100 раз. В целом перевод АЭ на «всеядные» БР открывает перспективу создания топлива для АЭС в виде искусственных делящихся элементов с неограниченными запасами, а само ядерное топливо поставить в один ряд с возобновляемыми энергетическими ресурсами.

Согласно имеющимся прогнозам, БР могут стать конкурентоспособными с реакторами на тепловых нейтронах только после 2025 г.

Еще одним перспективным направлением повышения ресурсной доступности АЭ и удовлетворения возрастающих эколого-экономических требований является освоение уран-ториевого цикла. Ученые-ядерщики работают над решением этой проблемы [37]. Пока этот ядерный топливный цикл уступает традиционному по безопасности, проработанности технологии, экономическим показателям.

Ожидается, что повышение доступности ресурсов позволит стабилизировать цены на природный уран и на электроэнергию, производимую на АЭС (с 2006 по 2010 г. стоимость U-235 возросла с 97 до 300 долл/кг).

2.2. Вспомогательные топливные ресурсы

Важным направлением реализации стратегии энергозамещения является расширение масштабов использования нетрадиционных топливных ресурсов (НТР), к которым принято относить:

- горючие и газоносные сланцы (ГС),
- битуминозные песчаники (БП),
- газогидраты (ГГ),

- попутный нефтяной газ (ПНГ),
- угольный (шахтный) метан (УМ),
- синтетический газ (сингаз).

По мере совершенствования добычи и утилизации НТР их доля в ТЭБ будет возрастать. Однако из-за больших технологических сложностей в обозримом будущем НТР будут не альтернативой «топливной триаде» (нефти, природному газу, углю) и урану, а только подспорьем. Исключение могут составить ГС как источники сланцевых газа и нефти.

2.2.1. Горючие и газоносные сланцы

Горючие сланцы (ГС) содержат *кероген* – органическое вещество, энергия из которого извлекается непосредственно при сжигании сланцев или при переработке их в нефтеподобные углеводороды. Содержание керогена в ГС большинства месторождений составляет 10–30 %, в наиболее богатых – до 50–70 %. Основная часть мировых запасов ГС сосредоточена в США и составляет около 411 трлн т (70 % мировых запасов), что эквивалентно примерно 320–640 млрд т жидких углеводородов. Залежи сланцев такого типа обнаружены также в Австралии, Италии, Канаде, Китае, Эстонии и в десятке других стран. Разведанные запасы горючих сланцев в России составляют приблизительно 37 млрд т, а ресурсы оцениваются в 850 млрд т.

В 1960–70 гг. в СССР были построены крупнейшие в Европе сланцевые электростанции – Балтийская (1400 МВт) и Эстонская (1600 МВт), которые работают до сих пор в составе энергетического комплекса Эстонии. Планируется увеличение мощности Эстонской ЭС до 2400 МВт.

До недавнего времени добыча ГС во всем мире была нерентабельной, т. к. требовала шахтного способа добычи; к тому же по калорийности ГС существенно уступают каменному углю. Из тонны ГС можно получить от 0,5 до 2 баррелей нетрадиционной нефти; при этом остается 770 кг пустой породы. В окружающую среду выбрасываются ртуть, кадмий и свинец; грунтовые воды загрязняются нерастворимыми солями. Ситуация существенно изменилась, когда была освоена технология бурения горизонтальных и горизонтально-разветвленных скважин, позволившая извлекать из залежей ГС сланцевую нефть скважинным методом.

По мнению ряда экспертов (преимущественно из США), в газовой отрасли в целом и в разработке сланцевых месторождений в 2009 г. началась «новая энергетическая революция» – крупномасштабная добыча *сланцевого газа*. Наличие в ГС газа (преимущественно метана), а не только керогена и сланцевой нефти, было известно с начала XIX века. Более того, ГС, содержащие горючий газ, распространены существенно

шире, чем ГС – носители керогена. Широкая распространенность – важнейшее преимущество сланцевого газа над традиционным (рис. 2.10).

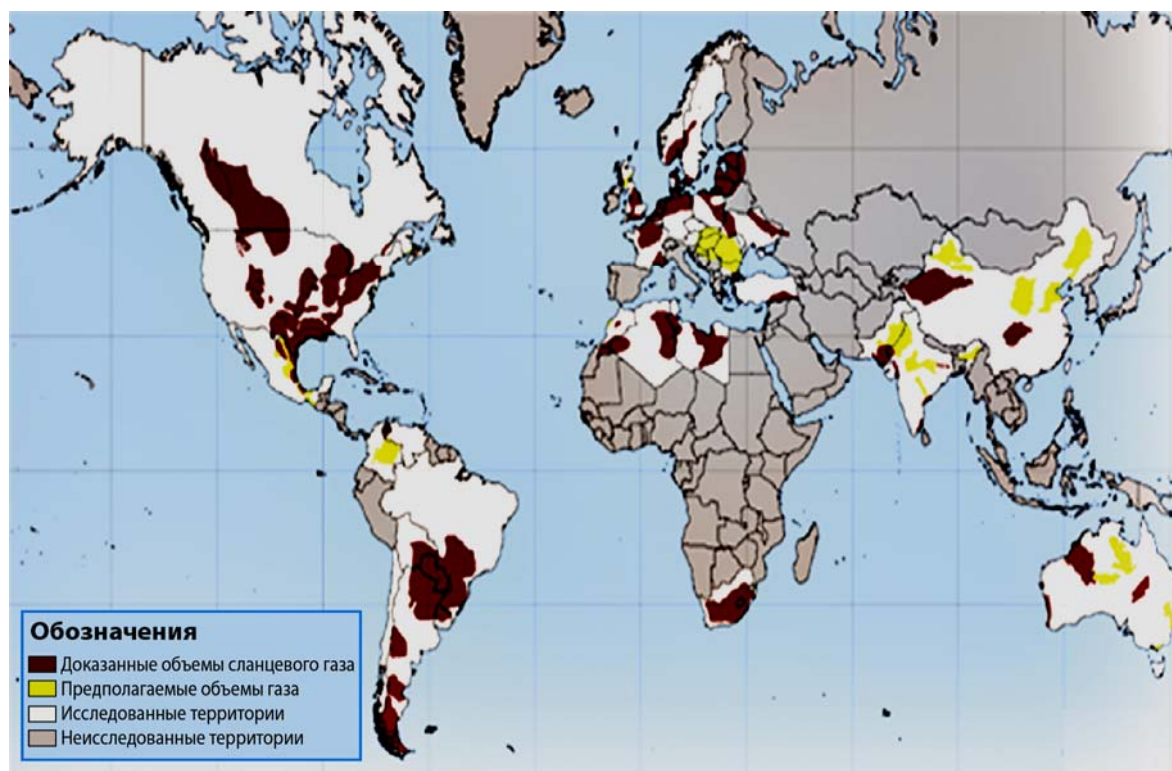


Рис. 2.10. Доказанные и предполагаемые месторождения сланцевого газа

Первая газовая скважина в ГС была пробурена еще в 1821 г., но добыча газа не была организована вследствие малого дебита скважин – примерно на два порядка меньше, чем в традиционных газоносных породах. Лишь после нефтяного кризиса 1973–74 гг. США возвратились к решению задачи добычи сланцевого газа. Были открыты 4 огромных сланцевых структуры (Barnett, Haynesville, Fayetteville, Marcellus) суммарной площадью в десятки тысяч квадратных километров. Однако и на этот раз работы были прекращены вследствие падения цены на нефть в 80-е годы. Они были возобновлены в 90-е годы из-за стремительного роста объемов потребления газа и цен на углеводороды.

В 2009 г. США добыли 745,3 млрд м³ газа и вышли по этому показателю на первое место в мире. При этом 40 % составил сланцевый и угольный метан. В 2010 г. США добыли 51 млрд м³ сланцевого газа. По прогнозам East European Gas Analysis, добыча сланцевого газа в США к 2015 г. составит более 180 млрд м³ в год. Международная энергетическая ассоциация дает более сдержанный прогноз – не более 150 млрд м³ в год к 2030 г. К началу 2010 г. на рынке США образовалось избыточное предложение газа. Дошло до того, что построенные в США терминалы по импорту сжиженного газа оставались бездействующими, затем началось их пе-

реоборудование для экспорта газа. Летом 2013 г. США обогнули Россию по добыче нефти и газа за счет сланцевых нефти и газа (СНиГ).

По данным Всероссийского научно-исследовательского геологического нефтяного института, по запасам СНиГ лидируют:

- Россия – 10 млрд т,
- США – 8 млрд т,
- Китай – 4 млрд т.

На карте (рис. 2.11) большая часть территории России обозначена как неисследованная на наличие месторождений СНиГ.

В США разведанные запасы сланцевого газа (СГ) составляют 24 трлн м³, или более 10 % от мировых (на данный момент технически извлекаемыми являются 3,6 трлн м³). Крупные месторождения сланцевого газа обнаружены в ряде государств Европы, в частности в Австрии, Англии, Венгрии, Германии, Польше, Швеции, Украине, Румынии, а также в Австралии, Индии, Китае, Канаде.

МЭА прогнозирует, что добыча нетрадиционного газа в Европе к 2030 г. составит 15 млрд м³ в год. Ряд экспертов полагает, что такие прогнозы занижены. Китай планирует в 2015 г. добыть 6,5 млрд м³ СГ. Общий объем производства природного газа в стране вырастет на 6 % от уровня 2012 г. К 2020 г. Китай планирует выйти на уровень добычи в диапазоне от 60 до 100 млрд м³ СГ ежегодно.



Рис. 2.11. Географическое и объемное распределение российских месторождений сланцевого газа

Масштабы и темпы развертывания работ по добыче сланцевого газа будут зависеть от успешности решения ряда серьезных проблем:

- при добыче СГ эффективны только горизонтальные скважины, стоимость которых в 4 раза выше, чем вертикальных;
- более высокая твердость сланцевых пород по сравнению с породами на месторождениях традиционного газа;
- сланцевый газ залегает в небольших изолированных «карманах»; чтобы его добыть в приемлемых объемах, необходимо бурить большое количество скважин, каждая из которых обладает малым дебитом;
- для обслуживания скважин необходимо большое количество дорог и трубопроводов для доставки огромного потребного объема воды;
- для эффективного извлечения газа из сланцев необходимо осуществлять гидроразрыв – закачивать в скважины под большим давлением воду со специальными химикатами, разрывающими перегородки между порами, и с песком, который расклинивает эти разрывы; эти химикаты могут попадать в водные горизонты и пагубно влиять на подземные воды – фактически последний резерв питьевой воды на Земле;
- срок службы горизонтальных скважин оценивается в 5–12 лет, тогда как обычных скважин – 30–40 лет;
- по оценкам независимых экспертов, себестоимость добычи 1000 м³ сланцевого газа в 2009–10 гг. составляла 212–283 долл., а объем добычи из одной скважины – около 50 млн м³ (компании, добывающие сланцевый газ, вероятно, в рекламных целях называют другие величины – 150 долл. и 180–200 млн м³ соответственно);
- за время горизонтального бурения, осуществления гидроразрыва и обустройства скважины в атмосферу попадает такое количество метана, что это перечеркивает все преимущества СГ перед углем.

Из этого перечня следует, что такая технология малопригодна для стран и регионов с высокой плотностью населения (в частности, для перенаселенной Западной Европы, остро нуждающейся в газе, но трепетно относящейся к окружающей среде, в том числе к пока еще не застроенным земельным участкам). В этой связи вокруг добычи СГ развернулись острые дебаты в ряде стран, и прежде всего в США.

В России долгое время «сланцевая революция» воспринималась как пиар-кампания, и Газпром не планировал в ближайшие десятилетия начинать разработку месторождений сланцевого газа.

В октябре 2012 г. президент России В.В. Путин впервые публично высказал опасение, что для Газпрома может обернуться серьезными негативными последствиями наращивание объемов добычи сланцевого газа в США и в ряде других стран, и поручил в этой связи Минэнерго Россий-

ской Федерации скорректировать генеральную схему развития газовой отрасли до 2030 г.

2.2.2. Битуминозные песчаники

Битуминозные песчаники представляют собой смесь песка, глины и нефтяного битума. Из тонны битуминозного песка, обычно содержащего 14 % и более битума по массе, можно получить около 100 л жидких углеводородов. Основные запасы битуминозного песчаника сосредоточены в Канаде, США и Венесуэле. В некоторых развитых странах начата добыча и переработка битуминозных песков с целью получения из них нетрадиционной нефти. Однако в промышленных масштабах такую нефть получают только в Канаде, где битуминозные песчаники содержат битум в уникально высоких концентрациях. По прогнозам, к 2015 г. добыча превысит 2,7 млн барр. в день. Считается, что разработка битуминозных песчаников рентабельна при цене на нефть не менее 150–200 долл/барр.

Высокая стоимость работ препятствует интенсивной переработке битуминозных песчаников. Стоимость добычи 1 м³ битума из песчаников оценивается величиной 220–314 долл., а 1 м³ нефти из горючих сланцев – 340–350 долл. Таким образом, добыча в промышленных масштабах нетрадиционной нефти – дело будущего. Ожидается, что за 25 лет добыча увеличится в 3 раза по отношению к традиционной, но ее доля останется малой – в 2025 г. менее 5 %.

2.2.3. Газогидраты

Газогидраты (ГГ) представляют собой весьма своеобразную форму существования газа – кристаллическую ячейку из молекул воды, внутри которой размещаются молекулы метана. Ячейки образуют плотную кристаллическую решетку, похожую на лед. Выделяющийся из земных недр метан может создать в соединении с водой ГГ только при определенном сочетании температуры и давления. ГГ могут образовываться в донных осадках при давлении 16–25 атм. и температуре около 0 °С. Если температура выше, то для образования ГГ необходимо более высокое давление. Они встречаются в океанах и морях на глубине от 300 до 1200 м в виде слоев, залегающих ниже дна на несколько сотен метров. Значительно реже ГГ встречаются вблизи морского дна (на глубине нескольких метров от его поверхности). На Месояхском место-

рождении природного газа в Западной Сибири (на левобережье Енисея) ГГ выходят даже на поверхность. Впервые морские ГГ были обнаружены в середине 70-х годов в Канаде, а ГГ, расположенные под слоями вечной мерзлоты, открыты в нашей стране в 1975 г.

Особую активность в поиске и разведке месторождений ГГ, в разработке экономически эффективной и экологически безопасной технологии извлечения из них метана проявляют страны, испытывающие дефицит энергоресурсов. Япония в течение ближайшего десятилетия намерена приступить к промышленной добыче газа из ГГ. На сегодня открыто более 200 месторождений ГГ, расположенных в разных частях земного шара (рис. 2.12).

Канада обнаружила в долине реки Маккензи обширные месторождения газогидратов (Маялик) с запасами газа 110 млрд м³, Япония на тихоокеанском шельфе располагает запасами газа (месторождение Нанкай) объемом 4–20 трлн м³.



*Рис. 2.12. Распределение по земному шару месторождений газогидратов:
синие точки – подтвержденные геологоразведочным бурением,
красные точки – подтвержденные косвенно*

Согласно исследованиям, проведенным в 80–90-е гг., запасы газа в ГГ континентальной и шельфовой части России оцениваются величиной 100–1000 трлн м³. Залежи ГГ обнаружены также на дне Черного моря и озера Байкал. В последние годы российские ученые продолжают поиск и разведку месторождений ГГ в кооперации с рядом зарубежных

партнеров. Вследствие слабой изученности генезиса ГГ и недостаточного объема поисковых и разведочных работ мировые запасы ГГ по разным источникам лежат в чрезвычайно широких пределах – от нескольких сотен до нескольких тысяч триллионов кубических метров. Считается, что в ГГ углеводородного сырья содержится в 10 раз больше, чем во всех месторождениях нефти и газа. ГГ – это единственный еще не разработанный и весьма перспективный источник природного газа (из 1 м³ ГГ можно получить 300 м³ метана). В любом случае при успешном решении проблем с добычей газа из ГГ может существенно измениться облик мирового рынка энергоресурсов, а проблема «энергетического голода» отодвинуться на неопределенный срок.

Серьезным препятствием на пути освоения газогидратных месторождений является угроза окружающей среде. Разработка таких месторождений чревата двумя катастрофическими явлениями:

- дестабилизацией ГГ и превращением сцементированных ими пород на дне моря в разжиженную массу с крупномасштабными подводными обвалами и оползнями и, как следствие, разрушительными приливными волнами (цунами);
- выбросами с морского дна в атмосферу огромных масс метана, который, как парниковый газ, примерно в 20 раз опаснее углекислого газа. Поэтому наиболее вероятна технология извлечения газа прямо на глубине с помощью глубоководных добывающих платформ, откуда газ будет перекачиваться по трубам на специальные танкеры.

2.2.4. Попутный нефтяной газ

На сегодня более доступной и конкурентоспособной технологией использования нетрадиционного газа является сбор при добыче нефти и последующая утилизация попутного нефтяного газа (ПНГ), который представляет собой смесь метана и широкой фракции легких углеводородов (этан, пропан, бутан, изобутан и др.), а также неуглеродных компонентов (азот, углекислый газ, сероводород, гелий, аргон). По геологическим характеристикам различают ПНГ газовых шапок и газы, растворенные в нефти. Первые выделяются из нефтяных скважин, вторые – из пластовой нефти при ее сепарации. ПНГ присутствует далеко не во всех нефтяных месторождениях, а там, где он есть, объемы эмиссии колеблются от единиц до нескольких тысяч кубических метров на одну тонну извлеченной нефти.

ПНГ представляет собой ценное энергетическое сырье благодаря высокой калорийности и экологической чистоте, а также удобству снабжения нефтепромыслов энергией, произведенной из ПНГ. Как сы-

рье для нефтегазохимии ПНГ позволяет получать сухой газ, подобный традиционному природному, газовый бензин, сжиженный газ для бытовых нужд и легкие углеводороды, которые, в свою очередь, могут быть переработаны в каучук, пластмассы, компоненты высокооктановых бензинов и др.

О факелах над нефтяными месторождениями много говорят и пишут в российских средствах массовой информации как о символах бесхозяйственности и варварского отношения к природе. Сжигание ПНГ в факелах признано важной проблемой в нефтяном секторе ТЭК, т. к. при этом страна ежегодно теряет не менее 140–360 млрд руб. (по разным оценкам). Газовые факелы «поставляют» в атмосферу до 1 % суммарных выбросов CO_2 .

Правительство Российской Федерации вынуждено было принять в 2009 г. специальное постановление «О мерах по сокращению сжигания попутного нефтяного газа». С 1 января 2012 г. введены большие штрафы тем нефтедобывающим компаниям, у которых степень утилизации ПНГ меньше 95 %. Предусмотрены и меры поощрения за его использование: обеспечение приоритетного доступа поставщиков электроэнергии, выработанной из ПНГ, к сетям ЕЭС, введение налоговых и таможенных льгот для предприятий, реализующих проекты по рациональному использованию ПНГ.

С учетом разбросанности нефтепромыслов по огромной слабоосвоенной территории особенно привлекательной видится утилизация ПНГ для удовлетворения потребностей в энергии самих нефтяников. При этом достигается ряд положительных эффектов:

- выполняются условия лицензионных соглашений по утилизации ПНГ и упомянутого выше постановления Правительства Российской Федерации;
- высокая экономическая эффективность и малые сроки окупаемости проектов по вводу генерирующих мощностей на ПНГ;
- отсутствие необходимости в больших инвестициях в строительство ЛЭП для централизованного электроснабжения нефтяных месторождений и отсутствие потерь энергии при передаче ее на большие расстояния;
- наличие на рынке энергоагрегатов на ПНГ, обеспечивающих высокое качество производимой электроэнергии, устойчивость режимов работы, пониженный уровень выбросов углекислого газа.

Важно также, что срок окупаемости проектов по утилизации ПНГ составляет всего 2,5–3 года, в то время как других нефтегазовых проектов – 10 лет и более.

2.2.5. Угольный (шахтный) метан

Угольный (шахтный) метан (УМ) может уже в ближайшие годы стать заметной прибавкой к газовой составляющей ТЭБ, повысить эффективность малой и водородной энергетики, обеспечить транспорт дешевым и экологически чистым топливом. И что особенно важно – повысить безопасность шахтерского труда. Выбросы УМ составляют около 10 % от всех антропогенных поступлений метана в атмосферу. Мировые запасы УМ распределены по странам, как показано на рис. 2.13.

Только российские предприятия угольной отрасли ежегодно высвобождают из угольных пластов более 2 млрд м³ УМ.

УМ выделяется либо при добыче угля (его концентрация в вентиляционных выбросах составляет 0,5–2,0 об. %), либо при дегазации угольных пластов (концентрация метана 30–90 об. %). В общей массе выбросов основной вклад принадлежит вентиляционным выбросам. Соответственно, добыча УМ из каменноугольных месторождений осуществляется по двум схемам: а) извлечение УМ как попутного газа при добыче угля; б) добыча УМ как самостоятельного вида продукции из специально пробуренных в угольном массиве скважин.



Рис. 2.13. Распределение объемов выбросов УМ среди угледобывающих стран (по состоянию на 2000 г.)

Главной задачей при реализации первой схемы является повышение безопасности шахтерского труда. Вторая схема обеспечивает пред-

варительное и более полное извлечение УМ и также существенно уменьшает вероятность взрыва при добыче угля. Газ отсасывается насосами. Длительность работы скважин не уступает сроку службы скважин на традиционных газовых месторождениях.

Эта схема давно реализуется в США, Канаде, Великобритании, Австралии, Китае, Германии и некоторых других странах. Добыча УМ в США составляет примерно 35–40 млрд м³. В этих странах УМ подается в магистральные газопроводы, используется для совместного сжигания с углем в котельных, а также в двигателях внутреннего сгорания и газовых турбинах. В США приняты жесткие законы, обязывающие собственников шахт проводить обязательную дегазацию угольных пластов еще до начала добычи. Благодаря этому в США гибель горняков в угольных шахтах – редкое событие.

Прогнозные запасы УМ в России могут превосходить 84 трлн м³. Однако его использование находится на начальной стадии, хотя добыча метана из угольных месторождений имеет ряд преимуществ по сравнению с другими способами:

- большинство угольных месторождений расположено в уже обжитых районах, имеющих достаточно развитую инфраструктуру, производственную базу и людские ресурсы;
- угольные пласты в основном расположены на относительно небольших глубинах (до 1000 м);
- объем разведочного бурения существенно меньше, т. к. уже известные контуры угольного массива одновременно являются контурами и газового месторождения в толще угольных пластов.

Однако на пути широкомасштабной добычи УМ имеются и серьезные препятствия. Основные из них три:

- более сложная технология его извлечения по сравнению с добычей традиционного природного газа. Метан в метанугольных месторождениях содержится в микропорах и трещинах угольных пластов. Угольный пласт отдает метан только при интенсивных механических воздействиях, как это происходит в шахте или на разрезе при разрушении пласта комбайном, либо гидроударом или взрывчаткой с помощью специально пробуренных для этого скважин;
- содержание метана в различных углях неодинаково – в бурых газопроницаемых углях его меньше всего, в низкопроницаемых углях-антрацитах, напротив, много. Перспективными для добычи УМ являются угли, где содержание метана достаточно для промышленной добычи, а проницаемость пластов относительно велика;
- большие запасы традиционного природного газа не стимулируют российских газовиков инвестировать средства в эту отрасль.

В России основные выбросы метана (около 2 млрд м³ в год) происходят при добыче каменного угля в Кузбассе, где общие запасы угольного метана составляют около 13,5 трлн м³.

Руководство Кемеровской области и Газпром реализуют проект добычи угольного метана в Кузбассе.

2.2.6. Синтетический газ (сингаз)

Сингаз получают переработкой (газификацией) твердого или жидкого топлива по технологии, известной с 1609 г. и нашедшей широкомасштабное применение в начале XIX в. в европейских странах и в США.

В России первый горючий газ из твердого топлива был получен в 1836 г.

Наряду с производством газа способом безостаточной газификации (в газ превращается вся горючая масса топлива) его получают при коксогазовом и коксохимическом производствах одновременно с выработкой кокса и других продуктов.

Наивысшего расцвета газификация угля достигла в первой четверти XX в. В 1925 г. в США около 12 тысяч установок перерабатывали в газ до 25 млн т угля в год. В СССР в 50-х годах производилось около 35 млрд м³ газа из угля. Интенсивное развитие добычи нефти и природного газа привело к потере интереса к углегазовой технологии. Но поскольку стоимость нефти и природного газа постоянно растет, а срок их исчерпания существенно ближе, чем угля, в последние годы наблюдается реанимация интереса к газификации угля. Газификация твердого топлива – альтернативный источник газа для энергетики, металлургии и химии – отличается большой «всеядностью» и универсальностью:

- газифицировать можно любые твердые топлива – от торфа и самых молодых бурых углей до каменных углей и антрацитов вне зависимости от их химического состава, состава зольной части, примесей серы, крупности, влажности и других свойств;

- газификацией твердого топлива можно получать горючие газы широкого спектра по составу и свойствам: чистые водород, оксид углерода, метан, а также их смеси в различных пропорциях, пригодные для синтеза аммиака, метанола, а также генераторных газов, которые можно использовать в энергетических установках.

Расширению масштабов использования этой технологии препятствуют характерные для нее недостатки: а) более высокая капиталоемкость; б) большие затраты на очистку газа от примесей; в) потребность в десятках способов газификации, адаптированных к особенностям сырья и требованиям к продукту (газу). Наиболее перспективными из них яв-

ляются технологии (способы) с комбинированным производством нескольких продуктов.

Эти процессы можно объединить в две группы: *автотермические* и *аллотермические процессы газификации*. В первых тепло, необходимое для проведения эндотермических процессов до температуры газификации (900–1200 °С), производят за счет сжигания в кислороде части газифицируемого топлива. Сжигание части топлива и газификация осуществляются совместно в едином газогенераторном объеме. Во вторых сжигание и газификация разделены, и тепло для процесса газификации подводится через теплопередающую стенку внутри единого газогенераторного объема или при помощи автономно нагретого теплоносителя.

Из большого разнообразия процессов газификации особый интерес сегодня представляет автотермическая технология слоевой газификации с неполной конверсией угля при определенных параметрах технологического процесса (тепло, необходимое для проведения эндотермических процессов до температуры газификации 900–1200 °С, производят за счет сжигания в кислороде части газифицируемого топлива). Преимущества заключаются прежде всего в том, что газ абсолютно не содержит конденсируемых продуктов пиролиза угля. Кроме того, эта технология позволяет получать высокопористый твердый продукт – активированный углерод или среднетемпературный кокс металлургического стандарта.

Основные направления использования угольного газа:

- использование компонентов ($H_2 + CO$) как сырья для широкого спектра процессов химического синтеза, которые уже освоены промышленностью: производство метанола, диметилового эфира (как перспективной альтернативы нефтяному дизельному топливу);
- выделение водорода (20–25 %) для использования в качестве моторного топлива, сырья для топливных (электрохимических) элементов, в биотехнологиях, как восстановителя в металлургических процессах прямого восстановления железа и других металлов.

Для освоения угольных пластов со сложными горно-геологическими условиями залегания перспективна технология *подземной газификации угля*, совмещающая добычу, обогащение и переработку. Сущность технологии заключается в создании в угольном пласте очага управляемого горения с образованием горючего газа. Для этого с поверхности бурятся скважины для организации дутья и подачи на поверхность горючего газа. Все технологические операции осуществляются с поверхности, без применения подземного труда. Разработка пласта происходит экологически приемлемым способом.

В СССР работало несколько предприятий этого профиля. Некоторые из них успешно функционировали на протяжении десятилетий, но в последние 3–4 десятилетия XX в. они стали неконкурентоспособными и были закрыты. Внутрицикловая газификация топлива в котлах ТЭС успешно развивается.

Сегодня исследовательские работы по производству сингаза интенсивно проводятся в Китае, где за последние годы построены десятки станций, и в Австралии, где построено крупное предприятие данного профиля. Интерес к этой технологии проявляют Индия, КНДР, Южная Корея.

2.2.7. Утилизация твердых бытовых отходов

Проблема хотя бы частичной утилизации твердых бытовых отходов (ТБО) актуальна прежде всего для защиты Земли от опасного загрязнения [62]. Наряду с этим ТБО – богатый источник вторичных ресурсов (в том числе энергетических), т. к. бытовой мусор – это преимущественно углеродосодержащее энергетическое сырье, и его можно отнести к возобновляемому энергоресурсу (в определенной мере условно).

Преобладающая доля ТБО в мире пока складывается на мусорных свалках или «мусорных полигонах», т. к. утилизация ТБО наталкивается на ряд препятствий уже на стадии их сортировки – выход вторсырья для его последующей переработки составляет всего 8–15 %.

Складирование (захоронение) – самый неэффективный способ борьбы с ТБО, так как мусорные свалки занимают огромные территории, к тому же характеризуются высокой концентрацией углеродосодержащих материалов (бумага, полиэтилен, пластик, дерево, резина), часто загорающихся и загрязняющих окружающую среду образующимися газами. Кроме того, мусорные свалки являются источником загрязнения как поверхностных, так и подземных вод за счет дренажа свалок атмосферными осадками. За последние десятилетия и в Мировом океане накопилось огромное количество отходов: миллионы тонн пластика образуют целые острова.

В России ежегодно образуется, по различным оценкам, от 27 до 54 млн т (около 130 млн м³) ТБО, из которых только около 3 % проходит промышленную переработку. Уже накоплено более 80 млрд т отходов, из которых примерно 16 млрд т составляют бытовые отходы. В целом в России под мусорные свалки отчуждено 0,8 млн га земель, среди которых немало плодородных.

Утилизацию ТБО можно реализовать двумя способами: а) непосредственным сжиганием, при котором получается тепловая энергия; б) пиролизом, при котором образуется жидкое и газообразное топливо.

Примерно 5 т ТБО выделяют при сгорании столько же тепла, сколько 2 т угля или 1 т жидкого топлива. Из каждой тонны отходов можно выработать около 300–400 кВт·ч электроэнергии. Основная проблема утилизации ТБО через сжигание – выделение в атмосферу вредных веществ. При сжигании ТБО получают 28–44 % золы от сухой массы и газообразные продукты – двуокись углерода, пары воды, различные примеси. Так как отходы горят при температуре 800–900 °С, то в отходящих газах имеются органические соединения – альдегиды, фенолы, хлорорганические соединения.

Из общих объемов бытового мусора доля сжигаемого колеблется в таких странах, как Австрия, Италия, Франция, Германия, от 20 до 40 %, Бельгия, Швеция – 48–50 %, Япония – 70 %, Дания, Швейцария – 80 %, Англия и США – 10 %. В России сжигается лишь около 2 % бытового мусора (в Москве – около 10 %).

Изменение состава бытовых отходов и ужесточение экологических норм стимулируют исследования по совершенствованию процессов их переработки или уничтожения. К современным способам сжигания отходов можно отнести замену воздуха, подаваемого для горения, на кислород. Это позволяет снизить количество вредных выбросов, изменить их состав и получить стеклообразный шлак. Сюда же относится и способ сжигания мусора в псевдосжиженном слое. При этом достигается высокая полнота сгорания.

Считается, что тепловую энергию из мусора целесообразно извлекать (через сжигание) в городах с населением не менее 15 тыс. человек при производительности печи около 100 т/сут.

В настоящее время топливо из бытовых отходов получают в измельченном состоянии в виде гранул и брикетов. Предпочтение отдается гранулированному топливу, так как сжигание измельченного топлива сопровождается выносом большого количества пыли, а использование брикетов создает трудности при загрузке в печь и поддержании устойчивого горения. Кроме того, при сжигании гранулированного топлива намного выше КПД котла, а показатель выброса опасных газов не превышает 0,6 мкг на тонну. Для сравнения – при сжигании каменного угля выделяется 1–10 мкг диоксина, при сжигании тонны бензина – от 10 до 2000 мкг.

На протяжении ряда десятилетий ведется поиск и совершенствование методов физико-химической переработки БТО. Еще в 1990-е гг. в Российском химико-технологическом университете им. Д.И. Менделеева была, например, разработана технология термической деполимеризации, которая позволяет разлагать сложные углеводородные соединения на простые с получением смеси простых углеводородных соединений,

аналогичной природной нефти, – искусственной нефти. В процессе совершенствования была создана технология переработки ряда полимеров (полиэтилен, полипропилен, полистирол и полиэтилентерефталат) в бензин. Разработан также метод пиролизной переработки шин, позволяющий получать пиролизное масло и пиролизный газ. Внедрением этих и подобных им технологий достигаются несколько эффектов:

- резко расширяется круг сырья – для переработки пригодны любые материалы, содержащие углеводородные соединения. В частности, они позволяют перерабатывать в высококачественное топливо малоценные виды энергоносителей: бурый уголь, сланцы, дрова, торф, а также использовать нетопливные виды сырья: органические отходы сельскохозяйственного производства, биологические отходы, сточные воды, отстой канализационных вод и т. д.;

- переработке могут быть подвергнуты отходы, содержащие углеводородные соединения: резина, пластмассы, полимеры, мазут, битум, асфальт, которые сейчас представляют собой бытовые и промышленные отходы. Переработка отходов в искусственную нефть позволяет создать замкнутый цикл обращения углеводородов по схеме: нефть – органический синтез – полимеры – отходы – искусственная нефть. Это позволит в разы сократить использование природной нефти в качестве сырья для органического синтеза, что означает переход в использовании углеводородных соединений от топливного цикла переработки нефти к нефтехимическому циклу;

- технология получения искусственной нефти позволяет использовать получаемый горючий газ для энергетических нужд самой установки термической деполимеризации.

В настоящее время эти технологии существуют только в немногочисленных опытно-промышленных образцах и конструкторских разработках, хотя сырьевая база для получения искусственной нефти в промышленных масштабах является практически неисчерпаемой и соответствует, по расчетам, всему наличному объему угля, торфа, древесины. Эта технология позволит в значительной мере отказаться от добычи и переработки нефти для топливных нужд и добывать нефть только в качестве ценного сырья для органической химии.

В Институте электрофизики и электроэнергетики РАН с 1989 г. ведется (под руководством академика Ф.Г. Рутберга) разработка плазменной технологии и установок для переработки различной органики, в том числе ТБО, в синтез-газ. Созданный модуль технологической установки позволяет переработать до 2 т отходов в час. Соотношение затрат энергии на его работу и выход синтез-газа самый оптимальный в мире. Создание такого модуля обходится в 4–5 млн рублей. Стоимость сни-

зится в полтора-два раза, если делать блоки из 10–15 таких модулей. При переработке по 8–10 т отходов в час можно будет полностью обеспечить теплом и частично электричеством город с населением в 30 тыс. человек. Плазменные технологии уже завоевывают популярность в США, Японии, Канаде, Европе, Южной Африке. В России эта технология в промышленных масштабах пока не применяется. Одно из препятствий – в России отсутствует необходимая приборная база для изготовления таких установок, а приобретение комплектующих за рубежом сильно удорожает эту технологию.

В Институте химической физики РАН разработан метод огневой переработки полигонов захоронения ТБО с использованием технологии сверхадиабатического горения. Продуктами переработки являются горючий газ, грунт и минеральные остатки, пригодные для использования в строительной индустрии, например в качестве заполнителя бетона.

На современных мусороперерабатывающих предприятиях осуществляется целый комплекс природоохранных мероприятий: а) устройство сооружений для очистки дренажных стоков от органических загрязнений, тяжелых металлов, механических примесей; б) глубокая многоступенчатая очистка газов, выходящих в атмосферу. При надлежащем выполнении этих мероприятий влияние на окружающую среду минимально. Достаточно сказать, что австрийский завод, взятый в качестве образца при строительстве комплекса в Санкт-Петербурге, расположен в центре Вены. В Германии, экологическое законодательство которой считается самым жестким, работает более полусотни подобных установок; на свалки вывозится только 10 % мусора.

Вовлечение в хозяйственную деятельность нетрадиционных топливных ресурсов в более крупных масштабах будет способствовать успешному решению нескольких актуальных задач:

- продление срока жизни нефтяного и газового секторов ТЭК;
- сдерживание роста цен на углеводороды;
- уменьшение техногенной нагрузки на биосферу;
- увеличение числа стран и регионов, имеющих собственное энергетическое сырье.

По технологии добычи и преобразования в электрическую и тепловую энергию практически все виды НТР пока уступают традиционному минеральному топливу. Это означает, что правительства стран и руководство энергосырьевых компаний должны оказывать им всестороннюю поддержку, по крайней мере до тех пор, пока они не станут конкурентоспособными. В странах – экспортерах энергетического сырья логично брать средства на эти цели из сверхдоходов нефтегазовых компаний.

2.3. Возобновляемые источники энергии

К *возобновляемым* источникам энергии (ВИЭ) относят: энергию Солнца и Земли и энергию орбитального движения Земли в Солнечной системе. Земля располагает ВИЭ суммарной мощностью $1,2 \cdot 10^{17}$ Вт.

Можно выделить три вида энергии, которой обладает тот или иной ВИЭ:

- механическая энергия (энергия ветра и потоков воды);
- лучистая и тепловая энергия (энергия солнечного излучения и тепло земли и воды);
- химическая энергия (энергия, заключенная в биомассе и в морской/океанической воде).

Человечество на протяжении многих столетий использует различные виды ВИЭ (солнечную, ветровую, энергию рек, приливов и др.), но в электроэнергетике наиболее освоенной является энергия рек, преобразуемая в электричество гидроэлектростанциями.

На сегодня только традиционная «большая» гидроэнергетика с единичной мощностью гидроагрегатов выше некоторой пороговой вносит существенный вклад в мировое производство электроэнергии – более 16 % (в разных странах эта пороговая величина установлена на разных уровнях: от 1 до 30 МВт; в России – 30 МВт). На долю «большой» гидроэнергетики приходится около 90 % от общей выработки электроэнергии из ВИЭ. В ряде стран с помощью ГЭС вырабатывается существенная или даже преобладающая доля электроэнергии: Норвегия – 98,8 %, Бразилия – 82,8 %, Швеция – 71 %, Канада – 57 %. В нашей стране на долю ГЭС приходится около 16 %. Пока технологически доступный гидроэнергетический потенциал используется в мировой практике примерно на 10 % от общего мирового потенциала в 7 млрд т у.т/год.

С середины прошедшего столетия стал возрастать интерес энергетиков к так называемым *нетрадиционным возобновляемым источникам энергии (НВИЭ)*, к которым принято относить: 1) энергию небольших водотоков (малых рек, каналов); 2) энергию ветра; 3) кинетическую, потенциальную (тепловую) и химическую энергию воды морей и океанов; 4) солнечную энергию; 5) энергию биомассы; 6) тепловую энергию Земли [20, 21]. Первые три вида НВИЭ используются преимущественно для производства электричества, три других – электричества и теплоты. Распределение потенциала ВЭИ по 5 основным видам в мире и России приведено в табл. 2.3, а объемы мирового производства электроэнергии из различных НВИЭ – в табл. 2.4. Распределение потенциала солнечной и ветровой энергии по территории нашей страны показано на рис. 2.14 и 2.15.

Таблица 2.3

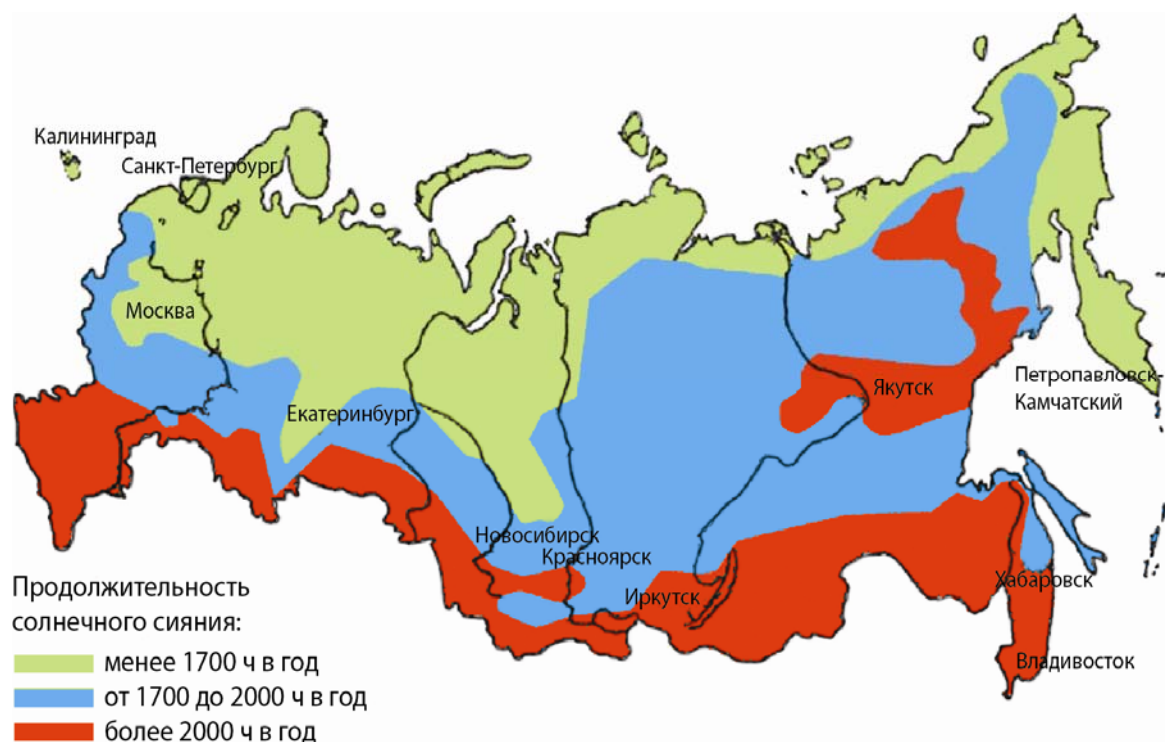
Ресурсы ВИЭ в мире и России

Вид энергии	Технический потенциал, млн т у.т.	
	мир	Россия
Энергия солнца	$5,3 \cdot 10^4$	$2,3 \cdot 10^3$
Энергия ветра	$2,2 \cdot 10^4$	$2,0 \cdot 10^3$
Геотермальная энергия (до глубины 10 км)	$1,7 \cdot 10^5$	$1,0 \cdot 10^2$
Энергия биомассы	$9,5 \cdot 10^3$	53
Гидроэнергия	$1,7 \cdot 10^3$	$1,2 \cdot 10^2$

Таблица 2.4

Прогнозируемые объемы мирового производства энергии из различных (основных) НВИЭ

Виды НВИЭ	Мощность, ГВт		Производство электроэнергии, ТВт·ч	
	2020	2030	2020	2030
НВИЭ, всего (без большой гидроэнергетики)	326	539	1171	1877
Биомасса и горючие отходы	71	101	438	627
Геотермальная	18	25	119	167
Ветровая	206	328	559	929
Солнечная	29	76	43	119
Приливная и волновая	3	9	12	35

*Рис. 2.14. Ресурсы солнечной энергии на территории России*

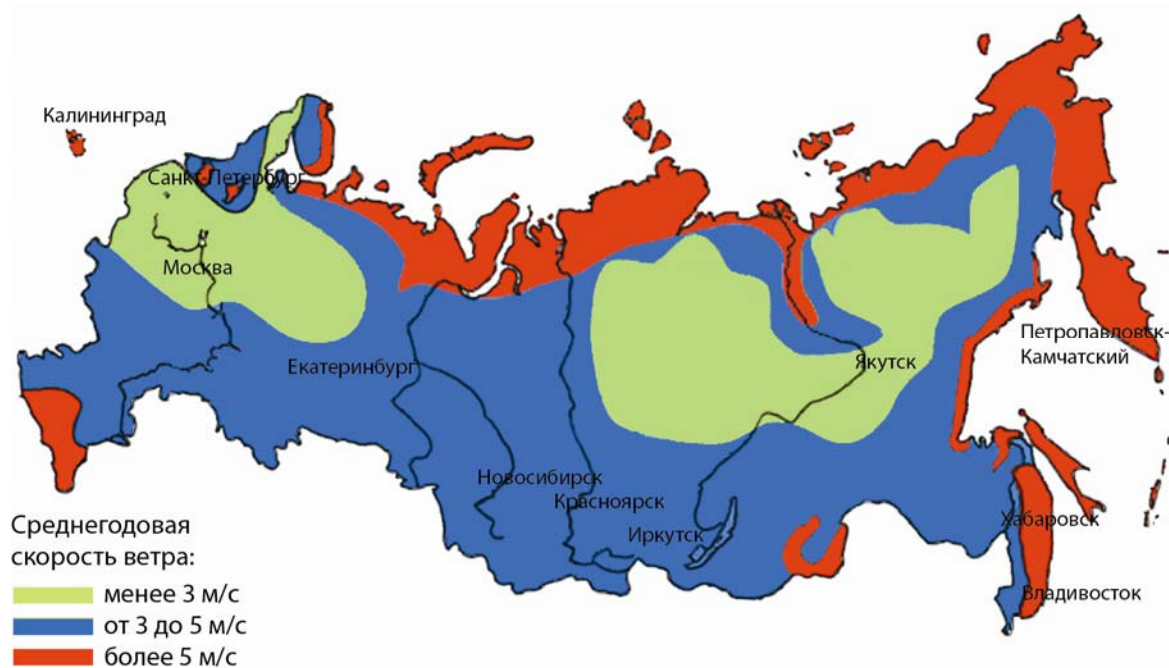


Рис. 2.15. Ресурсы ветровой энергии на территории России

Несмотря на эти астрономические цифры (табл. 2.3), доля НВИЭ в энергетическом балансе в мире в целом составляет около 10 %, а в производстве электроэнергии – около 1 % (в России – менее 1 %). И хотя темпы наращивания суммарной мощности электростанций на НВИЭ высокие, в особенности ветроэнергетики (в 2001 г. – 24,3 МВт, а в 2013 г. – 350,7 МВт), в данном учебном пособии основное внимание сосредоточено на минеральных топливных ресурсах, технологиях и эффективности.

Кратко будет рассмотрено только использование НВИЭ для получения теплоты для систем отопления и горячего водоснабжения.

Возникает естественный вопрос: «Почему при неисчерпаемости НВИЭ и экологической чистоте производства из них электроэнергии они используются в столь ограниченных масштабах?».

Причина кроется в недостатках, обусловленных их природой, которые сужают границы экономической эффективности использования НВИЭ при современном уровне технологий:

1) низкая удельная мощность потока энергоносителя, которая обуславливает большие габариты и массу энергоустановок и, соответственно, большие удельные капитальные затраты на их сооружение (табл. 2.5, 2.6).

Таблица 2.5

Удельные мощности НВИЭ и традиционных энергетических установок

Источник	Мощность	Примечание
Солнце	100–250 Вт/м ²	
Ветер	1500–5000 Вт/м ²	При скорости 8–12 м/с
Геотермальное тепло	0,06 Вт/м ²	
Ветровые океанические волны	3000 Вт/пог. м	Может достигать 10 000 Вт/пог. м
Двигатель внутреннего сгорания	около 100 кВт/л	
Турбореактивный двигатель	до 1 МВт/л	
Ядерный реактор	до 1 МВт/л	

Таблица 2.6

Средняя площадь, необходимая для обеспечения мощности 1 МВт на электростанциях различного типа, м²

Атомные электростанции (АЭС)	630
Тепловые электростанции (ТЭС):	
на жидком топливе	870
на природном газе	1500
на угле	2400
Солнечные электростанции (СЭС)	100 000
Гидроэлектростанции (ГЭС)	265 000
Ветроэнергетические станции (ВЭС)	1 700 000

2) низкий КПД – доли первичной энергии, преобразуемой в электричество или полезное тепло. Только гидравлическая энергия обеспечивает достаточно высокий КПД – 60–70 %. Для других видов НВИЭ он существенно ниже:

- ветровая энергия – 30–40 %;
- тепловая энергия – 30–35 %;
- лучистая энергия – 30–35 % (в термальном режиме и 12–16 % в режиме фотоэлектрического преобразования);
- биотопливо – не более 30 %.

Низкие удельные мощности и малый КПД являются причинами высоких удельных капитальных затрат на сооружение объектов ВЭ (табл. 2.7).

Таблица 2.7

Экономические характеристики некоторых типов электростанций на ВИЭ, долл/кВт

Тип станции или ВИЭ	Потребные инвестиции		
	2005 г.	2030 г.	2050 г.
Геотермальные:			
гидротермальные	1700–5700	1500–5000	1400–4900
на сухом тепле (скальные)	5000–15 000	4000–10 000	3000–7500
Крупные ГЭС	1000–5500	1000–5400	1000–5100
Малые ГЭС	2500–7000	2200–6500	2000–6000

Тип станции или ВИЭ	Потребные инвестиции		
	2005 г.	2030 г.	2050 г.
Приливные:			
плотинные	2000–4000	1700–3500	1500–3000
бесплотинные	7000–10 000	5000–8000	3500–6000
Волновые	6000–15 000	2500–5000	2000–4000

3) большая суточная, сезонная и стохастическая нестабильность мощности НВИЭ, что требует обязательного аккумулирования энергии, а также совместной эксплуатации энергоустановок на различных НВИЭ, работы в паре с агрегатами на традиционном топливе или с электрической сетью. Преодоление нестабильности существенно усложняет и удорожает сооружение и эксплуатацию таких электростанций.

Будущее ВЭ в значительной мере будет зависеть от положения дел в традиционной энергетике. При этом влиять могут как долгосрочные тенденции, так и форс-мажорные обстоятельства.

(Например, в Японии после аварии на АЭС «Фукусима-1» был провозглашен курс на замену в течение 20–30 лет АЭС на станции, использующие НВИЭ. Одним из таких проектов к 2020 г. должна стать крупнейшая в мире плавучая ветроэлектростанция из 143 ветроустановок суммарной мощностью до 1000 МВт. В перспективе допускается наращивание суммарной мощности солнечных и ветроустановок до 50 000 МВт.)

Вопросы и задания

1. Чем обусловлена острая необходимость повышения эффективности использования энергетического сырья для «энергоизбыточной» России?
2. Каковы тенденции изменения топливно-энергетического баланса в мире и России?
3. Назовите основные составляющие потенциала энерго- и ресурсоэффективности добычи и транспорта нефти.
4. Назовите основные составляющие потенциала энерго- и ресурсоэффективности добычи и транспорта природного газа.
5. Назовите основные составляющие потенциала энерго- и ресурсоэффективности добычи и транспорта угля.
6. Назовите перспективные способы расширения ресурсной базы атомной энергетики.
7. В чем состоят основные отличия атомной энергетики от традиционной в аспекте добычи и подготовки топлива?
8. Какие виды топлива относят к «вспомогательным»?
9. Обрисуйте перспективы добычи сланцевого газа.

10. Что такое газогидраты? Каковы перспективы их использования в качестве топлива?
11. Ситуация в России с утилизацией ПНГ.
12. Основные побудительные мотивы и масштабы утилизации шахтного метана.
13. Основные способы получения сингаза и области его использования.
14. Побудительные мотивы и проблемы утилизации горючих бытовых отходов.
15. Назовите основные виды и потенциал (доступный для утилизации объем) нетрадиционных возобновляемых энергоресурсов (НВИЭ).
16. Каковы причины малых масштабов использования НВИЭ?

ГЛАВА 3

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ И ЭНЕРГИИ

Преобладающая часть топливных ресурсов используется для производства тепловой энергии либо как самостоятельного конечного продукта (для отопления и горячего водоснабжения – ГВС), либо как промежуточного продукта (для последующего преобразования в электрическую либо механическую энергию). Объемы производства и потерь тепловой энергии и их динамика в период 2000–2020 гг. показаны на рис. 3.1.



*Рис. 3.1. Производство и потери тепловой энергии в период 2000–2020 гг.
Умеренный и оптимистичный варианты*

Теплоэнергетика – это не сфера бизнеса, а часть инфраструктуры, без которой на большей части земного шара человек жить не может. Конечной целью ЭС и ПЭЭ в теплоэнергетике является снижение удельных расходов топлива при полном удовлетворении потребностей экономики и населения в энергии [63]. ЭС и ПЭЭ возможны при освое-

нии новых и коренной модернизации действующих теплотехнологических систем и должны включать в себя, согласно [23]:

- освоение современных способов сжигания топлива;
- мероприятия по интенсификации процессов теплопередачи;
- оптимизацию режимов работы паротурбинных, газотурбинных, холодильных установок, тепловых насосов и др.;
- применение эффективной тепловой изоляции;
- оптимизацию загрузки генерирующих мощностей;
- оптимизацию топливного баланса и структуры использования топлива;
- разработку и внедрение современного единого для всей страны порядка учета тепловой и электрической энергии и теплоносителя (в равной мере актуально и для повышения эффективности транспорта тепловой энергии);
- разработку критериев энергетической оптимизации при производстве, передаче и сбережении энергии;
- составление теплового баланса теплотехнического агрегата и др.

3.1. Виды энергии

Из примерно 20 видов энергии, известных на сегодня человечеству, освоены (в том числе в энергетике) или перспективны для использования в ближайшем будущем около 10.

И даже из этого «урезанного» перечня только 4 вида энергии постоянно используются для поддержания жизнедеятельности человека: тепловая – 70–75 %, механическая – 20–22 %, электрическая – 3–5 %, фотонная – менее 1 % [74]. Следовательно, основным видом энергии, обеспечивающим поддержание жизнедеятельности современного человека, является химическая энергия минерального топлива, запасы которого составляют менее 1 % суммарных запасов энергии на Земле. В преобладающем числе технологических процессов используется несколько видов энергии. Топливо-энергетические балансы (ТЭБ) обычно составляются по видам используемых топлив и видам энергии для каждого технологического цикла отдельно. Это затрудняет сравнение различных технологических процессов для производства одного и того же вида продукции. Для того чтобы определить энергоемкость продукта или услуги, все виды энергии подразделяют на три группы:

1. Первичная энергия $\mathcal{E}_1$ – химическая энергия минерального топлива с учетом энергетических затрат на добычу, предварительную обработку (обычно – обогащение), транспортировку и т. д.

2. Производная энергия $\mathcal{E}_2$ – энергия преобразованных энергоносителей, например пара, горячей воды, электроэнергии, сжатого воздуха, кислорода, воды и др., с учетом затрат на их преобразование. Для выработки производной энергии необходима первичная энергия и соответствующие виды производной (преобразованной) энергии. Для производства преобразованной энергии используются различные технологические установки:

- котлы, турбогенераторы, газотурбинные установки, топливные элементы, компрессорные установки и т. д.;
- установки на ВЭР: котлы-утилизаторы, тепловые насосы, холодильники и т. п.;
- энергоустановки, использующие возобновляемые источники энергии.

Работоспособность любой из них определяется суммой их внутренней энергии и потенциальной энергии источника.

3. Скрытая энергия $\mathcal{E}_3$ – энергия, израсходованная в предшествующих технологиях и овеществленная в сырьевых исходных материалах технологического процесса, в технологическом, энергетическом и другом оборудовании, капитальных сооружениях, инструменте и т. д. К этой же форме энергии относятся энергозатраты на поддержание оборудования в работоспособном состоянии (ремонт), энергозатраты на внутривозовские и межзаводские перевозки и др. [6].

Для многих массовых видов продукции величина энергетических затрат в виде скрытой энергии является небольшой по сравнению с двумя другими видами энергии.

Полные энергозатраты ($\mathcal{E}_{\text{сум}}$) на производство какого-либо продукта или услуги можно записать в виде

$$\mathcal{E}_{\text{сум}} = \mathcal{E}_1 + \mathcal{E}_2 + \mathcal{E}_3 - \mathcal{E}_4. \quad (3.1)$$

Здесь $\mathcal{E}_4$ – энергия вторичных энергоресурсов (ВЭР), которая вырабатывается в процессе производства данной продукции, но передается для использования в другой технологический процесс.

Суммарные энергозатраты называют также технологическим топливным числом (ТТЧ) конкретного вида продукции [74].

3.2. Энергетические характеристики минерального топлива

Топливом называют вещество, выделяющее при горении или беспламенном окислении большое количество тепловой энергии, используемой в различных технологиях (производство электрической и тепловой энергии, водяного пара и др.) и в быту (отопление, приготовление пищи)

[24]. При пересчете единиц количества энергии, выделяемой при сжигании различного топлива, можно воспользоваться данными табл. 3.1.

Таблица 3.1

Пересчет единиц количества энергии

Что переводим	Во что переводим					
	Тыс. м ³ прир. газа	Тонна мазута	кВт·ч	т у.т.	ГДж	Гкал
Тыс. ³ природного газа	1	0,837	9 239 3 551**	1,136	33,287	7,950
Тонна мазута	1,195	1	11 046	1,357	39,777	9,5
кВт·ч	$0,108 \cdot 10^{-3}$ $0,108 \cdot 10^{-3}$ ***	$0,09 \cdot 10^{-3}$	1	$0,123 \cdot 10^{-3}$	$3,6 \cdot 10^{-3}$	$0,86 \cdot 10^{-3}$
Т у.т.	0,88	0,737	8130	1	29,31	7,0
ГДж	0,03	0,025	278	0,034	1	0,239
Гкал	$1,126$ $0,141$ ***	0,105	11,63	$0,143$ $0,160$ *	4,187	1
Примечание: * – с учетом КПД котельной установки; ** – с учетом КПД ТЭЦ; *** – с учетом расхода условного топлива на выработку 1 кВт·ч						

По агрегатному состоянию органическое топливо подразделяется на твердое, жидкое и газообразное, а по способу получения – на естественное (нефть, природный газ, уголь, торф, сланцы) и искусственное (синтетическое и композиционное: топливные брикеты, дизельное и соляровое топливо, мазут топочный и бытовой, топливные эмульсии и суспензии, синтетический газ).

Твердое и жидкое топливо состоит из горючих (углерод С, водород Н, сера S) и негорючих (кислород, азот, влага и зола) элементов. Некоторые физико-химические и теплотехнические характеристики основных видов **твердого топлива** приведены в табл. 3.2.

Таблица 3.2

Основные характеристики твердого топлива

Топливо	Содержание водорода в го- рючей массе, %	Содержание в рабочем топливе, %		Теплота сгорания, МДж/кг; ккал/кг
		влаги	золы	
Каменный уголь	5,5	13	20	21,45; 3550–6450
Бурый уголь	5,2	17	25	16,88; 2250–4000
Торф:				
фрезерный	6,0	50	6	10,35; 2000–2600
кусковой	6,0	40	7	12,44; 2200–3000
брикет	6,0	20	6	20,53; 3500–4200
Сух. древесина	6,0	40	0,6	12,03; 2871

Жидкое топливо в основном получают из нефти методом термической разгонки и термического крекинга, либо из угля, горючих сланцев и битуминозных песков, торфа, биомассы. В зависимости от температуры из нефти получают 4 основные фракции: бензин (200–225 °С), керосин (140–300 °С), дизельные топлива (190–350 °С), тяжелые фракции – мазут и др. (более 350 °С).

Таблица 3.3

Теплотворная способность основных энергетических жидких топлив

Вид топлива	Теплотворная способность, ккал/кг
Дизельное топливо	10 700
Мазут топочный	9800
Сырая нефть	10 250

Таблица 3.4

Теплотворная способность основного газообразного топлива

Газы	Теплотворная способность	
	кДж/м ³	ккал/кг
Бутан	133 000	49 500
Водород	13 000	
Метан	39 800	55 550
Природный газ	35 000–43 000	
Пропан	101 000	50 350

Таблица 3.5

Состав природного газа Западной Сибири с теплотворной способностью 8 060 ккал/м³ и плотностью 0,685 кг/м³

Газы	%
Бутан	0,04
Изобутан	0,05
Углекислый газ	0,02
Метан	97,66
Азот	0,071
Этан	1,14
Пропан	0,38

Газообразное топливо обычно подразделяют: 1) на природный газ традиционных месторождений и сланцевый газ; 2) газообразное топливо, полученное газификацией твердых органических веществ по специально разработанным технологиям (биогаз, сингаз, метиловый газ) или в естественных условиях (угольный метан, газогидраты); 3) попутный нефтяной газ, выделяющийся при добыче нефти. Природный газ содержит метан CH₄ (80–98 %), тяжелые углеводороды (этан, пропан, бутан и

т. д.), водород, сероводород, в небольших количествах кислород, азот, углекислый газ и водяные пары. Попутный газ содержит меньше метана, чем природный, но больше высших углеводородов, и поэтому при сгорании выделяет больше теплоты. В табл. 3.4 приведены значения теплотворной способности природного газа и некоторых его компонентов, а в табл. 3.5 – состав и некоторые характеристики природного газа Западной Сибири.

3.3. Оценка и нормирование эффективности преобразования топлива в электрическую и тепловую энергию

В зависимости от климатических условий, объема и состава первичных энергетических ресурсов их доля, преобразуемая в тепло, для развитых стран лежит в пределах от 10 до 22 %. Суровые климатические условия на большей части территории России обуславливают значительную долю топлива, преобразуемую в теплоту как конечный продукт, т. е. для целей отопления и ГВС (рис. 3.2).

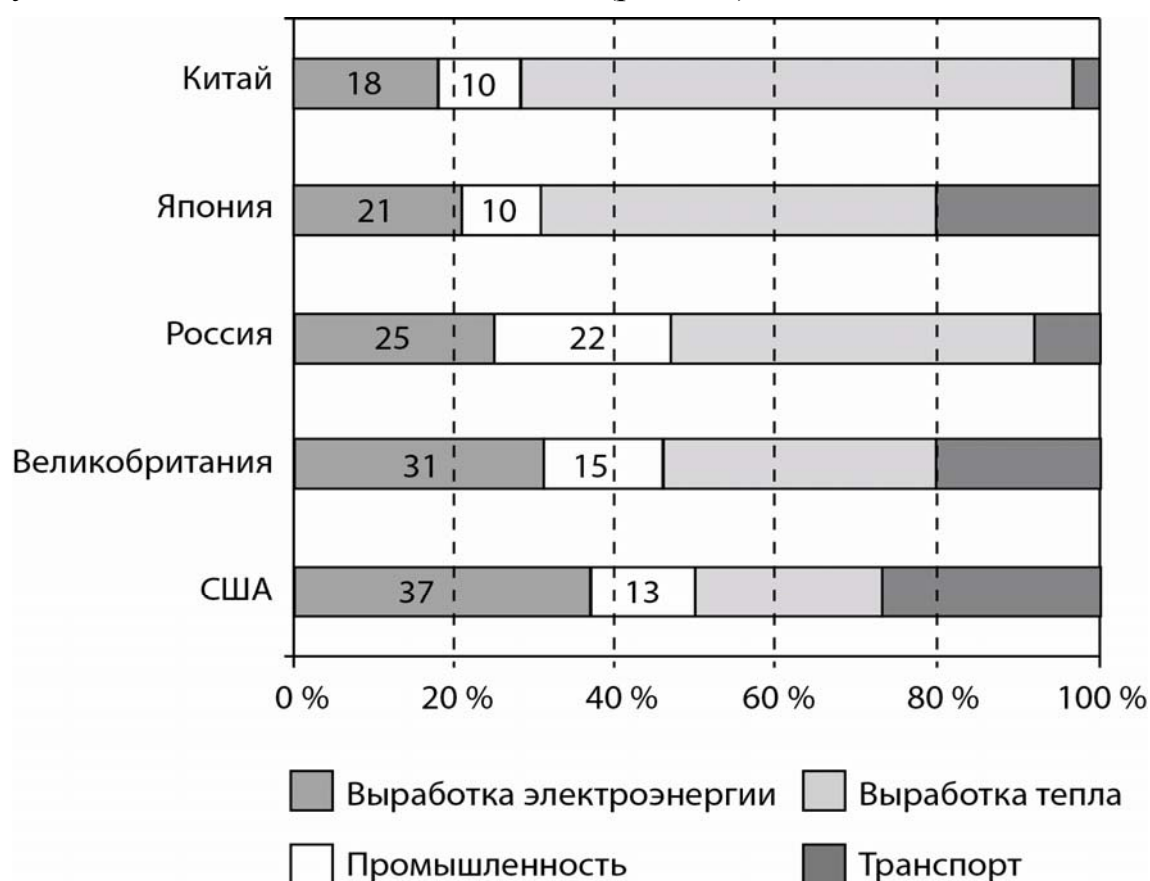


Рис. 3.2. Использование первичной энергии в разных странах, %

При производстве электрической и тепловой энергии на тепловых электростанциях происходят многочисленные термодинамические технологические процессы, каждый из которых сопровождается потерей энергии. Сегодня только 30 % содержащейся в энергоресурсах потенциальной энергии расходуется в качестве «полезной энергии». В этой связи повышение эффективности преобразования топлива в тепловую энергию горячей воды или пара и транспортировки их потребителю представляет собой не только актуальную, но и перспективную задачу, учитывая большой потенциал энергосбережения в этой сфере (рис. 3.3) [28].

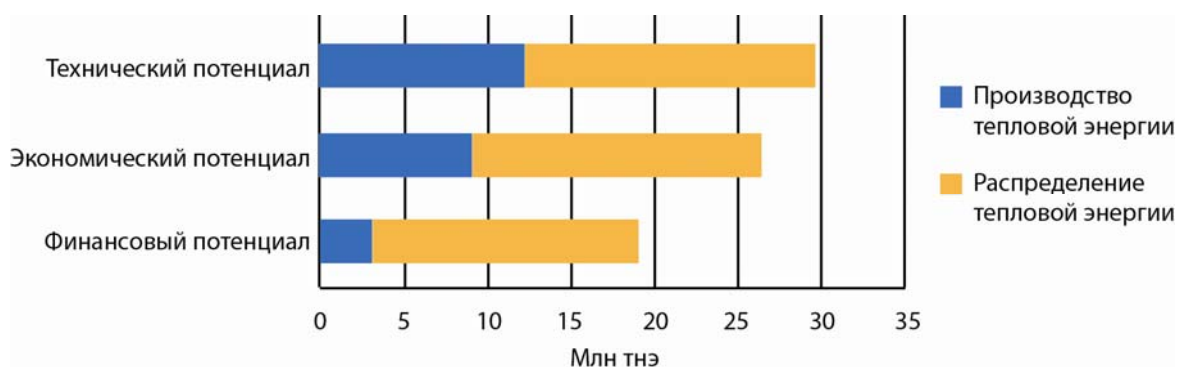


Рис. 3.3. Потенциал повышения энергоэффективности в производстве и распределении тепловой энергии

Экономить термодинамический потенциал топлива необходимо на всех этапах генерирования и использования тепловой энергии для выработки электроэнергии, для целей теплоснабжения потребителей – социальных объектов и объектов ЖКХ, промышленных предприятий и др.

Реализация потенциала энергосбережения включает шесть последовательных шагов (действий): анализ динамики энерго- и ресурсопотребления данным объектом – анализ режимов работы потребителя в аспекте энергопотребления (эксплуатация здания, работа оборудования и т. п.) – натурный эксперимент (инструментальное энергообследование) – анализ энергетического баланса (анализ структуры потерь) – выбор критериев/ориентиров (нормативы, энергетическая эффективность, срок окупаемости и т. д.) – разработка и реализация мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности.

3.3.1. Показатели энергетической эффективности

Для оценки эффективности мероприятий по ЭС и ПЭЭ используют *критерий эффективности*, который представляет собой дополнительное условие, указывающее эффективные способы достижения цели [42]. При этом под «целью» понимается некоторый запланированный результат. Основные требования к критерию эффективности:

- критерий должен быть простым, измеримым (нормируемым), численно характеризующим степень выполнения мероприятиями их назначения;

- позволять оценивать влияние различных факторов на эффективность мероприятий;

- иметь малую дисперсию, чтобы можно было сравнивать между собой реализуемые мероприятия одного назначения.

Для сложных задач (решений) необходима система критериев, позволяющая описывать и сравнивать их.

Показатели энергетической эффективности устанавливают соотношения между полезно используемой энергией (мощностью) и затратами энергии на получение полезной мощности или продукции и услуг. К настоящему времени разработан весь нормативный и методический инструментарий для определения энергетической эффективности любых видов производственно-экономической деятельности, а также участвующего в нем оборудования, приборов, средств транспорта, материалов, изделий, услуг и др. Разработаны стандарты, которые устанавливают показатели энергоэффективности, а также методы оценки соответствия показателей энергетической эффективности производимой продукции их нормативным значениям (перечень соответствующих ГОСТов приведен, например, в [42]). Стандарты предусматривают использование следующих основных показателей энергетической эффективности:

- экономичность потребления топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) при использовании продукции по ее прямому назначению;

- энергетическая эффективность передачи (хранения) ТЭР для продукции и процессов;

- энергоемкость производства продукции для процессов.

В практике используется расширенный список показателей:

- коэффициент полезного действия энергетической установки;

- коэффициент полезного использования энергии;

- коэффициент полезного использования энергии по отдельным видам и параметрам энергоносителей;

- удельный (фактический) расход энергоносителя;

- удельные затраты энергоресурсов на единицу выпускаемой продукции и их составляющие по энергоносителям (электроэнергия, топливо, вода) [2].

Стал вводиться в практику также показатель, который используется в методах энергетического анализа, – энергоемкость различных хозяйственных и экономических систем (предприятие, отрасль, регион) [24]. Показатели энергоэффективности потребления и передачи (хране-

ния) ТЭР устанавливают в виде нормативов потерь (расхода) энергоносителей (энергии), определяемых в регламентированных условиях использования продукции. Нормативы устанавливаются в виде процентов потерь или расхода энергоресурсов к единице его объема (веса), %/т у.т., или длине трубопровода, Вт/м, и т. п. При производстве продукции нормативы устанавливаются в виде производственной или полной (технологической) энергоемкости производства продукции, кг у.т./ед. продукции. Нормативные показатели энергетической эффективности должны разрабатываться с ориентацией на достижение следующих целей:

- достижение экономически приемлемой эффективности использования энергетических ресурсов при современном мировом уровне развития техники и технологий;
- соблюдение нормативных требований по охране окружающей среды;
- использование имеющегося опыта нормирования показателей энергоэффективности;
- приведение в соответствие международным, региональным и зарубежным национальным стандартам.

При подтверждении энергоэффективности используется дополнительная информация, накапливаемая в процессе разработки, производства, испытаний и эксплуатации продукции. Для сравнения и оценки ее уровня в протоколе испытаний приводят данные лучших мировых или отечественных образцов при аналогичных условиях.

В настоящее время используются в основном следующие схемы и методы оценки энергоэффективности [25]:

- методика нормирования расхода ТЭР (определение показателей производственной энергоемкости изготовления продукции);
- методики расчетов эффективности использования топлива в котлах и различных технологических агрегатах;
- методические рекомендации по оценке эффективности конкретных мероприятий по экономии ТЭР;
- интегрированный энергетический анализ, основанный на методиках определения полной энергоемкости изготовления продукции.

Ведется разработка и других методов оценки эффективности работ при использовании топлива.

Нормирование расхода топлива на производство продукции стимулирует применение в производстве и планировании технически и экономически обоснованных прогрессивных норм расхода топлива. Норма расхода топлива – это плановый показатель расхода его в произ-

водстве единицы тепловой энергии и выраженный в виде индивидуальных и групповых норм.

Индивидуальные нормы базируются на нормативных характеристиках котлов. Нормативная характеристика представляет собой зависимость расхода условного топлива на одну Гкал выработанного тепла ($b_k^{бр}$) от загрузки (производительности) котла при нормальных условиях его работы на данном виде топлива. Построение нормативной характеристики предусматривает определение величины удельного расхода топлива брутто во всем диапазоне нагрузок котла:

$$b_k^{бр} = 142,8/\eta_{бр}, \text{ кг у.т./Гкал}, \quad (3.2)$$

где $\eta_{бр}$ – КПД брутто котла; числитель – коэффициент пересчета натурального топлива в условное (табличная величина).

КПД брутто определяется по результатам режимно-наладочных испытаний котла при сжигании топлива одного вида одинаковым способом.

При установлении индивидуальной энергоемкости производства тепловой энергии включают расход топлива на основной технологический процесс – выработку тепловой энергии, а в качестве нормативных принимаются удельные расходы расчетного вида топлива в условном исчислении при номинальной загрузке котла с учетом прогрессивных (достигнутых на сегодня) удельных расходов на выработку тепловой энергии котлом данного типа.

Оценка эффективности работы котла начинается с составления теплового баланса между количеством подведенной и расходной теплоты: $Q_{прих} = Q_{расх}$ [23]. Обычно тепловой баланс котла (и любого другого теплотехнического агрегата) составляют на единицу массы сжигаемого топлива – 1 кг твердого или жидкого топлива, либо на 1 м^3 газообразного топлива. Основная составляющая приходной части баланса – это теплотворная способность топлива $Q_{рн}$. Остальные составляющие – физическая теплота топлива, холодного воздуха и др. – обычно невелики.

Расходуемое тепло можно определить суммой полезно используемого тепла Q_1 и тепловых потерь, ккал/кг (м^3):

$$Q_{рн} = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6, \quad (3.3),$$

где Q_2 – Q_6 – потеря тепла: Q_2 – с уходящими газами; Q_3 – вследствие химической неполноты сгорания топлива; Q_4 – вследствие механической неполноты сгорания топлива; Q_5 – в окружающую среду; Q_6 – с физическим теплом шлаков.

Уравнение теплового баланса для твердого топлива, выраженное в процентах от $Q_{рн}$, запишется в виде

$$Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6 = 100 \%. \quad (3.4)$$

Полезное тепло Q_1 – это тепло выработанной тепловой энергии в горячей воде (для водогрейного котла) или в паре (для парового котла).

Потерю тепла с уходящими газами можно определить как разность теплосодержаний уходящих из котла газов и холодного воздуха: $Q_2 = Q_{yx} - Q_{в}$. Даже при достаточно низкой температуре уходящих газов (110–120 °С) величина Q_2 составляет не менее 8–10 %.

Потеря тепла от химической неполноты сгорания топлива в котле Q_3 зависит от содержания продуктов неполного горения в дымовых газах (СО, Н₂, СН₄ и др.). При правильно организованном процессе горения величина Q_3 близка к нулю. В котлах со слоевыми и ручными топками потери Q_3 могут составлять 2,0–3,5 % (в зависимости от вида топлива).

Потеря тепла от механической неполноты сгорания Q_4 обуславливается недожогом топлива в шлаках, уносе (золе). Величина Q_4 может достигать 7–12 %.

Потеря тепла в окружающую среду Q_5 зависит от большого количества факторов: вида и состояния обмуровки котла, производительности агрегата, наличия так называемых хвостовых (конвективных) поверхностей нагрева и т. п. Для котлов малой производительности при их номинальной нагрузке Q_5 равно не менее 2 %. При этом Q_5 возрастает обратно пропорционально фактической нагрузке котла.

Потеря с физическим теплом шлаков Q_6 особенно заметна для ручных топок – 1,0–1,5 %.

Отношение полезно использованного тепла в котле к располагаемому называется коэффициентом полезного действия (брутто). Он может быть определен либо по прямому тепловому балансу:

$$\eta_{бр} = 100Q_1/Q_{рн}, \%, \quad (3.5)$$

либо по обратному:

$$\eta_{бр} = 100 - \sum Q, \quad (3.6)$$

где $\sum Q$ – сумма тепловых потерь котла, %.

Для определения потерь теплоты в этом случае надо иметь данные о составе и температуре дымовых газов. Состав дымовых газов определяется с помощью соответствующих датчиков. Примерная схема их установки на котельном агрегате показана на рис. 3.4.

Для котла с ручной топкой $\eta_{бр}$ приближенно составит, с учетом приведенных выше оценок,

$$\eta_{бр} = 100 - 9 - 3,5 - 11 - 3 - 1 = 72,5 \, \%.$$

Коэффициент полезного действия, %, учитывающий расходы электроэнергии и тепла на собственные нужды, называется КПД нетто:

$$\eta_n = \eta - Q_{сн}, \quad (3.7)$$

где $Q_{\text{сн}}$ – общий расход энергии (электрической и тепловой) на собственные нужды котла, отнесенный к располагаемому теплу, %.

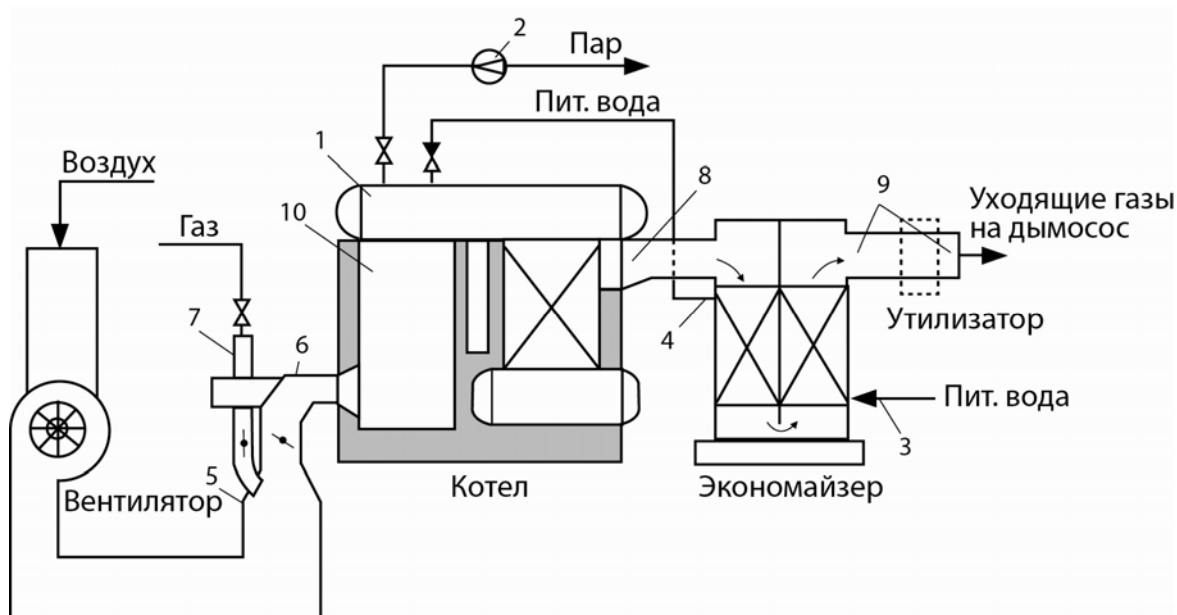


Рис. 3.4. Схема расстановки приборов на котле: 1 – давление пара в барабане котла; 2 – расход пара; 3 – давление (P) и температура (T) питательной воды до экономайзеров; 4 – то же, но после экономайзеров; 5 – P и T холодного воздуха; 6 – P воздуха перед горелками; 7 – P газа перед горелками; 8 – состав и T уходящих газов за котлом; 9 – состав и T уходящих газов до и после утилизатора; 10 – разрежение в топке

Нормативы расходов тепла на собственные нужды, в процентах от номинальной нагрузки котельной, составляют: газообразное топливо – 2,3–2,4 %; слоевые и факельно-слоевые топki – 2,6–5,1 %; жидкое топливо – 3,9–9,7 %.

Удельные расходы электроэнергии на выработку и транспортировку тепла для отопительных котельных составляют 18–20 кВт·ч/Гкал, или около 1,7 %.

Таким образом, в настоящее время у котельных с котлами со слоевым сжиганием топлива КПД нетто составляет, как правило, не более 65,8 % [6, 23].

Для тепловых и атомных электростанций, реализующих термодинамический цикл, важнейшей характеристикой эффективности их работы является **термодинамический коэффициент полезного действия**:

$$\eta_t = \frac{Q_0 - Q_k}{Q_0},$$

где Q_0 – количество теплоты, подведенное к 1 кг рабочего тела в котле (реакторе); Q_k – количество теплоты, отведенное в конденсаторе.

3.3.2. Нормирование расхода топлива

Нормирование расхода топлива – это установление контрольной меры рационального потребления в производстве продукции. Нормы расхода топлива устанавливаются в килограммах условного топлива на единицу готовой продукции (1 Гкал отпущенного тепла, 1 кВт·ч электроэнергии, отпущенной с шин, на производство 1 т чугуна, 1 тыс. шт. кирпича и т. д.), на отдельные технологические процессы (на 1 т термобработанных деталей, 1 т деталей, высушенных после окраски, и т. д.).

Расчет норм расхода топлива производится следующими методами [8]:

- расчетным;
- экспериментальным (посредством проведения балансовых испытаний топливосжигающего оборудования);
- расчетно-экспериментальным;
- отчетно-статистическим.

Принятые в нашей стране несколько десятилетий назад положения по нормированию расхода ТЭР в настоящее время вновь получают право на существование в связи с введением «расчетно-нормативных показателей энергетической эффективности» в Энергетическом паспорте потребителя ТЭР, утвержденных Приказом Минэнерго Российской Федерации от 19.04.2010 № 182, приложение 13.

Для **котельных** расход топлива нормируется на отпуск тепла – все отпущенное электростанциями/котельными тепло за вычетом тепла, возвращенного на электростанцию/котельную с конденсатом производственного пара, обратной сетевой водой, паром, отработанным у внешних потребителей, а также водой, восполняющей невозврат конденсата и потери сетевой воды.

Норма расхода топлива по котельной на какой-либо период определяется из условий переменной нагрузки котельной в течение нормируемого периода. С изменением нагрузки котла меняется его КПД, причем у каждого котла имеется определенный экономичный интервал нагрузок, в котором КПД незначительно отклоняется от максимального значения. Этот интервал обычно лежит в пределах 50–85 % номинальной нагрузки котла. Экономичный режим работы котельной обеспечивается правильно выбранным (по нагрузке котельной) числом работающих котлов и правильно распределенной нагрузкой между ними.

Для *котельных, оборудованных котлами с одинаковыми энергетическими характеристиками*, норма расхода топлива принимается равной удельному расходу при номинальной нагрузке котла, получен-

ному опытным или опытно-расчетным методом и умноженному на коэффициент 1,01–1,02, учитывающий непостоянство нагрузки:

$$H = (1,01 - 1,02) B_Q, \quad (3.8)$$

где H – норма расхода условного топлива, кг у.т/Гкал; B_Q – расчетный удельный расход при номинальной нагрузке котла с учетом расхода на собственные нужды котельной (см. ниже). Для котельных, оборудованных котлами с разными энергетическими характеристиками, норма расхода определяется по данным работы котельной за прошедший год, а за истекший период текущего года составляется график или таблица среднесуточной фактической нагрузки за зимние и летние периоды. В график (таблицу) вносят коррективы в соответствии с ожидаемым ростом теплопотребления в планируемом периоде. По графику (таблице) выбирается количество рабочих котлов, и нагрузка распределяется между ними согласно указанному выше принципу. После этого определяется средний КПД котельной и соответствующий ему средний удельный расход топлива:

$$b_k^{\text{выр}} = (142,8/\eta_k) 100, \quad (3.9)$$

где $b_k^{\text{выр}}$ – удельный расход топлива на выработку тепла котельной в планируемый период.

Удельный расход топлива на отпуск тепла котельной

$$b_k^{\text{отп}} = b_k^{\text{выр}} K, \quad (3.10)$$

где K – коэффициент, учитывающий расход топлива на выработку тепла, расходуемого на собственные нужды котельной:

$$K = Q_{\text{сн}}/Q_{\text{выр}}, \quad (3.11)$$

где $Q_{\text{сн}}$ – расход тепла на собственные нужды котельной; $Q_{\text{выр}}$ – выработка тепла котельной.

Для котлов, несущих базисную нагрузку, удельный расход (КПД) будет равен удельному расходу (КПД) при номинальной нагрузке с учетом расхода на собственные нужды, приходящегося на 1 котел.

Для котлов, несущих пиковую нагрузку, удельный расход B_Q подсчитывается по формуле

$$B_Q = m b_p^{\text{н}}, \text{ кг у.т/Гкал}, \quad (3.12)$$

где m – коэффициент, зависящий от нагрузки котлов, который следует брать по энергетическим характеристикам, полученным испытанием; $b_p^{\text{н}}$ – расчетный удельный расход топлива при номинальной нагрузке.

Нормы расхода рассчитываются отдельно для летнего и зимнего периодов. Годовая норма расхода определяется как средневзвешенная между ними.

К расходу тепла на собственные нужды котельной относятся расходы на следующие мероприятия:

- привод питательных насосов (с паровым приводом);
- обдувка поверхностей нагрева;
- водоподготовка;
- разогрев и распыление мазута;
- растопка котлов после текущего ремонта и холодного резерва;
- отопление, вентиляция, горячее водоснабжение и разные потери.

Методику определения этих составляющих можно найти, например, в [25].

Вопросы и задания

1. Назовите 4 основных вида энергии и долю каждого в современном энергопотреблении.
2. Назовите 3 основных группы установок для производства преобразованной энергии.
3. Виды ископаемых (невозобновляемых) энергоресурсов, их примерные мировые запасы (млрд т у.т.) и прогнозируемые сроки их исчерпания.
4. Основные виды нетрадиционных возобновляемых источников энергии (НВИЭ) и их распределение по территории России.
5. Достоинства и недостатки каждого из видов НВИЭ.
6. В каких пределах (по странам) лежит доля первичных энергоресурсов, преобразуемых в теплоту? От чего эта доля зависит?
7. Основные показатели энергоэффективности, методы ее оценки.
8. Основные составляющие теплового баланса котла и их краткая характеристика.
9. Как нормируется расход топлива?

ГЛАВА 4

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОИЗВОДСТВА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Роль отопления и горячего водоснабжения в создании комфортных условий жизни, а нередко условий для простого выживания жителей России, настолько важна, что теплообеспечение относится к важнейшей составляющей энергетической безопасности государства. Особое место России как страны с суровым климатом на большей части территории иллюстрируют данные табл. 4.1.

Таблица 4.1

Градусо-дни отопительного периода в ряде стран Северного полушария

Страна	Количество градусо-дней отопительного периода	% к количеству градусо-дней в России
Россия	4481	100
США	1543	34
Япония	1304	29
Канада	3597	80
Германия	2658	59
Италия	689	15
Франция	1945	43
Великобритания	1565	35
Дания	2809	63
Финляндия	4029	90
Ирландия	2058	46
Китай	1551	35
Турция	1704	38
Польша	3124	70

В целом в России ежегодно производится более 2 млрд Гкал тепла, потребление которого распределено следующим образом:

- нужды населения и социальной сферы – 53–55 % ,
- промышленность – 35 % ,
- транспорт, сельское хозяйство и другие секторы экономики – оставшая часть тепла.

В ЭС-2030 [77] приоритетными в энергетическом секторе по направлению «Теплоснабжение» выделены следующие задачи:

- создание и широкое внедрение комплекса технологического оборудования на модульной основе для нового строительства и перевода существующих источников теплоснабжения на когенерационную основу;

- разработка и предпочтительное использование для теплоснабжения эффективных парогазовых технологий;
- развитие и применение технологий утилизации водяных паров дымовых газов;
- создание комплекса технологического оборудования и разработка типовых технических решений по использованию тепловых насосов в системах теплоснабжения в крупных городах и городских образованиях;
- создание комплекса взаимосвязанных технологических подсистем в объединённой системе централизованного теплоснабжения и централизованного холодоснабжения крупных социальных и промышленных потребителей тепла и холода.

Как показывает отечественный и зарубежный опыт, наиболее результативным направлением сбережения топлива и тепловой энергии является модернизация систем отопления, тепловых пунктов, тепло-трасс и источников теплоснабжения, экономически обоснованное сочетание централизованных и локальных источников теплоснабжения.

4.1. Основные понятия в сфере теплообмена и передачи тепловой энергии

Эффективность использования топлива и тепловой энергии зависит от характеристик большого количества разнообразных процессов из сферы теплообмена и передачи тепловой энергии [18, 23].

Теплообмен – распространение теплоты в телах и обмен теплотой между телами являются неотъемлемой частью процессов в тепловых агрегатах, а также в ограждающих конструкциях зданий и сооружений. В [23] выделены две основные задачи, которые необходимо решать для определения и реализации потенциала сбережения тепловой энергии:

- 1) определение количества теплоты, которое «полезно» проходит из одной части тела в другую или теряется через теплоизоляцию;
- 2) определение температуры различных участков тела, участвующего в процессе теплообмена, что актуально при расчете ограждающих конструкций, элементов машин и механизмов.

Как известно, существуют три основных **механизма переноса тепловой энергии**:

- 1) **теплопроводность** – перенос теплоты от более нагретых к менее нагретым неподвижным телам или участкам тела за счет теплового движения и взаимодействия микрочастиц. В случае жидкостей и газов в чистом виде теплопроводность встречается редко, поскольку внутри них имеет место относительное и непрерывное движение макрообъёмов вещества;

2) *конвекция* – перенос теплоты вместе с движущимися в пространстве макрообъёмами вещества;

3) *тепловое излучение* – перенос энергии фотонами через оптически прозрачные среды, в том числе через вакуум.

В реальных условиях теплота между телами передается одновременно по двум или трём механизмам. Например, в паровых котлах перенос теплоты от топочных газов к теплоносителю (воде, пару, воздуху) осуществляется с помощью теплообмена всех трех видов. Перенос теплоты от горячей среды к холодной через разделяющую их стенку называют процессом *теплопередачи*.

Важнейшим **параметром теплопроводности** является коэффициент теплопроводности λ , Вт/(м·К), численно равный количеству теплоты (Дж), проходящей в единицу времени (с), через единицу поверхности (м²), при разности температур в один градус (К), на длину в 1 м. Коэффициент λ зависит от физических характеристик материала и окружающей его среды: структуры, плотности, влажности, давления и температуры.

Для определения потенциала энергосбережения в зданиях и сооружениях, на большинстве объектов перерабатывающей промышленности необходимо знать параметры основных тепловых потоков, градиенты температур, распределение температур внутри объема тела [18].

Конвекция в реальных условиях всегда сопровождается теплопроводностью. Совместный процесс переноса теплоты конвекцией и теплопроводностью называется **конвективным теплообменом**. Наибольший практический интерес представляет конвективный теплообмен между жидкостью или газом и твердым телом, часто называемый **теплоотдачей**. Изучение теплоотдачи и ее влияния на энергоэффективность тепловых процессов позволяет определить количество теплоты, передаваемой от твердой поверхности к среде или обратно.

На теплоотдачу конвекцией влияет целый ряд факторов.

1. *Характер движения среды около твердой стенки* – свободное или вынужденное.

Свободное движение или естественная конвекция происходит вследствие разности плотностей нагретых и холодных частей среды в поле тяжести. При соприкосновении с нагретым телом среда нагревается, становится легче и поднимается вверх. При соприкосновении с холодным телом процессы обратные. Интенсивность свободного движения зависит от расположения поверхности (вертикальное или горизонтальное), вида среды, разности температур, напряженности гравитационного поля и объема пространства, в котором протекает процесс.

Вынужденное движение создаётся насосами, вентиляторами и пр. Наряду с вынужденным движением среды одновременно может развиваться и свободное движение. Относительное влияние последнего тем больше, чем больше разность температур в отдельных точках среды и чем меньше скорость вынужденного движения. Для процессов теплоотдачи большое значение имеет режим движения – ламинарный или турбулентный. При любом режиме движения в тонком слое у поверхности скорость падает до нуля из-за наличия вязкого трения. Интенсивность теплоотдачи в основном определяется термическим сопротивлением этого слоя. Теплоотдача в турбулентном потоке больше, чем в ламинарном, и при вынужденном движении среды больше, чем при свободном.

2. *Физические свойства или род среды.* В качестве теплоносителей применяют воздух и другие газы, а также различные жидкости. На теплоотдачу влияют плотность, теплоемкость, коэффициенты теплопроводности и температуропроводности, кинематическая вязкость среды (важна для жидкостей). Кроме того, физические свойства каждого теплоносителя зависят от температуры, а для газов – от давления.

3. *Условия теплового режима* также характеризуются большим разнообразием: обычные или специфические, в пограничном или акустическом слое, при изменении агрегатного состояния (кипении или конденсации), в условиях тепломассообмена (например, при распылении воды в форсунках).

4. *Температурный напор* – разность температур между твердой стенкой и средой. Чем выше температурный напор, тем выше теплоотдача между средой и стенкой. При высоких температурных напорах преобладает турбулентный режим движения.

5. *Направление теплового потока:* от твердой стенки к среде или обратно. При прочих равных условиях теплоотдача от горячей стенки к холодной среде всегда выше, чем от горячей среды к холодной стенке.

6. *Форма и размеры тела.* Например, при одинаковых прочих условиях теплоотдача у малого шара больше, чем у большого. В процессе теплоотдачи образуется пограничный слой, толщина которого у малого шара меньше, чем у большого.

7. *Направление теплоотдающей поверхности.* При одинаковой разности температур стенки нагретой горизонтальной пластины и холодной среды теплоотдача поверхности пластины, обращенной вверх, выше, чем поверхности, обращенной вниз. Различают средний по поверхности коэффициент теплоотдачи и локальный, или местный, коэффициент теплоотдачи, соответствующий единичному элементу поверхности.

Основные закономерности теплопроводности, а также аналитические и численные методы решения задач теплообмена даны, например, в [18, 23].

4.2. Теплообменные аппараты

Теплообменные аппараты (ТОА) – устройства, предназначенные для нагревания, охлаждения или изменения агрегатного состояния теплоносителя. Греющим теплоносителем в ТОА обычно служит водяной пар, горячая вода, продукты сгорания органического топлива, горячий воздух. ТОА являются технической основой утилизации вторичных энергоресурсов – важнейшего направления повышения эффективности потребления первичных энергоресурсов как в энергетике, так и в секторах конечного потребления энергии.

ТОА по принципу действия подразделяют: на *смесительные, рекуперативные, регенеративные и с промежуточным теплоносителем.*

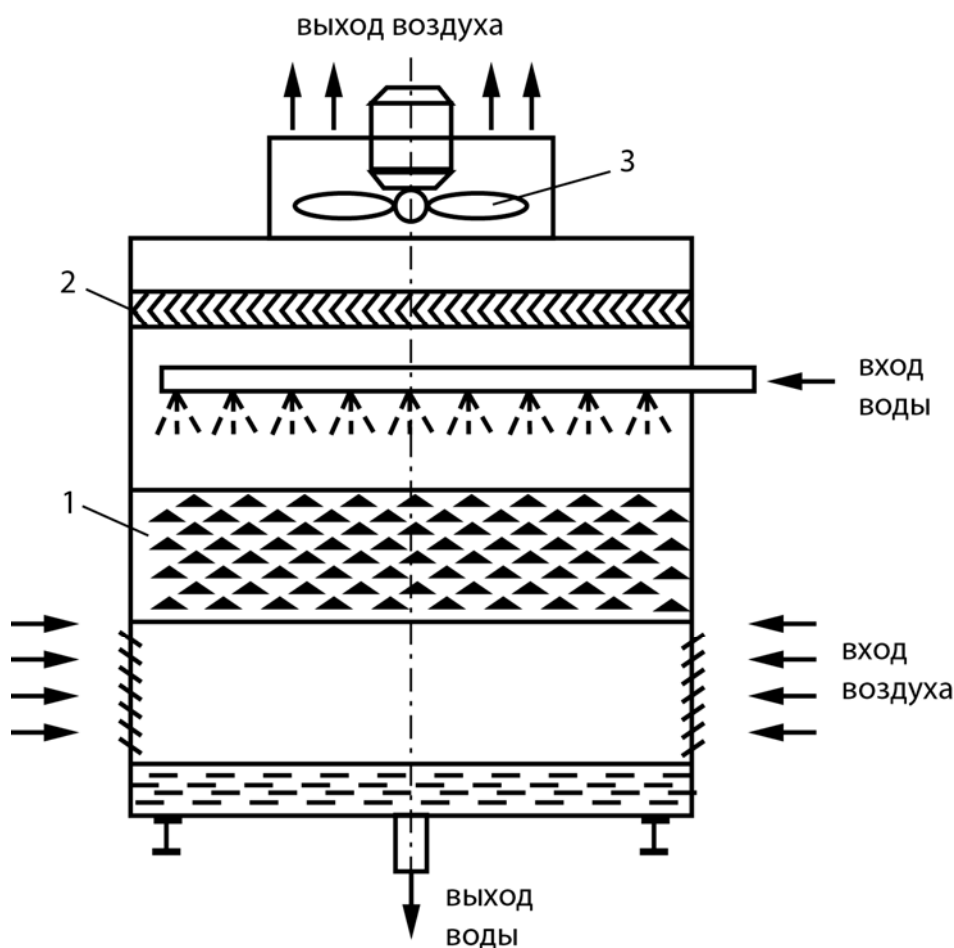


Рис. 4.1. Схема смесительного теплообменника (градирни):
1 – насадка; 2 – сепаратор водяных капель; 3 – вентилятор

В самых простых по принципу действия – *смесительных* – ТОА передача теплоты осуществляется путем непосредственного соприкосновения горячего и холодного теплоносителей, сопровождающегося полным или частичным смешением, когда последующее разделение теплоносителей не требуется либо оно не вызывает затруднений (газ – жидкость, газ – дисперсный твёрдый материал, вода – масло и т. п.). Для увеличения поверхности контакта теплоносителей их тщательно перемешивают. Жидкости разбрызгивают или разбивают на мелкие струи. К смесительным установкам относят атмосферные деаэраторы (для удаления растворённых газов), камеры кондиционеров, градирни (рис. 4.1).

Таковыми ТОА оснащены многие производства для сброса теплоты в окружающую среду: ТЭС (для конденсаторов турбин), в компрессорных станциях (для охлаждения воздуха) и др.

В *рекуперативных аппаратах* теплота от горячего теплоносителя к холодному передается через разделяющую их стенку. Стенка выполняется из материала с большой теплопроводностью: меди, стали, латуни, сплавов алюминия и т. п. К рекуперативным аппаратам поверхностного типа относят: радиаторы и калориферы систем отопления, пароводяные и водоводяные теплообменники типа «труба в трубе», трубчатые, змеевиковые, спиральные, сотовые, с ребристыми и пластинчатыми поверхностями. Самыми распространёнными ТОА этого типа являются трубчатые теплообменники, в которых один теплоноситель движется в трубах, а другой – в межтрубном пространстве (рис. 4.2).

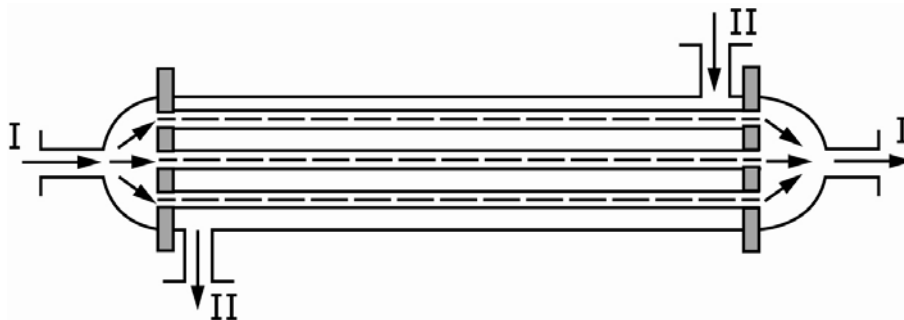


Рис. 4.2. Схема простейшего кожухотрубчатого рекуперативного теплообменника для передачи теплоты от одного теплоносителя (I) к другому (II)

В *регенеративных* теплообменных аппаратах вначале горячий теплоноситель передает теплоту твердому телу (металлической или керамической насадке), а затем холодный теплоноситель воспринимает ее за счет контакта с нагретым твердым телом (рис. 4.3).

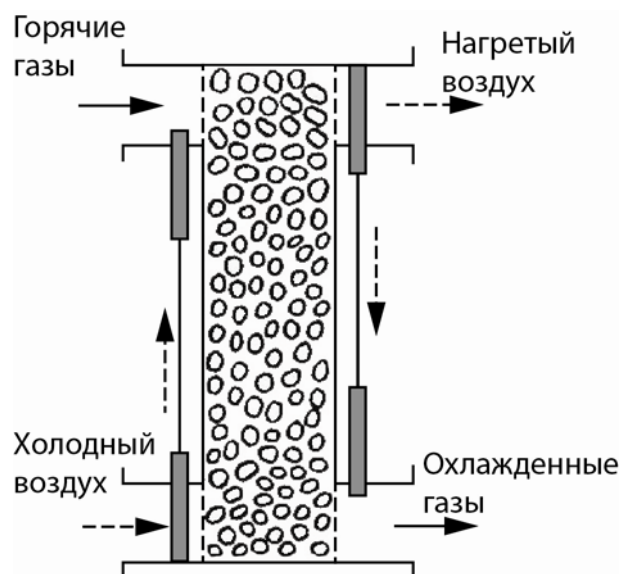


Рис. 4.3. Регенеративный подогреватель воздуха периодического действия с переключением потоков, движущихся через насадку

Происходит попеременный нагрев или охлаждение поверхности теплоемкого материала. Регенеративные ТОО особенно часто применяются для высокотемпературного ($> 1000\text{ }^{\circ}\text{C}$) подогрева газов. Иногда их применяют и для охлаждения запылённых газов, которые способны быстро изнашивать или забивать трубки рекуператоров.

В ТОО с промежуточным теплоносителем эффективно использовать в качестве промежуточного теплоносителя мелкодисперсный материал, способный работать в самых различных условиях: при высоких и низких температурах, в агрессивных газах и т. п. Такой материал легко транспортируется потоком газа и в зависимости от условий может находиться во взвешенном, плотном или псевдоожиженном состоянии.

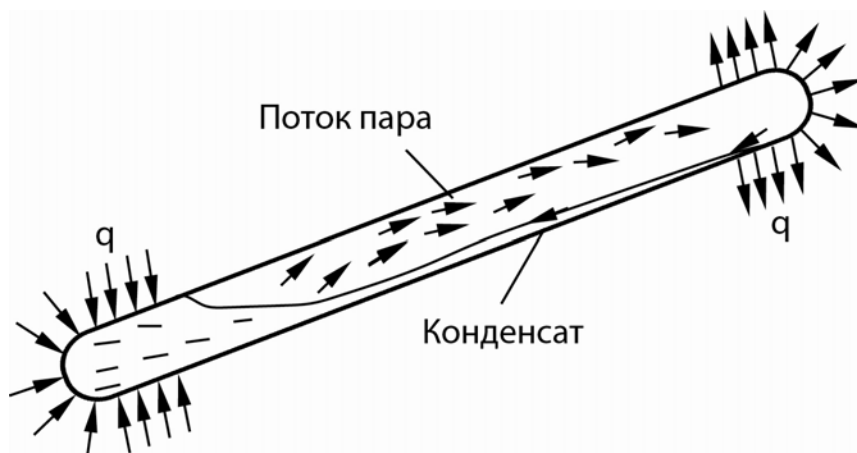


Рис. 4.4. Схема работы ТТ с возвратом конденсата под действием гравитационных сил

Оригинальной разновидностью ТОА является *тепловая труба (ТТ)*. В наиболее простой по конструктивному исполнению схеме в качестве промежуточного теплоносителя используется пар и его конденсат, каждый из которых заполняет часть герметичной трубы (рис. 4.4) [18].

На горячем конце ТТ испаряется жидкость, а на холодном конденсируется пар, отдавая выделившуюся теплоту. Конденсат возвращается в зону испарения либо самотёком, если холодный конец расположен выше горячего, либо за счёт использования специальных фитилей, по которым жидкость движется под действием капиллярных сил в любом направлении, в том числе против сил тяжести. ТТ с фитилями нашли широкое применение в устройствах с большими тепловыми потоками (мощные полупроводниковые устройства) или работающих в условиях невесомости (космические аппараты).

ТТ способна передавать большие тепловые мощности (в 1000 раз больше, чем медный стержень тех же размеров) даже при малой разности температур на её концах, поскольку теплота парообразования теплоносителя велика. Так, в ТТ с литием в качестве рабочего тела при температуре 1500 °С в осевом направлении можно передать тепловой поток 10–20 кВт/см².

В качестве теплоносителя могут использоваться разнообразные вещества: ацетон, аммиак, фреоны, дифенильные смеси, вода, ртуть, индий, цезий, калий, натрий, литий, свинец, серебро, висмут и неорганические соли. Разработаны и используются десятки типов ТТ, отличающихся конструкцией и принципом действия: гладкостенные, фитильные, центробежные (вращающиеся), а также электрогидродинамические трубы, трубы с эффектом магнитного поля, осмотические и др.

ТТ оказались эффективными не только для отвода тепла (охлаждения), но и для утилизации низкопотенциальных ВЭР в энергетике, машиностроении, химической промышленности, в агропромышленном комплексе. Подробное описание схем и устройств утилизации ВЭР можно найти, например, в [14].

4.3. Основные способы сжигания топлива

Большая часть энергетического топлива сжигается для получения тепловой энергии, которая преобразуется в электрическую энергию либо используется в виде пара и горячей воды в технологических процессах, для отопления и ГВС. Исключение составляют установки прямого преобразования топлива (в основном водорода или водородсодержащих газовых смесей) – топливные элементы, в которых электроэнергия производится не за счёт пламенного горения, а за счёт низкотемпера-

турных физико-химических процессов. Основными устройствами для получения теплоты сжиганием топлива являются *котлы, печи и камеры сгорания*.

Котёл предназначен для получения из холодной воды пара или горячей воды; *печь* – для термической обработки (нагрева, плавления, сушки, проковки и т. п.) различных материалов (металлов, сырья, шихты и др.). В отличие от котлов в печах теплота передаётся непосредственно обрабатываемому материалу. В бытовых печах теплота передаётся либо аккумулирующим её стенкам (обычно кирпичным) для обогрева помещения, либо сосудам с приготавливаемой пищей. Во всех этих случаях основным элементом котлов и печей является *топочная камера*, или *топка*. Топки могут быть выносными для получения только горячих продуктов сгорания, используемых вне топки для технологических целей. Примерами выносных топок являются *камеры сгорания* стационарных (энергетических) газотурбинных установок, реактивных двигателей и др.

В качестве источников тепла для котлов тепловых электростанций (ТЭС) и котельных используются различные виды топлива, горючие ВЭР, ядерная энергия (только на АЭС), а также некоторые виды НВИЭ (солнечная энергия, энергия недр Земли).

Энергетическая эффективность и экологическая безопасность котлов на твердом топливе (преимущественно на *угле*) в значительной мере определяются *способом его сжигания*.

За определяющий параметр обычно берут скорость движения воздуха v_v относительно скорости движения частиц топлива v_t [23]. По этому параметру различают четыре способа/технологии сжигания топлива (рис. 4.5) [18].

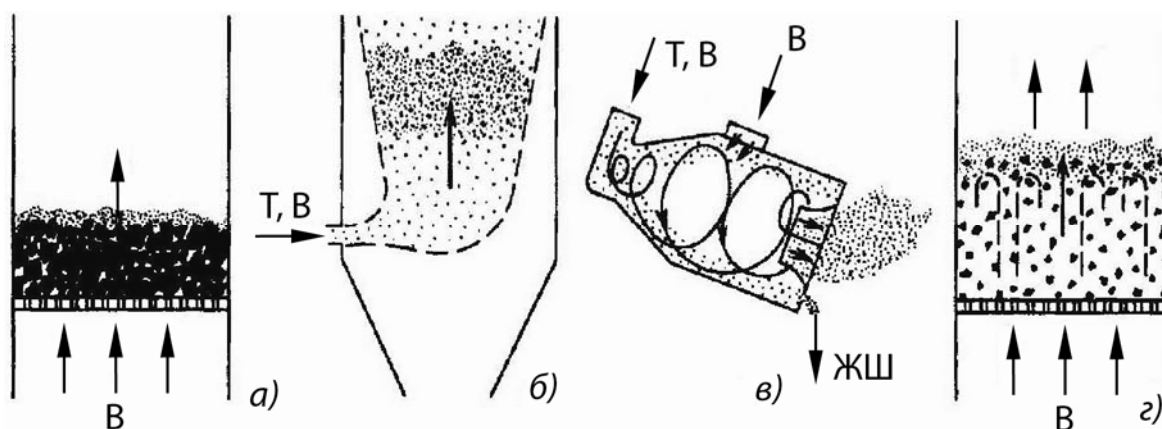


Рис. 4.5. Схемы организации топочных процессов: а – в плотном слое, б – в пылевидном состоянии, в – в циклонной топке, г – в кипящем слое; В – воздух, Т, В – топливо, воздух, ЖШ – жидкий шлак

1. *В плотном фильтрующем слое ($v_b \gg v_T$).*

Применяется только для кускового твердого топлива помещаемого на колосниковую решетку. Слой топлива продувается воздухом со скоростью, при которой устойчивость слоя ещё не нарушается. Тепловое напряжение колосниковой решетки составляет $Q_R = 1,1-1,8 \text{ МВт/м}^2$. (Тепловое напряжение – это тепловая мощность, приходящаяся на единицу площади колосниковой решетки или на единицу объема топки).

2. *В потоке воздуха ($v_b \approx v_T$), или факельный проточный процесс.*

Частицы топлива оказываются взвешенными в газозвдушном потоке и начинают перемещаться вместе с ним, сгорая во время движения в пределах топочного объема. Способ отличается слабой интенсивностью, растянутой зоной горения, резкой неизотермичностью; потребностью в высокой температуре среды в зоне воспламенения и в тщательной подготовке топлива (распыление и предварительное перемешивание с воздухом). Тепловое напряжение объема топки $Q_V \approx 0,5 \text{ МВт/м}^3$.

3. *Циклонное сжигание топлива ($v_b \leq v_T$).*

Частица или капля топлива циркулирует в потоке до полного сгорания. При этом достигаются наибольшая скорость сгорания и интенсивность массопереноса. Тепловое напряжение объема топки $Q_V \approx 1,3 \text{ МВт/м}^3$.

4. *В кипящем или псевдоожигженном слое ($v_b > v_T$).*

Если скорость воздуха достигнет или превысит критическую величину, то частицы «зависают» в потоке, устойчивость слоя нарушится и частицы, поднявшись над решеткой, будут совершать возвратно-поступательное движение вверх и вниз (рис. 4.6) [18]. При дальнейшем увеличении скорости они выносятся потоком газов из слоя. Интенсивное перемешивание мелкозернистого топлива обеспечивает полноту его выгорания.

Данный режим сгорания реализуется при следующих параметрах: скорость воздуха 0,5–4 м/с, размер частиц топлива 3–10 мм, толщина слоя не более 0,3–0,5 м. Тепловое напряжение объема топки $Q_V = 3,0-3,5 \text{ МВт/м}^3$. Введение в кипящий слой негорючего заполнителя (мелкий кварцевый песок, шамотная крошка и т. п.) позволяет сжигать любое топливо: твердое, жидкое, газообразное, включая горючие отходы. Введение негорючего наполнителя дает возможность перевести в твердое состояние до 95 % сернистого газа и таким приемом сократить вредные выбросы в атмосферу.

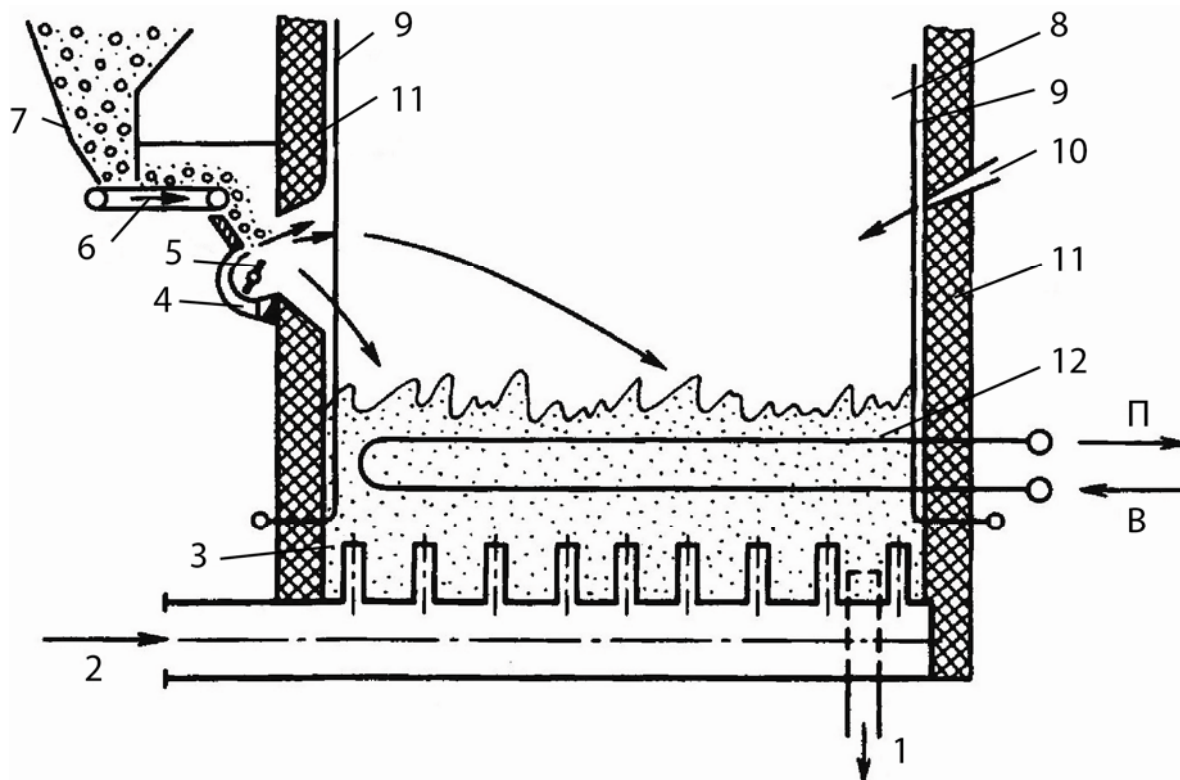


Рис. 4.6. Схема топки с кипящим слоем:

1 – выгрузка золы; 2 – подвод воздуха под слой; 3 – кипящий слой золы и топлива; 4 – подвод воздуха к забрасывателю; 5 – ротор забрасывателя; 6 – ленточный питатель; 7 – топливный бункер; 8 – топочный объём; 9 – экранные трубы; 10 – острое дутьё и возврат уноса; 11 – обмуровка топки; 12 – тепловоспринимающие трубы в кипящем слое; В – вода, П – пар

«Газовая пауза», начавшаяся в России в 60-е годы, при всех её положительных последствиях (высокие темпы ввода энергетических мощностей, экологическая чистота электростанций), отодвинула проблему совершенствования технологии сжигания твёрдого топлива на задний план. К таким «полузабытым» в нашей стране технологиям следует отнести прежде всего технологию газификации угля – внутрицикловую газификацию или в кипящем слое [44]. Эта технология позволяет создавать ПГУ на угле мощностью 250–700 МВт с КПД 50–55 % и минимизировать количество выбросов окислов серы и азота. Реальные (рабочие) характеристики установок на основе этой технологии чувствительны к большому количеству режимных параметров. Например, использование вместо воздушного кислородного дутья позволяет, с одной стороны:

- повысить интенсивность термохимических процессов;
- повысить степень преобразования углерода;

- получать искусственный газ с достаточно высокой калорийностью ($10\text{--}12 \text{ МДж/м}^3$) и с минимумом балласта (N_2 , CO_2 , H_2O).

С другой стороны:

- наличие кислородной станции усложняет и удорожает технологию, делает её менее экономически эффективной;

- эффективность электростанции снижается из-за необходимости очищать искусственный газ от пыли, соединений серы и азота, щелочных металлов, фтора и хлора перед подачей в газовую турбину. Для того чтобы повысить температуру процесса при газификации в потоке и упростить его очистку, приходится идти на то, чтобы окислять (сжигать) большую часть поступающего в газогенератор угля и, соответственно, сокращать долю, преобразующуюся в газ.

Независимо от технологии газификации углей разных марок в горючий газ и теплоту преобразуется $94,4\text{--}95,8 \%$ энергии (теплоты сгорания) угля.

Для повышения эффективности и экологичности сжигания угля на шахтах и разрезах осуществляется его предварительная переработка (подготовка) – обогащение. На угольных электростанциях и крупных котельных подготовка включает размол угля, а в ряде случаев – приготовление водо-угольных суспензий [65]. Вопросы подготовки топлива к сжиганию в котлах, конструкции, параметры и области практически всех применяемых сегодня котлов рассмотрены в [4].

Перевод тепловых электростанций (ТЭС) и промышленных котельных с газомазутного топлива на пылевидный уголь сопряжен с большими капиталовложениями и длительной остановкой котлов электростанций и котельных на реконструкцию. Для улавливания продуктов сгорания угля («летучая зола», оксиды серы и азота, оксид углерода и др.) требуется применение весьма дорогостоящего оборудования, существенно увеличивающего себестоимость вырабатываемой энергии.

Одним из решений возникшей проблемы в энергетике является перевод ТЭС и крупных котельных на новое экологически чистое *углеаэрозольное топливо* (УАТ), созданное в России. Важными отличительными особенностями горения потока частиц УАТ являются их воспламенение и горение до завершения процесса испарения влаги из объема частиц, что существенно интенсифицирует процесс горения. Процесс горения частиц УАТ, образуемых при его распылении в топочном объеме, протекает, как правило, в диффузионном режиме, что позволяет вести его с очень малыми избытками воздуха ($5\text{--}7 \%$), т. е. процесс аналогичен горению мазута.

Интенсивность диффузионного режима горения топлива слабо зависит от температуры процесса, что позволяет обеспечить высокую

скорость выгорания частицы УАТ даже при относительно низких температурах горения. Процесс горения распыленного УАТ отличается высокими скоростями горения на начальных стадиях процесса и короткой фазой горения топлива в целом. Полнота выгорания топлива составляет 98,5–99,7 % при абсолютно полном сжигании ультрадисперсных частиц угля.

Основная задача получения дешевого и качественного нового угольного топлива решается за счет супертонкого сухого измельчения угля (размер частиц менее 20 мкм), его максимальной сухой очистки от минеральной зольной составляющей и оптимального увлажнения.

Реакционная способность угля зависит не только от физико-химических свойств, но и от удельной поверхности частиц (величина свободной поверхности на единицу массы вещества). При одной и той же массе уголь в виде ультрадисперсного порошка обладает на порядок большей поверхностью, чем обычная угольная пыль, и содержит на два порядка больше частиц. Ожидается, что внедрение УАТ в энергетику позволит успешно заменить дорогостоящие газ и мазут [12].

Особая роль в современной электроэнергетике принадлежит так называемым энерготехнологическим установкам и технологиям. Подобные технологии позволяют кроме электроэнергии получать из твёрдого топлива товарные продукты в виде жидкого топлива (искусственная нефть), горючего газа и твёрдого остатка (полукокс и зола). В идеальном случае такие технологии дают возможность практически полностью использовать исходное твёрдое топливо – уголь или сланцы.

Сжигание **жидкого и газообразного топлива** является более технологичным процессом, но и здесь существуют проблемы обеспечения надёжности, энергетической эффективности и экологической чистоты. Применяемые в настоящее время горелочные устройства и вспомогательное оборудование котлоагрегатов и технологических установок не гарантируют стабильность и высокое качество горения. Даже для природного газа, который традиционно считается экологически чистым видом топлива, из-за несовершенства аэродинамики горелочных устройств невозможно обеспечить качественное смешение топлива с воздухом и исключить химический недожог. Для преодоления этой трудности можно в топку подавать заранее подготовленную газоздушную смесь и обеспечить т. н. *кинетическое сжигание* либо газ и воздух в топку подавать отдельно, а их смешение будет происходить в процессе горения – *диффузионному сжиганию*. В топках энергетических котлов предпочитают использовать диффузионное сжигание как более безопасное.

На сегодня используются газовые горелки различных конструкций, которые можно объединить в две группы: *инжекционные горелки* (пример – горелки бытовых газовых плит) и *горелки с принудительной подачей воздуха*. В первых воздух из атмосферы инжектируется струёй газа, истекающего из сопла; во вторых – под давлением подаются как воздух, так и газ.

Для снижения выбросов окислов азота в атмосферу требуется точная настройка режима горения, которая одновременно снижает мощность и требует дополнительного расхода газа. В результате перерасход газа практически для всех типов горелок составляет 5–20 % относительно идеального (теоретического). Для газа любого происхождения необходимо контролировать теплоту сгорания, плотность, влажность, а иногда и химический состав.

Для быстрого и экономичного сжигания **жидкого топлива** необходимы его тщательная фильтрация, подогрев до 110–120 °С, мелкое распыление и хорошее перемешивание с окислителем с помощью форсунок. Но даже после этих мер и тщательной наладки котлоагрегата параметры сжигания остаются стабильными не более месяца. В связи с этим эксплуатационный перерасход мазута составляет 20–40 %. На сегодня разработаны и применяются форсунки различных конструкций и принципов действия: механические, пневматические, ротационные и др., используются АСУ ТП, разрабатываются новые идеи в области аэро- и гидродинамики, теплотехнологий.

Повышение стоимости топлива и ужесточение экологических требований стимулируют поиск и разработку новых технологий и устройств сжигания не только кондиционного мазута, но и некондиционного в исходном состоянии топлива – обводнённого мазута, смесей продуктов утилизации смазочно-охлаждающих жидкостей, минеральных масел и кубовых остатков, отходов нефтепереработки.

Повысить эффективность сжигания жидкого некондиционного топлива можно предварительной гидродинамической обработкой, которая снижает их вязкость, уменьшает (в 1,4–3 раза) долю остатков и механических примесей, предотвращает закоксовывание форсунок. При использовании в дизельных установках малой энергетики топлив, полученных из местных нефтей, необходимы их обессоливание и обезвоживание [61].

Расширяется использование и водомазутных (водотопливных) эмульсий. Современные технологии приготовления водотопливных эмульсий перед подачей обводнённого мазута в мазутные горелки позволяют не только устранить проскок воды через форсунку горелки, но и улучшить процесс сжигания мазута. Технологией приготовления и сжигания водотопливных эмульсий (ВЭТ) занимаются с 60-х годов

прошлого столетия. Как показали исследования, создание мелкодисперсной смеси жидкого топлива и воды приводит к улучшению процессов горения топлива в факеле горелки котла. Распыленные капли мазута, с находящимися внутри каплями воды, при попадании в зону горения быстро разогреваются и взрываются за счет быстрого испарения воды. В основе наблюдаемых взрывных процессов лежит парообразование низкокипящей жидкости (воды) внутри частиц мазута при интенсивном теплоподводе к воде за счет большой разности температур ΔT между поверхностью частиц распыленного топлива и кипения воды $T_{\text{кип}}$, достигающей 70–200 °С. Взрывной характер горения приводит к дополнительному перемешиванию паров топлива с кислородом воздуха, что ускоряет процесса горения и способствует уменьшению коэффициента избытка воздуха ($\alpha = 1,05\text{--}1,07$) в зоне горения. Устраняются механический и химический недожог при сжигании мазута, повышается КПД горелочных устройств, увеличивается интенсивность лучистого теплообмена в топке вследствие увеличения содержания водяных паров в продуктах горения и соответствующего увеличения степени черноты, уменьшается загрязнение конвективных поверхностей теплообмена хвостовых частей котлоагрегатов, т. к. на них уменьшается сажеобразование.

При этом уменьшается температура в зоне горения (что приводит к снижению образования окислов азота), уменьшается содержание SO_x в дымовых газах, достигаемое использованием водорастворимых присадок, связывающих серу, производится утилизация воды, загрязненной нефтепродуктами (до 60 % воды в объеме), подмешиваемыми в мазут в процессе приготовления ВЭТ.

Сравнительные данные о горении безводного и эмульгированного топлива показывают, что эмульгированное топливо сгорает значительно быстрее безводного, при этом сжигание водо-мазутной эмульсии в котлоагрегатах и печах обеспечивает экономию до 10–15 % мазута по сравнению со сжиганием чистого топлива [9].

В топочной технике широко применяют комбинированные горелки, позволяющие попеременно или одновременно сжигать различные топлива. Например, для котлов, работающих на газе, обязательно предусматривают запас резервного топлива – обычно мазута, а в их топках устанавливают газомазутные горелки, представляющие собой газовые горелки со встроенными мазутными форсунками.

С целью повышения эффективности и экологичности сжигания топлива внедряется автоматизированное управление этим процессом с помощью мониторинга и регулирования таких параметров, как расход топлива и воздуха на горение, содержание кислорода в дымовых газах и др.

4.4. Классификация и основные характеристики котельных установок и систем теплоснабжения

4.4.1. Основные типы котлов

Котельными установками называют комплекс устройств, включающих собственно котёл и вспомогательное оборудование, предназначенное для подготовки и подачи топлива и воздуха, очистки и подачи воды, отвода продуктов сгорания и их очистки от золы и токсичных примесей, удаления золошлаковых остатков (рис. 4.7).

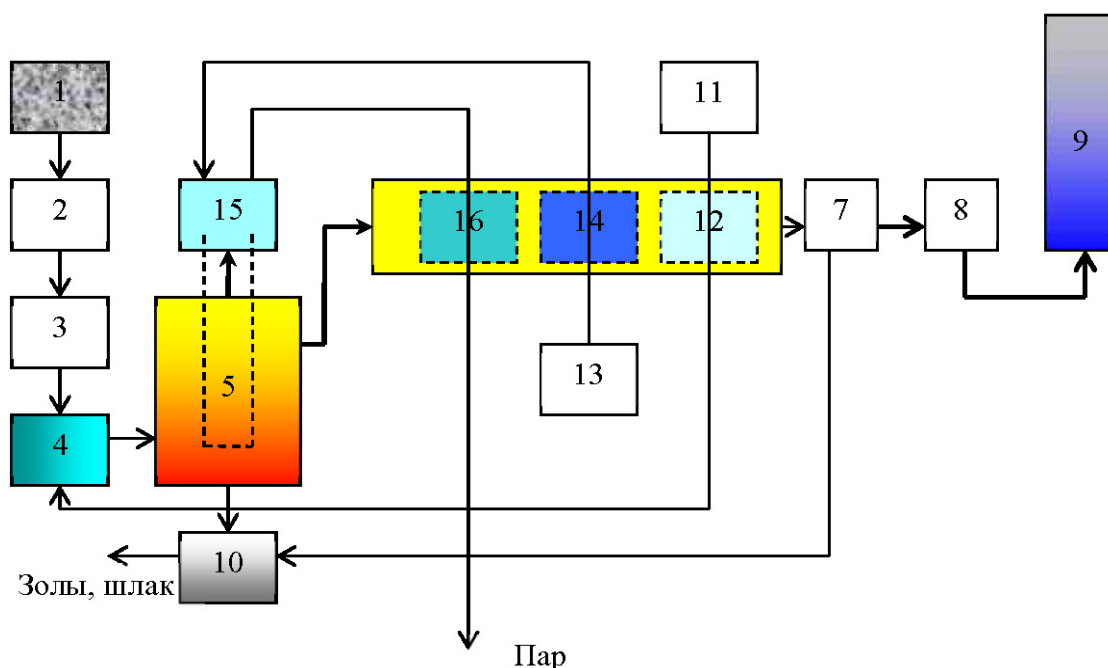


Рис. 4.7. Функциональная блок-схема котельной на твердом топливе:

- 1 – загрузочный бункер; 2 – углеразмольная мельница; 3 – вентилятор;
- 4 – горелка; 5 – топка; 6 – газоотвод; 7 – устройство газоочистки;
- 8 – дымосос; 9 – дымовая труба; 10 – шлако- золоудалитель;
- 11 – вентилятор воздуха; 12 – воздухоподогреватель;
- 13 – питательный насос воды; 14 – экономайзер;
- 15 – водяной барабан; 16 – пароперегреватель

Описание работы котельной на твердом топливе можно найти, например, в [3].

По конечному продукту **котлы** подразделяются на *паровые* и *водогрейные*. Развитие паровых котлов шло в направлении повышения КПД, паропроизводительности, давления и температуры пара, надёжности и безопасности эксплуатации, снижения удельной массы металлоконструкций. Прототипом современных паровых котлов был простой цилиндрический котёл с топкой под ним (рис. 4.8, а) [18].

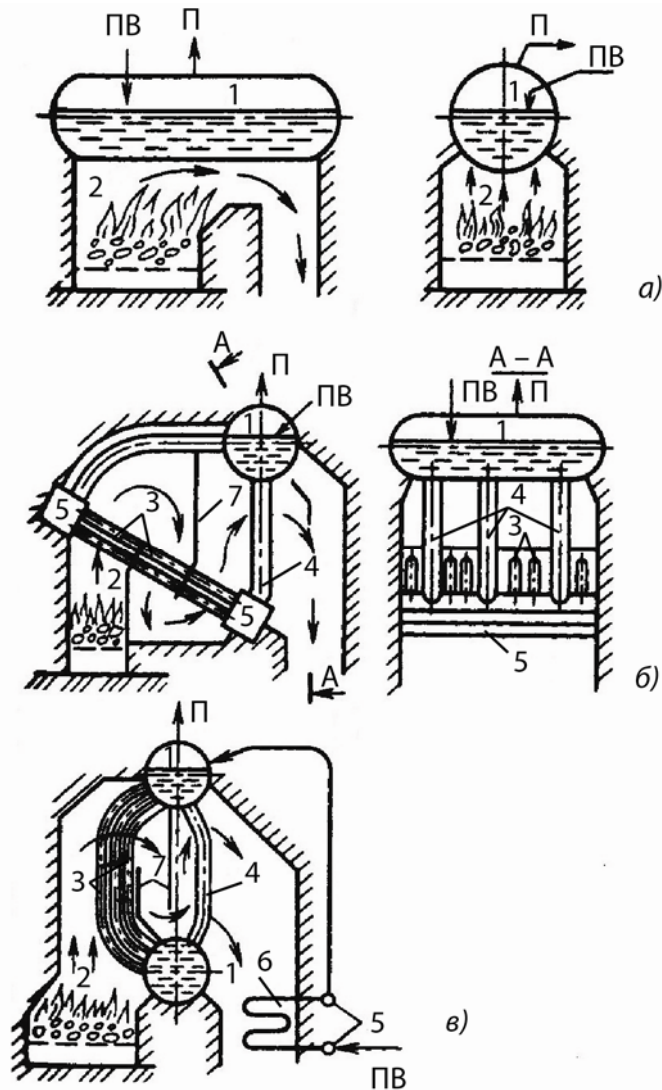


Рис. 4.8. Схема развития паровых котлов: а – простой цилиндрический котёл; б – водотрубный котёл с наклонным трубным пучком; в – двухбарабанный вертикальный водотрубный котёл. Стрелками показано движение продуктов сгорания в газоходах; 1 – барабан, 2 – топка, 3 – трубы кипятельного (испарительного) пучка, 4 – отпусные трубы, 5 – коллекторы, объединяющие трубы поверхностей нагрева, 6 – водяной экономайзер для предварительного подогрева воды перед подачей её в барабан, 7 – перегородки в газоходах котла; ПВ – питательная вода, П – пар

Из схем на рис. 4.8 можно понять основные приёмы, используемые для достижения сформулированных выше целей: а) увеличение удельной поверхности нагрева (испарительной поверхности), интенсивности циркуляции пароводяной смеси, сокращение поверхностей, излучающих теплоту во вне, – для повышения эффективности использования топлива; б) комплекс конструктивных и технологических приёмов – для обеспечения надёжности и безопасности эксплуатации котлов.

С середины XX в. доминирующие позиции в энергетике занимают барабанные вертикально-водотрубные котлы с многократной естественной циркуляцией и с перегревом пара (рис. 4.9).

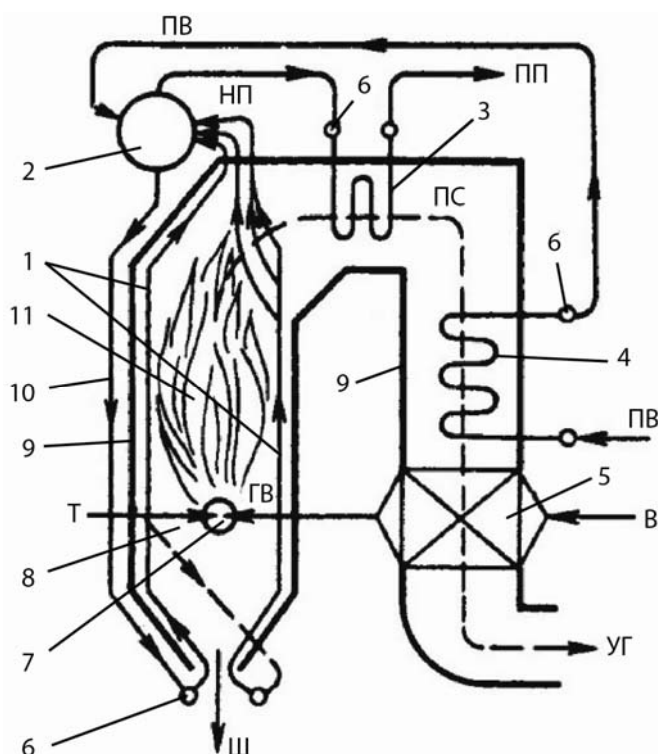


Рис. 4.9. Схема вертикально-водотрубного барабанного парового котла с естественной циркуляцией: 1 – экранные трубы, 2 – барабан, 3 – пароперегреватель, 4 – водяной экономайзер, 5 – воздухоподогреватель, 6 – коллекторы, 7 – горелка, 8 – топка, 9 – контур (стена) топки и газоходов, 10 – опускная труба, 11 – топливный факел; ПВ – подача питательной воды, НП – линия насыщенного пара, ПП – отвод перегретого пара, Т – подача топлива к горелке, В – подвод воздуха к воздухоподогревателю, ГВ – горячий воздух, ПС-УГ – тракт продуктов сгорания топлива и уходящих из котла газов, Ш – шлак

По характеру тепловых нагрузок котельные установки (обычно называемые просто – котельные) подразделяются на **производственные, производственно-отопительные и отопительные** [18, 23].

1. Производственные котельные предназначены для получения пара или горячей воды, используемых в промышленных технологических процессах, в системах теплоснабжения производственных и административных зданий. Отпуск теплоносителя зависит от характера производства, количества рабочих смен, времени года, расхода пара на собственные нужды, потерь конденсата и энергоносителя и других факторов. Производственные котельные установки мощностью до 58 МВт обычно проектируются с паровыми котлами, а при больших технологи-

ческих нагрузках системы теплоснабжения могут включать как паровые, так и водогрейные агрегаты (рис. 4.10) [18].

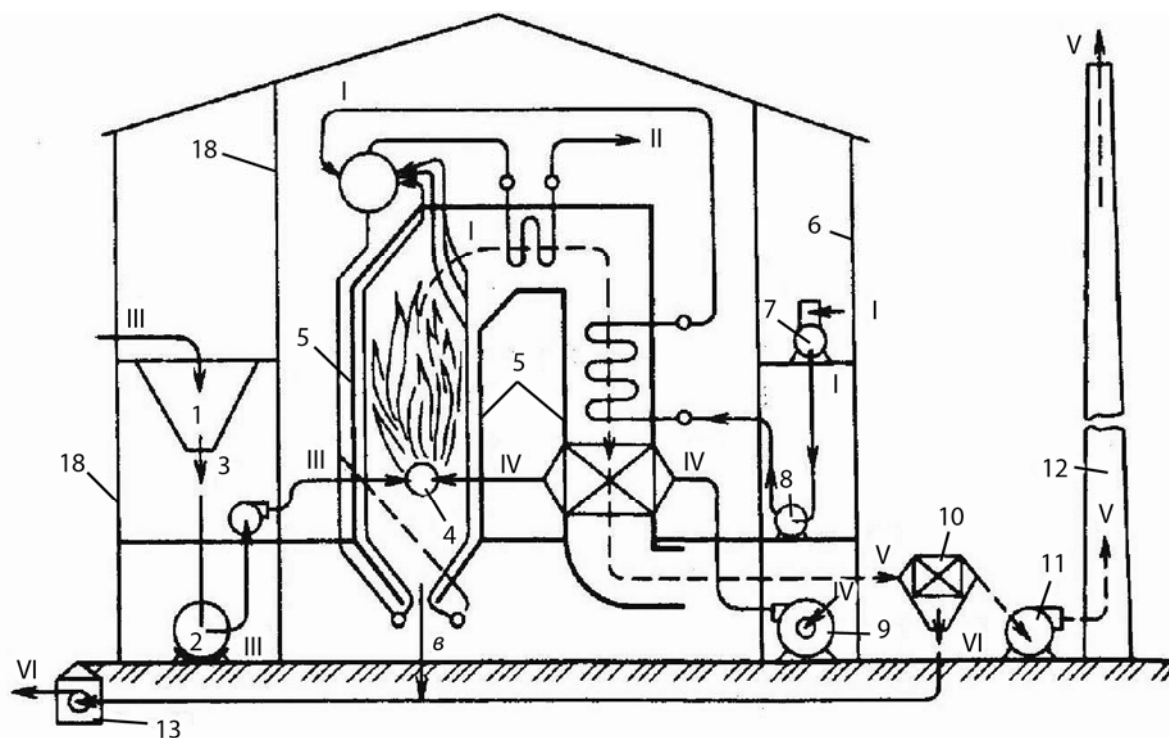


Рис. 4.10. Технологическая схема котельной установки, работающей на пылевидном угле: I – водяной тракт, II – перегретый пар, III – топливный тракт, IV – путь движения воздуха, V – тракт продуктов сгорания, VI – путь золы и шлака. Основные элементы котельной: 1 – бункер сырого угля, 2 – углеразмольная мельница, 3 – вентилятор, 4 – горелка, 5 – топка котла, 6 – котельная, 7 – бак питательной воды, 8 – питательный насос, 9 – дутьевой вентилятор, 10 – золоулавливающее устройство*, 11 – дымосос, 12 – дымовая труба, 13 – багерный насос

* В связи с тем, что зола может использоваться для нужд строительства, она должна выводиться из котельной в сухом виде. В последнее время интенсивно внедряется транспорт золы в сухом виде – обычно с помощью воздушного потока.

2. Производственно-отопительные котельные – предназначены для обеспечения тепловой энергией технологических потребителей предприятий, а также систем теплоснабжения зданий и сооружений, (рис. 4.11) [4].

При общей тепловой нагрузке котельной менее 58 МВт обычно устанавливают только паровые котлы одинаковой тепловой мощности, и в этом случае горячая вода теплосети подготавливается в паровых сетевых подогревателях. В более мощных котельных целесообразно устанавливать паровые котлы для получения пара для технологических нужд, а также водогрейные котлы (работающие в самостоятельном кон-

туре) для получения горячей воды на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение.

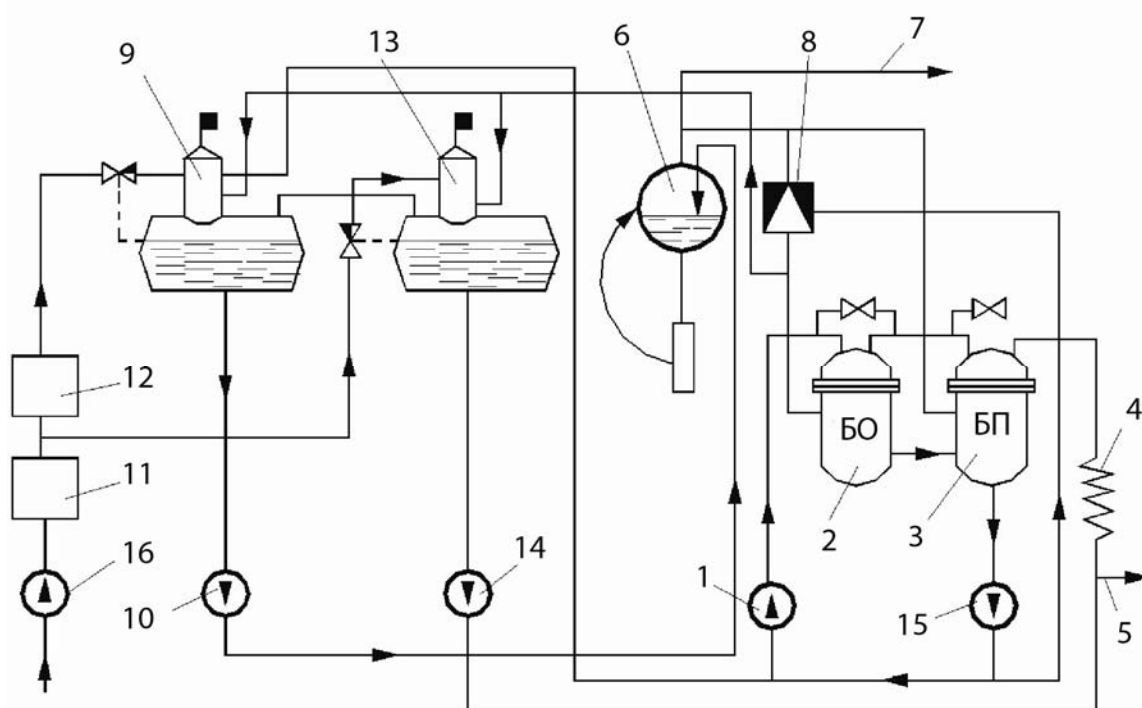


Рис. 4.11. Схема промышленно-отопительной котельной:
 1 – насос; 2 – основной бойлер; 3 – пиковый бойлер; 4 – отопительные приборы;
 5 – разбор горячей воды; 6 – паровой котёл; 7 – разбор пара;
 8 – редукционно-охладительная установка; 9 – деаэратор;
 10 – питательный насос; 11, 12 – фазы водоподготовки;
 13 – деаэратор; 14 – подпиточный насос; 15, 16 – насосы

Для технологических целей требуется обычно сухой насыщенный пар давлением 0,6–1,2 МПа, потребление которого зависит от мощности и режима работы предприятия. В летнее время расход пара на производственные нужды уменьшается, что обусловлено повышением температуры исходного сырья, воды, воздуха, используемых в технологическом процессе, а также снижением тепловых потерь в окружающую среду от ограждающих конструкций теплотехнического оборудования.

Расход теплоты на отопление и вентиляцию зависит от температуры наружного воздуха, а потребление теплоты на горячее водоснабжение – от суточного графика (максимум расхода утром и вечером) и от дня недели (в последние дни недели расход увеличивается в два раза). Годовой график нагрузок строится путем сложения годовых нагрузок отопления, вентиляции, горячего водоснабжения, технологического производства. Суточная неравномерность потребления теплоты при этом не учитывается.

На сегодня разработаны и описаны в нормативных и инструктивных материалах, СНиПах, каталогах и ГОСТах методики тепловых расчётов и рекомендуемые для использования в расчётных уравнениях численные значения параметров и констант.

3. Отопительные котельные предназначены только для обеспечения коммунально-бытовых потребителей отоплением, вентиляцией и горячей водой и оснащаются паровыми или водогрейными котлами. Разработаны и применяются в основном три схемы котельных: а) отопительная с водогрейными котлами, б) отопительная с паровыми котлами, в) теплофикационная.

В **отопительных котельных с водогрейными котлами** подогрев сетевой воды осуществляют непосредственно в водогрейных котельных агрегатах (рис. 4.12).

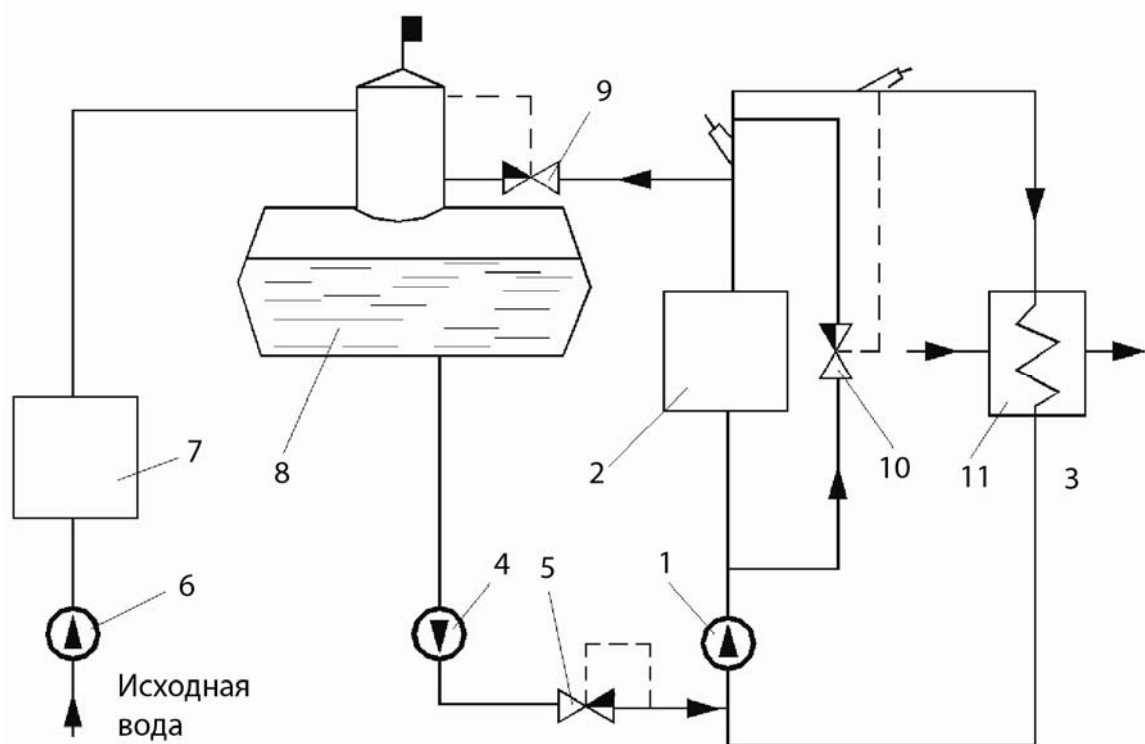


Рис. 4.12. Схема отопительной котельной: 1 – насос; 2 – водогрейный котёл; 3 – водо-водяной теплообменник; 4 – подпиточный насос; 5 – регулятор давления; 6 – насос; 7 – водоподготовка; 8 – деаэратор; 9 – регулятор давления; 10 – регулятор температуры; 11 – вода из водопровода

Благодаря этому капитальные затраты ниже, чем в отопительных котельных с паровыми котельными агрегатами, а тепловые схемы проще. Особенности работы водогрейных котельных агрегатов описаны в [22, 23].

С целью повышения эффективности, надёжности и экологичности современные отопительные газовые котлы оснащаются дополнительными системами:

- наддувными горелками с предварительным смешиванием газа (обычно природный газ под давлением 1,2–2,5 кПа) с воздухом;
- теплообменниками с высокой теплоотдачей (чаще всего с медными ребристыми трубами и с соотношением площадей поверхности воды и газа не менее 8:1);
- системами автоматического управления и безопасности, включающими в себя микропроцессорный модуль, блок розжига, устройство безопасной работы горелки – датчик минимального и максимального давления газа на входе в газовый блок, дифференциальный датчик давления воздуха, поступающего в горелку от вентилятора, датчики температуры воды и максимального давления воды в котле. На таких принципах основаны конструкция и рабочий режим, например, высокоэффективных модульных газовых котлов CLASSIC [45].

Для определения рационального количества котлов, единичной производительности каждого из них, расхода воды и характеристик вспомогательного оборудования водогрейные котлы рассчитываются для пяти режимов работы: максимально-зимнего – при температуре наружного воздуха в наиболее холодную пятидневку; наиболее холодного месяца – при температуре наружного воздуха в холодном месяце; средней температуры за отопительный период; в точке излома температурного графика; летнего. Подбор оборудования котельной производится по максимальному значению параметров из этих пяти расчетных режимов.

Теплофикационная котельная имеет подогреватель-бойлер, устанавливаемый над паровым котлом. Пар из верхнего барабана котла поступает непосредственно в бойлер, где отдает теплоту сетевой воде, а образующийся конденсат самотеком стекает в нижний барабан котла. Особенностью теплофикационной котельной является малый расход питательной воды. Для предотвращения вскипания воды при прохождении через водяной экономайзер и возможного генерирования при этом гидравлических ударов, которые могут повредить экономайзер, через него прокачивается не питательная вода, а вода тепловой сети. Теплофикационный экономайзер в этом случае и определяет название «теплофикационная котельная», и при одинаковых прочих условиях (например, при одинаковом количестве сжигаемого топлива) через них будет проходить воды примерно в десятки раз больше, чем через питательные экономайзеры. Отопительная котельная с паровыми котлами работает так же, как и производственно-отопительная, но содержит паровые во-

донагреватели (или бойлеры) для подготовки сетевой воды. Расчет тепловых нагрузок и выбор оборудования в теплофикационных и отопительных котельных с паровыми котлами должны выполняться для трех характерных режимов: максимально-зимнего, наиболее холодного месяца и летнего.

4.4.2. Технологические схемы теплоснабжения

Важными элементами системы теплоснабжения являются тепловые пункты. С их помощью осуществляются следующие операции:

- 1) контроль и управление работой тепловых сетей и систем теплоиспользования;
- 2) измерение параметров теплоносителя – давлений, температур, а иногда и расходов;
- 3) регулирование отпуска теплоты на различных уровнях.

В порядке увеличения масштабов потребителей тепловой энергии следует различать:

- местные тепловые пункты, обслуживающие системы теплоиспользования отдельных зданий;
- групповые или микрорайонные тепловые пункты, обслуживающие группу жилых зданий или все здания в пределах микрорайона;
- районные тепловые пункты, обслуживающие все здания в пределах жилого района.

В настоящее время осуществляется централизованное регулирование в центральных тепловых пунктах (ЦТП) расхода теплоты домами в зависимости от температуры наружного воздуха. Такой способ регулирования применяется, как правило, для группы зданий. Более точную «настройку» теплопотребления для обеспечения теплового комфорта в помещениях позволяют автоматизированные индивидуальные тепловые пункты.

По характеру потребителей различают два типа теплоснабжения: *промышленное и коммунальное*.

Используют несколько систем теплоснабжения, отличающихся не только теплоносителем и способом его доставки потребителю (с естественным и принудительным движением воды), но и количеством и топологией водоподающих и отводящих труб, способами присоединения теплообменников к теплосети и рядом других признаков.

Двухтрубные системы теплоснабжения имеют общий трубопровод, подающий горячую воду для отопления, вентиляции, кондиционирования и ГВС, и общий обратный трубопровод. Они применяются в основном при тепловых нагрузках более 58 МВт.

Четырехтрубные системы теплоснабжения применяются при нагрузках до 58 МВт и при небольших расстояниях до потребителей. В этом случае котельная имеет две водонагревательные установки: а) для подогрева воды системы отопления, вентиляции и кондиционирования и б) для подогрева воды системы ГВС.

Тепловые потребители могут присоединяться непосредственно к тепловым сетям через ЦТП или индивидуальные тепловые пункты (абонентские вводы), в которых осуществляется приготовление и подача горячей воды нужных параметров для целей отопления, вентиляции и ГВС.

Необходимо различать следующие схемы присоединения систем отопления:

- *зависимую* – с непосредственным присоединением системы отопления к тепловой сети (сетевая вода непосредственно поступает в абонентские приборы);
- *независимую* – с присоединением системы отопления к тепловой сети через водо-водяной теплообменник.

По способам присоединения подогревателей горячего водоснабжения различают следующие схемы:

- параллельная;
- смешанная;
- последовательная.

В зависимости от способа присоединения к сетям систем горячего водоснабжения различают *закрытые и открытые схемы* [66].

В *закрытых системах теплоснабжения* вода из теплосети не отбирается, а используется в водо-водяных теплообменниках для подогрева холодной водопроводной воды до температуры 60–65 °С, поступающей в систему горячего водоснабжения.

Источник теплоты присоединяют к теплосети по одной из 4 схем:

- *независимой* – нагрев воды осуществляется в теплообменнике;
- *зависимой* – при непосредственном подключении к теплосети;
- с подключением теплосети через элеватор, в котором смешивается вода из подающего и обратного трубопроводов и достигается необходимая для отопления температура воды;
- с установкой подмешивающего насоса на перемычке между подающей и обратной линиями.

Главные преимущества закрытой системы теплоснабжения заключаются в стабильном качестве горячей воды и удобстве контроля герметичности системы. Основные недостатки – сложность оборудования и эксплуатации абонентских вводов ГВС; ускоренная коррозия установок из-за поступления в них водопроводной воды, а также образование накипи и шлама в трубопроводах ГВС.

Тепловые нагрузки отопления, вентиляции, кондиционирования и ГВС регулируют централизованно с помощью изменения:

- температуры воды в подающем трубопроводе теплосети без регулирования расхода воды;
- расхода сетевой воды при сохранении постоянной температуры воды в подающем трубопроводе;
- температуры воды в подающем трубопроводе теплосети с соответствующим изменением расхода воды.

Для централизованного регулирования дополнительно осуществляют групповое местное регулирование на центральных тепловых пунктах, тепловых пунктах зданий, а также индивидуальное регулирование на отдельных приборах.

В качестве теплоносителей используют воду, водяной пар и дымовые газы. Последние используют преимущественно на промышленных предприятиях (в металлургических печах, топках котлов и т. п.). Их основные достоинства – отсутствие потребности в дополнительном топливе (утилизация ВЭР) и высокая температура при отсутствии избыточного давления. Недостатками являются низкая теплоотдача от газа к нагреваемому материалу, малое количество теплоты, переносимой единицей объёма газа, невозможность транспортирования даже на небольшие расстояния из-за отсутствия избыточного давления в топочном устройстве.

В низкотемпературных процессах, к которым в первую очередь относится коммунальное теплоснабжение, основные теплоносители – вода и пар. Они обеспечивают интенсивную теплопередачу, дешевы и могут транспортироваться на значительные расстояния. В нашей стране тепловые сети являются преимущественно водяными. Водяное отопление позволяет: а) регулировать отпуск теплоты изменением температуры теплоносителя; б) передавать тепло на большие расстояния; в) сохранять на ТЭЦ конденсат греющего пара; г) избежать шума в трубах и отопительных приборах; д) не нагревать до высоких температур поверхность отопительных приборов, что повышает безопасность их эксплуатации и гигиеническую чистоту воздуха в помещении. (При $t > 80\text{ }^{\circ}\text{C}$ резко возрастает термическое разложение осевшей на греющую поверхность пыли.)

Основными источниками горячей воды и водяного пара для промышленного и коммунального теплоснабжения являются ТЭЦ и котельные. В общем балансе теплопотребления промышленного предприятия существенную роль могут играть котлы-утилизаторы и устройства испарительного охлаждения технологического оборудования.

Правильный выбор тепловой схемы и производительности котельной является условием минимизации расхода топлива и, соответственно, себестоимости тепловой энергии. Выбор тепловой схемы и оборудования котельной в значительной мере определяется соотношением нагрузок на отопление, вентиляцию, кондиционирование и ГВС.

Потребителей теплоты по требованиям к надежности теплоснабжения делят на *потребителей первой и второй категорий*. К первой категории относятся потребители, нарушение теплоснабжения которых связано с опасностью для жизни людей или со значительным материальным ущербом, ко второй категории – все остальные.

По надежности отпуска теплоты потребителям котельные разделяются также на две категории. К первой категории относятся котельные, являющиеся единственным источником теплоты системы теплоснабжения и обеспечивающие потребителей первой категории, не имеющих индивидуальных источников теплоты, ко второй – все остальные котельные. Подробно вопросы отопления зданий и помещений производственного и бытового назначения, в частности выбор и расчёт систем отопления (лучистого, воздушного и др.), рассмотрены, например, в [13, 18], а потенциал энергосбережения и его реализация в отоплении кратко рассмотрены в последующих разделах книги.

При использовании для отопления и ГВС возобновляемых источников первичной энергии основные элементы системы отопления принципиально не отличаются от описанных выше.

Существенно отличным является *электрическое отопление*, которое в нашей стране используется в особых случаях:

- в районах, обеспеченных сравнительно дешёвой электроэнергией (от ГЭС или АЭС);
- при дефиците энергоресурсов (отсутствие собственных и высокая стоимость их доставки из других регионов);
- для отопления небольших отдельно стоящих зданий с малыми расходами теплоты, удалённых от районных источников тепла и тепловых сетей (насосные станции для перекачки воды и канализационных стоков, сторожевые посты, другие объекты вне городской застройки).

Применяются стационарные и переносные электронагревательные приборы различной конструкции: электрокалориферы, электрорадиаторы и др.

Всё большее распространение получает индивидуальное теплоснабжение в связи с развитием коттеджного и дачного строительства, с потребностью повышения комфортности проживания в сельской местности (рис. 4.13) [13].

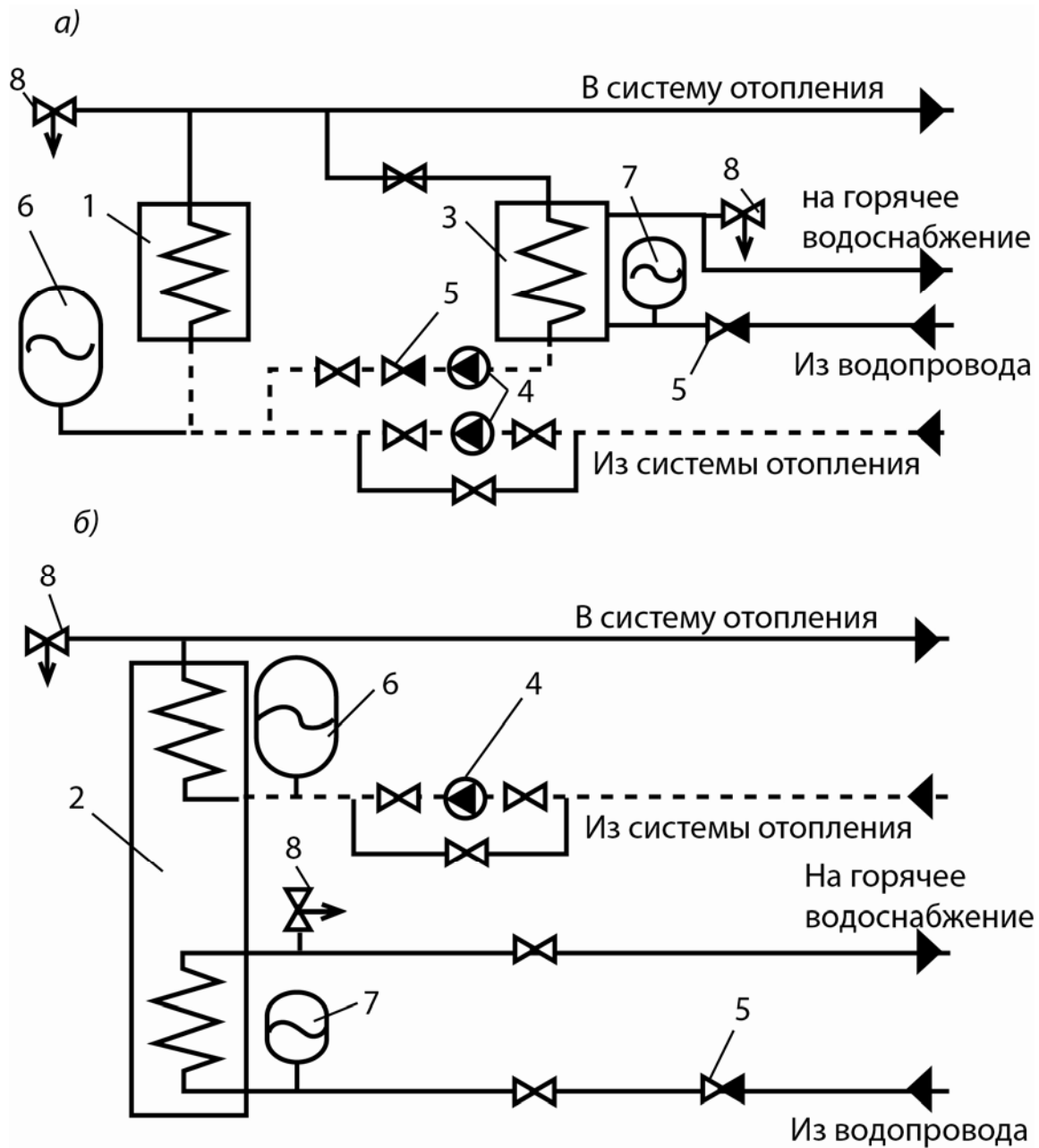


Рис. 4.13. Схема автономного теплоснабжения квартир и индивидуальных домов: а – с одноконтурным котлом; б – с двухконтурным котлом; 1 – одноконтурный газовый котел; 2 – двухконтурный газовый котел; 3 – емкостный водоводяной бойлер; 4 – циркуляционный насос; 5 – обратный клапан; 6, 7 – расширительные баки систем отопления и горячего водоснабжения; 8 – предохранительный клапан

4.5. Повышение энергоэффективности котельных установок

4.5.1. Потенциал энергосбережения и пути его реализации

По сравнению с тем, что позволяют физические законы и что уже достигнуто в передовых странах, энергоёмкость систем теплоснабжения в России неоправданно высока и, соответственно, высок потенциал повышения энергоэффективности. Он оценивается величиной 19 %. Его абсолютные значения показаны на рис. 4.14 [28]. Самую большую экономию топлива могут обеспечить меры по повышению эффективности **производства тепловой энергии** теплоэлектроцентралями (ТЭЦ) и газовыми промышленными котельными, а также по повышению эффективности распределения теплоты в муниципальных системах теплоснабжения.

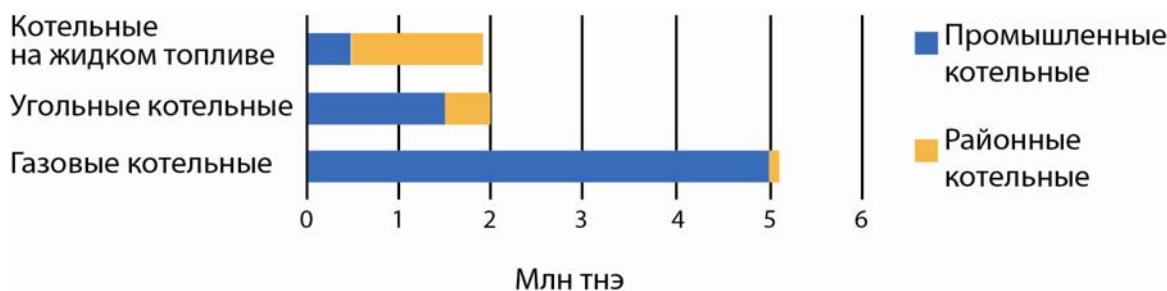


Рис. 4.14. Технический потенциал повышения эффективности котельных

Использование газовых промышленных котлов, соответствующих лучшим мировым показателям эффективности, могло бы привести к экономии природного газа в объеме более 5,0 млн. т н.э.

Стоимость электроэнергии в себестоимости тепла, производимого котельными, работающими на природном газе, достигает 10 %, а затраты на топливо находятся в пределах 55 %. При такой структуре российской теплоэнергетики даже при низких тарифах на газ тепло становится дорогим, и его оплата, как правило, дотируется из регионального бюджета [12].

Преобладающая часть эксплуатируемых котельных была построена во времена дешёвых энергоресурсов и на сегодня устарела и физически, и морально. Уровень энергоёмкости большинства *отопительных котельных*, как и *ТЭЦ*, в России намного превышает мировые показатели. По официальным отчетным данным, эффективность ТЭЦ составляет 95,3 %, промышленных котельных – 68,6 %, котельных центрального отопления – 80,3 % и малых котельных – 81,6 %. Однако проведенные энергетические обследования [28] позволили заключить, что реальные цифры ниже указанных. Эффективность котельных Западной Европы

составляет: для котельных, работающих на газе и твердом топливе, – 95 %, для угольных котельных – 85 %. Потребление энергоресурсов в котельных в России можно снизить на 8,4 %, для чего необходимы инвестиции в объеме приблизительно 7 млрд долл.

Потери тепловой энергии *в сетях* муниципальных систем теплоснабжения в России также велики по сравнению с системами теплоснабжения в других странах и составляют по разным источникам от 20–25 % до превышающих 50 %. Технический потенциал снижения тепловых потерь в сетях превышает 9,0 % всего производства тепловой энергии.

В странах Западной Европы с хорошо развитыми системами теплоснабжения потери тепла в сетях лежат в диапазоне 2–10 %. Например, в г. Хельсинки потери тепловой энергии в распределительных сетях составляют около 6 %. При уровне потерь свыше 10 % системы централизованного теплоснабжения становятся менее эффективными в сравнении с децентрализованными. Капитальные затраты, необходимые для реализации этого потенциала, оцениваются в 18,6 млрд долл. [28]. Модернизация тепловых сетей не только снижает теплопотери, но содействует сокращению перерывов в теплоснабжении, снижению затрат на ремонт и продлению срока службы тепловых сетей.

В нашей стране почти 43 % тепла для систем централизованного теплоснабжения (СЦТ) приходится на котельные, которые имеют более низкую эффективность использования топлива по сравнению с ТЭЦ. Для них характерно большое разнообразие как по производительности, так и по техническим характеристикам (табл. 4.2). Из общего их количества (приблизительно 242 000) 98 % имеют единичную тепловую мощность менее 20 МДж/с и только 2 % представляют собой достаточно крупные котельные.

Таблица 4.2

Характеристика котельных России

Наименование котельных	Количество	Установленная мощность, тыс. МДж/с	Пар	Вода
Промышленные, всего	82 000	344	185	
из них:				
мощностью до 20 МДж/с	79 000		205	108
до 50 МДж/с	2000	69	20	
свыше 50 МДж/с	1000		70	57
Прочие, всего	160 000	143	341	
из них:				
мощностью до 20 МДж/с	158 000		115	268
до 50 МДж/с	1500	15	21	
свыше 50 МДж/с	500		13	52
Всего	242 000	487	526	

Примечание: установленная мощность котлов котельных не менее чем в 2 раза превышает требуемую по тепловым нагрузкам.

Многолетней практикой эксплуатации мелких котельных установлено, что и без того невысокий КПД малых котлов после 5–10 лет эксплуатации существенно снижается (для работающих на природном газе на 5–7 %). Одновременно возрастает выброс вредных веществ в атмосферу с уходящими газами. Как видно из рис. 4.15, реальный КПД котлов существенно ниже нормативных и зависит от вида топлива. Анализ выполнен для 342 котлов (187 муниципальных и 155 ведомственных), эксплуатировавшихся в 2000 г. в Томской области [48].

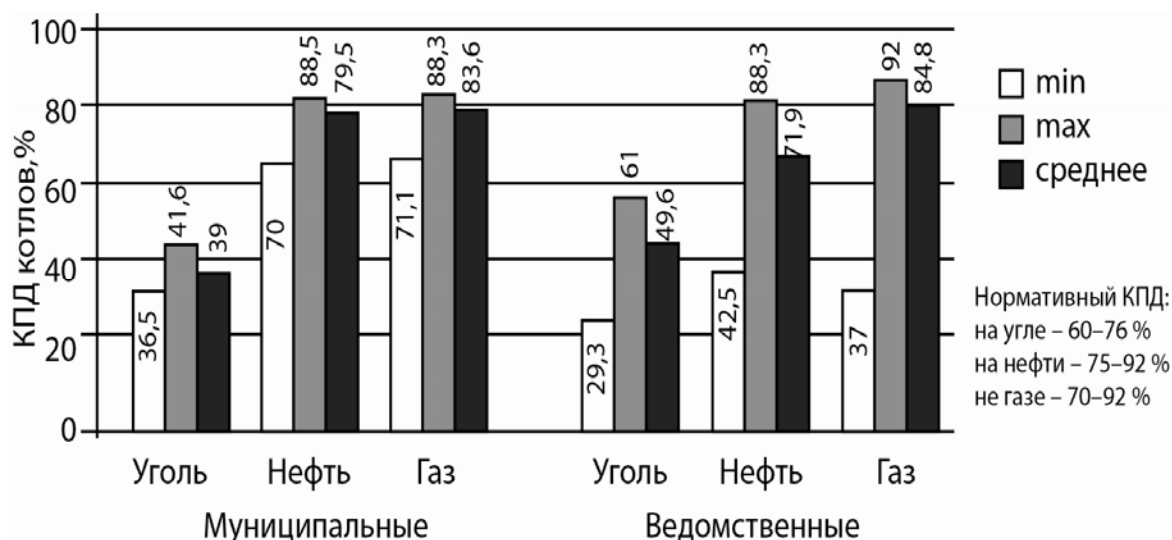


Рис. 4.15. КПД котлов муниципальных и ведомственных котельных

Средний удельный расход электроэнергии находился на уровне 33–62,1 кВт·ч/Гкал при предельно допустимых нормативных значениях для котельных этих типов 18–20 кВт·ч/Гкал. В котельных малой мощности удельный расход может превосходить 50 кВт·ч/Гкал и даже достигать 300 кВт·ч/Гкал.

Причины низкой эффективности работы котлов разнообразны; доминирование той или иной из них зависит от вида, технического состояния и режима работы установки, сжигаемого топлива. Эти причины можно объединить в 3 группы:

- 1) вызванные износом оборудования, отклонениями режимов его работы от проектного или нормативного режима, завышенным расходом теплоты на собственные нужды;

- 2) обусловленные применением устаревших технологических процессов. Повышение их энергоэффективности требует технологического совершенствования, коренной реконструкции или модернизации.

- 3) вызванные несовершенством самой технологии.

Если иметь в виду непосредственные потери тепла в котельных, то их можно классифицировать следующим образом [7]:

- потери с отходящими газами, зависящие от температуры отходящих газов, состава используемого топлива и воздуха, а также от состояния поверхностей нагрева (зашлакованности);
- потери, связанные с неполным сгоранием топлива, в результате которого снижается эффективность использования топлива и повышается концентрация СО и углеводородов в отходящих газах;
- потери, связанные с теплопроводностью и излучением от котла и паропроводов и зависящие от качества их теплоизоляции;
- потери, связанные с наличием непрореагировавшего углерода в зольных остатках и золе уноса котлов;
- потери, связанные с продувкой котлов, используемых для производства пара;
- потери, связанные с невозвратом или неполным возвратом конденсата от потребителей пара;
- потери при энергопотреблении вспомогательного оборудования котельной.

Оба перечня содержат укрупнённые причины избыточных потерь топлива и тепловой энергии в теплогенерирующих установках, которые при детализации разрастаются до многих десятков отдельных позиций.

В качестве примера ниже приведён детализированный перечень направлений расходования тепловой и электрической энергии на собственные нужды котельной.

Этот перечень включает расход **теплоты** на следующие нужды:

- слив и предварительный подогрев мазута;
- размораживание твердого топлива;
- распыление мазута в форсунках и охлаждение неработающих;
- предварительный подогрев воздуха в калориферах;
- транспорт угольной пыли к горелкам;
- подавление оксидов азота, образующихся при сжигании топлива;
- турбопривод питательных насосов и воздуходувок;
- отопление производственных помещений котельного, химического и топливно-транспортного цехов;
- пуски котлов;
- подготовку добавочной химически очищенной воды для восполнения потерь пара, конденсата и питательной воды.

Есть и другие расходы тепловой энергии и технологические потери теплоты, связанные с выработкой пара котлами.

Электроэнергия в котельной расходуется:

- на питание электродвигателей механизмов, обслуживающих различные устройства и склады топлива;

- размол и подачу пылевидного топлива к горелкам, тягодутьевые устройства;
- дымососы рециркуляции;
- мельничные вентиляторы и вентиляторы горячего дутья;
- питательные насосы;
- механизмы золоулавливания и шлако-золоудаления;
- установки по химической очистке воды;
- дренажные насосы;
- насосы технического и пожарного водоснабжения и прочие механизмы [8].

Поскольку во многих регионах России основным топливом для котельных является уголь, то и основной причиной их низкой эффективности является низкая технологическая культура сжигания угля. Для повышения эффективности потребления угля необходимо реализовать ряд мероприятий:

- обеспечить максимально возможное соответствие характеристик сжигаемого угля (гранулометрический состав, теплота сгорания, зольность, влажность, окисленность и др.) параметрам топочного устройства;
- упорядочить деятельность угольных складов и тупиков для соблюдения требований соответствующих нормативных документов относительно переработки, хранения, отпуска угля потребителям;
- организовать первичную переработку угля (сортировку, брикетирование, простейшее обогащение) в углеснабжающих организациях.

Потенциал энергосбережения в теплогенерирующих установках достаточно большой. В табл. 4.3 приведён систематизированный перечень и результативность технических/технологических мероприятий по повышению эффективности работы котлоагрегатов.

Таблица 4.3

Перечень и результативность мероприятий по повышению эффективности работы котлоагрегатов

Мероприятия по повышению экономичности котлоагрегата	Экономия топлива, %
Снижение присосов воздуха по газовому тракту котлоагрегата на 10 %	0,5
Уменьшение температуры уходящих газов на 10 %:	
для сухих топлив	0,6
для влажных топлив	0,7
Установка водяного поверхностного экономайзера	4–7
Снижение горючих уносов на 1 %	0,3–0,7
Возврат уноса в топку	2–3

Окончание табл. 4.3

Мероприятия по повышению экономичности котлоагрегата	Экономия топлива, %
Очистка внутренних поверхностей нагрева котла от накипи толщиной 1 мм	2
Возвращение с производства 1 т конденсата вместо замещения его химически очищенной водой	—
Восстановление изоляции на 1 м ² неизолированного паропровода с давлением пара 5 кгс/см ²	—
Прекращение парения через отверстие в 1 мм ²	—
Забор теплого воздуха из верхней зоны котельного зала на каждые 10 тыс. м ³ окислителя топлива	—
Уменьшение продувки на 1 %	0,3
Автоматизация работы вспомогательного оборудования: водоподготовки, водопитательной установки различных насосов, деаэраторов и др.	0,2–0,3
Наладка и эксплуатация котлоагрегата по контрольно-измерительным приборам	3–5
Установка водяного экономайзера за котлом	5–6
Применение за котлоагрегатами установок глубокой утилизации тепла, установок утилизации скрытой теплоты парообразования уходящих дымовых газов (контактных теплообменников)	до 15
Применение вакуумного или щелевого деаэратора	1,0
Снижение температуры отходящих дымовых газов на 10 °С для сухих и влажных топлив	0,6 и 0,7
Повышение температуры питательной воды на входе в барабан котла на 10 °С (Р = 13 ата и КПД = 0,8)	2,0
Подогрев питательной воды в водяном экономайзере на 6 °С	1,0
Установка обдувочного аппарата для очистки наружных поверхностей нагрева	2,0
Перевод работы парового котла на водогрейный режим	2,0
Эксплуатация оборудования в режиме управления КИП	3,0
Забор воздуха из верхней зоны котельного зала на каждые 1000 м ³ газообразного топлива	17 кг у.т.
Применение щелевых деаэраторов	Улучш. кач. деаэр. питат. воды в летн. пер.
Применение трансоников (пароструйных смесительных теплообменников)	Сокращ. затрат энергии на перекачку воды в системе

Названные в таблице технические/технологические меры должны дополняться **организационными мероприятиями**:

- организация учёта выработки тепла и расхода топлива;
- отлаженный контроль за соблюдением норм расхода и анализ причин потери топлива;

- повышение квалификации и стимулирование энергосберегающего поведения (поощрением и наказанием) обслуживающего технического персонала;
- включение в региональные программы развития теплоэнергетики территориальных стандартов технологий производства и транспорта тепла;
- внедрение новых форм и методов управления коммунальной энергетикой.

Ниже кратко рассмотрим некоторые из условий реализации технических и организационных мероприятий.

Для правильного выбора и эффективной эксплуатации теплогенерирующих установок разработаны методики расчёта их основных элементов (топочных камер, конвективных поверхностей нагрева) и режимов работы (горения, расхода топлива, теплового баланса). Подробно эти вопросы рассмотрены в [22, 23].

При проектировании котельных сравнивают технико-экономические показатели, выбирают основное и вспомогательное оборудование, степень автоматизации, компоновочные и схемные решения. Сравнение производят по приведенным затратам. При этом экономически целесообразным признается вариант с наименьшими приведенными затратами, а при равных приведенных затратах предпочтение отдается варианту с наименьшими потребными капитальными вложениями.

При выполнении расчетов определяют себестоимость тепловой энергии, отпущенной потребителям, которая отражает техническую вооруженность котельной, степень механизации и автоматизации процессов, расходование материальных ресурсов. Для расчета себестоимости вычисляют годовые эксплуатационные расходы на топливо, электроэнергию, воду, амортизацию, текущий ремонт, заработную плату персонала, а также на охрану труда, технику безопасности, пожарную и сторожевую охрану, приобретение спецодежды, реактивов для химической очистки воды (т. н. прочие расходы).

Предлагаемые в [23] способы выбора наиболее энергоэффективного варианта работы котельной основаны на расчете тепловых схем котельных. Задавая определенные параметры, можно рассчитать необходимую температуру теплоносителя (воды или пара), расход теплоносителя, расход топлива.

Для повышения энергоэффективности котельных установок могут быть использованы комбинированные пароводогрейные агрегаты, контактные теплообменники, различные схемы циркуляции теплоносителя для собственных нужд котельной.

Для сокращения числа устанавливаемых котлов и вспомогательного оборудования в котельных с пароводогрейными котлами от одного агрегата получают два теплоносителя: пар и воду с разными давлением и температурой [23].

Имеется методическая и материальная база для автоматизации практически всех звеньев технологической цепочки в котельных и на электростанциях, которая позволяет повысить эффективность преобразования топлива в тепловую и электрическую энергию [12].

Большая часть теряемого тепла в котельных установках приходится на потери с теплотой отходящих газов. В котлах без хвостовых поверхностей для утилизации сбросовой теплоты потери могут достигать 25 %. Для их сокращения осуществляют ряд мероприятий:

1. Установка водяного питательного экономайзера и воздухоподогревателя – экономия газа 4–7 %, теплофикационного – 6–9 %, контактного – 10–15 % (в зависимости от температуры уходящих газов). Влияние изменения температуры уходящих газов более существенно при больших избытках воздуха.

2. Организация работы котлоагрегата с оптимальным коэффициентом избытка воздуха в топке, поскольку при больших его значениях снижается температура в топке и уменьшается температурный напор, увеличивается расход электроэнергии на привод вентилятора и дымососа. При температуре уходящих газов в диапазоне 120–170 °С увеличение коэффициента избытка воздуха на 0,1 приводит к увеличению потерь теплоты на 0,5–0,7 %.

3. Улучшение герметичности газоходов приводит к уменьшению присосов воздуха по тракту котла. Уменьшение присосов воздуха по газовому тракту котел–дымосос на 10 % приводит к сокращению расхода газа на 0,5 % и электроэнергии на привод дымососа на 4–5 %.

Значительный потенциал сбережения газа и электроэнергии заключен в *оптимизации распределения нагрузок между котлами*, работающими на общего потребителя.

С уменьшением нагрузки ниже номинальной (рис. 4.16) уменьшается температура уходящих газов и, как следствие, сокращаются потери теплоты с уходящими газами.

При малых нагрузках уменьшается скорость истечения газа и воздуха, ухудшается их смешение, что ведет к неполному окислению (сгоранию) топлива и возрастанию относительных (на единицу расхода топлива) потерь. Это обуславливает зависимость (с максимумом) КПД котла от нагрузки (рис. 4.17).

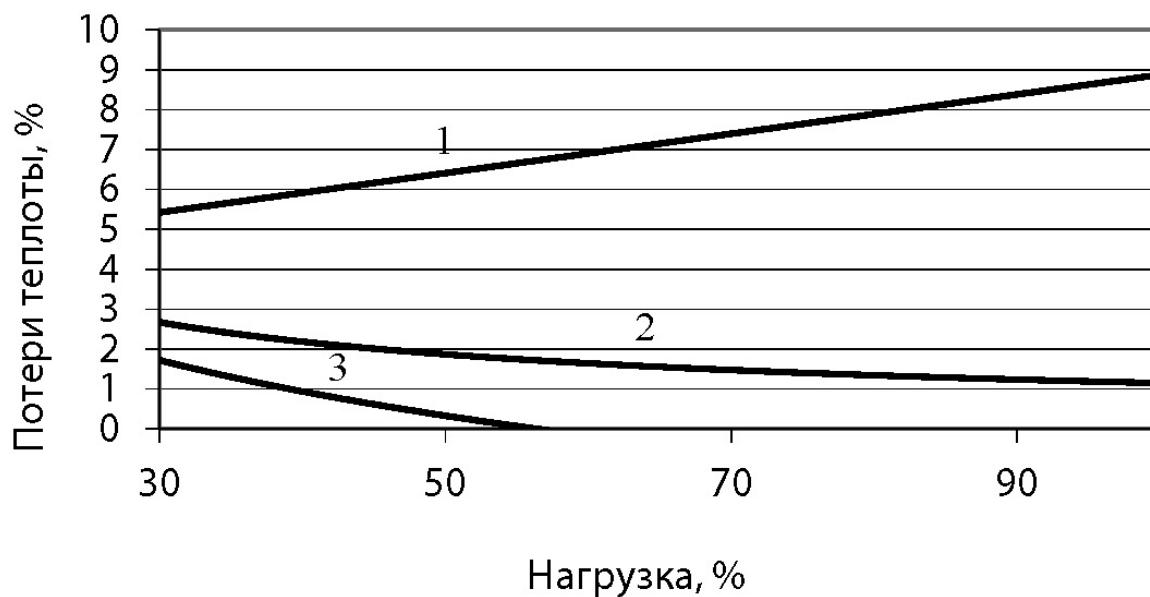


Рис. 4.16. Изменение потерь с уменьшением нагрузки котла:
 1 – потери теплоты с уходящими газами; 2 – потери теплоты с химической неполнотой сгорания; 3 – потери теплоты через ограждения

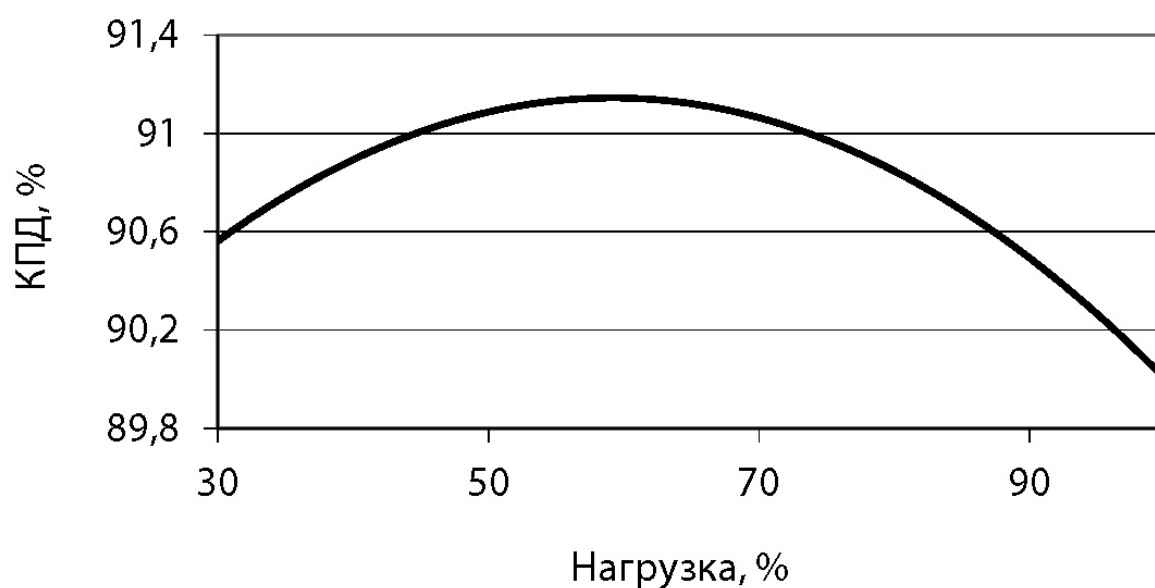


Рис. 4.17. Зависимость КПД от нагрузки котла

Положение максимума на кривой максимума зависит от многих факторов: вида топлива, типа и номинальной мощности котла и др. Режимная карта конкретного котлоагрегата позволяет построить расходную характеристику – графическую зависимость расхода топлива от количества выработанного пара или тепловой энергии. Характеристику определяют экспериментально.

4.5.2. Утилизация теплоты уходящих газов

Теплота уходящих газов в котельных может быть использована для повышения их энергоэффективности несколькими способами [7]:

- рекуперацией теплоты дымовых газов с использованием дополнительного специального оборудования (например, экономайзера для производства пара);
- подогревом воздуха или воды или организацией предварительного подогрева топлива за счет теплоты дымовых газов. Подогрев воздуха необходим для технологических процессов, осуществляемых при высокой температуре пламени (например, в стекольном или цементном производстве), а подогрев воды целесообразен для питания котла или в системах отопления и ГВС;
- для утилизации тепла уходящих газов из *газовой котельной* используются различные теплообменные аппараты, обеспечивающие повышение коэффициента использования топлива η на 1 % при снижении температуры уходящих газов на каждые 15–20 °С. Однако температуру уходящих газов не следует снижать ниже 120–130 °С для исключения конденсации по газоотводящему тракту вплоть до выхода в атмосферу водяных паров и для увеличения естественной тяги, снижающей необходимый напор дымососа.

Упрощенная схема утилизации теплоты уходящих дымовых газов показана на рис. 4.18.

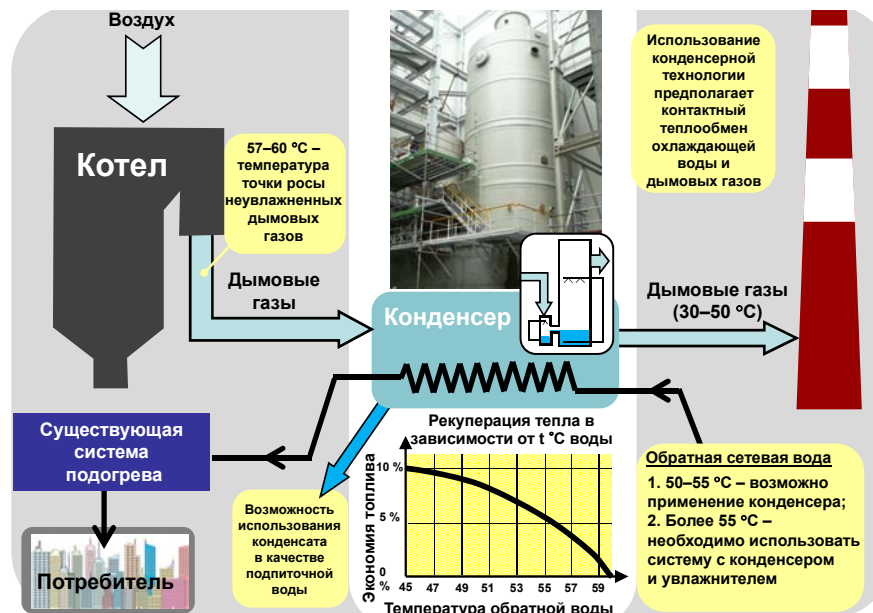


Рис. 4.18. Схема утилизации теплоты уходящих дымовых газов паровых и водогрейных котлов

Устройства для утилизации теплоты уходящих после котлов газов представлены на рис. 4.18–4.20. Контактные теплообменные аппараты с активной насадкой (КТАНа) позволяют повысить КПД тепловых установок до 95–98 % и более глубоко использовать теплоту уходящих дымовых газов. При работе КТАНа (рис. 4.19) образуются два независимых друг от друга потока воды: чистой, нагреваемой от поверхности КТАНа, и воды, нагреваемой в результате непосредственного ее контакта с уходящими дымовыми газами.

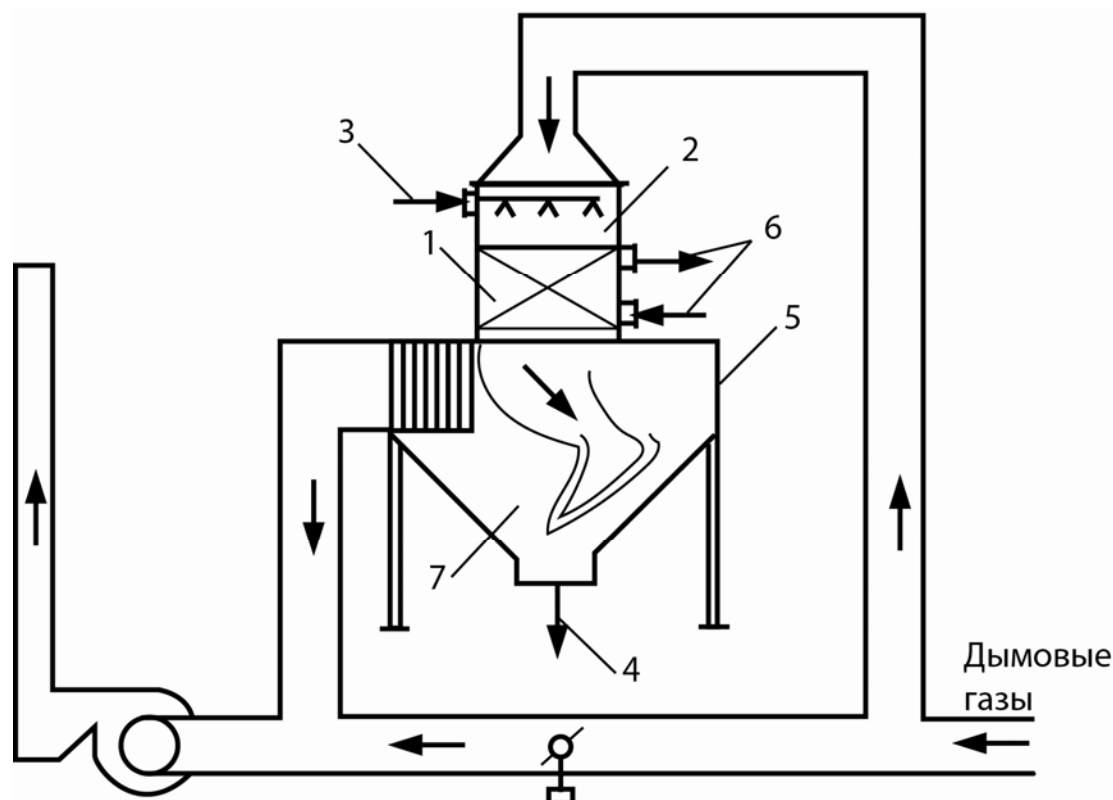


Рис. 4.19. Схема КТАНа-утилизатора: 1 – активная насадка; 2 – орошающая камера; 3 – подвод орошающей воды; 4 – отвод орошающей воды; 5 – корпус; 6 – подвод и отвод нагреваемой воды; 7 – сепаратор

Дымовые газы от котлов проходят через насадку контактных экономайзеров и поступают в сепарационное устройство котельной, в котором происходит отделение дымовых газов от капель воды. Вышедшие из сепаратора влажные дымовые газы подсушиваются при смешении с горячими газами (7–30 %), пропускаемыми мимо КТАНа, и удаляются в атмосферу. Для полного использования теплоты уходящих дымовых газов тепловой схемой котельной может быть предусмотрен нагрев в КТАНе сырой (исходной) воды, воды, очищенной химическим методом, а также воды, идущей на горячее водоснабжение бытовых и производственных сторонних потребителей.

Экономия природного газа при установке КТАНа за котлом достигает 10–15 %.

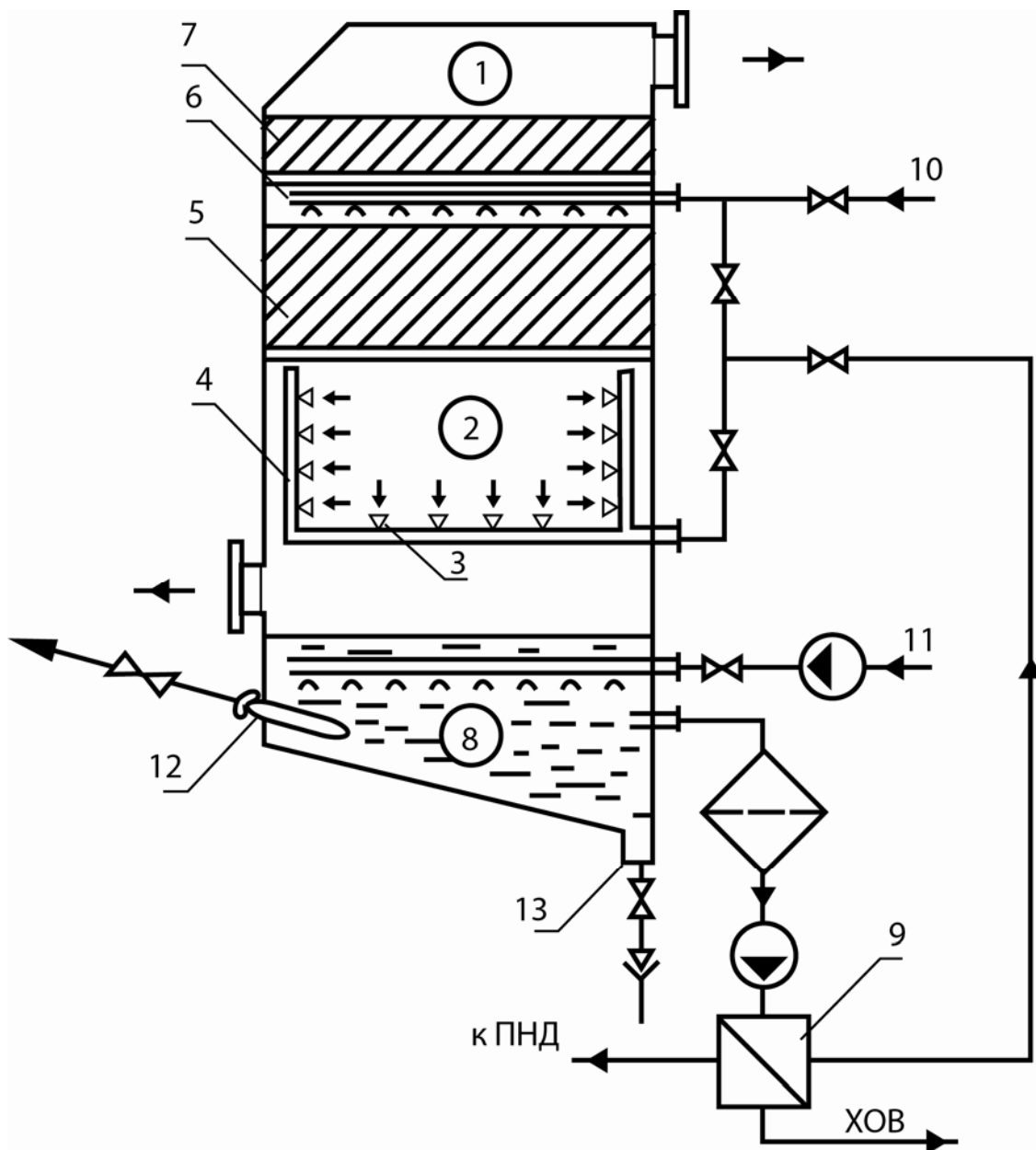


Рис. 4.20. Конструкция контактного теплообменника для газомазутных котлов и печей: 1 – отводящий газоход; 2 – форсуночная камера; 3 – форсунки; 4 – плоскофакельные форсунки; 5 – насадка; 6 – ороситель; 7 – каплеуловитель; 8 – водяной объём аппарата; 9 – поверхностный нагреватель; 10 – подача воды; 11 – подача раскисляющих растворов; 12 – отбор воды; 13 – дренаж

Применяемые в настоящее время контактные теплообменники насадочного типа надежно работают только на продуктах сгорания газообразного топлива. Надежность и эффективность их работы на про-

дуктах сгорания мазута значительно ниже из-за присутствия в них золы, сажи и оксидов серы. Показанная на рис. 4.20 конструкция контактного теплообменника способна надежно и эффективно работать на продуктах как газа, так и мазута.

Контактный теплообменник представляет собой аппарат комбинированного типа, в котором перед насадкой 5 расположена форсуночная камера 2, играющая роль предвключенного золоуловителя. В ней на боковых стенах встречно устанавливаются плоскофакельные форсунки 4. Встречные ряды этих форсунок смещены друг относительно друга по высоте камеры, что позволяет реализовать в объеме камеры структуру псевдотарельчатого скруббера, где функции тарелок выполняют сливающиеся в жидкие пленки факелы щелевых форсунок каждого из рядов. Это увеличивает время межфазного контакта за счет удлинения пути газов в форсуночной камере, повышает степень заполнения ее объема полидисперсной системой капель. В результате газы поступают в насадку очищенными от твердых частиц.

В ней в основном и происходят процессы тепло- и массообмена между охлаждаемыми газами и нагреваемой жидкостью. Последняя подается из оросителя 6, представляющего систему перфорированных труб. Затем осушенные, очищенные и охлажденные уходящие газы сепарируются от капель жидкости в каплеуловителе 7 и сбрасываются в отводящий газоход 1. Нагретая рабочая жидкость собирается в водяном объеме аппарата 8, откуда через фильтр насосом подается в поверхностный нагреватель 9. Здесь она нагревает вторичный рабочий агент (подпиточную воду, воду с ХВО и т. п.) и вновь поступает в форсунки и ороситель. Такое решение исключает попадание загрязнений и газов во вторичный рабочий агент. Очистка рабочей жидкости в фильтре предотвращает загрязнение насадки и забивание форсунок, повышая надежность работы аппарата на запыленных газах. Дозирование (11) в рабочую жидкость раскисляющих растворов позволяет очищать уходящие газы и от оксидов серы. Для котлов и печей, работающих только на газообразном топливе, не требуется поверхностный водонагреватель.

Схема утилизации теплоты нагретых уходящих газов, а также вентиляционных выбросов представлена на рис. 4.21.

Поток горячего (греющего) газа из распределительного устройства 1 подается в камеру 3 через газораспределительную решетку 5 в слой жидкого промежуточного теплоносителя (ПТН), что обеспечивает его вспенивание. Образуется пенный слой 7, контактирующий с теплопередающей поверхностью 9. Происходит нагревание теплоносителя, циркулирующего с помощью насоса 12 в контуре 11. Этот теплоноситель насосом 12 после нагревания направляется в камеру 4, где проис-

ходит снижение его температуры, т. к. в камеру в ПТН поступает поток холодного (нагреваемого) воздуха через решетку 6. При этом образуется пенный слой 8, контактирующий с поверхностью 10. Наличие пенных слоев 7 и 8 способствует интенсификации теплопередачи от потоков газа к ПТН. Из камеры 4 ПТН после охлаждения по контуру 11 снова поступает в камеру.

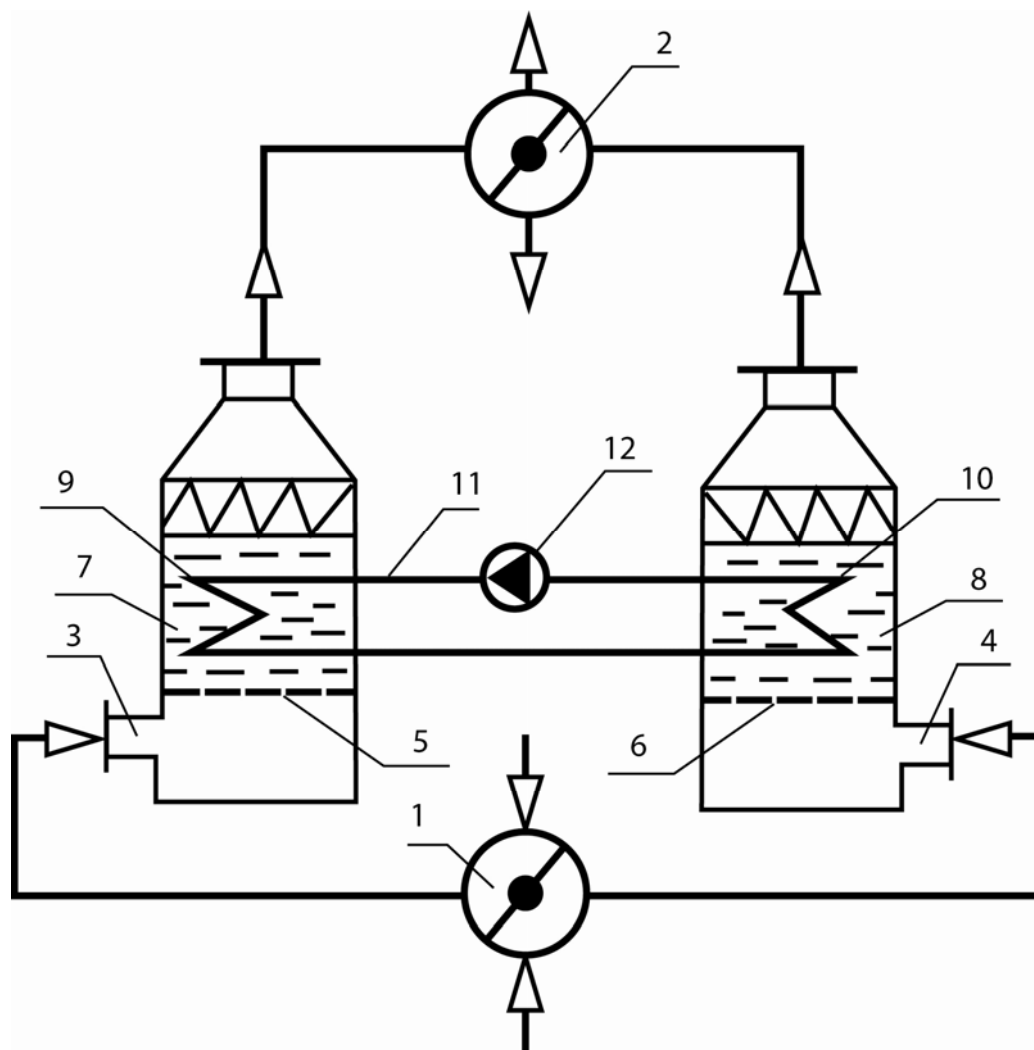


Рис. 4.21. Схема использования теплоты отходящих газов:
1, 2 – распределители потоков; 3, 4 – теплообменные камеры;
5, 6 – газораспределительные решётки; 7, 8 – пенные слои;
9, 10 – теплопередающие поверхности; 11 – циркуляционный контур;
12 – насос

В качестве жидкости, находящейся в камерах во вспененном состоянии, целесообразно использовать растворы солей, периодически изменяющих свою концентрацию. Температура растворов при контакте с греющим потоком газа не превышает температуру кипения, соответствующую их концентрации при данном давлении (около 0,1 МПа).

При подаче в камеру потока горячего газа в результате его контакта с теплопередающей поверхностью, охлаждаемой циркулирующим теплоносителем из соседней камеры, возможна частичная конденсация пара, содержащегося в газе. За счет этого происходит соответствующее снижение концентрации солей в ПТН. В результате переключения потоков газа в эту же камеру поступает поток холодного газа, контакт которого с теплопередающей поверхностью, нагреваемой при этом в соседней камере, сопровождается испарением части растворителя, содержащегося в ПТН, и, соответственно, увеличением концентрации в нем солей, возрастанием массовой доли влаги в газе. В среднем при циклической работе аппарата концентрация солей в ПТН сохраняется на постоянном уровне.

Энергосбережение обеспечивается при высокой интенсивности теплообмена за счет утилизации теплоты уходящих газов и вентиляционных выбросов.

Известна специальная система устройств комплексного использования теплоты отходящих газов котельной, предназначенная для использования теплоты отходящих газов в целях подогрева воды для хозяйственно-бытовых нужд, а также для подогрева первичного воздуха горелок котла. Внедрение этой системы устройств позволило повысить КПД котлов за счет использования вторичных тепловых ресурсов, обеспечить экономию топлива, улучшить процесс сгорания топлива.

Система состоит из однотрубных подогревателей воды, которые устанавливаются в дымоходах котлов и в стальных штампованных радиаторах, установленных с фронта котлов под горелками. Все соединения выполнены сваркой. Холодная вода из водопровода поступает в подогреватели воды, нагревается, после чего поступает в радиаторы, где создается поток воздуха (на 20–30 °С выше, чем температура помещений котельной). Теплый воздух при работе горелок за счет инжекции забирается внутрь топki котла. После этого нагретая вода поступает в трубопроводы, проложенные в бытовых помещениях. Для обеспечения постоянной циркуляции воды установлен регулятор малого расхода воды (0,2 л/мин), регулирующий подачу воды в бак-аккумулятор горячей воды, установленный внутри помещения, из которого вода поступает для подпитки теплой водой водогрейного устройства, используется для заправки горячей водой автомобилей и для их мойки.

Бак-аккумулятор связан с атмосферой. Температура подогрева воды 70–75 °С.

В системе утилизации уходящих газов может быть установлен предварительный подогреватель воздуха для процесса горения (газовоздушный теплообменник) или воды для подпитки котла (водногазовый теплообменник). Забираемый из атмосферы воздух для горения

нагревается дымовыми газами. Повышение температуры воздуха улучшает условия горения, что повышает общий КПД системы сжигания топлива. В среднем снижение температуры дымовых газов на каждые 20 °С повышает КПД на 1 %.

Более простой (но и менее эффективный) способ предварительного подогрева заключается в размещении воздухозаборника под потолком в помещении котельной, где температура воздуха обычно превышает температуру наружного воздуха на 10–20 °С. Это позволяет частично компенсировать потери тепловой энергии.

Еще один способ решения этой задачи – организация воздухозабора и отведения дымовых газов при помощи трубы с двойными стенками. Дымовые газы отводятся по внутренней трубе, а воздух для горения поступает по внешней и подогревается за счет теплообмена через стенку трубы.

Для предварительного подогрева питательной воды котла может быть установлен водно-газовый теплообменник.

Предварительный подогрев воздуха повышает КПД системы сжигания топлива на 3–5 %.

Подогрев воздуха теплотой дымовых газов обеспечивает и другие положительные эффекты:

- горячий воздух может использоваться для сушки топлива (угля или органического топлива) или другого (не топливного) сырья;
- если подогрев воздуха предусмотрен уже на стадии проектирования, то можно ограничиться котлом меньшего размера.

Организация предварительного подогрева воздуха является наиболее экономически эффективной при строительстве новой котельной установки. Реконструкция действующей установки сложна и малоэффективна. Подогреватели воздуха не могут применяться при использовании горелок с естественной тягой.

4.6. Теплоснабжение от нетрадиционных возобновляемых источников энергии

Наибольший вклад в выработку тепловой энергии из нетрадиционных возобновляемых источников энергии приходится: 1) на энергию биомассы, 2) рассеянную энергию земли, воды и воздуха, 3) солнечную и 4) ветровую энергию. Из этого перечня ветровая энергия стоит особняком, т. к. ветроэнергетические установки (ВЭУ) сооружают для выработки электроэнергии, а тепловая энергия для них – побочный продукт, производимый в часы избытка электрической энергии, которую по какой-либо причине не удастся аккумулировать.

4.6.1. Биомасса

Термином «биомасса» (БМ) обозначают широкий круг материалов биологического происхождения:

- 1) продукты естественной вегетации (древесину, древесные отходы, торф, листья и т. п.);
- 2) горючие бытовые и производственные отходы;
- 3) отходы сельскохозяйственного производства (стебли, ботва, навоз и др.);
- 4) специально выращиваемые высокоурожайные агрокультуры.

БМ может быть переработана в жидкое, газообразное топливо или превращена в тепло, которое преобразуют в электроэнергию или используют непосредственно для отопления и ГВС [29, 57].

Важными достоинствами БМ являются:

- 1) возобновляемость;
- 2) экологическая чистота получения теплоты:
 - в случае баланса воспроизводства биомассы и потребления её в виде топлива углерод только участвует в круговороте между наземной биотой и атмосферой; выделение CO_2 при сжигании древесины и его поглощение в процессе роста деревьев компенсируют друг друга;
 - малое количество окислов серы и азота, выделяющихся при сжигании БМ (на порядок меньше, чем при сжигании угля);
 - зола сгоревшей биомассы может быть возвращена в почву, что обеспечивает замкнутость круговорота биогенных элементов;
 - использование в энергетике вторичных биоресурсов позволяет утилизировать экологически грязные отходы;
- 3) невысокая стоимость энергии, получаемой из биомассы;
- 4) имеются возможности накапливать промежуточный энергоноситель – биогаз.

В настоящее время 8–9 % общего потребления первичных энергоносителей обеспечивается за счет БМ. Большая часть БМ (около 76 %) идет на выработку тепловой энергии, 22 % – на производство электроэнергии и около 2 % – на производство моторного топлива. По прогнозам МЭА, к 2050 г. ежегодное потребление БМ будет составлять 15 млрд т (около 3,6 млрд т н.э.). Из них половина будет обеспечиваться естественным приростом БМ на полях и в лесах и столько же – на искусственных плантациях.

Для нашей страны биоэнергетика представляется особенно перспективной благодаря огромной территории страны, на которой находится более 20 % мировых запасов леса и около 47 % запасов торфа. Важно также, что зоны децентрализованного энергоснабжения России,

как правило, обладают значительными биоэнергетическими ресурсами, в первую очередь в виде *древесины* и *торфа* – *накопленного биотоплива*. В оптимистических прогнозах на период до 2020 г. предусматриваются следующие показатели добычи и использования торфа в нашей стране: а) обеспечение новых ТЭС мощностью по 20–30 МВт и котельных в обеспеченных торфом и энергодефицитных северных регионах – до 4 млн т; б) увеличение производства кускового торфа – до 3 млн т; в) развитие производства торфяных брикетов – до 1 млн т.

Использование вторичных биоресурсов – отходов сельскохозяйственного производства и деревопереработки имеет очевидные преимущества перед использованием первичных биоресурсов (прежде всего древесины, пищевых и кормовых злаков):

- не угрожает биологическому равновесию;
- улучшает экологическую обстановку;
- не ведет к удорожанию продуктов питания (как это происходит при широкомасштабном использовании в биоэнергетике пищевого и фуражного зерна).

В развитых странах для получения тепловой и электрической энергии прямым сжиганием дров, древесных отходов и соломы, а также торфа используются мини-теплоэлектростанции (мини-ТЭС). В паротурбинном варианте их КПД составляет 20–25 %, мощность от нескольких киловатт (для фермерских хозяйств) до сотен киловатт.

Прямое сжигание БМ (древесины, высушенного навоза и отходов сельскохозяйственного производства) для производства тепла – древняя и наиболее распространённая технология получения тепла. Сегодня она обеспечивает около 10 % энергии в мировом энергетическом балансе. За счет сжигания дров ежегодно в мире получают до 2 ТВт энергии. В странах Южной Азии такое использование БМ составляет 50–70 % общего энергопотребления и обеспечивает, в основном, приготовление пищи, отопление, ГВС.

Меньшими эксплуатационными расходами и повышенной эффективностью обладают котлы, использующие предварительно подготовленное топливо: топливные гранулы – пеллеты (pellet), древесную щепу, брикеты. Благодаря достоинствам пеллет они становятся одним из самых востребованных видов топлива в большинстве европейских стран, в Японии, США и в ряде других стран. В Европе ежегодный рост производства гранул составляет около 30 %.

4.6.2. Геотермальная энергия

Земные недра располагают практически неисчерпаемым запасом энергии – магматическим теплом. Энергоносителями при этом являются пар, пароводяные смеси, термальные воды, обобщенно называемые флюидами. Источников сухого пара на Земле открыто всего пять.

Термальные воды подразделяются на высокопотенциальные ($> 100\text{ }^{\circ}\text{C}$), среднепотенциальные ($70\text{--}100\text{ }^{\circ}\text{C}$) и низкопотенциальные ($< 70\text{ }^{\circ}\text{C}$). Глубинное тепло выносится на поверхность высокотемпературным флюидом либо самопроизвольно за счет высокого внутрипластового давления, либо с помощью насосной откачки. В России доля высокопотенциальных термальных вод в общем гидротермическом балансе не превышает 5–7 %.

Запасы геотермальных вод, пригодных для использования в энергетике при современном уровне технологий, на территории нашей страны в пересчете на тонны условного топлива составляют:

- 4–5 млн. т у.т. при фонтанной эксплуатации скважин;
- 30–40 млн. т у.т. при насосной эксплуатации скважин;
- 30–140 млн. т у.т. при обратной закачке отработанной геотермальной воды в пласт [35].



Рис. 4.22. Геотермальные ресурсы России

Запасы высокопотенциальных и среднепотенциальных геотермальных вод в основном находятся на Северном Кавказе, в Забайкалье, в Западной Сибири, на Дальнем Востоке и Камчатке (рис. 4.21).

Суммарная установленная мощность (электрическая) ГеоТЭС в мире немного превышает 10 ГВт. Ежегодный прирост производства на ГеоТЭС электрической энергии составляет 3 %, тепловой – 7,5 %.

По мнению специалистов, в нашей стране обогрев и горячее водоснабжение на 65 % могут быть обеспечены теплом земли. Суммарная мощность существующих в России геотермальных систем теплоснабжения составляет всего около 450 МВт, перспективных – 21 ГВт. Важно при этом, что основные геотермальные месторождения расположены в слабо газифицированных или не газифицированных районах. Их освоение позволит сэкономить газ и средства на сооружение газоснабжающих коммуникаций. В настоящее время такие системы эксплуатируются в основном в Дагестане, Краснодарском крае и на Камчатке.

4.6.3. Низкопотенциальное рассеянное тепло окружающей среды. Тепловые насосы

4.6.3.1. Утилизация тепловой энергии вод морей и океанов

Источники низкопотенциальной тепловой энергии заключены: 1) в разнице температур поверхностных и глубинных вод морей и океанов в тропических широтах; 2) в разнице температур морской воды и воздуха в арктических (антарктических) районах земного шара; 3) в рассеянном (низкопотенциальном) тепле вод морей и океанов и других крупных водоемов.

При использовании первого источника теплую океаническую воду (24–32 °С) направляют в теплообменник, где жидкий аммиак, фреон или пропан превращаются в пар, который вращает турбину, а затем поступает в следующий теплообменник для охлаждения и конденсации водой с температурой 5–6 °С, извлекаемой с глубины 200–500 м. Получаемую на таких электростанциях (называемых «океанические тепловые электростанции» – ОТЭС) электроэнергию можно передавать на берег или использовать на месте (например, на нефтяных и газовых платформах, для извлечения минерального сырья из морской воды или для ее опреснения и т. п.).

Широкому распространению ОТЭС препятствуют два серьезных недостатка: а) географическая привязка к тропическим широтам (между 20° с.ш. и 29° ю.ш.), где температура воды у поверхности океана достигает, как правило, 27–28 °С и где использование таких электростанций экономически эффективно; б) большие масса и габариты оборудования ОТЭС. Развитые страны приступили к проектированию опытных ОТЭС мощностью от сотен киловатт до сотен мегаватт.

В большинстве районов Северного Ледовитого океана средняя многолетняя зимняя (ноябрь–март) температура воздуха не превышает -26°C . Более теплый и пресный сток крупных рек (таких, как Енисей, Лена, Обь) прогревает морскую воду подо льдом до $+3^{\circ}\text{C}$. Используя эту энергию электростанции могут работать по обычной схеме, основанной на закрытом цикле с низкокипящей рабочей жидкостью.

4.6.3.2. Утилизация низкопотенциального рассеянного тепла с помощью тепловых насосов

Тепловой насос – устройство для переноса тепловой энергии от источника низкопотенциальной тепловой энергии (с низкой температурой) к потребителю (теплоносителю) с более высокой температурой. Конденсатор в тепловом насосе является теплообменным аппаратом, вырабатывающим теплоту для потребителя, а испаритель – теплообменным аппаратом, утилизирующим низкопотенциальную теплоту НВИЭ или вторичных энергетических ресурсов [50].

Тепловой насос (ТН) состоит из трех основных агрегатов: испарителя, конденсатора, компрессора – и содержит три контура: хладоновый, водяной (источника первичного тепла) и водяной (питание системы отопления и ГВС) (рис. 4.23).

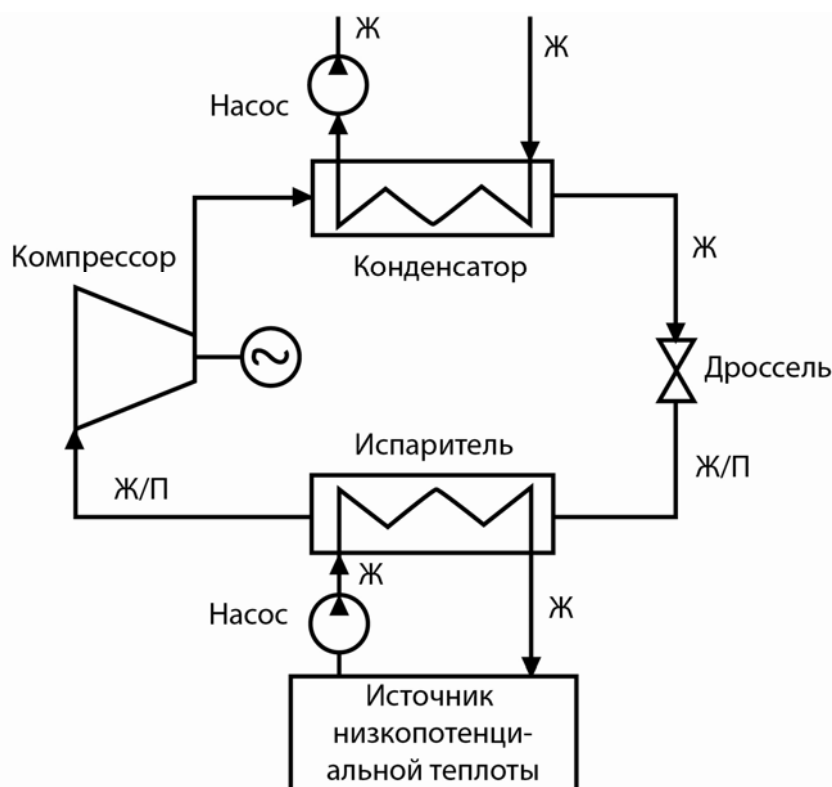


Рис. 4.23. Схема ТНУ с электроприводом. Состояние рабочего вещества: Ж – жидкое; П – парообразное; Ж/П – парожидкостная смесь

Испаритель – кожухотрубный теплообменник, где в трубках движется вода, а между ними – хладагент (хладон). Путем регулировки дросселем настраивается такое давление хладона в испарителе, чтобы температура его кипения составляла 2–3 °С (все хладоны – фреон или другие вещества с температурой кипения от –40 до +10 °С при атмосферном давлении – имеют крутую зависимость температуры от давления). При тепловом контакте с «горячими» трубками часть хладагента вскипает, «отбирая» при этом энергию у воды. Охлажденная вода, прошедшая через испаритель, сбрасывается (например, в приемную скважину). Испаренный хладон, в свою очередь, всасывается в компрессор для сжатия и нагрева, а затем выталкивается в конденсатор.

Конденсатор по конструкции подобен испарителю. Хладон, попадая в межтрубное пространство с температурой 70–80 °С и вступая в теплообмен с оборотной водой из системы отопления (50–55 °С), конденсируется на «холодных» трубках, передавая свою энергию воде. Вода в трубках нагревается, а хладагент, уже жидкий, стекает на дно конденсатора, откуда возвращается через дроссель в испаритель за счет перепада давлений. Так упрощенно выглядит рабочий цикл теплового насоса.

Вырабатываемое ТН полезное тепло ($Q_{\text{п}}$) состоит из трех слагаемых:

$$Q_{\text{п}} = Q_{\text{пп}} + Q_{\text{кон}} + Q_{\text{ж}},$$

где $Q_{\text{пп}}$ – тепло перегретого пара хладона; $Q_{\text{кон}}$ – тепло конденсации насыщенного пара; $Q_{\text{ж}}$ – тепло жидкого хладона (рис. 4.24).

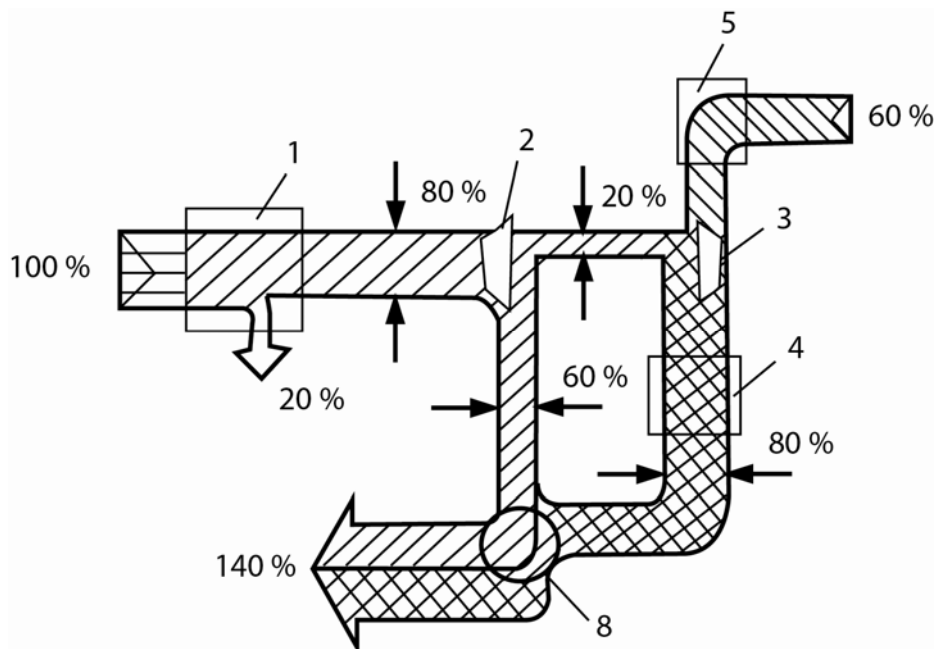


Рис. 4.24. Эксергетический баланс энергоснабжения с применением ТНУ в совокупности с ТЭЦ: 1 – котел; 2 – паровая турбина; 3 – компрессор; 4 – конденсатор; 5 – испаритель; 6 – насосы; 7 – теплопотребитель; 8 – подогреватель воды (конденсатор турбины) [50]

Этим ТН принципиально отличается от любых других источников энергии, у которых выделяемое тепло не превышает запасенную химическую, механическую или иную энергию.

Работа ТН характеризуется коэффициентом преобразования энергии – КПЭ (иногда называемым коэффициентом эффективности), под которым понимается отношение количества теплоты ($Q_{т.п.}$), отданной потребителю, к количеству потреблённой механической энергии (W), потраченной на передачу теплоты низкого потенциала к носителю более высокого потенциала:

$$\text{КПЭ} = \frac{Q_{т.п.}}{W} = \frac{1}{1 - \frac{T_{\min}}{T_{\max}}} . \quad (4.1)$$

Из (4.1) видно, что чем ближе температура низкопотенциального источника $T_{\min}$ к необходимой температуре теплоносителя (например, горячей воды в системе горячего водоснабжения) $T_{\max}$, тем больший эффект будет получен от применения ТН (рис. 4.25) [12].

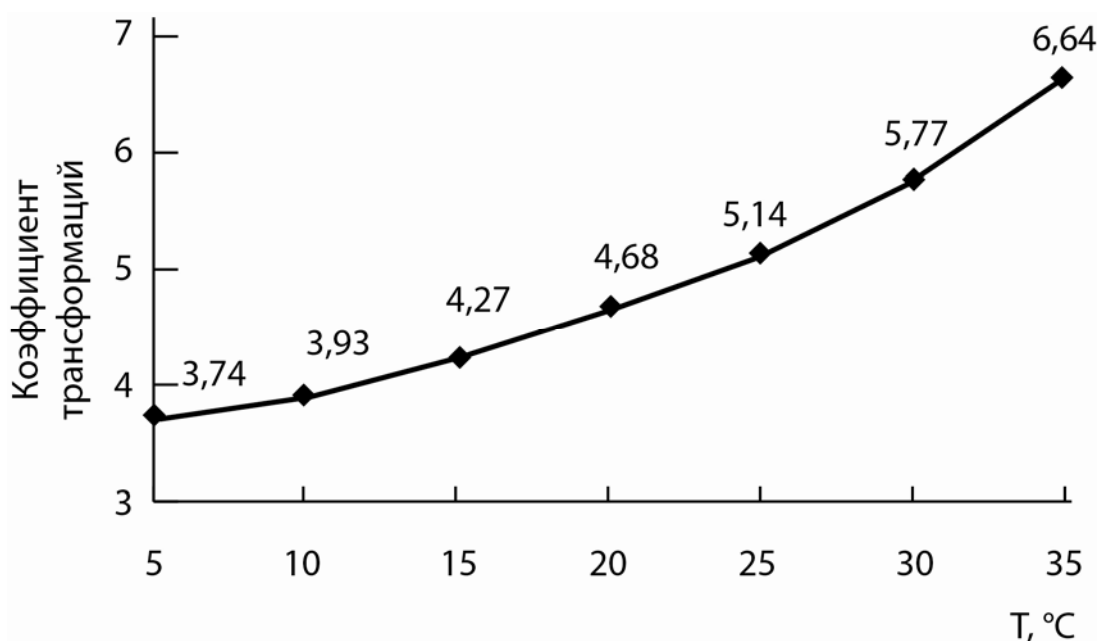


Рис. 4.25. Зависимость эффективности теплового насоса от температуры низкопотенциального источника

При $T_{\min} = 273 + 20 = 293$ К и $T_{\max} = 273 + 55 = 328$ К величина $\text{КПЭ} = 1/(1 - (293/328)) = 9,4$. Это означает, что на нагрев теплоносителя (например, воды) от 20 до 55 °C с помощью идеального ТН нужно затратить в 9,4 раза меньше энергии, чем при прямом нагреве воды электричеством. Реальные ТН обладают КПЭ, примерно равным 50–60 % от идеальных, предсказываемых обратным циклом Карно, т. е. около 4 и более.

Уже при температуре охлаждаемой воды 20–30 °С величина КПЭ находится в диапазоне 5,3–6,6, то есть для получения 1 Гкал тепловой энергии необходимо затратить примерно 150–200 кВт·ч электроэнергии. Еще более высокие значения КПЭ (до 8–9 и выше) можно получить при использовании в испарителе ТНУ воды с температурой ~ 50 °С.

При одинаковой производительности, например 1 Гкал/ч (1,16 МВт), удельная экономия топлива при использовании ТНС составит по сравнению: с электроотоплением – 0,277–0,335 т у.т.; с котельной на каменном угле (КПД 0,65) – 0,113–0,121 т у.т.; с котельной на природном газе (КПД 0,8) – 0,072–0,130 т у.т., где первое значение относится к использованию в ТНС низкопотенциального источника тепла с температурой 5 °С, второе – с температурой 40 °С.

При среднегодовом КПЭ 3–4 экономия топлива от применения ТН по сравнению с котельной составляет 30–40 % (в среднем 6–10 кг у.т/ГДж).

При изменении КПЭ от 2 до 5 экономия топлива возрастает от 3 до 30 кг у.т/ГДж при сопоставлении с котельными на органическом топливе и от 45 до 70 кг у.т/ГДж – по сравнению с электродотельными.

Таким образом, ТН в 1,2–2,5 раза выгоднее котельных. Стоимость тепла от ТН примерно в 1,5 раза ниже стоимости тепла от централизованного теплоснабжения и в 2–3 раза ниже угольных и мазутных котельных.

Если принять, что эффективность использования тепловых насосов в системе отопления составляет 45–60 %, а по выработке тепла для горячего водоснабжения и технологии ~ 80–90 %, то при мощности ТН 1 Гкал/ч годовая полезная выработка тепла для системы отопления составит 4000 Гкал/год. При существующих тарифах на тепловую и электрическую энергию срок окупаемости ТНУ составит ~ 2–2,5 года. Для ГВС годовая выработка тепла может достигать 8000–8300 Гкал/год, что снижает срок окупаемости до 1,5–2 лет.

По предварительным расчетам технически реализуемый потенциал низкопотенциального тепла ТЭЦ в системах централизованного теплоснабжения за счет применения ТН оценивается в размере не менее 70–80 млн Гкал в год. Это эквивалентно годовой экономии органического топлива в объеме 12–14 млн т у.т. Потребляемая мощность на привод компрессоров ТНУ составит 2,3–2,5 тыс. МВт при общей тепловой мощности ТН около 14 тыс. Гкал/ч [12].

Принцип работы ТН разработан ещё в начале XIX в., но только в 1928 г. одна из первых теплонасосных установок была смонтирована в жилом здании. В 1931 г. тепловой насос был установлен в Лос-Анджелесе в офисном здании, а в 1932 г. первый ТН начал эксплуатиро-

ваться в Японии. Первый ТН в Европе для отопления и охлаждения был установлен в 1938 г. в ратуше Цюриха. После нефтяного кризиса 70-х годов в странах, экономика которых сильно зависела от импорта энергетического сырья, из всех альтернативных энергоснабжающих систем только теплонасосная технология оказалась на тот момент достаточно развитой и экономически рентабельной. К 1980-м годам широкомасштабные государственные программы, поощряющие использование ТН, реализовывались в США, Японии, Швеции, Западной Германии, Франции, Австрии.

На сегодня определились две наиболее перспективные сферы применения тепловых насосов: 1) утилизация рассеянной в окружающей среде (в земле, воде и воздухе) тепловой энергии\$ 2) утилизация промышленных вторичных энергетических ресурсов и сбросового тепла общественных и жилых зданий.

Около 60–70 % ТН применяются для ГВС, а 30–40 % – для отопления. Эффективность применения ТН в системах отопления зданий в сравнении с другими отопительными системами показана на рис. 4.26 [22].

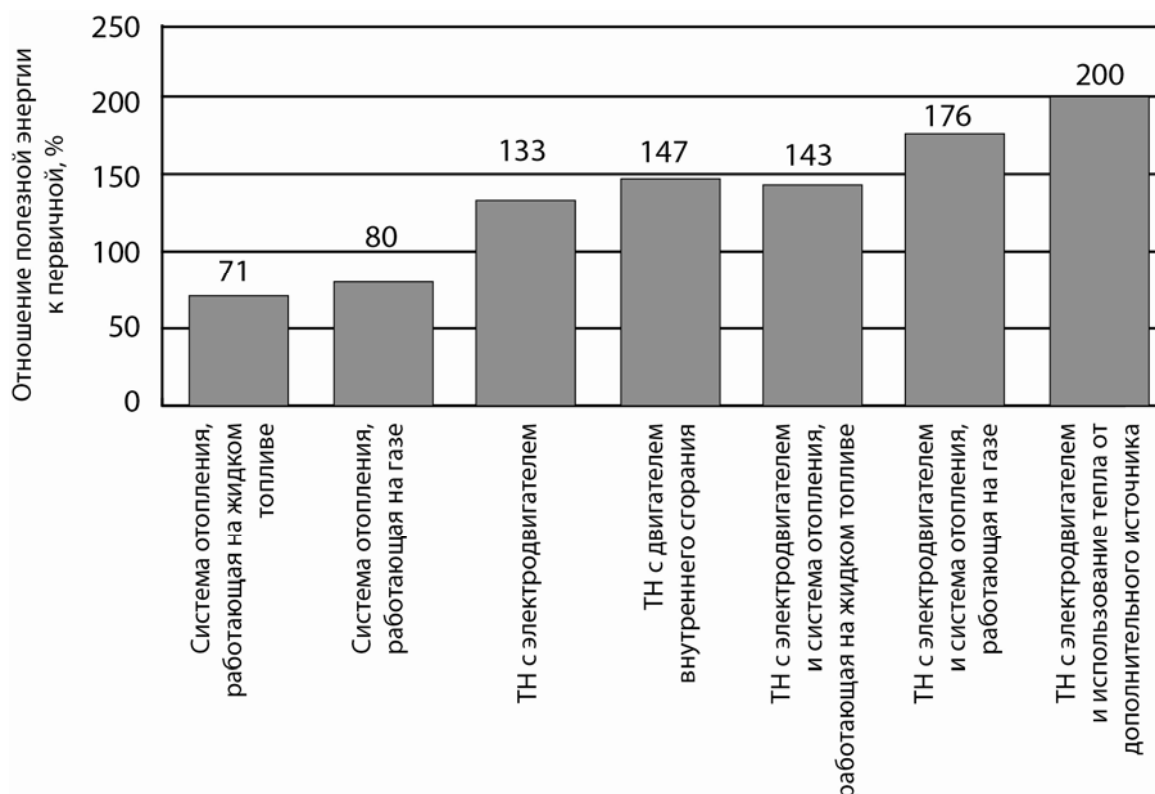


Рис. 4.26. Эффективность потребления первичной энергии при различных системах обогрева зданий

Использование теплоты наружного воздуха для отопления и ГВС с помощью ТН по схеме рис. 4.27, в весьма проблематично. Полезное

использование всего тепла, выработанного в ТН при работе его в системе отопления, невозможно вследствие высокой температуры обратной воды, поступающей в ТН из отопительных систем. Например, при температуре наружного воздуха $+17^{\circ}\text{C}$ отопительный режим по СНиП будет $70/56^{\circ}\text{C}$. Естественно, обратная сетевая вода с температурой 56°C не может охладить рабочее тело до 10°C . В итоге примерно 30–40 % всего тепла, выработанного ТН, будет необратимо теряться и, кроме того, будет негативно влиять на термодинамику цикла из-за дроссельного эффекта. При таком количестве необратимо теряемого тепла жидкого рабочего тела ТН не сможет работать с максимальной термодинамической и экономической эффективностью.

Теплонасосное отопление при абсолютно автономном режиме работы ТН в течение периода очень низких температур наружного воздуха с помощью стандартных ТН не осуществимо. При температуре прямой сетевой воды $+60^{\circ}\text{C}$ тепловой насос с радиаторно-конвекторной системой отопления может работать только в интервале температур наружного воздуха $+8\dots-7^{\circ}\text{C}$. При более низких температурах наружного воздуха полностью завершается период автономной работы ТН, так как далее потребуются прямая сетевая вода с более высокой температурой, чем может обеспечить ТН в режиме с положительной экономической эффективностью. Например, при температуре наружного воздуха -10°C смешанная сетевая вода должна иметь температуру $+64^{\circ}\text{C}$, а при $T_{\text{конд}} = 65^{\circ}\text{C}$ тепловой насос обеспечивает максимальную температуру прямой сетевой воды только $+60^{\circ}\text{C}$. Необходимо искать решения, позволяющие модернизировать ТН как термодинамически, так и конструктивно, чтобы он стал надежной системой в течение всего отопительного сезона даже в жестких климатических условиях.

Наиболее очевидным решением является применение при температурах наружного воздуха ниже -7°C смешанной системы отопления, состоящей из теплонасосного и традиционного отопления. При уменьшении температуры наружного воздуха ниже -7°C подключается параллельно или последовательно традиционная система отопления, которая нагревает прямую сетевую воду, полученную в ТН, до более высоких температур. Такая совместная работа двух самостоятельных систем, теплонасосной и традиционной от котельной или ТЭЦ, возможна только до температуры наружного воздуха -22°C , так как именно при этой температуре наружного воздуха температура обратной сетевой воды, выходящей из отопительных приборов и поступающей на нагрев в ТН, будет равна $+60^{\circ}\text{C}$, т. е. станет равной температуре прямой сетевой воды, выходящей из ТН. Продолжительность совместного периода работы двух самостоятельных отопительных систем, например в условиях Запад-

ной Сибири, может достигать 30 % продолжительности отопительного периода. После завершения этого периода ТН выключается, и в промежуток времени, когда температура наружного воздуха опускается ниже -22°C , работает только традиционная система отопления. Экономическая эффективность работы ТН в таком режиме сомнительна, т. к. при этом срок его окупаемости составляет более 30 лет, что превышает максимальный рабочий ресурс. Но даже в регионах с теплым климатом наружный воздух по своему тепловому потенциалу не полностью соответствует предъявляемым требованиям как источник первичной энергии для круглогодичного теплоснабжения от ТН.

Наиболее привлекательны ТН, извлекающие тепло из почвы или грунтовых вод (последние используются значительно реже), а также из воды морей и других крупных водоёмов (рис. 4.27, *а, б*).

Утилизация низкопотенциального тепла воды по теплонасосной схеме простая – морскую или проточную воду с температурой от $+5$ до $+40^{\circ}\text{C}$ с помощью ТН нагревают до температуры, требующейся для воды систем отопления или горячего водоснабжения. Наиболее часто используют воду артезианских скважины, градирен, водоемы. Поверхностные воды океанов, морей, рек и озер обладают большим потенциалом тепловой энергии, накопленной при поглощении солнечной радиации. Температура их колеблется в течение года от $20\text{--}30^{\circ}\text{C}$ до $2\text{--}7^{\circ}\text{C}$. Вода из водоема с помощью насоса подается в теплообменник испарителя теплового насоса, где отдает тепло и возвращается в водоем с помощью сбросного насоса. При этом обратная вода системы отопления нагревается в конденсаторе теплового насоса и направляется в нагревательные приборы. Регулирование производительности системы отопления осуществляется изменением расхода теплоносителя и хладагента, а также изменением числа работающих ступеней компрессора теплового насоса.

Показателен в этом аспекте пример Швеции, где непосредственно из Балтийского моря берут воду с температурой $+4^{\circ}\text{C}$ и нагревают ее с помощью теплонасосных установок до 75°C для отопления домов. Это оказывается выгодней, чем использовать для отопления мазут или газ. Ещё в 90-е годы там начата эксплуатация ТН мощностью 320 МВт (тепл.). Себестоимость тепла оказалась на 20 % ниже, чем от газовой котельной даже без учёта экологического налога на её выбросы в атмосферу [50].

Ещё более благоприятная ситуация складывается с использованием тепла земных недр для целей отопления и ГВС, поскольку на значительной части земной суши на небольших глубинах (50–300 м) залегают геотермальные воды с температурой $30\text{--}40^{\circ}\text{C}$. Для отопления и горячего водоснабжения такая вода нагревается до $55\text{--}60^{\circ}\text{C}$ с помощью ТН.

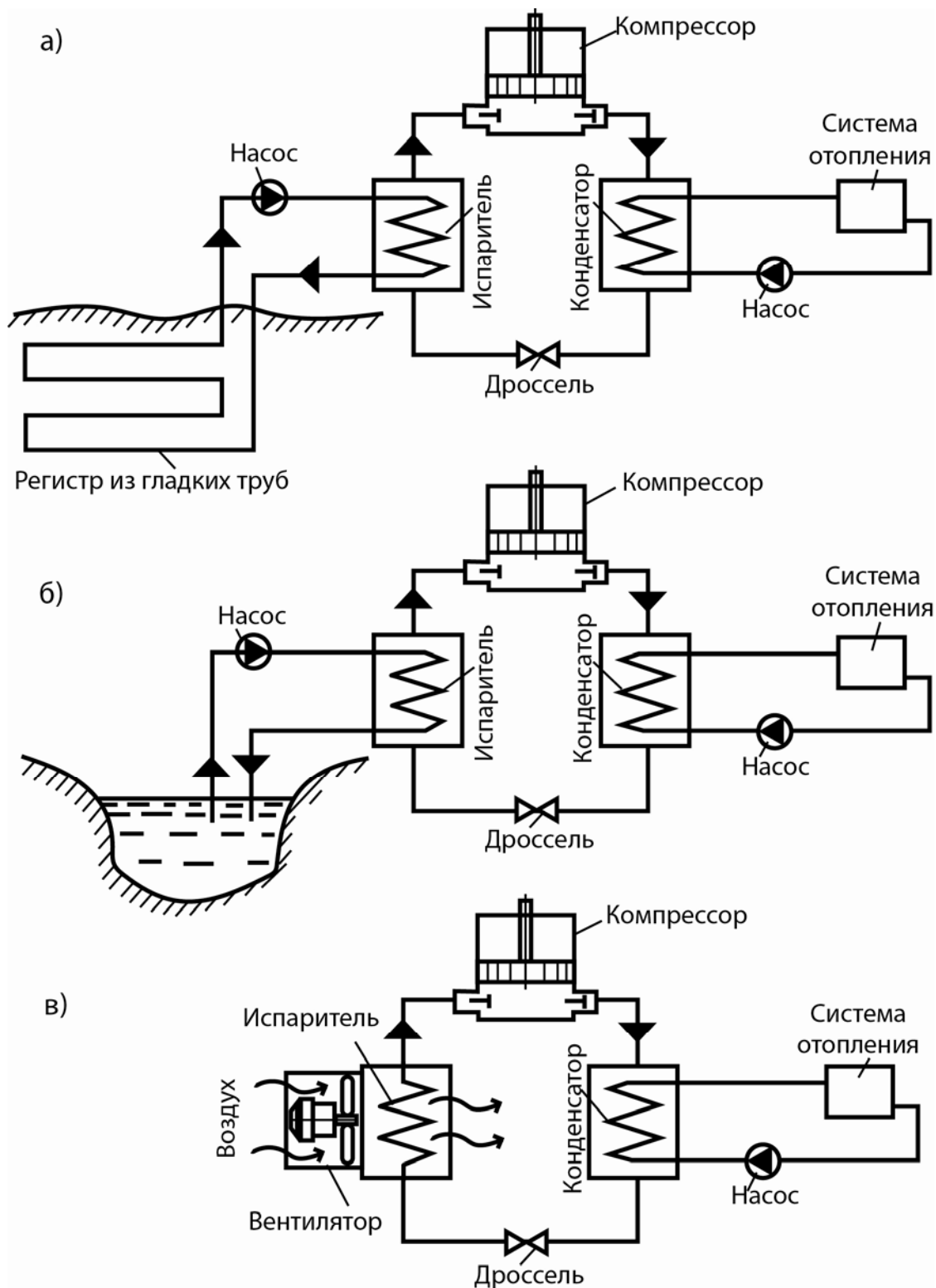


Рис. 4.27. Схемы отопления, утилизирующие с помощью тепловых насосов теплоту грунта (а), поверхностных вод (б), атмосферного воздуха (в)

Эта технология сделала доступным для теплоснабжения и низкопотенциальное тепло земли и грунтовых вод с круглогодичной темпера-

турой всего + (5 °C –10 °C) на глубине более 2 м. Суть приповерхностных (малоглубинных) геотермальных систем с теплообменом в скважинах или каналах заключается в создании подземного теплообменника с замкнутым или открытым контуром и присоединенного к тепловому насосу, установленному внутри отапливаемого (или охлаждаемого) помещения.

Применение ТН в отоплении даёт возможность получать 3–8 кВт тепловой энергии, затрачивая при этом 1 кВт электрической энергии. Это означает, что производство тепла с помощью ТН даёт крупный энергосберегающий эффект, который составляет 20–70 % в зависимости от типа ТН и замещаемого теплоисточника. При этом экономические показатели удаётся существенно улучшить при использовании теплоизолированных скважин (термоскважин) – на 50 % увеличивается коэффициент использования тепла, на 8–10 % – температура извлекаемой воды.

Особая привлекательность таких систем для обогрева жилых домов, супермаркетов, образовательных и развлекательных учреждений и других объектов обусловлена высокой надёжностью, возможностью сократить или полностью отказаться от тепловых сетей, высокой эффективностью за счёт применения принудительной конвекции воздуха. Такая система отопления обладает малой инерционностью, что значительно сокращает суммарные тепловые потери здания и может объединять в себе функции отопления, вентиляции и кондиционирования.

Разработаны и апробированы различные способы передачи тепла от ТН воздуху жилых и офисных помещений. Оптимальной признана система подогрева пола с помощью пластмассовых труб, запитываемых теплой водой от ТН. При этом среднегодовой показатель эффективности ТН составляет 3,5–4,5.

Использование приповерхностной низкотемпературной геотермальной энергии можно рассматривать как реальную революцию в системе теплоснабжения. На сегодня она используется в 58 странах и обеспечивает суммарную экономию 9 млн т н.э./год. В США ежегодно вводят в строй 50–80 тыс. систем геотермального теплоснабжения, планируется довести их ежегодное производство до 400 тысяч. Успешно внедряют эту технологию также в Исландии, Швеции, Швейцарии, Канаде, Австрии, Финляндии, Германии. Намечившаяся в мировом теплоснабжении тенденция такова, что в ближайшие 25–30 лет произойдет кардинальный переход к использованию природного низкопотенциального тепла. Согласно прогнозу МЭА, уже к 2020 г. 75 % коммунального теплоснабжения развитых стран будет осуществляться с использованием тепловых насосов. Следует учитывать, что применение ТН не только экономит невозоб-

новляемое минеральное топливо, но и минимизирует негативное воздействие энергетики на окружающую среду.

К сожалению, масштабы применения ТН в нашей стране совершенно незначительные. Лишь в последние годы у нас стали проявлять интерес к этой технологии. Есть несколько причин, сдерживающих широкое использование в России ТН-технологии и, соответственно, утилизацию низкопотенциальной теплоты:

- в большинстве существующих зданий смонтирована теплосъёмная аппаратура, рассчитанная на высокую температуру теплоносителя (95 °С и выше). Замена её на аппаратуру, рассчитанную на 55–60 °С, потребует больших затрат;
- глубина промерзания грунта на большей части территории России достигает 2 м, что требует прокладки коммуникаций для отбора тепла земли на большой глубине и повышает стоимость проекта;
- сезонный характер отопительных систем также удорожает проект;
- сравнительно низкие цены на органическое топливо не стимулируют использование НВИЭ, в том числе низкопотенциального тепла окружающей среды;
- отсутствует нормативно-правовая база, стимулирующая применение ТН;
- недостаточный опыт производства и применения ТН.

4.6.4. Солнечная энергия

Наибольшим энергетическим потенциалом на Земле обладает солнечная энергия. Солнце даёт нашей планете в 15 тыс. раз больше энергии, чем каждый год потребляется человечеством. Основные достоинства солнечной энергии – общедоступность и неисчерпаемость, а также безопасность гелиоэнергетических установок для окружающей среды (без учёта ущербов окружающей среде на стадии производства этих установок). На сегодня разработаны и используются (в разных масштабах) около 10 способов преобразования солнечной радиации в электричество и теплоту.

Для обогрева помещений и ГВС применяют два основных способа утилизации солнечной энергии:

1) нагрев поверхности сосуда с водой, поглощающей солнечные лучи (с их фокусированием или без фокусирования), с последующим использованием воды для отопления или ГВС. Такую схему называют *активной солнечной системой теплоснабжения*;

2) освещение и обогрев помещений через световые проёмы или только обогрев с помощью дополнительного слоя остекления наружной стены здания, позволяющего улавливать и аккумулировать тепло сол-

нечной радиации (т. н. стена Тромба); применительно к обогреву, использующему естественную циркуляцию нагретого воздуха, систему называют *пассивной солнечной системой теплоснабжения*.

Разрабатываются и применяются (пока в ограниченных масштабах) другие схемы использования солнечной энергии, обеспечивающие экономию невозобновляемых энергоресурсов:

1) освещение солнечным светом помещений, не имеющих окон (подземные гаражи, станции метро, промышленные здания, склады), с помощью полых световодов;

2) использование солнечных коллекторов для приготовления пищи. Эти системы, названные «солнечными кухнями», особенно перспективны в южных развивающихся странах (и в некоторых регионах России), где для приготовления пищи средняя семья сжигает ежегодно несколько тонн дров;

3) использование солнечной энергии в химическом производстве – производство чистых металлов при высоких температурах в фокусе концентратора солнечных лучей, получение водорода термолизом воды при температуре выше 2000 °С, достигаемой фокусировкой солнечных лучей.

Для солнечной термальной энергетики проблема суточного, сезонного и погодного непостоянства мощности светового потока, поступающего на поверхность Земли, не столь актуальна, т. к. сравнительно просто решается применением накопителей тепловой энергии и тепловых насосов. Для нее более насущными являются проблемы повышения эффективности преобразования солнечной энергии в тепловую в коллекторах и передачи ее потребителям. Полные затраты на строительство таких солнечных теплоэнергетических установок, отнесенные к 1 м² площади коллектора, на сегодня составляют около 400 евро (из расчета, что среднесуточная тепловая продуктивность 1 м² гелиополя равна 1,75 кВт). Разработаны и нашли применение различные типы установок нагрева воды солнечным излучением с учётом особенностей потребителя, природно-климатических условий и др. [3, 9, 66]. Солнечный плоский коллектор площадью 1 м² позволяет за 1 год экономить: электроэнергии – 1070–1426 кВт·ч, условного топлива – 0,14–0,19 т, древесины – 0,9–1,26 т (в зависимости от географо-климатических условий) [1].

При достигнутом на сегодня КПД нужно иметь на крыше коттеджа всего 6–9 м² солнечных коллекторов, чтобы во многих регионах России обеспечивать потребности средней семьи из четырех человек в горячей воде и тепле. Но масштабы применения солнечных коллекторов в нашей стране пока незначительны (около 150 тыс. м²). В климатических условиях нашей страны солнечные водонагревательные установки це-

лесообразно применять для ГВС. Годовая удельная теплопроизводительность при этом достигает 500–750 кВт·ч на 1 м² солнечного коллектора. Для отопления в преобладающем большинстве регионов России они в целом не эффективны вследствие малой теплопроизводительности.

Экономию топлива, расходуемого в огромных объемах в нашей стране на отопление, можно обеспечить масштабным использованием при строительстве зданий пассивных солнечных систем теплоснабжения. В них предусмотрена естественная циркуляция нагретого воздуха, а требуемые параметры воздуха в помещении обеспечиваются без дополнительных энергозатрат за счет следующих приёмов:

- использование гелиоактивных наружных ограждений;
- применение эффективной тепловой изоляции;
- выбор конструкционных материалов здания с соответствующими теплохладоаккумулирующими свойствами;
- использование в системе дополнительных теплохладоаккумуляторов с соответствующими характеристиками;
- оснащение помещений специальными элементами (шторами, жалюзи, клапанами), позволяющими гибко регулировать температуру воздуха в помещении. Это направление экономии энергоресурсов в нашей стране (в отличие от ряда развитых зарубежных стран) еще не получило достаточного развития из-за отсутствия реальной государственной поддержки, слабой методической и экспериментальной базы проектирования, а также недостаточных масштабов экспериментального строительства в различных климатических зонах.

Для того чтобы нивелировать несовпадение графиков поступления солнечной энергии и теплопотребления и обеспечить бесперебойное теплоснабжение в схему солнечной отопительной установки вводят аккумулятор тепловой энергии и ТН. Схема такой системы показана на рис. 4.28 [23].

Охлажденная вода первого контура насосом 2 подается в коллектор солнечной энергии 3, где нагревается и направляется в теплообменник 4 водяного бака-аккумулятора 5, в котором охлаждается и вновь возвращается в коллектор солнечной энергии.

При работе системы в *режиме отопления* вода после радиаторов циркуляционным насосом 7 прокачивается через теплоприемник 8, установленный в баке-аккумуляторе, где нагревается, и затем идет в радиаторы 9 системы отопления. В пасмурные дни и ночное время вода после радиаторов циркуляционным насосом 7 прокачивается через промежуточный бак 11, где нагревается, а затем возвращается в радиаторы 9 системы отопления. Переключение движения воды производится за-

The diagram illustrates a solar-driven two-phase flow loop. A solar collector (1) is connected to a pump (2) and a network of tubes (4, 5, 6, 8, 15) with heat exchangers (TH, 12, 18) and valves (13). A reservoir (10) and a second pump (14) are also shown.

При работе системы в *режиме ГВС* вода из водопровода или насосом *14* подается в теплоприемник *15*, где нагревается, и идет в кран *16* на горячее водоснабжение. В случае недостатка солнечной энергии включается тепловой насос *18*, который нагревает воду в теплообменнике *17* за счет энергии воды бака-аккумулятора. В этом случае вода из водопровода проходит через теплообменник *17*, нагревается и идет в кран *16* горячей воды.

Для поддержания приемлемого теплового режима работы системы отопления и ГВС можно использовать электрические ТН 12 и 18, включаемые в сеть при понижении температуры в баке-аккумуляторе 5 ниже предельной и использующие бак-аккумулятор как источник низкопотенциальной энергии. При сильном похолодании или прекращения поступления достаточного количества солнечной энергии для нагрева воды в схему включают дополнительный газовый или электрический источник энергии, который подогревает воду до температуры, необходимой потребителям.

При воздушном солнечном отоплении здания или сооружения холодный воздух забирается из окружающей среды и вентилятором подается в солнечный коллектор, где он нагревается и через блок управления вводится либо в помещения, либо в тепловой аккумулятор, расположенный, как правило, под зданием. Когда солнечный коллектор не работает, предусмотрена возможность рециркуляции охлажденного комнатного воздуха через тепловой аккумулятор (см. 3.6.6).

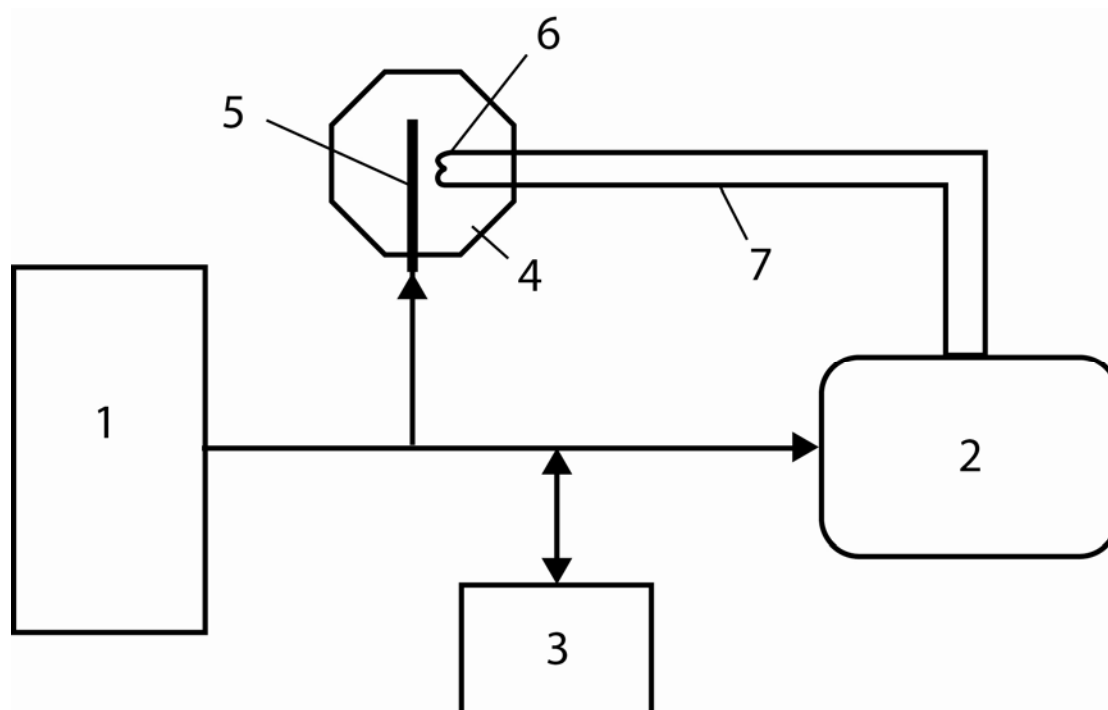
4.6.5. Ветровая энергия

Потребность в тепле потребителей, снабжаемых электроэнергией от автономных (внесистемных) ветроэнергетических установок (ВЭУ), может удовлетворяться (хотя бы частично), если использовать для этого избыток вырабатываемой ВЭУ энергии. Такая ситуация может складываться при большой интенсивности ветра в часы минимальных потребностей со стороны потребителей электроэнергии, когда аккумуляторная батарея полностью заряжена; альтернативный вариант – сброс избыточной энергии на балластное сопротивление значительно сокращает эффективность работы ВЭУ. Для этого ветроэлектростанция дооснащается тепловым аккумулятором (ТА), имеющим электронагреватель для преобразования избыточной электроэнергии в тепло (рис. 4.29). Целесообразно ТА размещать непосредственно у потребителя, сводя к минимуму потери тепловой энергии при ее передаче.

В регионах с холодным климатом использование автономных энергоустановок на нестабильных во времени НВИЭ целесообразно для производства не электрической энергии промышленного качества, а постоянного или переменного тока с невысокими показателями качества для последующего преобразования его в тепло для обогрева жилых и служебных помещений и горячего водоснабжения. Эта схема имеет ряд преимуществ:

- система отопления является основным энергопотребителем любого дома на большей части территории России;

- схема ВЭУ и управляющей автоматики кардинально упрощается;
- в качестве аккумулятора энергии можно использовать обычный бойлер с водой для отопления и горячего водоснабжения;
- теплоснабжение не предъявляет жестких требований к качеству и бесперебойности: комфортная температура воздуха в помещении лежит в широких пределах $19\text{--}25\text{ }^{\circ}\text{C}$, а в бойлерах горячего водоснабжения она может изменяться без ущерба для потребителей в пределах $40\text{--}97\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- эффективность такой системы теплоснабжения может быть повышена дооснащением её теплонасосной системой утилизации рассеянного тепла.



*Рис. 4.29. Схема автономной ВЭУ с аккумулятором тепла:
1 – ВЭУ; 2 – потребитель; 3 – аккумуляторная батарея; 4 – тепловой аккумулятор; 5 – электронагреватель; 6 – теплообменник;
7 – трубопроводы системы теплоснабжения*

4.6.6. Тепловые аккумуляторы для систем с нестабильным производством энергии

Широкий спектр областей применения аккумуляторов тепла обусловил большое многообразие видов и конструкций тепловых аккумуляторов с разными теплоаккумулирующими материалами (ТАМ):

- аккумуляторы с твердыми ТАМ;
- аккумуляторы с плавящимися ТАМ;

- жидкостные аккумуляторы;
- паровые аккумуляторы;
- термохимические аккумуляторы;
- аккумуляторы с электронагревательным элементом.

Используются тепловые аккумуляторы с неподвижной или подвижной матрицами. В первом случае обеспечивается простота конструкции, но требуется большая масса ТАМ [12].

Подобно аккумуляторам электрической энергии, ТА работают в режиме «заряд–разряд». В зависимости от длительности цикла ТА делятся: на часовые, суточные и сезонные, а от рабочих температур: для систем воздушного отопления (30 °С), горячего водоснабжения (45–60 °С), водяного отопления (до 90 °С). В качестве ТАМ используют воду, водные растворы солей, теплоаккумулирующие материалы на фазовых переходах, твердотельные. Предпочтительны твердофазные аккумуляторы тепла, в которых в качестве ТАМ используются природные минералы, допускающие десятки тысяч циклов нагрева до нескольких сотен градусов без изменения механических и прочностных свойств. Удельная теплоемкость этих материалов примерно в 2 раза ниже, чем у воды, но допустимость их нагрева до 500–600 °С обеспечивает возможность создания достаточно компактных конструкций.

Основными характеристиками аккумулятора являются *энергоемкость* и *продолжительность нагрева* или *охлаждения* ТАМ.

Энергоемкость аккумулятора – это количество теплоты $Q_{ак}$, Дж, которое поглощает ТАМ массой $M_{ак}$, кг, теплоемкостью $c_{ак}$, Дж/(кг·К), при его нагреве от $T_{1ак}$ до $T_{2ак}$, °С:

$$Q_{ак} = M_{ак} c_{ак} (T_{1ак} - T_{2ак}).$$

Отношение энергоемкости аккумулятора $Q_{ак}$ к объему ТАМ $V_{ак}$, м³, называется удельной энергоемкостью:

$$q_v = Q_{ак} / V_{ак}, \text{ Дж/м}^3.$$

Продолжительность зарядки $\tau_{зар}$, с, зависит от конструкции аккумулятора, вида и массы ТАМ, а также тепловой производительности Q_T солнечного коллектора:

$$\tau_{зар} = Q_T \eta_{ксэ} \eta_{ак} \eta_{тр},$$

где $\eta_{ксэ}$, $\eta_{ак}$, $\eta_{тр}$ – КПД, характеризующие тепловые потери в коллекторе солнечной энергии, аккумуляторе и соединяющих их трубопроводах, соответственно.

Для ТА воздушного отопления приемлем практически любой твердый наполнитель с высокой удельной теплоемкостью (каменная галька, керамические сосуды, металлические листы). По конструкции и принципу действия ТА для гелиосистем могут быть с твердой насадкой,

с жидкостным ТАМ и легкоплавким ТАМ. Движение теплоносителей осуществляется принудительно (с использованием насосов) или за счет естественной циркуляции (с использованием термосифонов). Выделяют 3 режима работы ТА [23]:

- теплота накапливается за счет теплопередачи через разделительную (металлическую) стенку и нагрева жидкого ТАМ без изменения его агрегатного состояния (*рекуперативные ТА*);
- теплота накапливается и расходуется путем попеременного нагрева и охлаждения твердого ТАМ (*регенеративные ТА*);
- подводимая теплота расходуется на плавление твердого ТАМ.

Во время зарядки ТА через насадку продувается воздух, нагревающийся от источника энергии (например, от коллектора солнечной энергии). После нагрева насадки до температуры, близкой к температуре горячего воздуха, его подача в аккумулятор прекращается, а теплота хранится в насадке. Для передачи аккумулированной теплоты потребителю через насадку пропускается холодный воздух из системы воздушного отопления, подводимый к аккумулятору по воздухопроводу. Воздух нагревается, насадка охлаждается, после чего цикл «заряд–разряд» повторяется.

Вопросы и задания

1. Приоритетные направления развития теплоэнергетики, утверждённые документом «Энергетическая стратегия России на период до 2030 г.».
2. Основные механизмы переноса тепловой энергии и характер их зависимости от основных влияющих факторов.
3. Назовите основные типы теплообменных аппаратов (по принципу их действия).
4. Что такое тепловая труба? Принцип работы и сферы применения.
5. Принципы различных способов сжигания угля.
6. Сжигание жидкого и газообразного топлива: принципы, горелочное оборудование.
7. Типы котлов и основные приёмы, используемые для улучшения их характеристик (надёжность и безопасность эксплуатации, эффективность преобразования топлива в теплоту, снижение удельной массы, а для производственных и энергетических котлов – паропроизводительность, давление и температура пара).
8. Назовите 3 основных типа котельных установок (по назначению) и кратко охарактеризуйте их.

9. Основные схемы теплоснабжения микрорайонов и зданий: особенности, области использования.
10. Технические/технологические мероприятия по повышению эффективности работы котельных установок.
11. Организационные мероприятия по повышению эффективности работы котельных установок.
12. Получение теплоты из биомассы.
13. Теплоснабжение за счёт геотермальной энергии.
14. Теплоснабжение за счёт утилизации рассеянного тепла окружающей среды.
15. Принцип работы и сферы применения тепловых насосов.
16. Факторы, сдерживающие расширение масштабов применения тепловых насосов.
17. Способы утилизации солнечной энергии для целей отопления и горячего водоснабжения. Регионы России, наиболее подходящие для развития солнечной теплоэнергетики.
18. Ограничения на энергетическое использование солнечного излучения.
19. Теплоснабжение от ветроэнергетических установок.
20. Тепловые аккумуляторы: принцип действия, назначение, сферы применения.

ГЛАВА 5

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТРАНСПОРТА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

В аспекте энергетической эффективности транспортировка и распределение тепловой энергии являются наиболее проблемными звеньями во всей технологической цепочке – от добычи энергоресурсов до потребления энергии, поскольку затраты на транспорт тепла составляют более 40 % стоимости тепловой энергии, а потери тепла в трубопроводах могут даже превосходить эту цифру. Транспортируют тепловую энергию практически в каждой отрасли промышленности, но в наибольших масштабах – в системах теплофикации и горячего водоснабжения [58, 72].

Суммарная протяженность тепловых сетей в России (табл. 5.1) к 2005 г. превысила 280 тыс. км. (это при том, что протяженность трубы от теплоисточника до потребителя, как правило, не превосходит 5–7 км). В 2012 г. насчитывалось около 37 тыс. км магистральных подземных теплопроводов с трубами диаметром 650–1450 мм, протяженность всех остальных теплосетей с меньшим рабочим диаметром превысила 246 тыс. км.

Таблица 5.1

Структура и протяженность тепловых сетей России в 2000 г., тыс. км

Источник тепла	Магистральные	Распределительные	Квартальные	Всего
ТЭС	25	12	56	93
Котельные:				
> 100 ГДж/с	5	5	30	40
< 100 ГДж/с	–	18	106	124
Итого	30	35	192	257

ЭС–2030 предусматривает снижение потерь в тепловых сетях не менее, чем в 1,5 раза. Это позволит сократить затраты и обеспечить рост потребления тепла примерно на 1/3 при увеличении его производства лишь на 1/5. Здесь речь идет о сокращении потерь как непосредственно в трубопроводах (теплотрассах), так и в тепловых пунктах.

Повысить энергоэффективность систем теплоснабжения можно и за счет сокращения энергозатрат на прокачку теплоносителя.

5.1. Потери тепла при транспортировке и возможности их уменьшения

Состояние российской сети централизованного теплоснабжения (СЦТ) характеризуется следующими цифрами:

- 70 % трубопроводов «по старинке» изолированы минеральной ватой и проложены в железобетонных каналах;
- 60 % трубопроводов нуждаются в замене;
- потери тепла – от 20 до 60 % (65–68 млн т у.т. в год);
- утечки теплоносителя – 15–20 %;
- количество поломок на 100 км – около 200 в год, чтократно больше, чем в Европе.

Технический потенциал энергосбережения в системах транспорта и распределения тепловой энергии оценивается в [28] величиной около 9 %, его экономически привлекательная для реализации часть – в 98 %, а финансово привлекательная часть – в 92 %. К сожалению, теплоснабжающие организации не смогут сегодня самостоятельно осуществить необходимое техническое перевооружение СЦТ. Основных причин три: 1) огромные масштабы предстоящих работ, 2) поступление средств ограничено регулированием тарифов на тепло, ориентированных на низкую платежеспособность большинства потребителей, 3) темпы роста цен на энергоносители, оборудование, теплоизоляционные материалы превышают допустимые темпы роста тарифов на тепло.

Обобщение опыта решения проблемы сокращения потерь тепла на теплотрассах позволяет выделить несколько перспективных направлений.

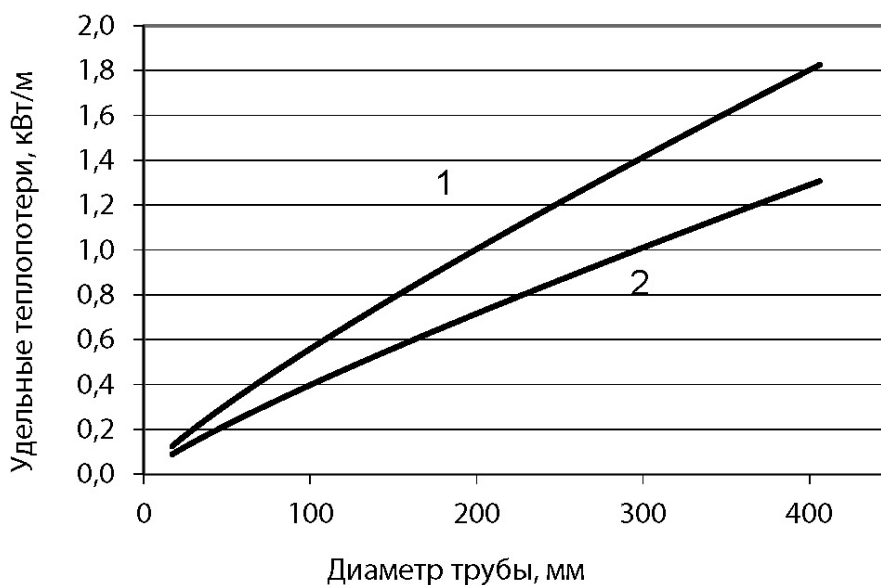
1. Наиболее радикальным способом является уменьшение расстояния от источников тепла до потребителей за счет увеличения доли малой энергетики (малые ГТУ-ТЭЦ, мини-ТЭЦ, автоматизированные контейнерные (блочные) котельные установки, крышные котельные и т. п.). Его реализация требует экономически обоснованного выбора централизованной или децентрализованной системы теплоснабжения. Выбор зависит, прежде всего, от тепловой мощности потребителя и от характеристик системы централизованного теплоснабжения.

2. Качественная тепловая изоляция и защитный покров. Например, применение на тепломагистралях современной долговечной и надежной изоляции – пенополиуретановых скорлуп, которые обеспечивают:

- сокращение трудозатрат на монтаж в 4–5 раз,
- снижение теплопотерь на 70–80 % и расхода материалов,
- возможность монтажа в любое время года,

- увеличение срока службы,
- уменьшение наружной коррозии труб, улучшение эстетического вида объекта.

Эксплуатация 1 м неизолированной трубы теплосети диаметром 217 мм при средней разности температур трубы и воздуха 50 °С и длительности отопительного сезона 226 суток сопровождается потерями тепла в объеме около 2 Гкал. (Для сравнения, за сезон для отопления квартиры общей площадью 50 м² требуется 12–14 Гкал.). На рис. 5.1 приведены данные об удельных тепловых потерях (при естественной конвекции) неизолированных стальных труб воздушной прокладки при температурах теплоносителя 130 и 90 °С и средней температуре воздуха за отопительный период – 6,8 °С. О масштабе теплотерь говорят такие цифры: например, при диаметре трубы в 300 мм и температуре теплоносителя 130 °С на 1 км трубопровода теряется 1,5 МВт тепловой мощности.



*Рис. 5.1. Удельные тепловые потери от неизолированного трубопровода:
1 – температура теплоносителя 130 °С;
2 – температура теплоносителя 95 °С*

Приведенная ниже фотография (рис. 5.2) отражает качество теплоизоляции и показывает знакомый многим вид теплотрассы в городском микрорайоне зимой.

3. Применение полимерных труб, имеющих ряд преимуществ в сравнении со стальными и чугунными:

- срок службы в холодном водоснабжении 50 лет, в горячем – 30 лет (у стальных – 7–15 лет, у чугунных – 15–20 лет);
- трудоемкость монтажа в 2–3 раза меньше, чем металлических;

- имеют малое гидравлическое сопротивление;
- не требуют ухода, сохраняя при этом необходимую чистоту внутренней поверхности.



Рис. 5.2. Качество теплоизоляции

4. Оснащение теплопроводов определителями течи, что позволяет точно установить место повреждения и быстро устранить неисправность.

5. Оптимизация тепловых и гидравлических режимов теплоснабжения (например, перераспределение тепловых нагрузок за счет закольцовывания тепловых сетей).

6. Наружная прокладка сетевых трубопроводов, в том числе в черте населенных пунктов.

7. Повышение качества воды для систем теплоснабжения.

8. Обеспечение соответствия температуры сетевой воды нормативным показателям. Переход на режим работы тепловых сетей по сниженному относительно проектного графику ($95-70\text{ }^{\circ}\text{C}$) требует роста циркуляции сетевой воды, что приводит к перерасходу электроэнергии на транспортировку теплоносителя, нарушению гидравлического режима работы тепловой сети и, самое главное, к снижению качества теплоснабжения в результате недоотпуска тепла потребителям. Несмотря на наблюдающееся при этом некоторое снижение тепловых потерь в сетях (рис. 5.3), в целом коэффициент полезного использования тепла снижается на величину, зависящую от вида используемого топлива [56].

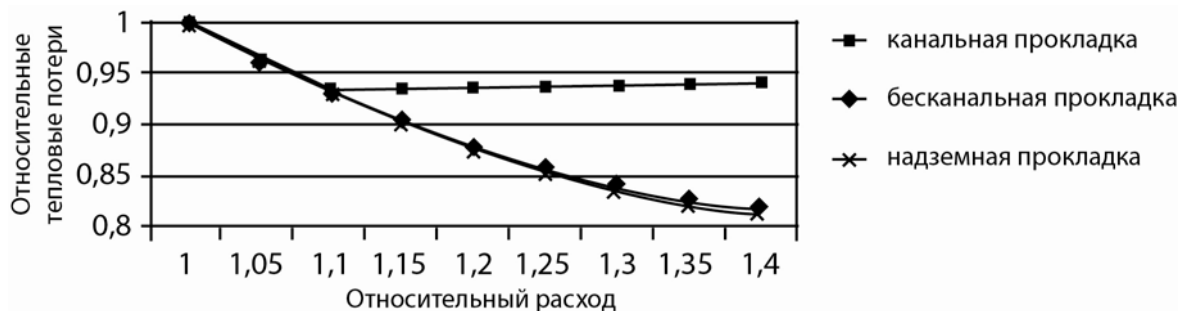


Рис. 5.3. Зависимость относительных тепловых потерь трубопроводами тепловых сетей при нерасчетном режиме эксплуатации от способа их прокладки

9. Использование смесительных установок с датчиками температуры и расхода вместо элеваторных узлов.

10. Использование на тепловых пунктах современных теплообменников.

11. Установка приборов расхода воды и учета тепла.

12. Тепловизионное обследование тепловых сетей и составление карт тепловых потерь.

13. Предотвращение подтопления теплотрасс из-за неудовлетворительной работы попутных дренажных систем.

Этот перечень видоизменяется и конкретизируется с учетом особенностей потребителя.

Уровень теплопотерь в существенной мере определяется не только качеством теплоизоляции, но и способом прокладки теплопровода. Теплопроводы размещают под, на или над землей. Под землей их располагают в каналах (проходных, полупроходных или непроходных) или непосредственно в грунте. Из них наиболее дорогие и сложные – теплопроводы в *проходных каналах* – коллекторах (их высота $\approx 2,5$ м). Они сооружаются для комплексного использования – для прокладки не только труб теплоснабжения, но и электрических кабелей, водопровода, газопровода, телефонных кабелей, электропроводки низкого напряжения для освещения. Такое комплексное использование компенсирует большие затраты на их сооружение.

Полупроходные каналы сооружаются для прокладки небольшого числа труб (2–4) и трубопроводов большого диаметра (800–1400 мм) в местах, где недопустимо вскрытие грунта.

Непроходные каналы изготавливаются из унифицированных железобетонных элементов в виде корытообразных лотков с перекрытием из сборных железобетонных плит.

Прокладка труб в грунте проще и дешевле, но она приемлема, если обеспечен очень большой срок службы труб без ремонта, поскольку

Есть перспективы и у асбоцементных труб и муфт, которые по ряду показателей превосходят стальные [56]:

- более низкой ценой (дешевле металлических в 1,8–2 раза);
- устойчивостью к коррозии и воздействию горячей воды (до +130 °С);
- малым коэффициентом теплового линейного расширения трубы (не более 2,15 мм на 1 погонный метр), которое компенсируется в стыках между трубами за счет монтажного зазора в 10–15 мм. Это позволяет прокладывать теплотрассы прямолинейными без П-образных компенсаторов и углов поворота;
- коэффициент теплопроводности при температуре до 150 °С равен примерно 0,2 Вт/(м·К) против 58 Вт/(м·К) для стальных труб. Это позволяет сократить затраты на теплоизоляцию;
- отпадает потребность в защите от воздействия блуждающих токов и грунтовых вод;
- сокращаются затраты на строительно-монтажные работы примерно на 60 %, продолжительность строительства – на 30 %, трудоемкость – на 35–40 %, потребность в строительной технике – на 50–55 %.

Экономичность прокладки асбоцементных теплотрасс возрастает при увеличении диаметра труб.

В случаях, приемлемых по эстетическим и технико-экономическим критериям (в пригородах, на заводских территориях), применяют *воздушную прокладку теплопроводов*, теплоизолированных и защищенных от атмосферных воздействий.

Потери тепловой энергии **в центральных тепловых пунктах** обусловлены [9]:

- нарушением теплоизоляции;
- утечками теплоносителя;
- плохой регулировкой оборудования теплового пункта;
- несогласованным режимом работы насосов;
- отложениями в теплообменниках, приводящими к увеличению их гидравлического сопротивления и ухудшению процессов теплообмена.

5.2. Сокращение энергозатрат на прокачку теплоносителя

При движении жидкого и газообразного теплоносителя по трубопроводам мощность, затрачиваемая на его прокачку, равна [7]:

$$N = \frac{G \cdot \Delta P}{\rho \cdot \eta_H}, \quad (5.1)$$

где G – расход теплоносителя, кг/с; ΔP – гидравлическое сопротивление трубопровода, Па; ρ – плотность, кг/м³; η_n – КПД нагнетательного устройства.

Тепло, передаваемое по теплопроводу, равно:

$$Q = G \cdot C_p \cdot \Delta t,$$

где C_p – теплоемкость теплоносителя, КДж/(кг·К), Δt – перепад температур на входе и выходе теплоносителя у потребителя, °С;

$$N = (G \cdot \Delta P) (C_p \cdot \Delta t \cdot \rho \cdot \eta_n).$$

Отсюда следует, что при одинаковых передаваемых тепловых нагрузках Q и перепадах температур Δt мощность, затрачиваемая на прокачку теплоносителя, будет тем меньше, чем выше теплоемкость и плотность теплоносителя при прочих равных условиях. Поэтому жидкие теплоносители имеют в этом аспекте преимущество по сравнению с газообразными. (В пособии они не рассматриваются).

Общее гидравлическое сопротивление ΔP складывается из потерь на трение ΔP_T , на местные сопротивления ΔP_M и учитывает изменение гидростатического сопротивления системы. Следовательно, без учета последней составляющей можно записать:

$$\Delta P = \Delta P_T + \Delta P_M.$$

Потери давления на трение

$$\Delta P = \xi \cdot ((\rho \cdot W_2) / 2) \cdot (l / d), \quad (5.2)$$

где ξ – коэффициент трения, W – скорость, м/с; d – диаметр, м; l – единица длины, м.

Потери давления из-за местных сопротивлений:

$$\Delta P_M = \sum_C \cdot ((\lambda_M \cdot W_2) / 2), \quad (5.3)$$

где λ_M – коэффициент местного сопротивления.

Для уменьшения местных сопротивлений в последние годы применяют вместо задвижек шаровую запорную арматуру, которая имеет на порядок меньшее гидравлическое сопротивление. Как видно из уравнений (2) и (3), потери давления, а следовательно, и мощность N , затрачиваемая на прокачку теплоносителя, зависят прежде всего от скорости и, следовательно, от диаметра теплопровода.

Очевидно, что увеличение диаметра хотя и уменьшает N , но зато увеличивает металлоемкость конструкции и энергозатраты на производство и монтаж трубопровода. При увеличении диаметра и уменьшении мощности, затрачиваемой на прокачку теплоносителя, вместо ожидаемого сокращения энергозатрат можно получить их увеличение. Обычно скорости движения теплоносителей при их транспортировке по

трубам в различных отраслях техники зависят от условий работы и рабочих параметров и могут существенно отличаться от расчётных и выбираться из технико-экономических показателей всего изделия.

Значительный энергосберегающий эффект даёт внедрение автоматизированных систем распределения тепловых нагрузок, обеспечивающих регулирование параметров теплоносителя каждого абонента в соответствии с наружной температурой и позволяющих снижать отопительную нагрузку в нерабочее время. При обмене информацией между центральным пунктом управления и аппаратурой каждого из узлов управления с помощью радиомодемной связи экономический эффект увеличивается благодаря отсутствию необходимости прокладки дорогостоящих кабельных трасс. Опытная эксплуатация таких систем показала, что снижение теплопотребления может превосходить 12 % [8].

Заслуживает особого внимания коммунальное **теплоснабжение малых населённых пунктов**, на которое приходится 25 % потребляемой тепловой энергии и существенная доля её потерь, поскольку качество изоляции трубопроводов часто не соответствует нормам. Достаточно часто встречаются протяженные участки плохо изолированных либо совсем неизолированных трубопроводов. Необходимо учитывать, что в малых населённых пунктах предприятия коммунальной теплоэнергетики оказывают потребителям услуги не только по производству и транспортировке тепловой энергии для отопления, но и по горячему водоснабжению. Эта особенность коммунального теплоснабжения требует специфических подходов к оценке её эффективности и основана на идее единства и неразрывности технологических процессов, протекающих в системе.

Эффективность транспортировки тепловой энергии зависит не только от технических характеристик трубопровода, но и от *свойств теплоносителя*. Только в системах отопления практически не возникает вопрос о выборе теплоносителя – в них используется в основном вода (существенно реже – пар). Во многих других случаях выбор теплоносителя – актуальная задача. Она решается выбором вещества, в наибольшей мере отвечающей условиям передачи тепла и требованиям его потребителей. В общем виде теплоноситель должен отвечать максимальному числу из перечисленных ниже требований:

- обеспечивать доставку тепла на необходимом температурном уровне;
- допускать регулировку температурного уровня;
- давление теплоносителя по возможности должно быть близким к атмосферному;

- быть термостойким;
- иметь низкую химическую активность;
- быть нетоксичным, сравнительно дешёвым и доступным.

На промышленных предприятиях в качестве теплоносителя часто используют топочные газы, горячий воздух, высокотемпературные теплоносители (минеральные масла, нафталин, дифениловый эфир, глицерин, кремнийорганические соединения, т. н. силиконовые масла, натрий).

Вопросы и задания

1. Основные проблемы в системе транспорта тепловой энергии.
2. Краткая характеристика тепловых сетей России.
3. Требования к теплоносителям.
4. Основные способы снижения потерь тепловой энергии при транспортировке теплоносителей.
5. Способы теплоизоляции и прокладки труб тепловых сетей.
6. Составляющие энергозатрат на прокачку теплоносителя.
7. Основные способы уменьшения энергозатрат на прокачку теплоносителя.
8. Мировые достижения в области теплопередачи.

ГЛАВА 6

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Как уже отмечалось, в нашей стране основная часть электрической энергии (около 80 %) производится на тепловых и атомных электростанциях, потребляющих невозобновляемые (исчерпаемые) энергоресурсы. Уже одно это – серьёзный аргумент в пользу того, чтобы в данной книге основное внимание уделить проблеме энергосбережения и повышения эффективности работы именно этих электростанций. Поскольку на долю нетрадиционной возобновляемой энергетики (НВИЭ) приходится менее 1 % от суммарной выработки электроэнергии, её энергоэффективность пока не может влиять на энергоэффективность энергетической отрасли, и представляет интерес лишь в аспекте перспективы крупномасштабного использования НВИЭ.

Для самой энергетики на НВИЭ в России самыми актуальными на сегодня являются организационно-правовые и экономические вопросы: 1) создание стройной системы управления на федеральном, региональном и местном уровнях; 2) создание правовой, экономической и организационной основы для развития ВЭ в нашей стране; 3) обеспечение экономической привлекательности финансовых вложений в ВЭ; 4) выравнивание конкурентных условий для производителей электроэнергии на основе использования НВИЭ и минеральных видов топлива, формирование заказов на продукцию, подготовка кадров для ВЭ.

В [20] дан подробный перечень и характеристика задач каждой из этих групп (их набирается в сумме около 30).

Для большой гидроэнергетики, использующей один из возобновляемых энергоресурсов, важнейшими проблемами являются:

- сокращение капиталоемкости и сроков строительства,
- повышение эффективности работы гидротурбин,
- повышение безопасности эксплуатации крупных плотинных ГЭС,
- уменьшение экологических и хозяйственных ущербов от ГЭС

вследствие затопления больших площадей, нарушения плотиной естественной миграции рыбы, снижения качества речной воды из-за развития в водохранилище водорослей.

Эти вопросы находятся вне рамок тематики данной книги. Применительно к ГЭС кратко будет рассмотрена лишь проблема сокращения расходов на собственные нужды как один из способов повышения энергоэффективности.

6.1. Принципы работы и характеристики топливосжигающих электростанций

На ТЭС электроэнергия вырабатывается вращающимся генератором с приводом от паровой или газовой турбины. В малой автономной топливосжигающей энергетике привод осуществляется преимущественно от поршневого двигателя внутреннего сгорания ДВС (обычно от дизеля, реже – от карбюраторного ДВС), от газотурбинной и турборасширительной установок и совсем редко и только за рубежом – от двигателя внешнего сгорания – машины Стирлинга.

Паровая турбина позволяет использовать для производства пара практически любой вид топлива, газовая – только газообразное или жидкое. Однако паровая турбина менее маневренная по сравнению с газовой из-за высокого давления пара, подаваемого в паровую турбину (до 23,5 МПа), что требует прочного и массивного корпуса. Последнее не позволяет быстро прогреть паровую турбину при пуске. Газовые турбины работают при меньших давлениях рабочего тела (не более 2 МПа), их корпус много тоньше и прогрев происходит быстрее. В этой связи газотурбинные агрегаты на ТЭС перспективны для покрытия пиков на графике электрической нагрузки. Кроме того, ГТУ используются на ТЭС, работающих по парогазовому циклу (ПГУ).

На атомных электростанциях (АЭС) привод электрогенератора также осуществляется паровой турбиной; АЭС отличаются от традиционных ТЭС лишь типом котла (парогенератора).

Паротурбинные ТЭС на органическом топливе подразделяются на конденсационные электрические станции (КЭС) и теплоэлектроцентрали (ТЭЦ). КЭС производят только электроэнергию, а ТЭЦ отпускают внешним потребителям и электрическую, и тепловую энергию (с паром или горячей водой). Поскольку ТЭЦ связаны с предприятием или жилым районом трубопроводами пара или горячей воды, то их обычно размещают непосредственно на предприятии, в жилом массиве или вблизи них для уменьшения тепловых потерь при транспортировке.

КЭС связывают с потребителями только ЛЭП, потери энергии в которых существенно меньше, поэтому их обычно размещают вблизи места добычи топлива, т. е. они могут находиться вдали от потребителя. Крупные электростанции, обеспечивающие электрической и тепловой энергией целые промышленные районы, называются ГРЭС (государственные районные электростанции). Их мощность составляет до 2/3 всей электрической мощности тепловых электростанций нашей страны. АЭС, участвующие в централизованном теплоснабжении крупных потребителей, называются атомными теплоцентралями – АТЭЦ.

6.1.1. Конденсационные электростанции (КЭС)

Тепловая энергетика начиналась с создания паротурбинных установок, в которых реализован цикл Ренкина (рис. 6.1). По мере развития энергетики ТЭС усложнялись и совершенствовались, и на сегодня тепловая электроэнергетика характеризуется большим разнообразием электростанций.

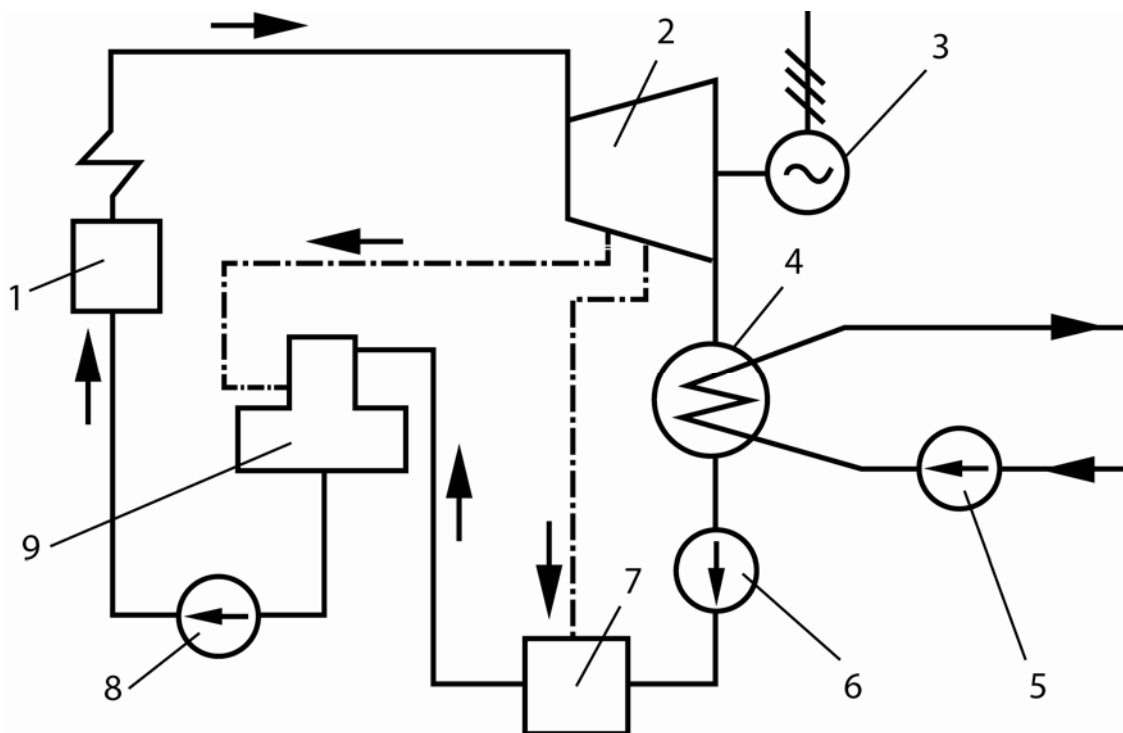


Рис. 6.1. Схема паротурбинной установки тепловой электростанции, реализующей цикл Ренкина: 1 – котел; 2 – турбина; 3 – генератор; 4 – конденсатор; 5 – циркуляционный насос; 6 – конденсатный насос; 7 – подогреватель; 8 – питательный насос; 9 – деаэратор

Схема одной из них – угольной ТЭС с барабанными котлами – показана на рис. 6.2.

Основными элементами электростанции этого типа являются: 1) *котельная установка*, производящая пар; 2) *паротурбинная установка*, преобразующая теплоту пара в механическую энергию вращения ротора турбоагрегата; 3) *электрические устройства* (генератор, трансформаторы и т. д.), вырабатывающие и преобразующие электроэнергию.

Мощность блоков современных крупных ГРЭС может достигать 1200 МВт и более. Суммарная мощность блоков таких станций составляет несколько тысяч мегаватт (3600 МВт – Рефтинская ГРЭС на Урале, работающая на каменном угле; 4800 МВт – ГРЭС-2 в г. Сургуте, рабо-

тающая на природном газе). Дальнейшее увеличение мощности ограничено, в основном, трудностями обеспечения их охлаждающей водой и выполнения экологических требований.

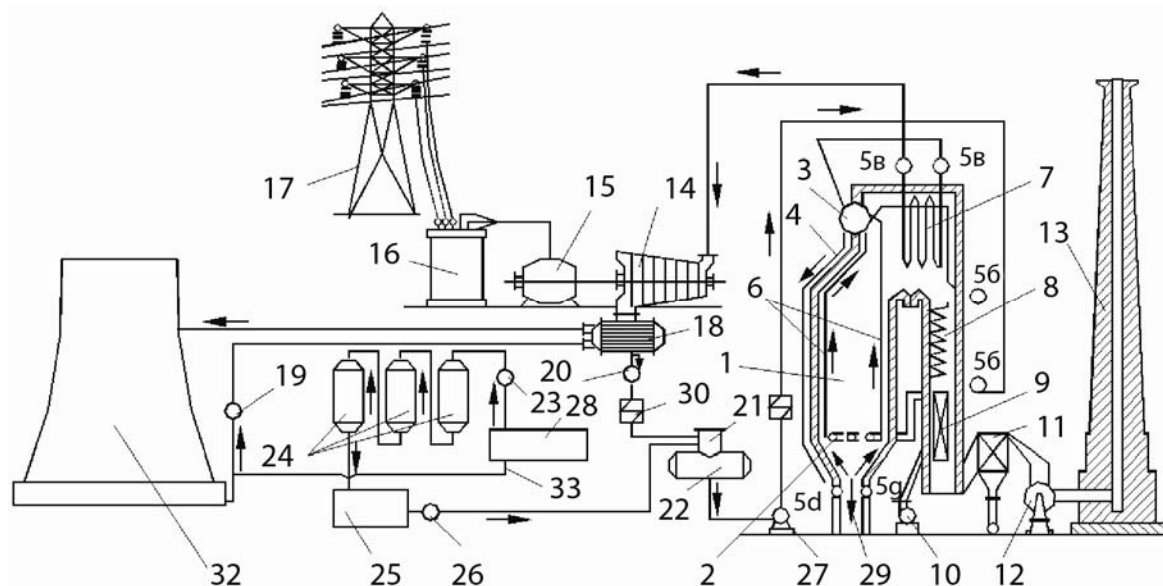


Рис. 6.2. Схема ТЭС с барабанными котлами: 1 – топка; 2 – горелки; 3 – барабан котла; 4 – опускные трубы; 5а–5в – коллекторы экранов, экономайзера и пароперегревателя; 6 – кипяtilьные трубы; 7 – пароперегреватель; 8 – водяной экономайзер; 9 – воздухоподогреватель; 10 – дутьевой вентилятор; 11 – золоуловитель; 12 – дымосос; 13 – дымовая труба; 14 – паровая турбина; 15 – электрогенератор; 16 – повысительный трансформатор; 17 – ЛЭП; 18 – конденсатор; 19, 20 – циркуляционный и конденсаторные насосы; 21 – деаэрационная колонка; 22 – питательный бак; 23 – насос сырой воды; 24 – водоподготовительная установка; 25 – бак обработанной воды; 26, 27 – насосы обработанной и питательной воды; 28 – река или пруд; 29 – зола или шлак; 30 – подогреватель низкого давления; 31 – подогреватель высокого давления; 32 – градирня; 33 – добавок в систему охлаждения

6.1.2. Теплоэлектроцентрали (ТЭЦ)

Радикальным способом повышения КПД ТЭС является комбинированная выработка на них электрической и тепловой энергии, т. е. работа ТЭС в режиме когенерации. На ТЭЦ в нашей стране производится около 50 % электроэнергии и преобладающая часть тепловой энергии для централизованного отопления и ГВС. Тепловая энергия для потребителей отбирается в виде пара из турбины ТЭЦ подобно тому, как это делается для регенеративного подогрева питательной воды. В этом состоит главное отличие ТЭЦ от КЭС (рис. 6.3).

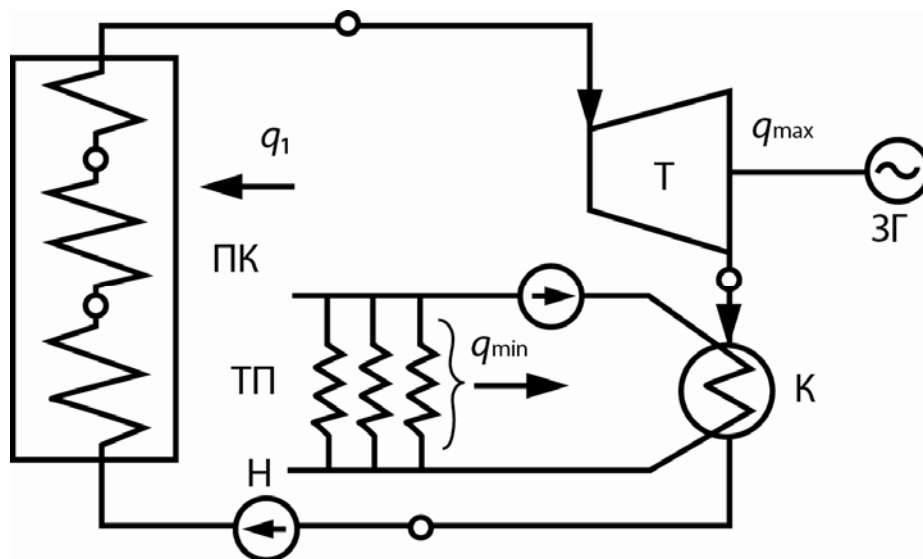


Рис. 6.3. Схема совместной выработки тепловой и электрической энергии:
 ПК – паровой котел; Т – турбина; К – конденсатор-подогреватель;
 Н – насос; ТП – тепловой потребитель

Таким образом, в энергоблоке ТЭЦ пар делится на два потока: первый расширяется по длине всей проточной части и сбрасывается в конденсатор. Электроэнергия при этом вырабатывается по конденсационному циклу. Второй поток пара забирается из отбора и используется для теплофикационных целей. Электроэнергия при этом вырабатывается по теплофикационному циклу. Работа, произведенная 1 кг пара этого потока, и электроэнергия, произведенная на основе этой работы, всегда будет меньше, чем работа и электроэнергия, произведенная 1 кг пара конденсационного потока. Эта работа будет тем меньше, чем выше параметры отбираемого пара. При прекращении теплового отбора пара ТЭЦ превращается в КЭС.

Промышленный потребитель обычно использует пар непосредственно из отборов турбин (называемых теплофикационными турбинами). На теплофикацию пар из отопительного отбора турбины направляется в сетевые подогреватели, в трубках которых циркулирует сетевая (отопительная) вода. Все котлы ТЭЦ работают на один или несколько общих паропроводов (коллекторов пара), а из них питаются все турбины электростанции. Такая компоновка называется неблочной, и она содержит: 1) устройства промежуточного перегрева пара; 2) подогреватели высокого давления, размещаемые между питательным насосом и котлом; 3) устройство для очистки конденсата, идущего из конденсатора; 4) водоподготовительную установку, восполняющую потери воды из технологического контура; 5) другое оборудование, необходимое для работы электростанции.

В случаях прекращения или недостаточного потребления пара промышленного отбора есть два способа его использования:

1) наиболее простой, но не оптимальный – использование производственного отбора для покрытия части тепловой нагрузки станции [3]. При этом осуществляют редуцирование пара (с 13–18 бар до достаточных для нагрева сетевой воды 2–2,5 бар);

2) более эффективным является решение, при котором используется дополнительная турбина (например, блочный турбогенератор с противодавлением). В этом случае обеспечиваются выработка из пара производственного отбора дополнительной электрической энергии и отпуск тепла с выхлопа противодавленческой турбины. Это обеспечивает возможность перераспределения тепловой нагрузки между теплофикационными и производственными отборами основной турбины.

Теплофикационные отборы могут брать на себя основную часть тепловой нагрузки. Не используемая по прямому назначению часть производственного отбора может пойти на покрытие пиковых нагрузок. Для дополнительной выработки только электроэнергии может использоваться конденсационная турбина, а только тепла – теплофикационная. Срок окупаемости установки дополнительной турбины составляет 3–6 лет.

При оценке экономичности работы ТЭЦ и определении их тепловой эффективности необходимо учитывать неравноценность тепловой и электрической энергии – при сжигании топлива в котлах только 30–40 % содержащейся в нём химической энергии преобразуется в электроэнергию, тогда как в теплоту для отпуска потребителям преобразуется почти вся энергия.

Экономическую эффективность энергопроизводства на ТЭЦ характеризуют энергетическими показателями производства тепловой и электрической энергии как отдельно, так и при совместном их производстве. Поскольку тепловая и электрическая энергии неравноценны, то нужен общий эквивалент для того, чтобы теплоту и электричество привести к единому по качеству виду. С этой целью можно либо всю энергию, вырабатываемую на ТЭЦ, перевести в электрическую, определив возможную выработку электроэнергии отборным паром, либо использовать коэффициент ценности теплоты отборного пара, учитывающий снижение его энергетического потенциала в проточной части от ввода в турбину до места отбора. Используется также общая мера для определения качества энергий. Такой мерой может служить максимальная работоспособность рабочего тела – эксергия, т. е. работа, совершаемая рабочим телом, осуществляющим цикл Карно между двумя источниками теплоты, когда в качестве нижнего источника служит окружающая среда. Особенность энергетических показателей тепловой экономичности

ТЭЦ, определенных с учетом работоспособности потоков энергии, состоит в том, что они позволяют оценить тепловую эффективность каждого потока. Чем выше энергетический потенциал отбираемой энергии, тем больше будут затраты топлива на ее производство.

6.1.3. Атомные электростанции (АЭС)

На АЭС тепловая энергия для производства пара и последующей выработки электроэнергии выделяется при делении ядер урана ^{235}U . Ядра атомов урана ^{235}U могут самопроизвольно делиться. Осколки деления разлетаются со скоростью $2 \cdot 10^4$ км/с. Кинетическая энергия этих частиц преобразуется в тепловую за счет чего в твэлах выделяется большое количество теплоты. Нейтроны, способные преодолеть металлический кожух твэла, попадают в соседние твэлы и вызывают деление ядер ^{235}U в них. Так обеспечивается цепной характер ядерной реакции.

Реактор представляет собой металлический корпус (бак) с размещенными в нем кассетами (рис. 6.4).

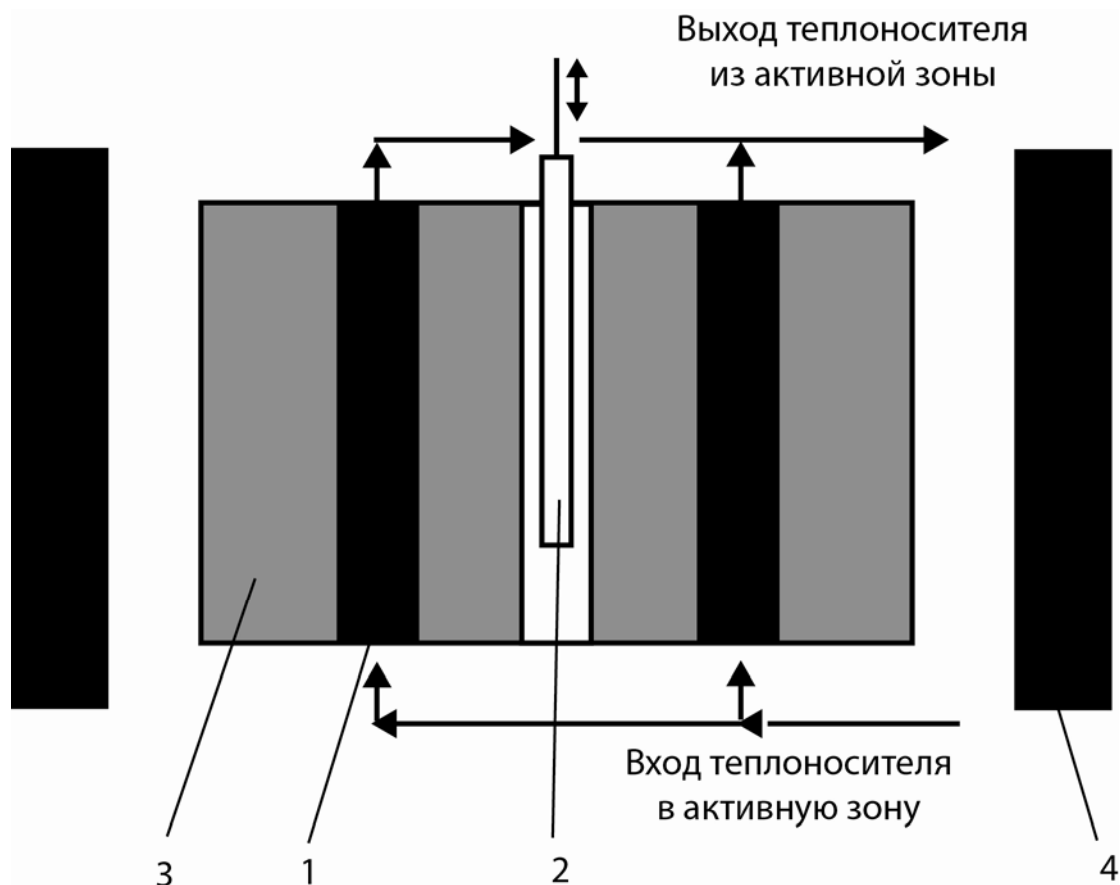


Рис. 6.4. Принципиальная схема ядерного реактора:
1 – тепловыделяющие элементы (твэл); 2 – управляющие стержни;
3 – замедлитель; 4 – биологическая защита

Кассета представляет собой металлический кожух с собранными в нем цилиндрическими стержнями длиной 3680 мм (рис. 6.5).



Рис. 6.5. Сборки тепловыделяющих элементов

Стержни состоят из тонкостенной циркониевой оболочки, заполненной ураном, отформованным в виде таблеток диаметром 7,8 мм (рис. 6.6).



Рис. 6.6. Топливные (урановые) таблетки

Стержни состоят из тонкостенной циркониевой оболочки, заполненной ураном. Стержни являются тепловыделяющими элементами (твэлами). Через кассеты твэлов прокачивается вода, которая замедляет нейтроны и, нагреваясь в результате реакции деления ядерного топлива, одновременно является и теплоносителем. Для поддержания цепной реакции нужны замедленные (тепловые) нейтроны, скорость которых не превышает 2 км/с.

Двойная роль воды в реакторе подобного типа определила его название – водо-водяной энергетический реактор (ВВЭР). Реакторы подобного типа называют также реакторами на тепловых (медленных) нейтронах.

Схема АЭС, в которой произведенный реактором пар направляется непосредственно в турбину, называется *одноконтурной* (рис. 6.7, а).

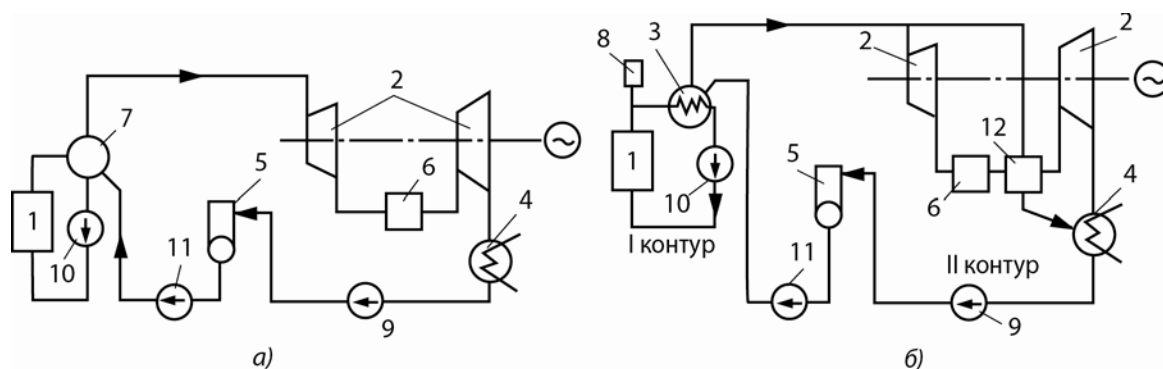


Рис. 6.7. Схемы одноконтурных (а) и двухконтурных (б) АЭС:

- 1 – реактор; 2 – турбина; 3 – парогенератор; 4 – конденсатор; 5 – деаэратор;
6 – сепаратор; 7 – паросборник; 8 – компенсатор объёма; 9 – конденсатный насос;
10 – циркуляционный насос; 11 – питательный насос;
12 – промежуточный пароперегреватель

Вода, в особенности содержащая примеси, становится в корпусе реактора радиоактивной, поэтому в одноконтурных АЭС все оборудование работает в условиях высокой радиации. Более сложными по конструкции, но более простыми по условиям эксплуатации являются *двухконтурные* АЭС (рис. 6.7, б). В них контуры первичного теплоносителя и рабочего тела разделены. Теплоноситель, циркулирующий в первом контуре, является источником теплоты для второго контура, в парогенерирующем устройстве которого образуется рабочий пар. В этом случае рабочее тело обладает заметно меньшей радиационной активностью.

Чтобы избежать в первом контуре реактора вскипания воды, в нем поддерживают более высокое давление, чем давление пара во втором контуре двухконтурной схемы. Для уменьшения давления в реакторе можно использовать теплоносители, кипящие при высоких температурах при отсутствии заметного избыточного давления (органические

жидкости, жидкие металлы, например натрий), или газ. Для существующих АЭС характерен низкий перегрев пара. Пар поступает в турбину насыщенным, поэтому при достижении предельной влажности (не более 8–12 %) он выводится из промежуточных ступеней турбины и пропускается через сепаратор для отделения влаги, а иногда и через пароперегреватель. После чего пар снова поступает в последующие ступени турбины. В реакторах на быстрых нейтронах используются трёхконтурные схемы, а в качестве теплоносителя – металлический натрий или расплавленный свинец.

Особенностями ядерного реактора в сравнении с паротурбинным агрегатом ТЭС являются: а) высокая концентрация мощности, требующая точного и быстрого управления, б) мощные потоки проникающих излучений, требующие эффективной радиационной защиты персонала.

Несмотря на случающиеся аварии на АЭС (наиболее крупные на «Три-Майл-Айленд», 1979 г.; «Чернобыльская», 1986 г.; «Фукусима-1», 2011 г. и около 10 более мелких), с определённой осторожностью можно говорить о позитивной оценке мировой общественностью роли и места атомной энергетики (АЭ) в обеспечении энергетической безопасности в мире [21]. Оснований для этого несколько:

- по стоимости производимой электроэнергии АЭС вполне конкурентоспособны с электростанциями на угле и газе. Имеются резервы и для дальнейшей оптимизации издержек и снижения стоимости производимой на АЭС энергии;
- стоимость электроэнергии, производимой АЭС, менее зависима от конъюнктуры цены на топливо благодаря тому, что уран пока доступен и доля стоимости топлива в себестоимости электроэнергии на АЭС меньше, чем на угольных и газовых ТЭС;
- новые более надёжные реакторы благоприятно изменяют общественное мнение об АЭС;
- значительные запасы ядерного топлива и отсутствие проблем его доставки (одна топливная таблетка из диоксида урана диаметром 7,57 мм и высотой 9–12 мм выделяет столько же энергии сколько выделяют 882 кг дров, 550 кг угля или 500 кг нефти при их сжигании) делают АЭ важным фактором обеспечения энергетической безопасности;
- коэффициент использования уровня установленной мощности (КИУМ), характеризующий работу АЭС, достиг 79,5 %;
- отсутствие выбросов «парниковых газов» и твёрдых частиц ставят АЭС вне конкуренции с угольными и газовыми электростанциями по экологичности. (Угольная электростанция мощностью 1000 МВт за год потребляет 3 млн т угля или 75 тыс. вагонов и $5 \cdot 10^9$ м³ кислорода;

при этом образуется около 0,7 млн т твердых отходов. АЭС мощностью 1000 МВт экономит 7 млн т выбросов CO_2 в год по сравнению с угольной ТЭС и 3,2 млн т – по сравнению с ГТУ-ТЭЦ. Снижение выбросов за счет АЭС составляет около 8 %);

- развитие атомной энергетики позволяет оптимизировать ТЭБ за счет замещения газа в энергетике в объеме более 40 млрд м^3 .

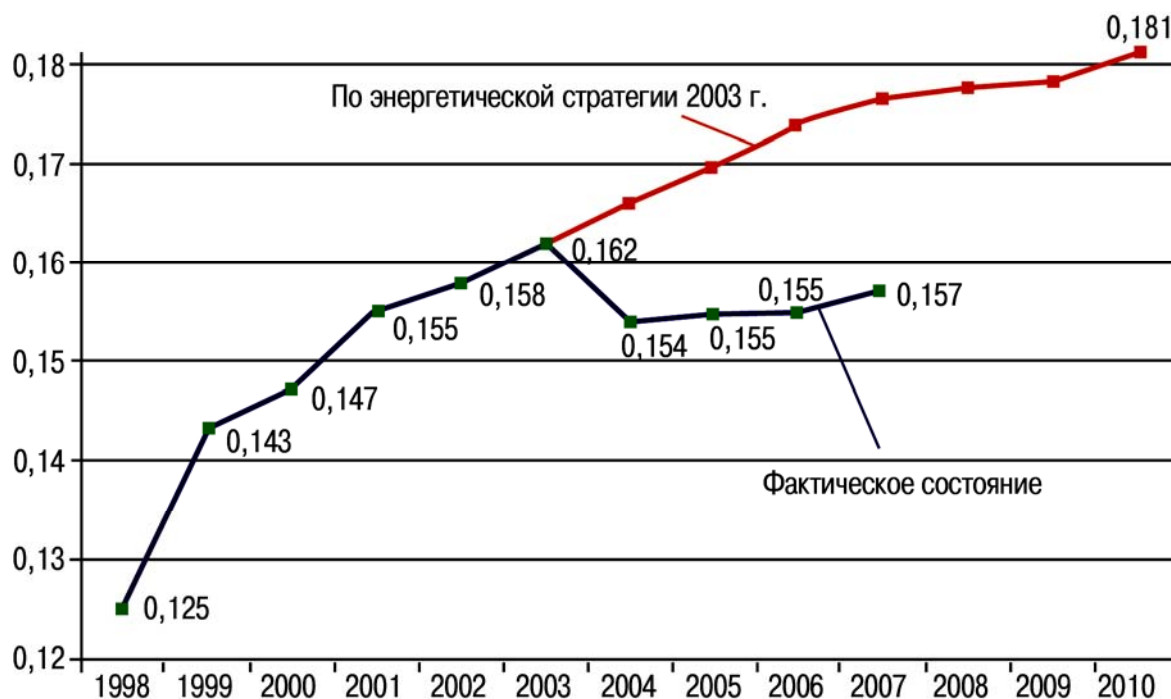
АЭ уже сегодня заняла прочные позиции в экономике (и, соответственно, в энергетическом балансе) 34 стран, её будущее зависит от дальнейшего прогресса по названным позициям, определяющим конкурентоспособность АЭС среди других способов производства электроэнергии [39, 79].

Как уже отмечалось в разделе 2.1.4, освоение замкнутого ядерного топливного цикла на основе реакторов на быстрых нейтронах радикально повысит конкурентоспособность АЭС.

В европейской части России к 2030 г. в атомной энергетике будут преобладать серийные блоки АЭС с реакторами ВВЭР повышенной безопасности большой мощности (1000–1500 МВт) с КПД до 36–37 %; на Урале будут внедряться серийные энергоблоки с БР большой мощности на урановом и уран-плутониевом топливе в замкнутом ядерном топливном цикле. На периферии ЕЭС России и в изолированных энергоузлах найдут применение энергоблоки АЭС и АТЭЦ с реакторами ВВЭР средней мощности (до 600 МВт) повышенной безопасности. В прибрежных районах Крайнего Севера и Дальнего Востока для энергоснабжения изолированных потребителей получают распространение плавающие энергоблоки с атомными теплоэлектростанциями малой мощности (до 70 МВт).

Потенциалом повышения эффективности АЭ располагают все три основных звена технологической цепочки: 1) добыча, обогащение и переработка ядерного топлива; 2) производство тепловой энергии (работа котла – ядерного реактора); 3) преобразование тепловой энергии в электрическую. Третье звено существенно не отличается от характерного для ТЭС (рассмотрено в разд. 6.1.1 и 6.1.2). Первое звено рассмотрено в разделе 2.4. Технологические аспекты повышения эффективности работы ядерного реактора следует отнести к компетенции специальной отрасли знаний и соответствующей научной и учебно-методической литературы. Здесь отметим только, что радикальным способом повышения эффективности получения тепла за счёт реакции деления является переход к замкнутому ядерному топливному циклу.

Реальные темпы развития АЭ отстают от предусмотренных энергетическими стратегиями России ЭС-2020 и ЭС-2030, принятыми в 2003 и 2009 гг., соответственно (рис. 6.8), вследствие кризиса 2008–2010 гг. и ряда других форс-мажорных обстоятельств, отвлекших значительную долю бюджетных средств.



Доля АЭС в производстве электроэнергии: в США – 0,2, ЕС – 0,35, Японии – 0,33

Рис. 6.8. Доля АЭС в производстве электроэнергии в России

В настоящее время в мире работают 194 АЭС с примерно 430 энергоблоками, которые эксплуатируются 150 компаниями и десятками организаций в 30 государствах мира. Строятся около 50 энергоблоков. Эти цифры постоянно изменяются за счет ввода в эксплуатацию новых реакторов и целых АЭС, одной стороны, и планового вывода их из эксплуатации из-за форсмажорных обстоятельств – с другой. В России работают 33 коммерческих атомных реактора, и она входит в тройку стран с наиболее масштабной и надежной атомной энергетикой.

По оценкам МАГАТЭ, к 2030 г. в мире будут построены около 400 реакторов, и доля атомной энергетики в мировом производстве электрической энергии будет превосходить 20 %. Ожидается, что к 2050 г. суммарная мощность АЭС будет составлять 2000 ГВт, а в 2100 г. – 5000 ГВт [69].

6.1.4. Электростанции на основе поршневых двигателей внутреннего сгорания (ДВС)

В стационарной распределенной энергетике из двух разновидностей поршневых двигателей внутреннего сгорания (ДВС) – карбюраторные и безкарбюраторные – более широкое распространение получили безкарбюраторные ДВС – дизели. Создаваемые на основе ДВС электростанции пользуются особым спросом в местах, не охваченных сетью электрических сетей: малые населённые пункты (в них проживает более 12 млн человек), лесозаготовительные пункты, геологические партии, военные объекты и др. ДВС применяют также на электростанциях (на собственные нужды), на нефте- и газоперекачивающих и буровых установках, на объектах агропромышленного комплекса (АПК) и т. п.

ДВС выгодно отличаются от всех других тепловых двигателей:

- экономичностью;
- малой металлоёмкостью;
- быстротой запуска;
- надёжностью и относительно большим ресурсом работы.

Мощность стационарных ДВС лежит в пределах 0,02–5 МВт (уникальные экземпляры имеют мощность до 20 МВт). Принципиальная схема ДВС показана на рис. 6.9.

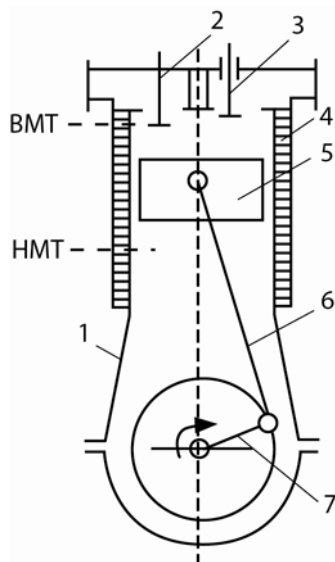


Рис. 6.9. Принципиальная схема поршневого ДВС

Основным элементом любого поршневого двигателя является цилиндр 4 с поршнем 5, соединенным посредством кривошипно-шатунного механизма с внешним потребителем механической энергии. Цилиндр (или блок цилиндров) монтируется на верхней части картера 1

и сверху закрыт крышкой, в которой установлены впускной 2 и выпускной 3 клапаны и электрическая свеча зажигания (в карбюраторном и газовом двигателях) или форсунка (в дизеле). Внешняя поверхность цилиндра омывается охлаждающей жидкостью. В картере размещается коленчатый вал, кривошип 7 которого подвижно соединен с шатуном 6. Верхняя головка шатуна сочленена с поршнем, который совершает возвратно-поступательное движение в цилиндре.

Двигатель имеет также ряд вспомогательных механизмов для подачи топлива (топливные насосы, смесительные устройства, фильтры, топливные баки, регулятор), смазки (масляные насосы, фильтры, масляные баки, масленки), охлаждения (водяные насосы, водяные баки, радиаторы) и др. Вспомогательные механизмы приводятся в движение от коленчатого вала.

Наиболее распространёнными являются дизели со смешанным сгоранием топлива – бескомпрессорные дизели. В цилиндре сжимается воздух, а жидкое топливо, сжатое насосом до давлений около 30–40 МПа, с помощью форсунки в мелкораспыленном виде впрыскивается в цилиндр в конце такта сжатия. Топливо, попадая в воздух, нагретый в процессе сжатия до температуры, превышающей температуру воспламенения, сгорает по мере ввода его в цилиндр сначала при почти постоянном объёме, а затем при примерно постоянном давлении. Образование смеси в цилиндре занимает всего 0,05–0,001 с; что в 20–30 раз меньше времени внешнего смесеобразования в карбюраторных двигателях.

Поскольку в дизелях жидкое топливо сгорает при высокой температуре, то его испаряемость существенной роли не играет, но оно должно иметь достаточно низкую вязкость при температуре окружающей среды. От этого зависит безотказная подача топлива к насосу и качество распыления его форсункой. Поэтому для дизельного топлива важна, прежде всего, вязкость, а также содержание серы (это связано с экологией).

КПД дизелей составляет 40–53 %, удельный эффективный расход топлива – 160–220 г/(кВт·ч). Значительная часть теплоты (до 70 %), подведённой к ДВС, теряется с отработанными газами, с охлаждающей водой или воздухом (при воздушном охлаждении). Энергоэффективность ДВС можно значительно повысить переводом их в режим когенерации (см. ниже).

6.1.5. Газотурбинные (ГТУ) и турборасширительные установки (турбодетандеры)

На рис. 6.10 представлена принципиальная схема газотурбинной установки (ГТУ), а на рис. 6.11 – схема ее камеры сгорания.

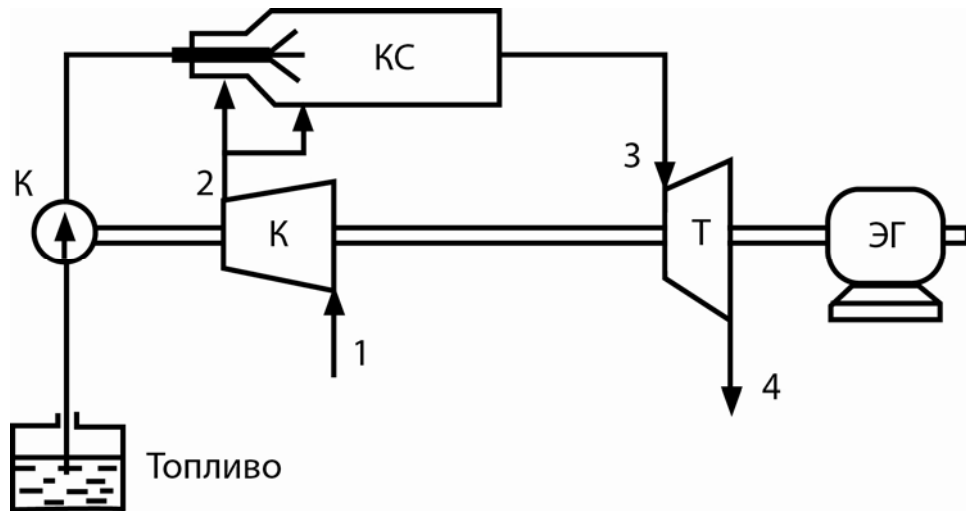


Рис. 6.10. Схема газотурбинной установки

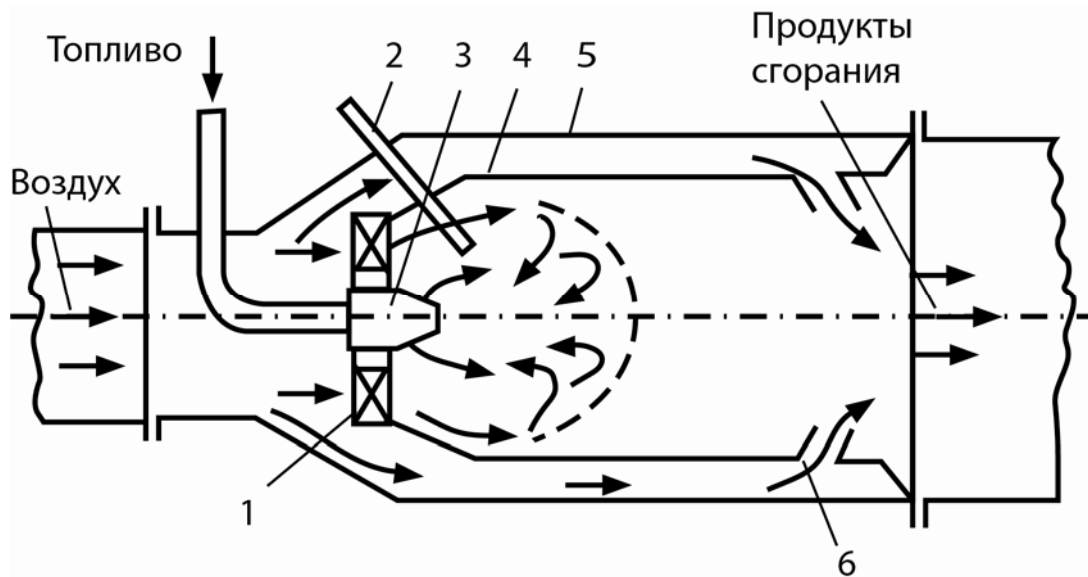


Рис. 6.11. Схема камеры сгорания ГТУ: 1 – воздухонаправляющее устройство; 2 – запальник; 3 – форсунка; 4 – пламенная (жаровая) труба; 5 – корпус; 6 – смеситель

Компрессор *К* сжимает атмосферный воздух и подает его в камеру сгорания *КС*. Туда же специальным нагнетателем подается необходимое количество жидкого или газообразного топлива. (Оба процесса непрерывные). Образующиеся в камере продукты сгорания выходят из нее с

высокой температурой и практически с тем же давлением, что и на выходе из компрессора. Следовательно, горение топлива происходит при постоянном давлении.

В газовой турбине продукты сгорания адиабатно расширяются, в результате чего они охлаждаются, а давление уменьшается до атмосферного. Перепад давлений используется для совершения работы в турбине, которая используется в производстве электроэнергии электрогенератором или на другие цели.

Температура газов перед турбиной ограничивается жаропрочностью металла, из которого сделаны ее детали. Применение охлаждаемых лопаток из специальных материалов позволило повысить рабочую температуру до 1400–1500 °С. Поскольку она все же ниже предельно достижимой при горении, приходится сознательно идти на снижение температуры горения топлива (за счет подачи излишнего количества воздуха). Это увеличивает потери. Поэтому КПД ГТУ составляет 33–39 %, т. е. ниже, чем ДВС.

Благодаря отсутствию деталей с возвратно-поступательным движением, газовые турбины могут развивать мощность до 100–200 МВт. В электроэнергетике ГТУ применяются в маневренных стационарных энергетических установках, а также на ТЭС, работающих по парогазовому циклу (ПГУ-ТЭЦ). В первом варианте используется возможность их быстрого запуска или останова в зависимости от изменения электрической нагрузки, во втором – высокая температура выхлопных газов, позволяющая достаточно просто утилизировать их теплоту. Такие установки можно использовать для целей теплофикации, т. е. перевести в режим когенерации. Однако очень высокий потенциал теплоты этих газов позволяет использовать её более эффективно – для производства электричества в комбинированных установках.

Для обеспечения надежности, снижения стоимости и эксплуатационных затрат и повышения энергоэффективности ГТУ энергетического назначения проектируются по простейшему циклу, в соответствии с принципами, исторически сложившимися в энергетическом машиностроении.

Главные достоинства ГТУ в сравнении с ПТУ заключаются в следующем:

1. Компактность (малый удельный вес), простота транспортировки и легкость монтажа; современные ГТУ мощностью до 16 МВт поставляются в виде одного или нескольких блоков полной заводской готовности, требующих минимального объема монтажных работ.

2. Малые объемы вредных выбросов в окружающую среду.

3. Малые (для энергетических объектов) капитальные вложения и сроки окупаемости.

4. Высокая маневренность и малое время набора нагрузки – десятки минут (в сравнении с десятками часов, необходимых для пуска из холодного состояния паротурбинных агрегатов).

5. Большинство ГТУ допускают перегрузки, т. е. увеличение мощности выше номинальной, хотя продолжительность таких режимов не должна превышать нескольких сотен часов во избежание заметного снижения ресурса установки.

6. Высокая экономическая эффективность ГТУ, достигаемая за счет работы совместно с паровой турбиной (ПГУ-ТЭЦ) либо в режиме когенерации, когда в базовом режиме их работы они производят не только электроэнергию, но и тепло для внешнего потребления (отопления, ГВС, производственные нужды) (см. ниже).

Для ГТД характерны и недостатки, сужающие область их конкурентного преимущества в энергетике:

1. Достаточно высокие требования к качеству топлива, обусловленные необходимостью предотвращения (или хотя бы замедления) высокотемпературной коррозии лопаток турбины.

2. Необходимость предварительного сжатия газового топлива, заметно удорожающего производимую энергию, особенно для малых ГТУ, и в ряде случаев препятствующего их внедрению в энергетику. Для современных ГТУ необходимое давление топливного газа может превышать $25\text{--}30 \text{ кг/см}^2$.

3. Резкое падение энергоэффективности ГТУ (особенно мощных) при уменьшении нагрузки ниже $60\text{--}50 \%$.

4. Срок службы энергетических ГТУ значительно меньше, чем у других энергетических установок, и обычно не превышает 125 тыс. ч. В последние десятилетия наблюдается заметный прогресс в увеличении ресурса ГТУ.

Турборасширительные установки представляют собой разновидность ГТУ и предназначены для утилизации энергии нагретых газов или газов, находящихся под повышенным давлением, для производства электрической энергии. Они применяются в основном как *турбодетандеры* при понижении давления газа в магистральных и распределительных газопроводах до требуемого потребителю. Они перспективны для производства электроэнергии как на тепловых электростанциях, так и в ряде других производств, где вырабатываемая с помощью ДГА электрическая или тепловая энергия является побочным продуктом: в металлургии (при «сравлировании» давления доменных газов), на химических предприятиях, в технике сжижения и разделения газов, для кондиционирования воздуха (тур-

бохолодильники) и др. [12, 18, 33, 53]. В российской системе газоснабжения снижение давления транспортируемого природного газа производится в двух ступенях: в первой из них (газораспределительные станции или ГРС) давление газа снижается с 4,0–7,5 до 1,0–1,5 МПа, во второй (газорегуляторные пункты или ГРП) – до 0,1–0,3 МПа.

Ведущие Европейские страны и США уже в течение нескольких десятилетий используют этот источник почти бесплатной энергии, в то время как в России его начали осваивать только в последние 10–15 лет. И это при том, что идея использования высокого давления газа в магистральных газопроводах для выработки электрической энергии была впервые высказана в нашей стране академиком М.Д. Миллионщиковым в 1947 г. Технология основана на том, что параллельно газоредуцирующим пунктам магистральных и распределительных газопроводов устанавливают турбодетандеры. Последние, выполняя функции ГРП и ГРС, вырабатывают электроэнергию (рис. 6.12) [9].

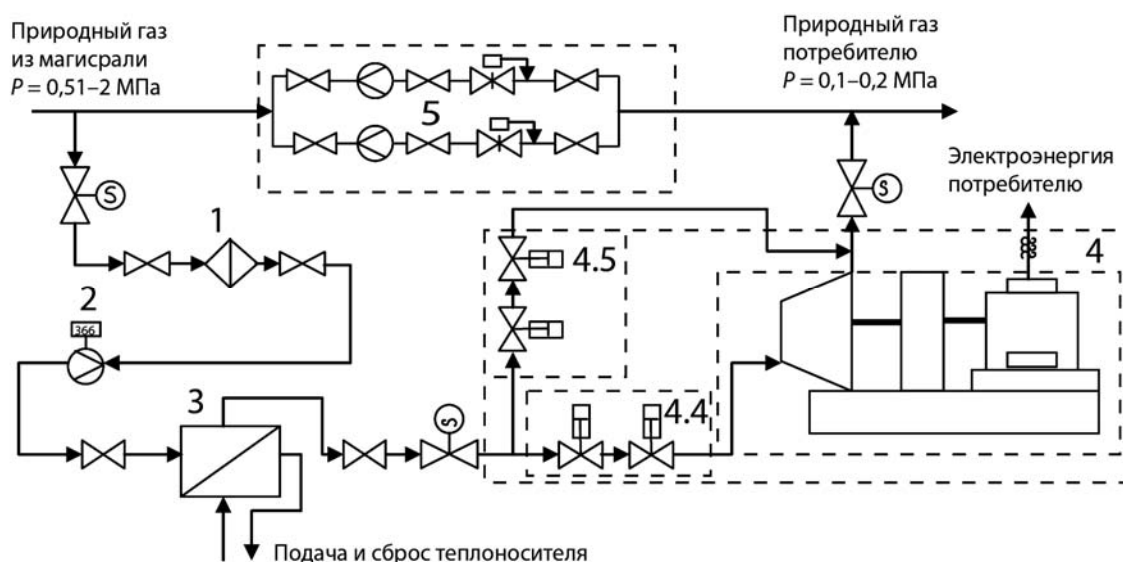


Рис. 6.12. Технологическая схема подключения детандерного агрегата к ГРП:

- 1 – фильтр; 2 – счетчик расхода газа; 3 – подогреватель газа;
- 4 – детандер-генераторный агрегат: 4.1 – детандер, 4.2 – генератор,
- 4.3 – редуктор, 4.4 – блок дозирующего клапана,
- 4.5 – блок регулятора давления на байпасной линии;
- 5 – газоредуцирующий пункт

Сравнительно небольшие детандер-генераторные агрегаты, устанавливаемые на ГРС и ГРП распределительных сетей, целесообразно использовать для выработки не только электрической энергии, но и холода. Это делает возможным строительство при ГРС промышленных холодильников, емкость которых будет определяться величиной стабильного расхода газа через детандер. Наиболее приемлемыми можно считать ДГА с единичной мощностью 1,5–6 МВт.

Предварительная проработка проекта энерготехнологической детандерной установки на базе ГРС со стабильным суточным расходом газа 60 тыс. м³ (рис. 6.13) показала, что ее хладопроизводительность достаточна для обеспечения типового промышленного холодильника емкостью 270 т. При этом удельная выработка электроэнергии в установке составляет 0,025 кВт·ч/нм³, а электрическая мощность генератора – 62,5 кВт, что вполне достаточно для покрытия собственных нужд холодильника (автоматика, насосы, освещение и т. п.) [32].

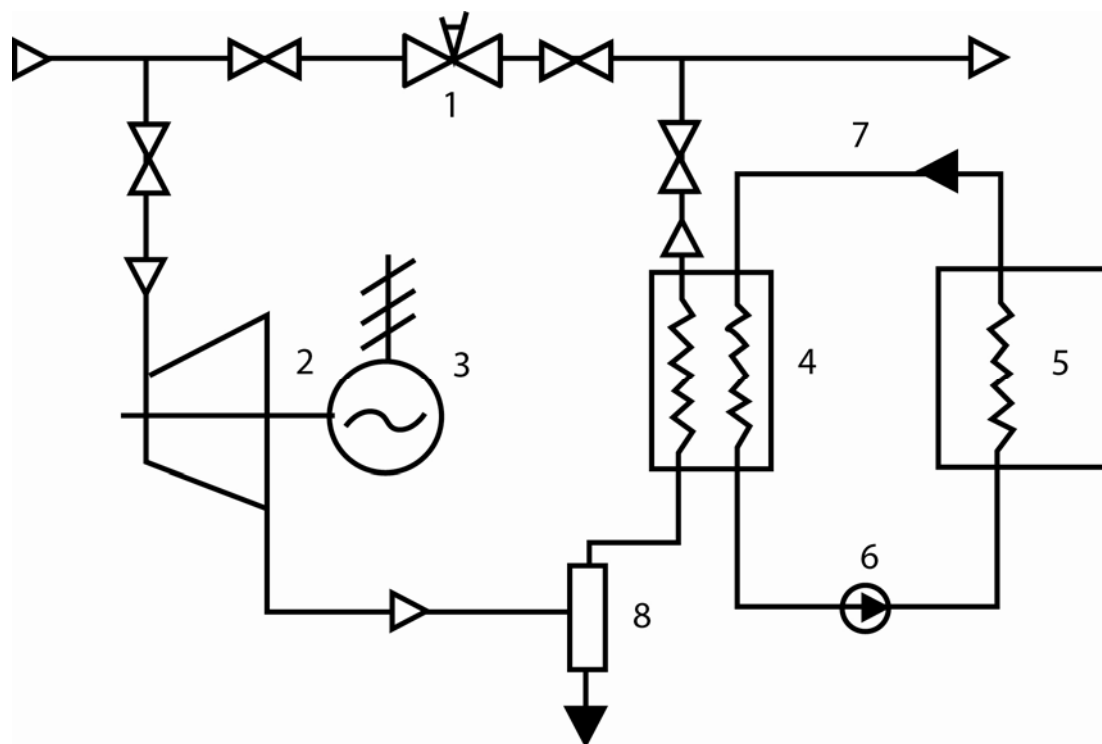


Рис. 6.13. Принципиальная схема электротехнологической детандерной установки:

*1 – редукционный клапан ГРС; 2 – винтовой детандер; 3 – электрогенератор;
4 – теплообменник; 5 – холодильная камера; 6 – циркуляционный насос;
7 – контур хладагента; 8 – сепаратор*

Потенциал производства электроэнергии с помощью мощных ДГА в России составляет около 5,0 ГВт. Окупаемость проектов – от 3 до 5 лет. Рынок энерготехнологических установок, использующих избыточный перепад давления газа на относительно небольших ГРС и крупных ГРП для выработки электроэнергии и холодоснабжения промышленных и сельскохозяйственных холодильников, также велик.

Основными преимуществами ДГА являются:

- меньшие удельные капитальные затраты;
- меньшие энергозатраты на выработку электроэнергии, связанные с подогревом газа перед детандером теплотой, выделившейся при

сжигании топлива. Процесс расширения газа в детандере может быть организован таким образом, что практически вся подведенная к газу теплота будет преобразована в электроэнергию. При использовании для подогрева газа высокопотенциальных ВЭР либо тепловых насосов, можно производить электроэнергию на ДГА вообще без сжигания топлива:

- высокие экологические показатели работы (меньший объем выбросов вредных веществ в окружающую среду), превосходящие аналогичные показатели других энергетических установок. Обусловлено это более низким удельным расходом топлива на выработку электроэнергии (в пределе – до нуля);
- применение ДГА на ТЭС и на предприятиях, для которых электроэнергия не является основным продуктом, позволяет улучшить их технико-экономические показатели благодаря сокращению энергетических затрат.

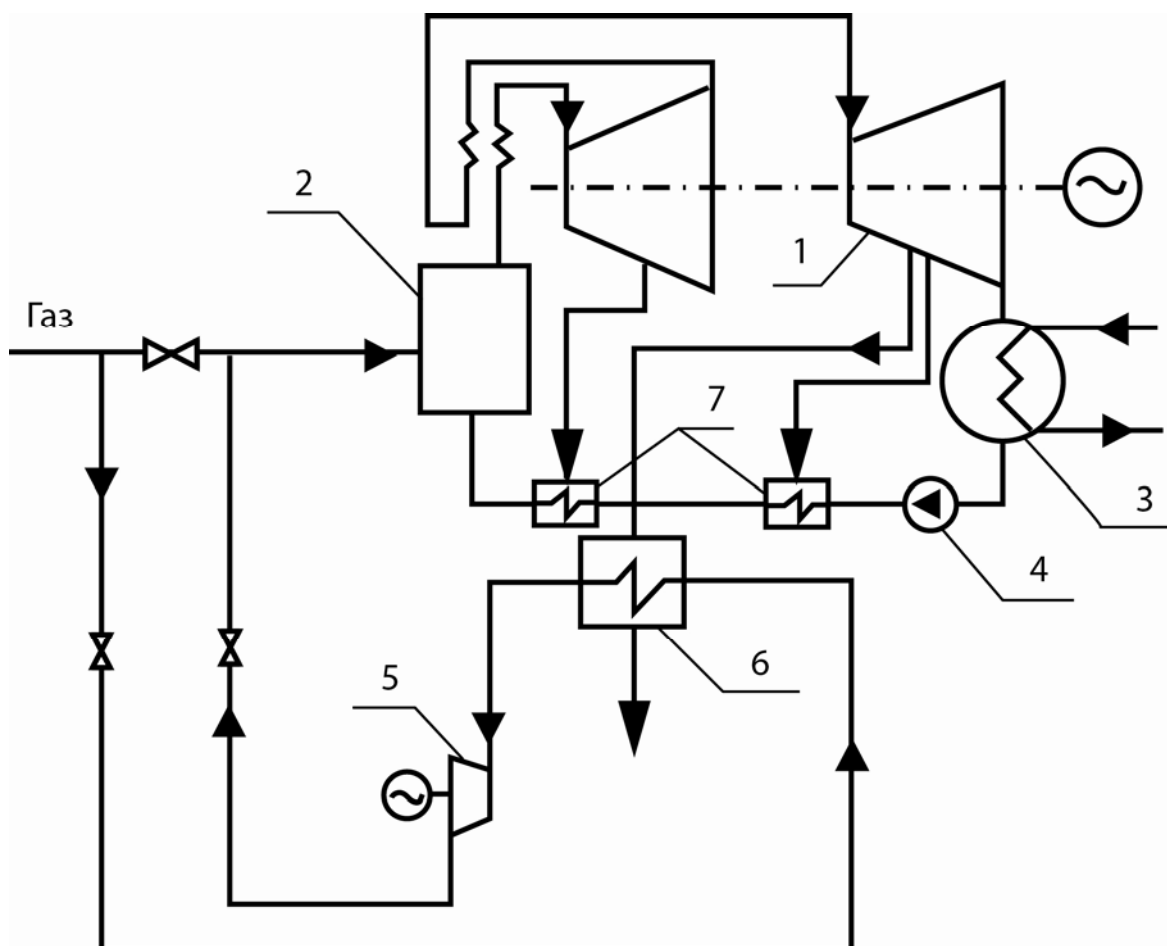


Рис. 6.14. Схема включения ДГА в тепловую схему энергоблока:
1 – турбина; 2 – котел; 3 – конденсатор; 4 – насос; 5 – детандер;
6 – теплообменник подогрева газа; 7 – регенеративные подогреватели

На ТЭС, электроэнергия для которых является основным производимым продуктом, применение ДГА улучшает технико-экономические показатели основного производства (уменьшение удельного расхода топлива на выработку электроэнергии).

В [12] на ряде примеров показаны возможности оценки потенциала энергосбережения для ряда специфических условий и целесообразности применения ДГА на крупных ТЭС. В частности, показано, что в случае, когда по тем или иным причинам отсутствует возможность организации перетока электроэнергии из данной энергосистемы в другие, необходимым условием при включении ДГА в тепловую схему КЭС является сохранение выработки электроэнергии станцией в целом на том же уровне, каким он был до включения ДГА, за счет снижения электрической мощности, вырабатываемой паротурбинными блоками, на величину электрической мощности, вырабатываемой ДГА.

При работе на электростанциях, входящих в энергосистемы и работающих с дефицитом электрической мощности, ДГА включается в тепловую схему КЭС при номинальном расходе пара на турбины (рис. 6.14).

6.2. Потенциал повышения эффективности производства электрической энергии

К системам генерации электрической энергии предъявляются жесткие и достаточно противоречивые требования. С одной стороны, они должны обеспечивать высокую эффективность использования первичной энергии (на ТЭС и АЭС – топлива). С другой – меры по снижению удельного расхода топлива не должны отрицательно влиять на такие возможности электростанций, как:

- длительная работа при номинальной и минимальной мощности (при любых условиях эксплуатации);
- допустимость перегрузки;
- малоинерционные остановки и пуски агрегатов;
- быстрый набор нагрузки и её изменения с незначительным снижением КПД при регулировании;
- высокая надёжность работы [42].

Потенциал повышения энергоэффективности тепловой электростанции сосредоточен в основном в четырёх технологических блоках: 1) паровой котёл, 2) турбогенератор, 3) энергопотребляющее оборудование собственных нужд электростанции, 4) система золоудаления.

Оптимизационную задачу снижения удельного расхода топлива на стадии генерации электричества и теплоты необходимо решать на

основе системного подхода с учётом экономического и социального эффекта, которые взаимосвязаны и сложным образом влияют друг на друга. Например, оптимизация распределения нагрузки между разными электростанциями энергосистемы и энергоблоками конкретной станции (преимущественная цель – экономическая эффективность) подвержена сильному влиянию мероприятий по снижению ущерба окружающей среде выбросами в атмосферу и сбросами в гидро- и литосферу вредных веществ (преимущественная цель – социальная эффективность).

Сложный в реализации оптимизационный подход в энергетике стал доступен благодаря компьютеризации большинства функций, исполняемых структурами электроэнергетических систем.

6.2.1. Состояние и перспективы

Усреднённая в глобальном масштабе картина расходования энергии первичных энергоносителей при производстве электрической и тепловой энергии показана на рис. 6.15, а на рис. 6.16 – потери тепла топлива, сжигаемого на КЭС, в различных звеньях технологической цепочки.

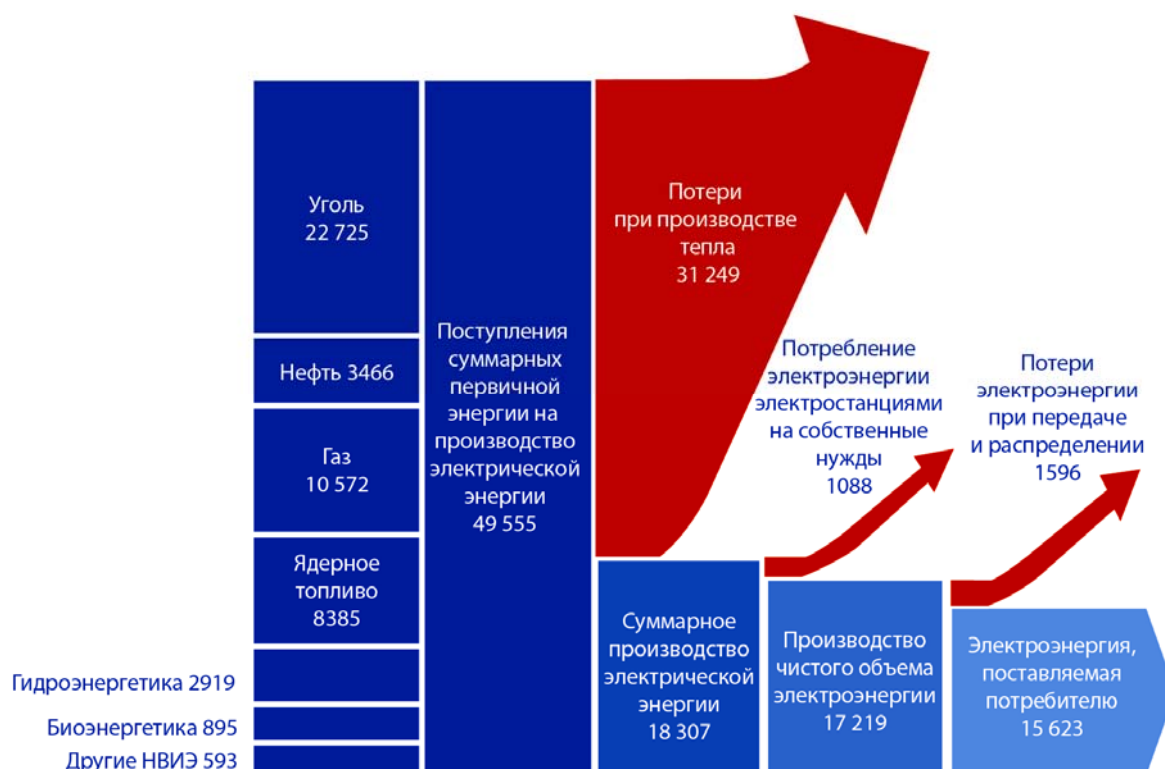


Рис. 6.15. Энергетические потоки и потери в мировой электроэнергетике в 2008 г., кВт (тепл.)

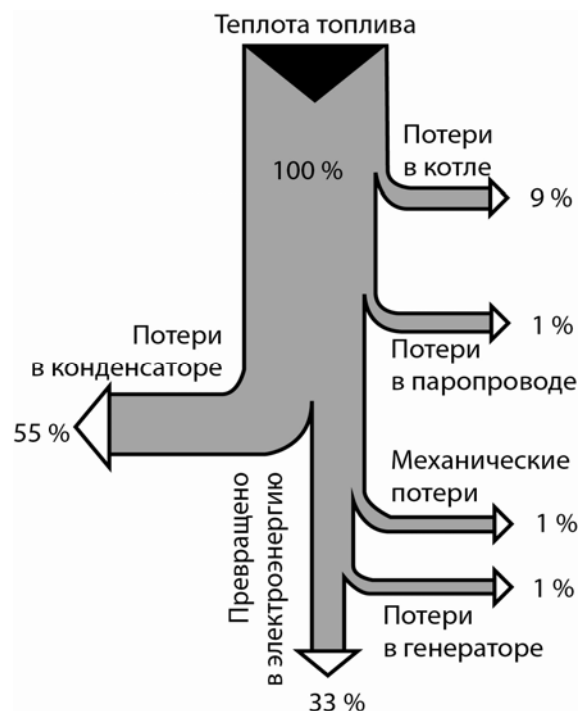


Рис. 6.16. Энергетическая диаграмма КЭС

В среднем российские КЭС работают с КПД 36 % (лучший показатель – 42 %) и средним удельным потреблением топлива 345 г у.т./кВт·ч (рис. 6.17). Лишь две электростанции (Сочинская ТЭС и Северозападная ГРЭС-2) имеют КПД выше 40 %. Еще пять станций (Пермская, Среднеуральская, Нижневартовская, Костромская и Сургутская) имеют КПД немногим более 38 %.

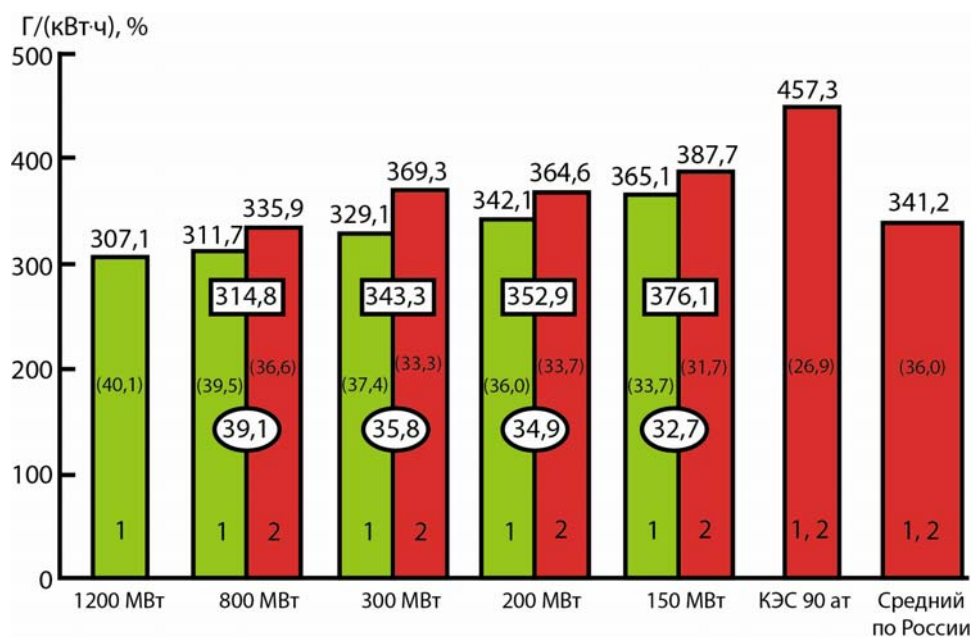


Рис. 6.17. Удельный расход топлива на КЭС России

Эффективность российских ТЭС существенно ниже средних показателей в странах Запада (рис. 6.18 и 6.19).

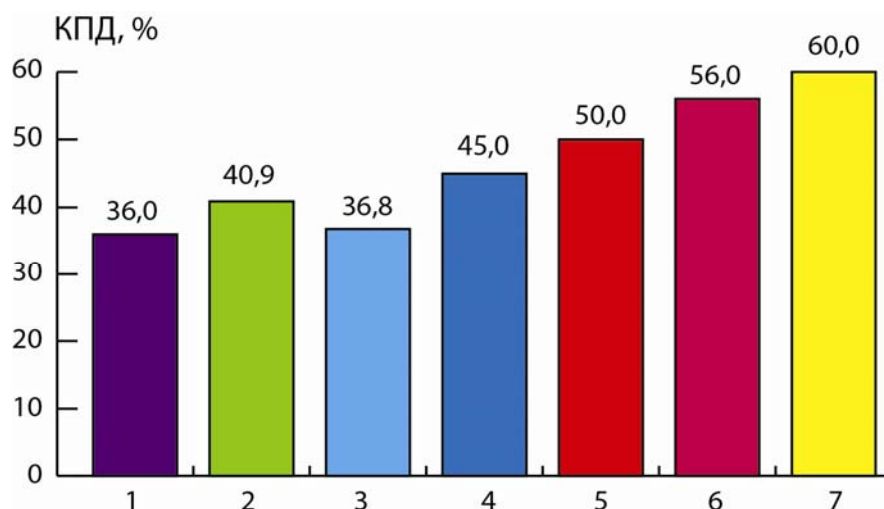


Рис. 6.18. Сравнение экономичности конкретных энергоблоков ТЭС России с усреднённой по странам Запада [16]:

- 1 – средний КПД по ТЭС России; 2 – КПД газомазутного энергоблока 800 МВт Нижневарттовской ГРЭС; 3 – средний КПД пылеугольных энергоблоков 500 МВт Рефтинской ГРЭС; 4 – средний КПД зарубежных пылеугольных энергоблоков нового поколения на повышенные параметры пара; 5 – КПД ПГУ-450Т Северо-Западной ТЭЦ при работе в конденсаторном режиме; 6 – «стандартная» западная ПГУ утилизационного типа; 7 – перспективные западные ПГУ

На рис. 6.19 и 6.20 показано положение России среди 27 стран – крупнейших производителей электроэнергии по показателю – КПД угольных и газовых ТЭС.

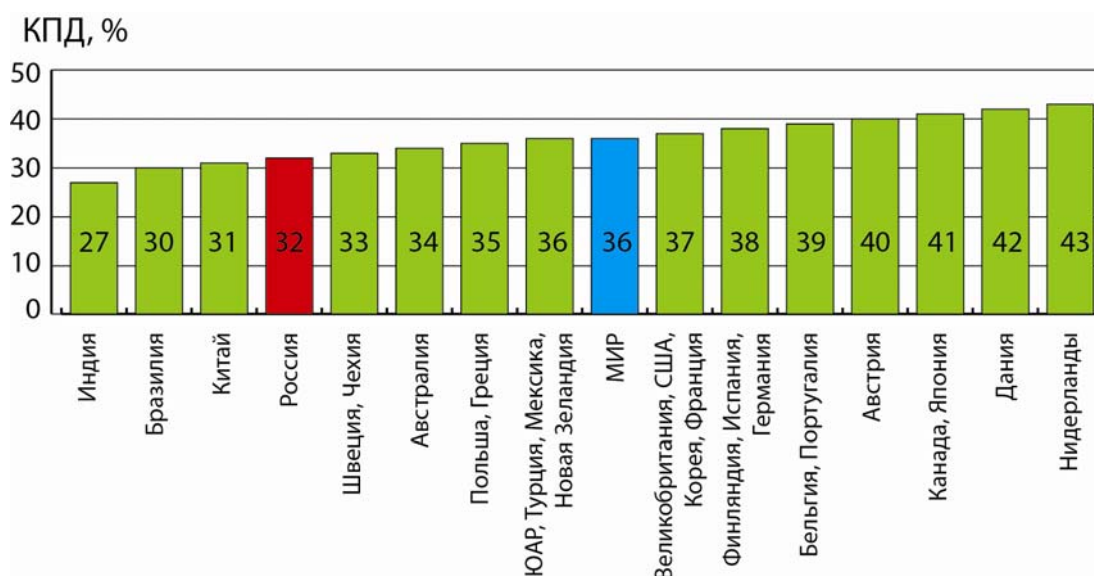


Рис. 6.19. КПД угольных электростанций

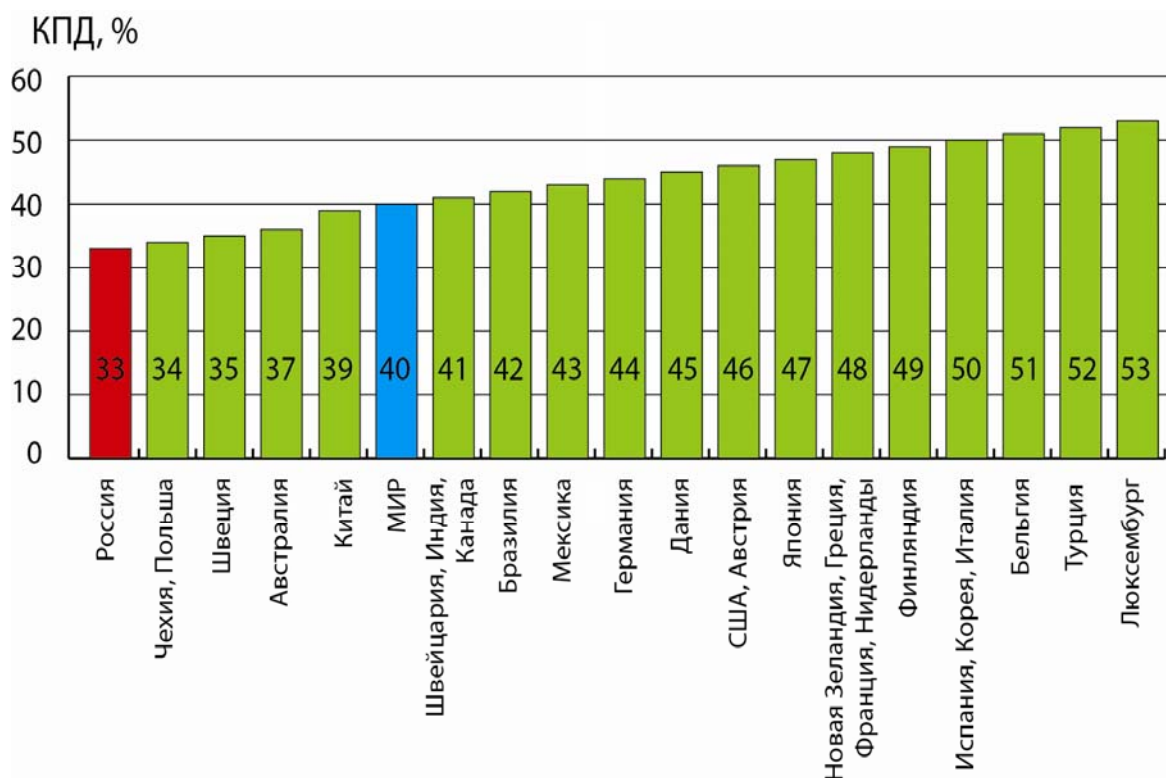


Рис. 6.20. КПД газовых электростанций

На выработку электроэнергии в России тратится 33 % всех потребляемых в стране первичных ТЭР (в целом энергетика, включая выработку тепла, потребляет примерно 70 % первичных ТЭР). Удельная энергоёмкость электроэнергетической отрасли в 5–6 раз превышает среднюю по промышленности, в 2,8 раза – чёрной металлургии, в 14 раз – машиностроения и в 21 раз – пищевой промышленности.

Электрэнергетика занимает первое место среди других отраслей по доле затрат на ТЭР – около 50 % суммарных затрат. На ТЭС эта доля составляет 65 %.

Технический потенциал снижения совокупного конечного потребления энергии на российских КЭС составляет 22,5 млн т н. э., из которых 79 % приходится на снижение потребления газа. Весь технический потенциал повышения эффективности газовых КЭС (17,9 млн т н. э.) может быть реализован через экономически целесообразные инвестиции. Суммарный потенциал энергосбережения на КЭС, работающих на жидком топливе и на угле, намного ниже, т. к. на этих электростанциях в России производится меньшая доля электроэнергии, чем на газовых [28].

Несмотря на столь низкую эффективность преобразования первичной энергии в электричество и теплоту, специалисты оптимистично оценивают будущее мировой топливосжигающей энергетики, в том числе угольной. Главные основания для этого следующие:

- эффективность использования угля в паротурбинных установках возросла с 8–10 % в конце XIX в. до 43–47 % в настоящее время (рис. 6.21), а его запасов должно хватить на несколько столетий;

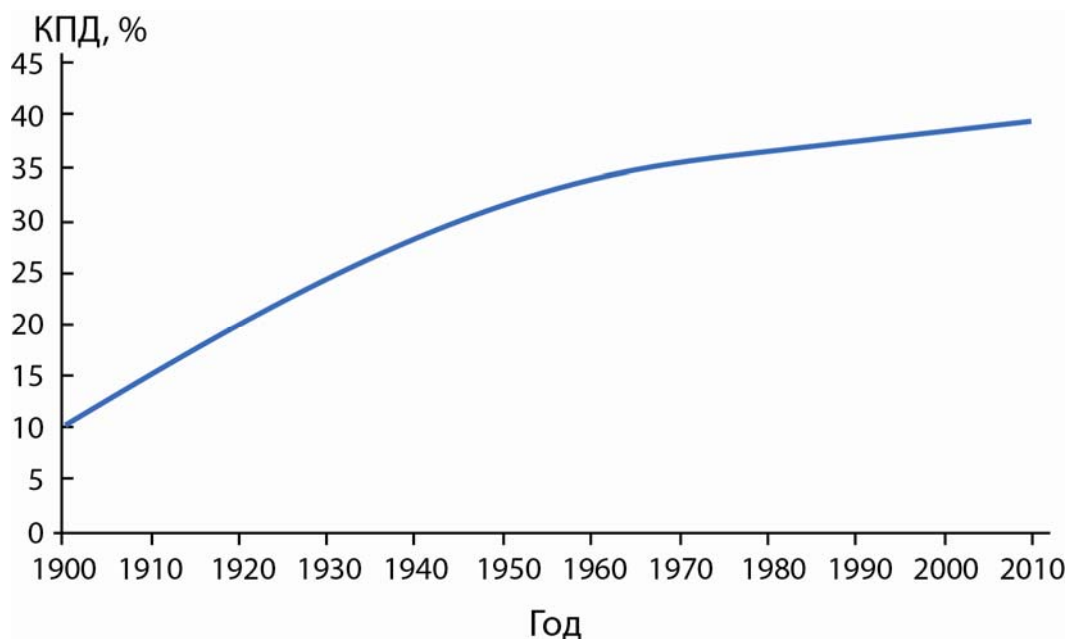


Рис. 6.21. Динамика КПД тепловых электростанций

- КПД парогазовых установок с внутрицикловой газификацией угля возросла с 35 % в 1970 г. до 50 % в конце XX в.;

- за последние десятилетия КПД газотурбинных установок превысил 40 %, а созданные на их основе ГТУ-ТЭС обладают КПД, приближающимся к 90 %;

- КПД топливных элементов уже сейчас превышает 70 %. При доведении их основных характеристик (стоимости единицы установленной мощности, надёжности, срока службы) до уровня требований стационарной энергетики они могут занять в ней важное место.

Главными причинами низкой экономичности российской генерации являются:

- использование морально устаревшего оборудования КЭС и ТЭЦ с преобладанием установок относительно малой мощности на относительно низкие параметры пара;

- использование изношенного оборудования с длительной наработкой, требующего больших затрат на ремонт и техническое обслуживание;

- нерациональная структура генерирующих мощностей, в которой преобладают установки для работы в базовой части графика нагрузки, маневренные газовые турбины практически отсутствуют;

- в использовании экономичных ПГУ сделаны практически только первые шаги [15].

Россия может снизить потребление топлива на электростанциях как минимум на 30 % (примерно на 44,4 млн т н.э.). Цифра может быть увеличена в результате более широкого использования ТЭЦ вместо КЭС, разумной децентрализации производства и оптимизации системы распределения электроэнергии. Усовершенствование элементов отечественных паровых турбин может быть выполнено без существенного изменения традиционных технологий, освоенных на российских предприятиях-производителях паровых турбин. В [15] названы 12 способов повышения КПД турбин, реализация которых позволила бы обеспечить экономию топлива в объёме 6,1 %.

На рис. 6.22 показан технический, экономический и финансовый потенциал повышения энергоэффективности производства электроэнергии в России [28].

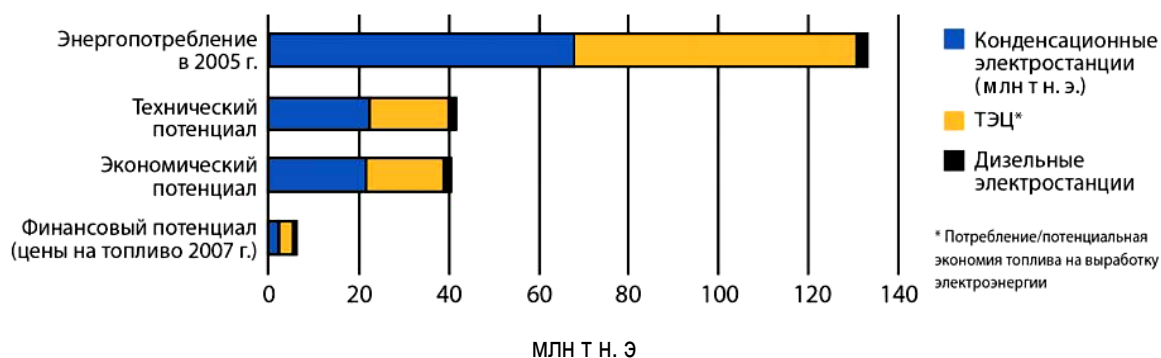


Рис. 6.22. Потенциал повышения энергоэффективности в производстве электроэнергии (по технологическим процессам)

На рис. 6.23 представлены те же данные, но по видам топлива [29].

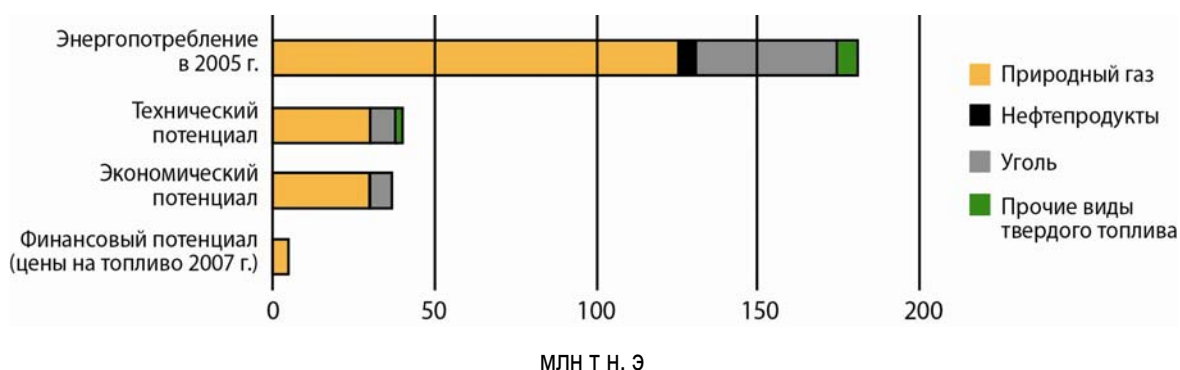


Рис. 6.23. Потенциал повышения энергоэффективности в производстве электроэнергии (по видам топлива)

Реализация примерно 90 % этого технического потенциала экономически эффективна. По оценкам [28], нашей стране необходимо инве-

стировать в мероприятия по повышению эффективности ТЭС около 106 млрд долл. (49,8 млрд долл. – для повышения эффективности КЭС и 55,4 млрд долл. – для повышения эффективности ТЭЦ). Большая часть потенциала энергосбережения может быть реализована модернизацией газовых КЭС и источников комбинированной выработки тепла и электроэнергии. Для российских энергоблоков удельный расход топлива превышает номинальный на 5–10 % и более, в то время как у лучших зарубежных энергоблоков это отклонение не превышает 1–2 % [38].

В ЭС-2030 в качестве приоритетных задач по обеспечению научно-технического прогресса в энергетическом секторе названы следующие:

1. Создание ГТУ мощностью 300–350 МВт и на их основе высокоэффективных ПГУ мощностью 500–1000 МВт, работающих на природном газе с КПД выше 60 %.

2. Создание на ТЭЦ типовых модульных когенерационных ПГУ мощностью 100 и 170 МВт с КПД 53–55 %.

3. Создание экологически чистых угольных конденсационных блоков мощностью 660–800 МВт на сверхкритические параметры пара с КПД 43–46 %.

4. Создание экологически чистых ПГУ с газификацией твердого топлива мощностью 200–600 МВт с КПД 50–52 % и ПГУ на угольном синтез-газе;

5. Разработка, создание головных образцов и освоение энерготехнологических комплексов, работающих на твёрдом и газообразном топливе, для совместной выработки электроэнергии и синтетического жидкого топлива.

6. Развитие малой (распределённой) энергетики и др.

От эффективности работы электростанций зависят не только экономические макропоказатели страны, но и цена электроэнергии для потребителя. Для населения примерно половина стоимости киловатт-часа связана с производством электроэнергии.

6.2.2. Когенерация. Энергоэффективные производственные схемы и технологии на ТЭС

Эффективная конверсия топлива в тепловую энергию, используемую для производства электричества, в промышленных теплотехнологиях, для отопления и ГВС – важнейший, но не единственный резерв повышения эффективной работы ТЭС. В мировой топливной энергетике разработан и освоен целый комплекс высокоэффективных технологий (в дополнение к тем, что рассмотрены в гл. 3), используемых на топливосжигающих электростанциях:

1. Когенерация – совместное производство электрической и тепловой энергии.

2. Повышение параметров энергоблоков с котлами с традиционным факельным сжиганием угля, а также с котлами с циркулирующим кипящим слоем при давлении пара выше 30 МПа и температуре $T = 800\text{ }^{\circ}\text{C}$. К 2015 г. это должно повысить КПД до 53–54 %.

3. Внедрение ПГУ и ГТУ, позволяющих снизить удельный расход топлива на 32–37 % и поднять КПД до 50–65 %.

4. Утилизация низкопотенциальной энергии: энергии редуцированного пара, теплоты технологических сбросов, а также развитие турбодетандерной технологии и др.

5. Вовлечение в энергетическое производство сланцевых нефти и газа, попутного нефтяного газа, угольного метана и других видов нетрадиционного для электроэнергетики топлива.

Как было показано выше, при выработке электроэнергии на традиционных ТЭС большое количество тепла, образующегося при сжигании топлива, сбрасывается в окружающую среду через конденсаторы пара, градирни, пруды-охладители и т. п. Большая часть этого тепла может быть использована (и уже используется) в системах когенерации – совместном производстве электрической и тепловой энергии. Для отечественной энергетики это традиционный способ повышения эффективности использования топлива и решения задачи теплоснабжения потребителей от ТЭЦ. На Западе, где проблема отопления не столь острая, комбинированный способ производства обоих видов энергии в широких масштабах стал применяться сравнительно недавно.

Исключением являются некоторые страны Северо-Западной и Северной Европы – Дании, Нидерландов, Финляндии. Например, Дания имеет 100-летний опыт совместного производства электрической и тепловой энергии. В 2010 г. почти 80 % централизованного теплоснабжения и 60 % электроэнергии обеспечивались электростанциями, работающими в режиме когенерации. Из оставшихся 40 % электроэнергии 22 % произведены с помощью ВЭС, а 18 % – произведены на КЭС и закуплены в соседних странах.

Тем не менее по прогнозам Европейской ассоциации когенерации (Cogen Europe), доля когенерационных систем в выработке электроэнергии в среднем по странам ЕЭС в ближайшие годы достигнет 20 %. Динамика за предыдущее 10-летие показана на рис. 6.24.

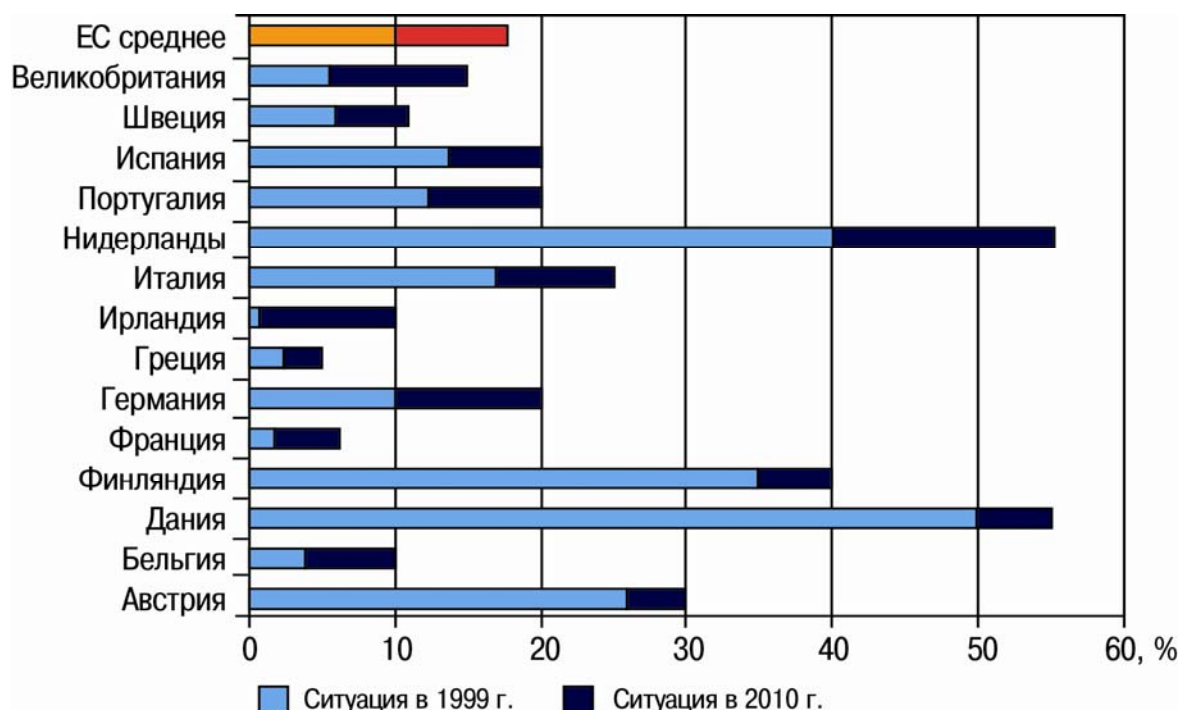


Рис. 6.24. Наращивание когенерации в странах Евросоюза

В когенерации новым можно считать ее выход за пределы мощной системной энергетики в распределенную автономную энергетику.

Сопоставление эффективности использования топлива на КЭС, производящей только электроэнергию (рис. 6.25, а), на ТЭЦ, производящей электричество и тепло (на отборах паровой турбины) (рис. 6.25, б), на ПГУ-ТЭЦ, производящей электричество с помощью ГТУ, устанавливаемой на ТЭЦ, и паровой турбины, использующей теплоту выхлопных газов ГТУ, а также тепловую энергию (на отборах) (рис. 6.25, в).

Используют несколько способов реализации идеи когенерации:

1) на ТЭС утилизируют тепло, выделяющееся в конденсаторах и рассеивающееся в окружающей среде, т. е. отдают предпочтение строительству ТЭЦ или преобразованию действующих КЭС в ТЭЦ;

2) для повышения энергоэффективности самих ТЭЦ их дооснащают ГТУ, т. е. преобразуют в ПГУ-ТЭЦ;

3) в котельных (прежде всего паровых) дополнительно производят электроэнергию, например при замене редуктора давления пара на противодавленческую турбину;

4) газовые котельные оснащают надстройкой в виде ГТУ, в результате чего первые преобразуются в мини-ТЭЦ. При этом повышается эффективность работы и котельной, и ГТУ;

5) генерирующие установки для малой энергетики (ДВС, ГТУ и ГПУ) эксплуатируют в режиме когенерации.

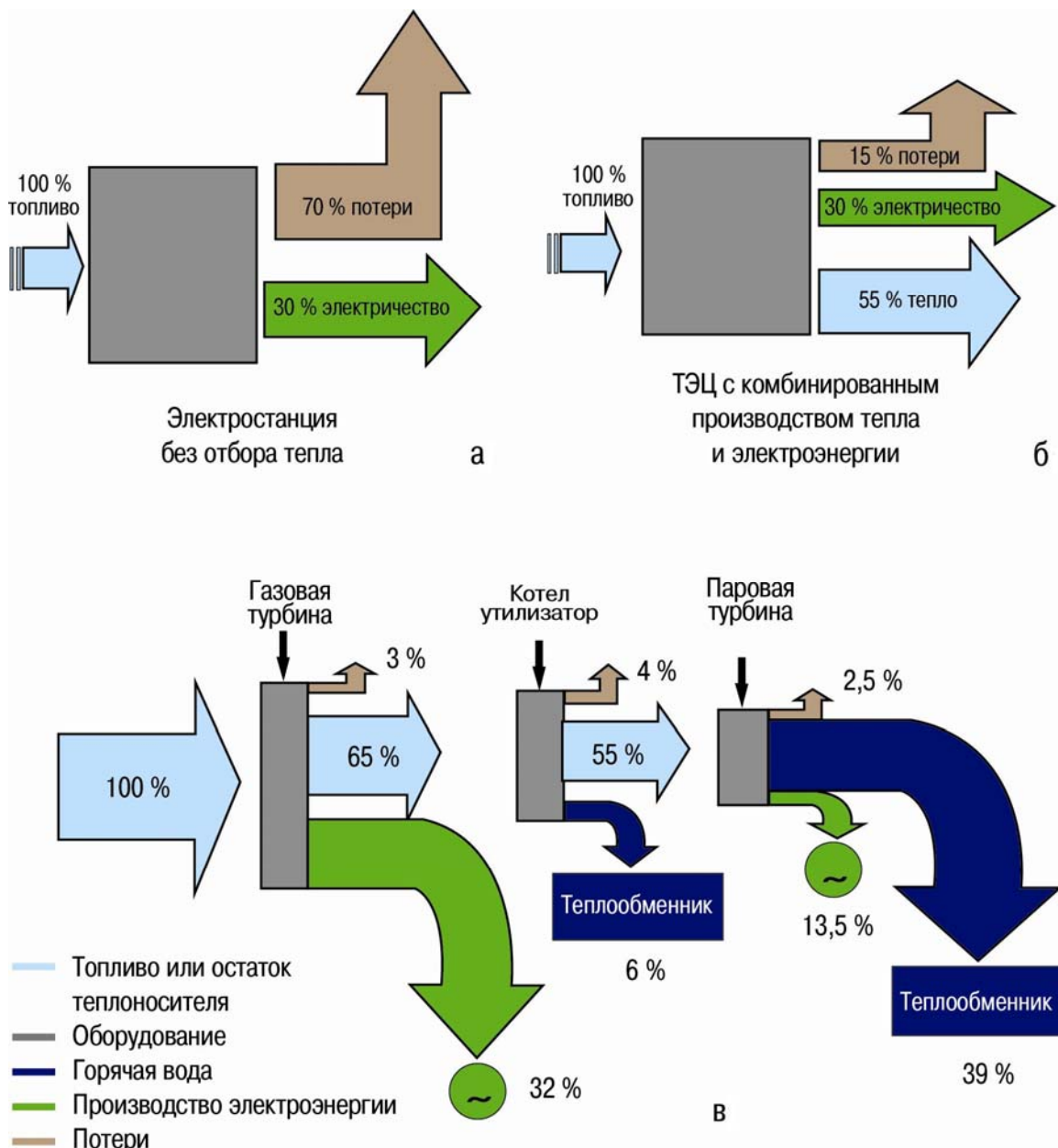


Рис. 6.25. Различные способы использования топлива и их эффективность

Рассмотрим эти способы подробно. (Ознакомиться с опытом применения и техническими характеристиками когенерационных установок отечественных и зарубежных производителей можно, например, в [41, 65].

Особенности режимов работы КЭС и ТЭС и их эффективность рассмотрены в 6.1. Здесь отметим только два обстоятельства:

- Строительство ТЭЦ или переоборудование КЭС в традиционную ТЭЦ экономически оправданы в двух случаях: а) при выработке агрегатами КЭС ресурса и вынужденном их капитальном ремонте, б) при наличии вблизи ТЭС мощных потребителей тепловой энергии.

- В случаях отсутствия или недостаточного потребления пара промышленного отбора на ТЭЦ есть два способа его использования: наиболее простой, но не оптимальный – использование производственного отбора для покрытия части тепловой нагрузки станции. При этом осуществляют редуцирование пара (с 13–18 бар до достаточных для нагрева сетевой воды 2–2,5 бар). Более эффективным является решение, при котором используется дополнительная турбина (например, блочный турбогенератор с противодавлением). В этом случае обеспечиваются выработка из пара производственного отбора дополнительной электрической энергии и отпуск тепла с выхлопа противодавленческой турбины. Это обеспечивает возможность перераспределения тепловой нагрузки между теплофикационными и производственными отборами основной турбины.

Теплофикационные отборы могут брать на себя основную часть тепловой нагрузки. Не используемая по прямому назначению часть производственного отбора может пойти на покрытие пиковых нагрузок. Для дополнительной выработки только электроэнергии может использоваться конденсационная турбина, а только тепла – теплофикационная. Срок окупаемости установки дополнительной турбины составляет 3–6 лет.

Радикально повысить экономичность ТЭЦ можно преобразованием её в парогазовую – ПГУ-ТЭЦ, в которой одновременно используются два рабочих тела: газ и пар (рис. 6.26) [12].

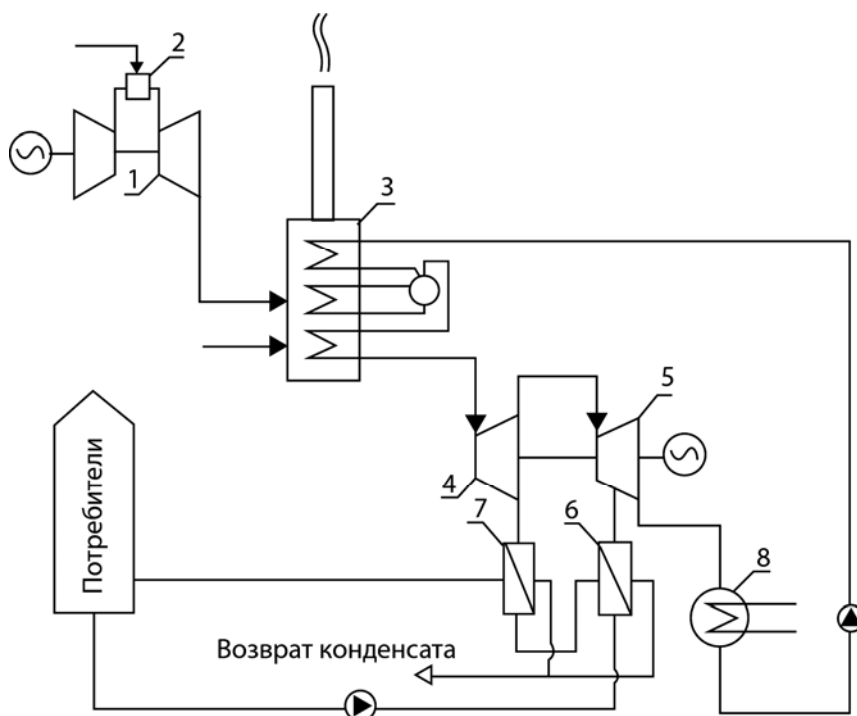


Рис. 6.26. Схема парогазовой ТЭЦ: 1 – газотурбинная установка; 2 – камера сгорания; 3 – котел-утилизатор; 4 – паровая турбина высокого давления; 5 – паровая турбина низкого давления; 6 – сетевой подогреватель низкого давления; 7 – сетевой подогреватель высокого давления; 8 – конденсатор

Горячие газы, выходящие из турбины, охлаждаются в подогревателе, нагревая питательную воду, поступающую в паровой котел. Комбинированный цикл позволяет уменьшить расход топлива на получение пара в котле, что приводит к повышению эффективности использования топлива до 80–86 %. Коэффициент полезного использования топлива по выработке электроэнергии парогазовой установкой (ПГУ), по сравнению с паротурбинными энергоблоками сверхкритического давления, выше на 15–25 % и достигает 51–54 %. Кроме того, при ее работе в 3 раза снижаются выбросы в атмосферу и в 2 раза уменьшается потребление охлаждающей воды.

Дооснащение паротурбинной станции газовой турбиной, обладающей значительно лучшими динамическими характеристиками, по сравнению с паровыми турбинами, позволяет, помимо улучшения термодинамических показателей станции (увеличение выработки электроэнергии на базе теплового потребления), повысить ее маневренные качества за счет регулирования [12].

Мощности и параметры газотурбинной и паротурбинной установок выбираются таким образом, чтобы количество теплоты, отданной в подогревателе газами, равнялось количеству теплоты, воспринятой питательной водой.

Возможны другие варианты технологических схем парогазовых установок, позволяющие использовать теплоту, выделяющуюся в технологическом процессе, для получения механической энергии (например, привод насосов, компрессоров и т. п.).

Целесообразно реализовать бинарный цикл, когда каждая ГТУ работает на свой котёл-утилизатор, генерирующий и перегревающий пар. Последний поступает в общий коллектор, а из него – в паровые турбины. При этом выработка тепла осуществляется за счёт отборов пара из паровой турбины и пароводяного перегревателя сетевой воды. Такое изменение паровой ТЭЦ ведёт к снижению суммарных издержек на выработку электроэнергии и тепла.

Идея создания ПГУ, использующих в качестве рабочих тел продукты сгорания топлива и водяной пар (бинарные установки), впервые была высказана ещё в 1824 г. С. Карно. На протяжении полутора веков эта идея развивалась и совершенствовалась, но в действующих установках была реализована спустя почти сто лет – только в начале XIX в. В Германии. В последующем было разработано около десятка схем реализации этой идеи, многие из которых начали внедряться лишь сравнительно недавно. Часть из них кратко рассмотрены в [11], подробно – в [27]. Основным сдерживающим фактором были и остаются высокие требования к механической стойкости материалов паровых и газовых турбин при очень высоких температурах. Российская энергетика существенно отстала от передовых стран по масштабам использования со-

временных энергоэффективных ПГУ вследствие кризиса 90-х годов. Лишь с начала «нулевых» годов положение стало улучшаться.

Появление на российском рынке мощных и достаточно совершенных ГТУ (зарубежных, а в последнее время и отечественных) дали старт разработке новых схем ПГУ. На Северозападной ТЭЦ (г. Санкт-Петербург) установлено 4 парогазовых блока. В состав каждого входят:

- 2 газовых турбины фирмы Siemens мощностью по 150 МВт;
- 2 котла утилизатора Подольского завода;
- 1 теплофикационная паровая турбина мощностью 150 МВт;
- три генератора с воздушным охлаждением завода «Электросила».

Здесь применена дубль-блочная схема с двумя давлениями генерируемого пара с 4-ступенчатой схемой перегрева воды. Это серьезный прорыв российской энергетики. В упрощенном виде схема показана на рис. 6.27.

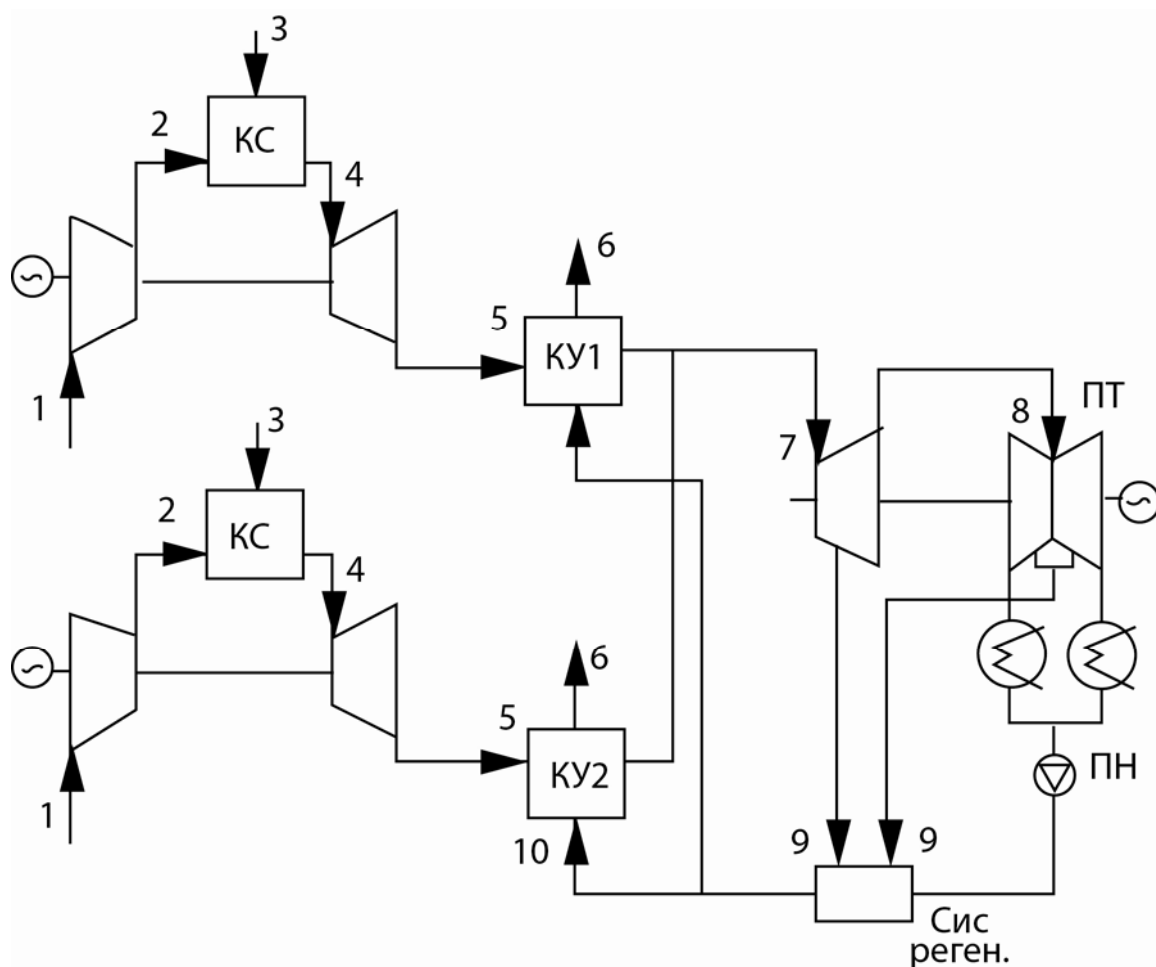


Рис. 6.27. Схема дубль-блока с 2 давлениями турбинного пара:
 КС – камера сгорания; КУ – котёл-утилизатор; ПТ – паровая турбина;
 ПН – питательный насос

В последние годы ПГУ установлены на ряде российских ТЭС, и этот процесс продолжается.

Следующий этап развития парогазовых технологий в нашей стране – проект одновального блока ПГУ-170 для целей технического перевооружения КЭС, агрегаты которых полностью выработали свой ресурс и подлежат замене (рис. 6.28). Это важнейшее направление реализации парогазовых технологий через модернизацию и техническое перевооружение существующих ТЭС с блоками 150–800 МВт. Такая модернизация позволит повысить технический уровень ТЭС, сохранив часть инженерных коммуникаций, основного и вспомогательного оборудования (если позволяют их состояние и остаточный ресурс).

В мировом газотурбостроении сменилось несколько поколений агрегатов. Начальная температура газов выросла с 800–850 °С до 1200–1300 °С и выше. В результате преодолена граница (~1100 °С), за которой наиболее эффективным типом парогазовой установки становится не ПГУ с высоконапорным (ВПГ) или низконапорным (НПГ) парогенератором, а ПГУ с котлом утилизатором (КУ). (Отечественная энергетика сегодня пока не готова к переходу на схему – ПГУ + КУ).

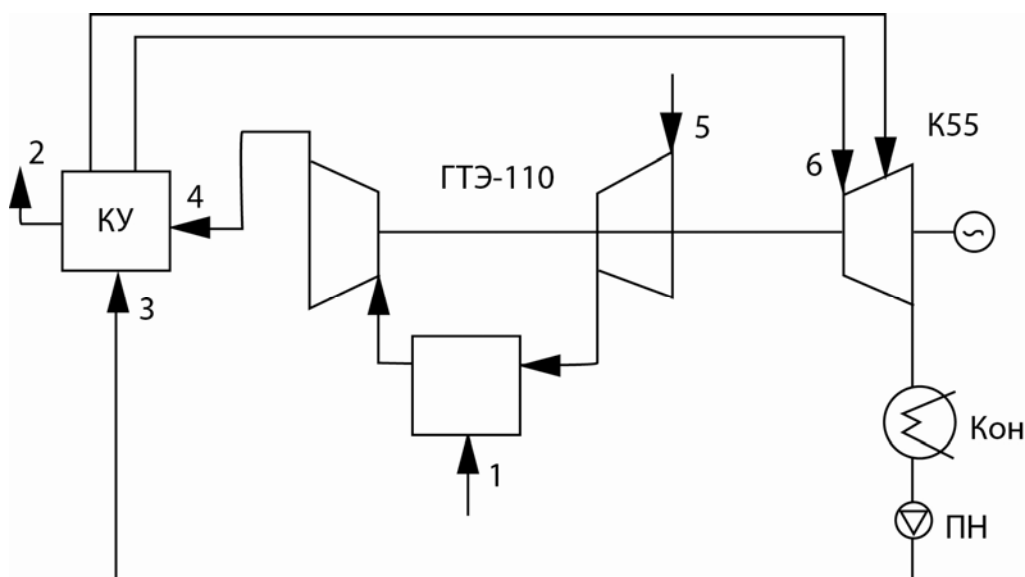


Рис. 6.28. Упрощенная одновальная схема ПГУ-170 на два давления пара без промежуточного перегрева:

ГТЭ – газотурбинная энергоустановка (мощностью 110 МВт); K-55 – паровая турбина (мощностью 55 МВт); Кон – конденсатор; ПН – питательный насос; КУ – котел утилизатор

В России работают более 50 газомазутных и более 35 газовых энергоблоков с суммарной мощностью около 22 тыс. МВт и с КПД 38–40 %. Замена их на современные ПГУ позволила бы:

- повысить КПД до 50–55 %;

- обновить физически и морально устаревшие основные фонды;
- снизить удельный расход топлива на 32–37 %.

Срок окупаемости таких мероприятий – 4,5–5 лет.

Дооснащение отопительных котельных газотурбинными установками малой и средней мощности для создания ГТУ-ТЭЦ является одним из наиболее дешёвых и простых технических решений задачи повышения эффективности использования топлива. Попутная выработка электроэнергии в котельных является важным направлением реструктуризации электроэнергетики России. В соответствии с ЭС-2030, за счет электрификации котельных ими будет производиться 1800 млрд кВт·ч электроэнергии, а эффективность её генерации достигнет 87–88 %.

Использование пара паровых котельных для выработки электроэнергии для собственных нужд повышает общую энергоэффективность работы котельной. Себестоимость выработки электроэнергии на небольшой противодавленческой турбине получается в три–четыре раза ниже, чем закупаемая из энергосистемы. При этом на выработку электроэнергии тратится дополнительно не более 10 % используемого топлива. Расход топлива на выработку 1 кВт·ч электроэнергии оказывается вдвое ниже, чем на традиционных электростанциях (140–150 г у.т. против 335–345 г у.т.). Электрификация котельных имеет капиталоемкость около 400 долл/кВт, тогда как ввод новых мощностей на электростанциях – не менее 1000–2000 долл/кВт.

ГТУ отечественного производства позволяют преобразовать в ГТУ-ТЭЦ отопительные котельные с котлами тепловой мощностью 50, 100 и 180 Гкал/ч. При этом удельный расход топлива на производство электроэнергии будет находиться в диапазоне от 150 г/кВт·ч до 190–200 г/кВт·ч для летнего и зимнего режимов, соответственно. Важно оптимизировать соотношение установленной электрической мощности и тепловой мощности котельной для обеспечения максимальной выработки электроэнергии при минимальной установленной мощности ГТУ. В [21] показано, что при сбалансированной схеме включения ГТУ и отопительного котла, в которой весь объем выхлопных газов ГТУ направляется в горелки водогрейного котла, рентабельно оснащать ими не все, а 50–70 % котлов (в зависимости от сезонной неравномерности отопительной нагрузки) (рис. 6.29).

В тех случаях, когда ГТУ-ТЭЦ должна обеспечивать возможность быстрого увеличения тепловой мощности, целесообразно использовать несбалансированные сбросовые схемы ГТУ-ТЭЦ. Избыток выхлопных газов ГТУ при этом сбрасывается в газовый подогреватель сетевой воды и после охлаждения до температуры уходящих газов котла выбрасывается в дымовую трубу.

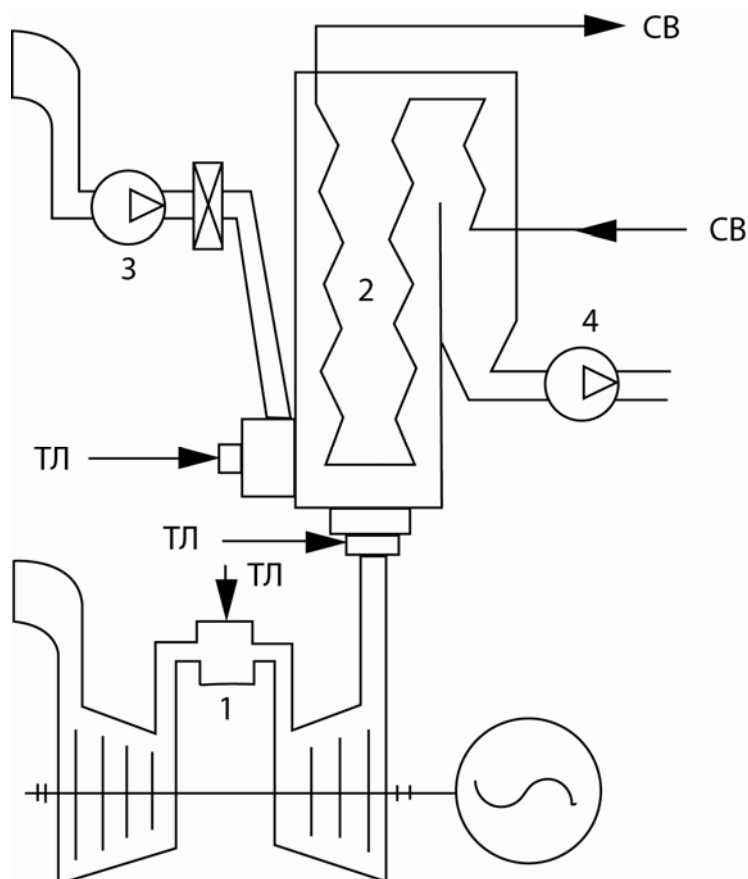


Рис. 6.29. Сбалансированная схема ГТУ-ТЭЦ: 1 – ГТУ; 2 – водогрейный котёл; 3 – дутьевой вентилятор; 4 – дымосос; СВ – сетевая вода; ТЛ – топливо

В табл. 6.1 представлены показатели работы ГТУ-ТЭЦ, выполненной по сбалансированной схеме с использованием ГТУ мощностью 20 МВт и 6 МВт.

Таблица 6.1

Показатели работы ГТУ-ТЭЦ по сбалансированной схеме

Мощность ГТУ, режим	Расход сетевой воды, т/ч	Температурный график, °С	Расход топлива, тыс. м ³ /ч			Тепловая нагрузка котла, Гкал/ч	Удельный расход условного топлива, г/кВт·ч
			в котле	в ГТУ	полный		
Автономный без ГТУ	1235	70/150	12,6	0	12,6	100	0
20 МВт, комбини- рованный макси- мальный зимний	1235	70/150	9,25	5,5	14,75	100	188
То же, комбиниро- ванный минималь- ный летний	1235	35/70	2,03	5,5	7,53	43,2	152

Мощность ГТУ, режим	Расход сетевой воды, т/ч	Температурный график, °С	Расход топлива, тыс. м ³ /ч			Тепловая нагрузка котла, Гкал/ч	Удельный расход условного топлива, г/кВт·ч
			в котле	в ГТУ	полный		
6 МВт, комбиниро- ванный максималь- ный зимний	1235	70/150	10,6	2,6	13,2	100	310,6
То же, комбиниро- ванный минималь- ный летний	1235	35/70	3,4	2,6	6,0	43,1	197,2

Выработка электроэнергии на тепловом потреблении в максимальном режиме в зависимости от типа ГТУ составляет 100–200 кВт·ч/Гкал, в режиме с минимальной тепловой нагрузкой она возрастает до 250–500 кВт ч/Гкал. Таким образом, если в отопительной котельной имеются необходимые условия, то установка ГТУ обеспечит существенный энергосберегающий эффект.

Проект может быть привлекательным для инвесторов при стоимости установленного киловатта 200–400 долл. и суммарной мощности ГТУ 20–50 МВт. При стоимости установленного киловатта 400–600 долл. фактический срок 100%-го погашения кредита составляет 2–6 лет, соответственно.

Дополнительного повышения эффективности использования топлива при попутной выработке электроэнергии котельными можно достичь применением высокооборотных газовых турбин и электрогенераторов, связь которых с электрической сетью осуществлять через статические полупроводниковые преобразователи частоты. При этом проявляются дополнительные положительные эффекты:

- сокращение необходимой для электрификации котла площади,
- упрощение поддержания оптимального режима работы газовой турбины с минимальными выбросом окислов азота и др.

Большинство существующих паровых котельных в России хорошо подходят для установки в них турбогенераторов, поскольку наиболее часто номинальное давление пара на выходе котла составляет 13–14 ата и его снижают (дросселируют) до 2–4 ата с последующей конденсацией в теплообменнике. Пропуская пар через турбину, соединённую с электрогенератором, получают «бесплатную» электроэнергию. Десятки миллионов рублей, необходимые для реконструкции котельной, окупаются за 3–4 года благодаря ряду достигаемых при этом дополнитель-

ных положительных эффектов (кроме повышения эффективности использования топлива).

Есть и другие положительные эффекты от перевода котельных в режим когенерации:

- такая реконструкция котельной примерно на 40 % дешевле ввода электрогенерирующего источника такой же мощности;
- обеспечивается бесперебойная работа котельной в условиях аварийного перерыва в электроснабжении от внешней сети. К турбогенератору по постоянной схеме подключается основное оборудование самой котельной (дымососы, циркуляционные и сетевые насосы, топливоподача и др.). Обычно используемые резервные источники электропитания (дизель-генераторы мощностью 3–5 МВт), стоящие десятки миллионов рублей, большую часть времени не работают, находясь в резерве. Кроме того, даже кратковременный перерыв в электроснабжении котельного оборудования на время запуска этих генераторов и включения нагрузки может привести к выходу из строя котлов и другого дорогостоящего оборудования. В случае неполадок в системе собственной генерации электроэнергии переключение оборудования на питание от внешней сети производится автоматически в течение минимального времени.

Перевод коммунальных котельных в режим когенерации экономически целесообразен только при наличии стабильного рынка сбыта продукции – электрической и тепловой энергии. Для этого необходимо, чтобы в муниципальном образовании были:

- крупные предприятия (промышленных отраслей или агропромышленного комплекса),
- централизованные системы отопления и ГВС,
- договоры с владельцами электрических сетей на приём излишков электрической энергии.

Преобразование котельной в мини-ТЭЦ можно осуществить применением в качестве утилизационной установки машины Стирлинга. Теплоту дымовых газов – одного из источников ВЭР – с помощью машины Стирлинга можно использовать для выработки электроэнергии по цене примерно в 7–8 раз ниже тарифов централизованного электроснабжения. Особенно целесообразна реализация такой схемы утилизации теплового ВЭР при капитальном ремонте или реконструкции котельной. Срок окупаемости инвестиций в такой проект не превышает 3 лет.

Оснащение генерирующих установок для малой энергетики (поршневой двигатель, газовая турбина и др.) системами утилизации сбросовой теплоты для производства технологического тепла (рис. 6.30)

представляет особый интерес для ЖКХ, т. к. позволяет уменьшить затраты на строительство коммуникаций в 1,5–4 раза по сравнению с подведением тепла и электроэнергии от централизованного источника (если такой вообще имеется). При работе двигатель-генератора утилизируется тепло выхлопных газов, масляного холодильника и охлаждающей жидкости двигателя. На 100 кВт электрической мощности потребитель получает в среднем 150–160 кВт тепловой мощности в виде горячей воды (90°C) для отопления и ГВС.

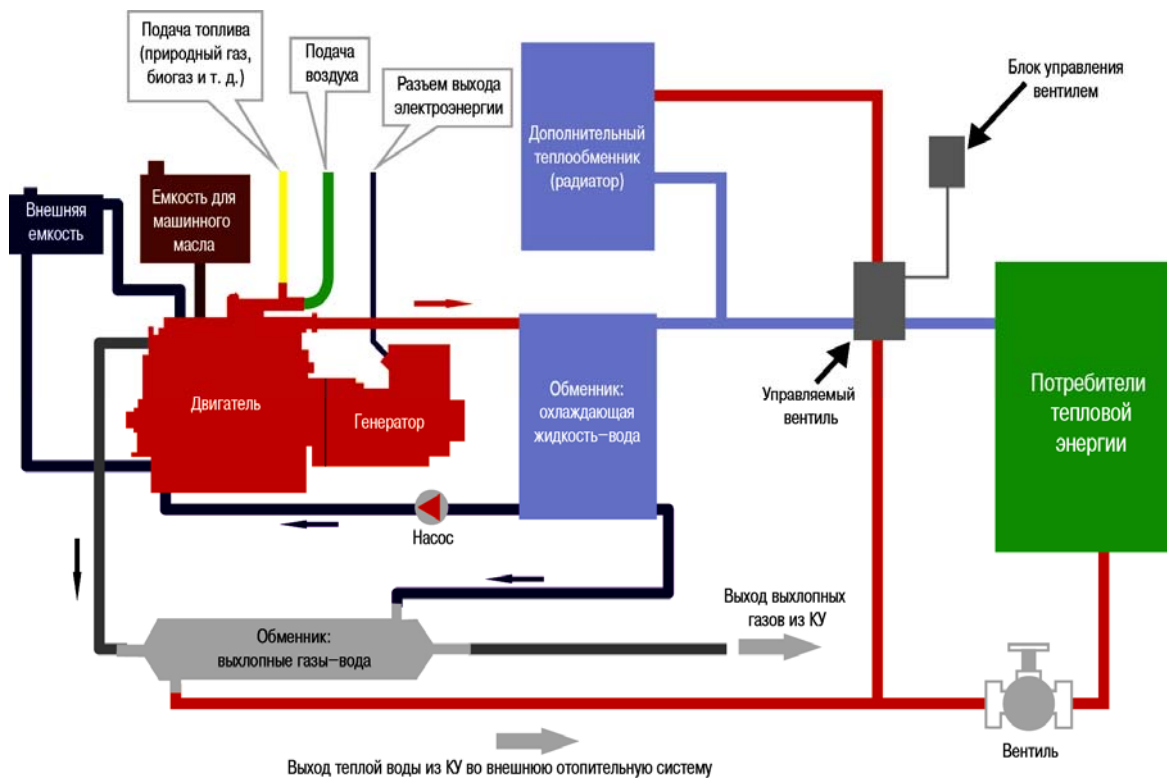


Рис. 6.30. Блок-схема когенерации

В развитых странах основная схема использования газа – применение газо-турбинной технологии для когенерации. В условиях нашей страны уже в настоящее время малые ГТУ-ТЭЦ оказываются эффективными не только в удаленных и вновь осваиваемых регионах. Оценки показывают, что в перспективе сооружение малых ГТУ-ТЭЦ вместо неэкономичных устаревших котельных в городах и поселках городского типа составит в целом по стране 25–35 ГВт к 2020 г. и 35–50 ГВт к 2050 г., т. е. до 10–15 % от суммарной установленной мощности генерации.

В табл. 6.2 обобщены данные о повышении эффективности использования в результате когенерации в генерирующих установках различного типа.

Таблица 6.2

*Эффект от когенерации на электрогенерирующих установках
различного типа*

Двигатель	Используемое топливо**	Диапазон мощностей, МВт (эл.)	Отношение тепло: электроэнергия	КПД, % (эл.)	КПД, % (общий)
Паровая турбина	Любое	1–1000+	3:1–8:1+	10–20	до 80
Газовая турбина	Газ, биогаз, дизельное топливо, керосин, LFO, LPG, HFO	0,25–300+	1,5:1–5:1*	25–42	65–87
Парогазовая установка	Газ, биогаз, дизельное топливо, керосин, LFO, LPG	3–300+	1:1–3:1*	35–55	73–90
Поршневой двигатель с воспламенением от сжигания (дизель)	Газ, биогаз, дизельное топливо, керосин, LHO, HFO	0,2–20	0,5:1–3:1*	35–45	65–90
Поршневой двигатель с воспламенением от искры	Газ, биогаз, керосин, LHO	0,003–6	1:1–3:1*	35–43	70–90

Примечание: * – высокое значение (тепло, электроэнергия) достигается дополнительным сжиганием топлива; ** – типы топлива: LFO (light fuel oil) – дизельное топливо; LPG (liquefied petroleum gas) – сжиженный нефтяной газ; HFO (heavy fuel oil) – мазут; LHO (Light heating oil) – светлое печное топливо.

6.2.3. Расходы энергии на собственные и хозяйственные нужды электростанций

Производство энергии на ЭС сопровождается и потреблением её на собственные нужды (СН). Потребление электроэнергии и мощности на СН электростанций определяется в соответствии с договором о присоединении к торговой системе оптового рынка как «...потребление электроэнергии и мощности, необходимое для функционирования электростанции и подстанций в технологическом процессе выработки, преобразования, распределения электроэнергии и потребления, необходимого для обслуживания основного производства. На ТЭС примерно 2/3 всей мощности СН идёт на обслуживание основных технологических комплексов:

1. Разгрузка и хранение топлива.
2. Топливоподача.
3. Котельная установка.

4. Турбинная установка.
5. Теплофикационная установка.
6. Дополнительные расходы электроэнергии, связанные с отпуском тепла в виде пара.

Детальный перечень направлений расходования электроэнергии на СН приведён в [64].

Только оставшаяся 1/3 часть расходуется на общестанционные нужды.

К расходам на СН обычно относят также сброс тепла конденсированного пара в градирни или пруды – охладители. С теплом охлаждающей воды теряется более 50 % тепла, поступающего на ТЭС с топливом.

Расход электроэнергии на собственные нужды ТЭС лежит в широких пределах (0,5–14 % от установленной мощности) в зависимости от используемого топлива, типа электростанции, её технического состояния и культуры эксплуатации (рис. 6.31) [15].

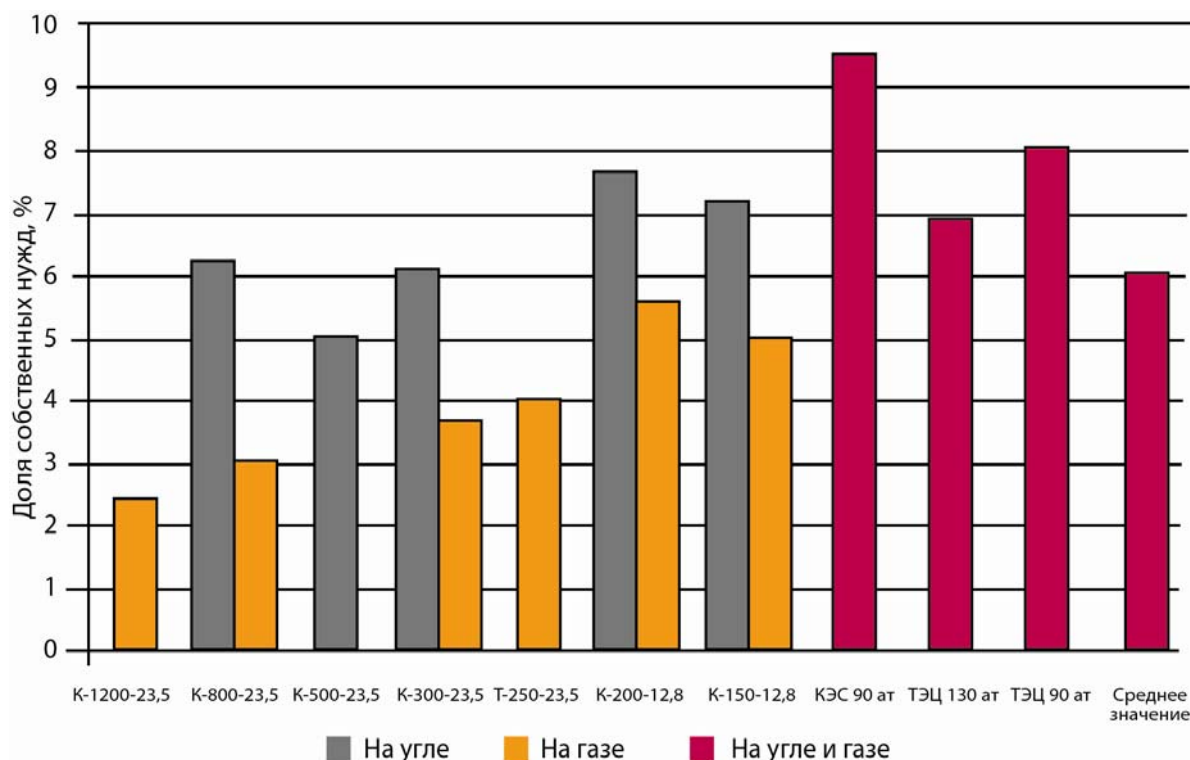


Рис. 6.31. Собственные нужды энергоблоков и ТЭС России с различным турбинным оборудованием

Примерно такие же цифры характерны и для АЭС, табл. 6.3 [2].

Таблица 6.3

*Максимальная нагрузка СН электростанций различного типа
в процентах от установленной мощности*

Электростанция	Максимальная нагрузка СН
ТЭЦ: пылеугольная	8–14
газотурбинная	5–7
КЭС: пылеугольная	6–8
газотурбинная	3–5
АЭС	5–8
ГЭС: мощностью до 200 МВт	2–3
свыше 200 МВт	0,5–1

Существенно меньшие нагрузки СН на ГЭС обусловлены более простым технологическим процессом производства электроэнергии и, как следствие, меньшим количеством электропотребляющих объектов. К таковым относятся:

1. Гидротехнические сооружения.
2. Напорный бассейн (или аванкамера).
3. Здание ГЭС.

Их расшифровка также дана в [64].

Расходы на СН тепловых электростанций по структуре подобны расходам на предприятиях обрабатывающей промышленности – явное преобладание расходов на электропривод над другими. Не редко в специальной литературе рассмотрение проблемы сокращения энергопотребления на СН вообще ограничивается анализом эффективности работы насосных установок, определяемой, прежде всего, характеристиками электропривода.

Несмотря на то, что доля потребления на СН обычно не превышает 5–6 % от суммарного объёма производства, с учётом масштабов электрического хозяйства СН сопоставимы с масштабами электрохозяйства крупного промышленного предприятия. Её сокращение важно для улучшения технико-экономических показателей работы ЭС. О больших потенциальных возможностях сокращения расходов на собственные нужды ЭС в России представление даёт их сравнение с зарубежными, табл. 6.4.

Распределение потерь по разным элементам электрооборудования характеризуется следующими цифрами:

- низковольтные электродвигатели (0,4 кВ) – 58–70 %;
- высоковольтные электродвигатели – 5–8 %;
- кабели – 12–17 %;
- трансформаторы – 8–12 %;
- прочие – 5–8 %.

Таблица 6.4

*Расход электроэнергии на собственные нужды
электростанций, %*

Страны	Расходы на собственные нужды, %
Китай	8,0
Россия	6,9
Индия	6,9
Страны ЕС	5,3
Мексика	5,0
США	4,8
Япония	3,7
Бразилия	3,4
Канада	3,2
<i>Весь мир</i>	5,3

Среди электрооборудования наибольший потенциал энергосбережения сосредоточен в мощных, но низковольтных двигателях и кабельных сетях станции, а среди технологических комплексов (до 60 % всех потерь) – системы топливоподачи и топливоприготовления, а также тягодутьевые и питательно – конденсатные системы.

Можно выделить следующие технические меры снижения потерь электроэнергии в энергохозяйстве СН [32]:

- замена низковольтных (мощных) электродвигателей (ЭД) на высоковольтные, а ЭД старых серий – на современные энергоэффективные,
- компенсация реактивной мощности непосредственно на зажимах асинхронных ЭД,
- внедрение частотно-регулируемых электроприводов. Например, применение частотно-регулируемого электропривода циркуляционных насосов конденсационной установки энергоблока ТЭЦ позволяет получить годовую экономию энергоресурсов за счёт снижения электропотребления более чем на 20 %, охлаждающей воды на 27 %.

Турбоагрегаты ТЭС кроме электрической энергии расходуют на собственные нужды и теплоту. Основные направления её расходования:

- 1) на привод различных насосов, относящихся к турбинной установке (за исключением питательных);
- 2) на пуски турбоагрегатов (прогрев паропровода, разогрев и разворот турбин, прогрев вспомогательного оборудования до включения генератора в сеть);
- 3) на отопление производственных помещений турбинного и электрического цехов;
- 4) расход теплоты, связанный с работой генератора в моторном режиме для резервирования мощности без потребления или выработки реактивной мощности [8].

К другой номенклатуре расходов электроэнергии на электростанциях относятся расходы на хозяйственные нужды [64]:

- центральные и ремонтно-механические мастерские,
- ремонтно-строительный цех,
- автохозяйство,
- складские помещения (склад оборудования и материалов, базисный склад топлива),
- административные здания, включая отдельно расположенные служебные помещения различного назначения.

К расходам на хозяйственные нужды относятся затраты на выполнение большой номенклатуры работ: а) монтажные, наладочные и экспериментальные работы, б) ремонты зданий и оборудования, выполняемые персоналом электростанции или энергосистемы, а также подрядными организациями, если по условиям договора электростанция принимает на себя необходимый для выполнения этих работ расход электроэнергии.

6.2.4. Оптимизация структуры топливных генерирующих мощностей

После кризиса 90-х годов в нашей стране сильное влияние на выбор топлива и технологии его сжигания, приоритеты по видам электростанций, способы наращивания генерирующих мощностей (реконструкция или новое строительство) оказывает большая изношенность основных фондов и ограниченные мощности энергомашиностроительных предприятий. Кроме того, рост экологических налогов и ужесточение санкций за причинённый ущерб окружающей среде вынуждают энергетиков во всем мире ставить экологические критерии как минимум в один ряд с требованиями эффективности и энергетической безопасности.

Приходится констатировать несоответствие структуры генерирующих мощностей отечественной электроэнергетики требованиям инновационной экономики. На ТЭС не появилось ни одного блока со сверх- и ультракритическими параметрами, а также крупномасштабных парогазовых и газотурбинных блоков (за исключением двух блоков на Южной ТЭЦ и Северо-Западной станции ТГК-1). Следствием этого является несоответствие эксплуатируемого оборудования современным стандартам по энергетической и экологической эффективности, а также гибкости регулирования их нагрузки [40].

Выбор перспективной структуры топливных генерирующих мощностей должен опираться на сравнение эффективностей разных способов технического перевооружения существующих ТЭС с котлами раз-

личного типа. Оптимальным вариантом является внедрение новых топливных технологий и при реконструкции существующих, и при сооружении новых ТЭС. При этом необходимо учитывать ряд новых тенденций в энергетике и, в частности, в теплоэнергетике: расширение зоны теплофикации на тепловые нагрузки менее 500 Гкал/ч в связи с существенным повышением эффективности относительно небольших теплофикационных установок ПГУ-ТЭЦ и ГТУ-ТЭЦ, увеличением доли коммунально-бытовой и снижением доли промышленной нагрузок, ростом экологических требований к ТЭЦ со стороны городов и населенных пунктов, ограничивающих использование на них угля.

Сопоставление различных способов технического перевооружения существующих и сооружения новых ТЭС по экономической эффективности, а также сравнение нескольких принципиально различающихся вариантов их развития выявили:

- предпочтительность во многих случаях глубокой модернизации существующих ТЭС по сравнению с новым строительством;
- высокую экономическую эффективность использования ПГУ и ГТУ как на существующих, так и на новых ТЭС,
- особенно высокую эффективность увеличения мощности действующих газомазутных ТЭЦ за счет газотурбинных надстроек и превращения их в ПГУ-ТЭЦ.

Для повышения эффективности использования топлива на ТЭС важным является оптимизация распределения электрических и тепловых нагрузок между агрегатами на основе их технических характеристик, опираясь на критерии минимизации затрат на сжигаемое топливо, с параллельным формированием (выбором) состава работающего оборудования. Основной проблемой здесь является определение характеристик в реальных условиях эксплуатации, которые могут существенно отличаться от нормативных или определённых в эксперименте вследствие погрешности измерений, старения оборудования, приближённого учёта изменения характеристик относительного прироста расхода топлива при отключении агрегатов и т. п. Современным способом её решения является расчёт на моделях, адекватно отражающих все свойства моделируемого объекта. В настоящее время такие модели созданы для конкретных энергоблоков, но ведётся поиск путей создания универсальной модели, потребность в которой год от года становится острее.

Относительно новый (комплексный) подход к повышению эффективности использования топлива при производстве электрической и тепловой энергии реализуется в виде использования нескольких видов топлива (*многотопливный подход* – Multifuel concept). В результате резко повышаются эффективность, экономичность, управляемость, манев-

ренность ТЭС и котельных установок. Уже эксплуатируются энергоблоки, в котлах которых могут сжигаться природный газ, мазут, древесные пеллеты и солома. Разработан целый ряд других перспективных энерготехнологических схем, куда встроены одновременно несколько устройств разного типа, таких как тепловые насосы, двигатели Стирлинга, топливные элементы, разнообразные химические реакторы.

Вопросы и задания

1. Условия для масштабного использования НВИЭ в электроэнергетике.
2. Схема и основные технологические процессы на КЭС.
3. Схема и основные технологические процессы на ТЭЦ.
4. Основные типы и принципы работы ядерных реакторов на АЭС (действующие и перспективные).
5. Преимущества и недостатки атомной энергетики в сравнении с традиционной тепловой.
6. Перспективы развития атомной энергетики в мире и России.
7. Преимущества и недостатки электростанций на основе поршневых ДВС. Масштабы и области применения.
8. Преимущества и недостатки электростанций на основе ГТУ. Масштабы и области применения.
9. Принцип действия и области применения турборасширительных/турбодетандерных агрегатов. Масштабы и области применения.
10. Основные требования, предъявляемые к электрическим станциям (в дополнение к высокой энергоэффективности).
11. Потенциал энерго- и ресурсосбережения на ТЭС и способы его реализации.
12. Показатели эффективности использования топлива на российских ТЭС в сравнении с зарубежными.
13. Основания для оптимистического прогноза будущего угольных электростанций.
14. Приоритетные задачи российской энергетики, сформулированные в ЭС-2030.
15. Краткая характеристика основных схем/способов реализации режима когенерации.
16. Количественные показатели преимуществ когенерации в сравнении с отдельным производством электрической и тепловой энергии.
17. Технологические и организационные мероприятия по повышению энергоэффективности работы ТЭС.
18. Сокращение расходов на собственные нужды электростанций.

ГЛАВА 7

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТРАНСПОРТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

7.1. Общие представления об эффективности передачи и распределения электрической энергии

Электроэнергия отличается от других видов продукции тем, что ее транспортировка осуществляется за счет расходования части самой продукции и, следовательно, потери электроэнергии неизбежны. В этой связи лишь часть электроэнергии, не дошедшей от производителя к потребителю, можно отнести к чистым потерям. Другую часть в отраслевых документах обоснованно называют «технологический расход электроэнергии на передачу по электрическим сетям». Ниже для краткости вся электроэнергия, не дошедшая до потребителя, будет называться «потери», в необходимых случаях с определениями «технологические», «технические», «коммерческие».

Снижение потерь электроэнергии – сложная проблема, включающая оптимизацию топологии электрических сетей, совершенствование системы учета электроэнергии, внедрение новых информационных технологий в энергосбытовую деятельность и управление режимами сетей, обучение персонала и его оснащение средствами поверки приборов для измерения электроэнергии и др. Следует учитывать, что не всякое снижение потерь в сети повышает экономичность работы энергосистемы в целом. Снизить потери можно и экономически нецелесообразными способами. Вместе с тем не каждое повышение экономичности работы энергосистемы сопровождается снижением потерь в сетях. Имеются, в частности, способы повышения экономичности работы энергосистемы в целом, но увеличивающие потери в сетях. Примером может служить определение рационального уровня компенсации реактивной мощности (см. ниже).

Таким образом, уровень потерь является важным, но не единственным показателем эффективности применительно к передаче и распределению электрической энергии. Здесь понятие эффективности включает в себя еще такие характеристики, как качество электроэнергии (которое снижается в процессе транспортировки), надежность/бесперебойность электроснабжения, управляемость систем транспорта и распределения и др. Вопросы качества электроэнергии и его влияния на характеристики работы электропотребляющего оборудования и техно-

логий, надежности и безопасности электроснабжения рассмотрены в большом количестве монографий, учебников, научных статей. Здесь заметим только, что отклонение показателей качества электроэнергии от нормативных значений вызывает дополнительные потери электроэнергии. Ущерб от некачественной энергии имеет технологическую и электромагнитную составляющие. Первая проявляется в снижении количества и качества выпускаемой продукции вследствие влияния качества электроэнергии на производительность механизмов. Вторая определяется взаимным влиянием элементов системы электроснабжения и проявляется либо в снижении энергетических показателей работы электрооборудования и срока его службы, либо в аварийных отказах элементов (сбои в работе ЭВМ, автоматики, выход из строя батарей конденсаторов). Различия в последствиях определяются условиями электромагнитной совместимости элементов системы электроснабжения. Электромагнитная совместимость – это степень взаимного влияния электрооборудования, при котором отсутствуют нарушения нормальной работы и не происходит снижения эффективности ниже некоторого экономически обоснованного предела.

Из всех показателей качества электроэнергии наибольший ущерб вызывают отклонения напряжения. При расчете потерь электроэнергии в распределительных сетях не учет отклонения напряжений может привести к погрешности, достигающей 18–20 % по сравнению с расчетной, полученной при номинальном напряжении. При снижении напряжения возрастают потери, а при увеличении – снижается срок службы оборудования.

Ниже основное внимание будет уделено потерям энергии при передаче и распределении и способам их сокращения. Эта проблема разработана достаточно глубоко как в аспекте теоретического анализа и математического описания [16, 17], так и в аспекте практических методов их расчета и сокращения [51, 76].

Представление о положении российской энергетики в мире по уровню потерь электроэнергии при транспортировке дают данные табл. 7.1.

Минэнерго РФ и руководство электросетевых компаний планируют снизить потери к 2015 г. до 11 % и к 2030 г. до 8 %. По мнению международных экспертов, величину потерь электроэнергии при передаче и распределении можно уменьшить до экономически обоснованной и технологически достижимой величины – 4–5 % (величина, близкая к пределу, определяемому физическими законами). Потенциал снижения потерь в сетях (реальный на сегодня) превосходит 20 % от суммарных потерь.

Таблица 7.1

*Уровень потерь при передаче электроэнергии в ряде ведущих стран
и в среднем в мире*

Страны или их объединения	Потери при транспорте и распределении
Индия	25
Мексика	16,2
Бразилия	16,6
Россия	> 12,5
Китай	6,7
ЕС-27	6,7
США	6,2
Канада	7,3
Япония	4,6
<i>Весь мир</i>	8,8

Снижение потерь даже до уровня 10 % позволило бы российским энергетикам:

- экономить ежегодно более 32 млрд кВт·ч электроэнергии (около 4 млн т у.т.),
- сократить вредные выбросы в атмосферу (оксидов азота и серы, твердых частиц) в объеме не менее 107 тыс. т.

Сокращение сверхнормативных потерь электроэнергии в электрических сетях помимо ограничения роста тарифов на электроэнергию может и должно стать важным источником инвестиций (наряду с другими источниками) в сетевое хозяйство для радикального улучшения его технического состояния.

Исследование динамики и структуры потерь электроэнергии выявили ряд важных закономерностей:

1. Переход от централизованных (государственных) к рыночным механизмам управления энергетикой сопровождается увеличением потерь электроэнергии в сетях. Эффект наблюдался не только в российской электроэнергетике во время и после реформы, но и в других странах, пошедших на разгосударствление и децентрализацию этой отрасли. Основная причина – ослабление организационной/исполнительской и технологической дисциплины.

2. Относительные потери электроэнергии в сетях тем ниже, чем выше доля промышленного потребления в полезном отпуске.

3. Включение нормативов потерь в тариф на услуги по передаче электрической энергии приводит к появлению опасной тенденции подгонки этих нормативов под фактические потери.

Каждая из этих закономерностей включает десятки позиций.

Основными причинами роста потерь электроэнергии в 90-е и «нулевые» годы и сохраняющегося до настоящего времени их высокого уровня являются:

- физическое и моральное старение оборудования, не компенсируемое в полной мере вводом в эксплуатацию нового,
- неоптимальные уровни напряжения и потокораспределения реактивной мощности в сетях распределительных сетевых компаний,
- неблагоприятное (в аспекте потерь) влияние оптового рынка электроэнергии на режимы работы сетей,
- низкоэффективная (с точки зрения общественного производства) топология сети, не отвечающая модели энергетической подсистемы современной (рыночной) российской экономики (см. 7.5).

7.2. Структура потерь электроэнергии

Как отмечалось в гл. 6, только около половины стоимости электроэнергии для потребителей формируется на стадии ее производства. Вторая половина связана с ее передачей и распределением и складывается из следующих составляющих:

- 22 % – транспортировка по сетям низкого напряжения (межрегиональные сетевые компании);
- 10 % – транспортировка по местным коммунальным сетям (территориальные сетевые компании);
- 7 % – транспортировка по единой национальной сети;
- 6 % – сбытовая надбавка (услуги по формированию счетов и сбору денег с населения);
- 5 % – услуги системного оператора.

В первые три составляющие значительный вклад вносят потери энергии, состоящие: а) из обусловленных физическими законами расходов энергии в передающей сети и в оборудовании подстанций; б) истинных потерь, обусловленных необоснованными расходами электроэнергии, связанными с износом электрооборудования, несовершенством организационно-технологических решений и действий; в) коммерческих потерь, обусловленных преимущественно хищением электроэнергии.

Источниками информации об эффективности работы предприятий электрических сетей и об имеющемся у них потенциале энергосбережения являются:

- оперативная и отчетная документация по учету электроэнергии,
- графики нагрузки и уровней напряжений,

- документация на технологическое и вспомогательное оборудование,
 - результаты инструментального энергетического обследования.
- Информация обобщается в энергетических паспортах.



Рис. 7.1. Структура потерь электроэнергии на стадиях передачи и распределения

7.3. Технологические потери в сетях

Данная группа потерь характеризуется следующими цифрами: в сетях 220 кВ и ниже – 78 % от общих потерь, из них в сетях 110–220 кВ – 28 %, в сетях 35 кВ – 16 % и в сетях 10–0,4 кВ – 34 %. Цифры достаточно достоверные, т. к. все сетевые предприятия ежегодно проходят процедуру экспертизы технологических потерь при передаче электроэнергии.

Технологические потери включают три составляющие:

1. Технические потери.
2. Расход энергии на собственные нужды подстанций. Большая его часть является не потерями, а обоснованным потреблением электроэнергии для обеспечения нормальной работы технологического оборудования подстанций и обслуживающего персонала. К потерям следовало бы относить лишь бесполезно теряемую его часть.
3. Погрешности измерений.

Технологические потери электроэнергии нормируются (в абсолютных единицах или в процентах установленного показателя). Нормативы рассчитывают в соответствии с документом «Инструкция по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям» (с изменениями от 01.02.2010 г.).

7.3.1. Технические потери

Согласно инструкции, все технические потери подразделяются на условно-постоянные и нагрузочные потери.

Условно-постоянные потери не зависят от нагрузки и составляют около 25 % от общих потерь.

К условно-постоянным относятся следующие составляющие потери:

- потери холостого хода силовых трансформаторов и автотрансформаторов (67 %);
- на корону воздушных ЛЭП 110 кВ и выше;
- в синхронных компенсаторах, батареях статических конденсаторов, шунтирующих реакторах, источниках реактивной мощности (ИРМ);
- в проводах и сборных шинах распределительных устройств подстанций;
- в измерительных трансформаторах тока и напряжения, счетчиках и в соединительных проводах систем учета электроэнергии;
- в вентильных разрядниках, ограничителях перенапряжений;
- в устройствах присоединений высокочастотной связи;
- в изоляции кабелей;
- от токов утечки по загрязненным и увлажненным изоляторам.

При определении технологических потерь к условно-постоянным потерям добавляется расход электроэнергии на собственные нужды подстанций, на плавку гололеда.

Нагрузочные потери электроэнергии зависят от величины, передаваемой по сети мощности, и составляют 75,3 % от общих потерь.

Они включают в себя потери:

- в воздушных и кабельных линиях, шинпроводах (86 %);
- трансформаторах (автотрансформаторах), токоограничивающих реакторах (14 %).

Нагрузочные потери в элементах сети являются суммой трех составляющих:

- потери электрической энергии от протекания основной гармоники тока прямой последовательности;
- потери электрической энергии от протекания тока обратной и нулевой последовательности;
- добавочные потери от несинусоидальности и несимметрии токов.

Величина нагрузочных потерь в значительной мере определяется *передачей реактивной мощности (РМ)* по элементам сети, сопровождающейся их дополнительной загрузкой реактивным током. В городских распределительных сетях загрузка реактивным током может превосходить 50 % суммарной. Потребителями РМ в энергосистеме являются однофазные и трехфазные электродвигатели переменного тока (45–60 %), трансформаторы всех ступеней трансформации (20–25 %), электроприводы с полупроводниковыми преобразователями, мощные газоразрядные лампы. Основными источниками РМ в энергосистеме являются генераторы электрических станций, а также специальные устройства на подстанциях: батареи статических компенсаторов, синхронные компенсаторы, управляемые источники (ИРМ). Эффективно снижать потребление РМ могут только крупные потребители, преимущественно промышленные предприятия. Обычно это достигается т. н. компенсацией реактивной мощности путем включения батарей статических конденсаторов.

Приказом Минпромэнерго РФ от 22.02.2007 г. № 49 установлены максимальные соотношения потребляемых реактивной и активной мощностей (табл. 7.2).

Таблица 7.2

Предельные значения коэффициента реактивной мощности

Положение точки присоединения потребителя к электрической сети	$\text{tg}\varphi$
Напряжением 110 кВ (154 кВ)	0,5
Напряжением 35 кВ (60 кВ)	0,4
Напряжением 6–20 кВ	0,4
Напряжением 0,4 кВ	0,35

Приведенные в ней значения должны включаться в договоры на электроснабжение, заключаемые между энергоснабжающей организацией и потребителем.

При решении задач компенсации РМ необходимо учитывать технологические особенности, график нагрузки потребителя и использовать системы автоматического управления компенсацией РМ, основанные на новых методах и технических средствах.

Источниками исходных данных для расчета технических потерь являются:

- информация о топологии ЭС и параметрах схемы замещения,
- результаты измерения нагрузок в узлах электрической сети,
- данные о длительности отключенного состояния всех наиболее важных элементов ЭС.

Методы расчета технических потерь электроэнергии утверждены соответствующими директивными и методическими документами Минэнерго РФ.

Расчет потерь электроэнергии в ЭС осложняется такими факторами, как:

- большое схемно-режимное многообразие ЭС;
- высокая степень неопределенности или отсутствие необходимой для расчетов информации вследствие топологических изменений в ЭС на длительных интервалах времени;
- нерегулярность контрольных замеров в ЭС;
- неодновременность снятия показаний счетчиков электроэнергии и высокая погрешность приборов учета;
- большое многообразие приборов учета электроэнергии с различным классом точности.

Неучет в существующем программном обеспечении в режимах малых нагрузок ряда «незначительных» потерь энергии (активное сопротивление линий рассчитывается по среднегодовой температуре местности, в сетях НН не учитываются перетоки РМ и др.).

Технические потери в электрических сетях энергоснабжающих организаций рассчитывают по трем диапазонам напряжения:

- 35 кВ и выше – в питающих сетях высокого напряжения;
- 6–10 кВ – в распределительных сетях среднего напряжения;
- 0,38 кВ – в распределительных сетях низкого напряжения.

Для распределительных сетей 0,38–6–10 кВ характерна значительная доля потерь электроэнергии в суммарных потерях по всей цепи транспорта электроэнергии от источников до потребителей. Это обусловлено особенностями структуры и режимов работы данного вида сетей: большое количество элементов, большая разветвленность схем, дефицит приборов учета, относительно малая загрузка элементов и т. п.

Для расчета планируемого норматива потерь электроэнергии на очередной год по каждому РЭС и ПЭС энергосистем технические потери в сетях 0,38...6–10 кВ рассчитываются ежемесячно и суммируются за год.

Расчет нагрузочных потерь в разветвленной электрической сети представляет собой значительно более сложную задачу. В зависимости

от объема имеющейся информации упомянутая инструкция устанавливает 5 методов расчета нагрузочных потерь электроэнергии (в порядке уменьшения точности расчетов):

- оперативных расчетов;
- расчетных суток;
- средних нагрузок;
- числа часов наибольших потерь;
- оценки потерь по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети.

При достаточной оснащенности сетей средствами измерения и оперативного контроля режимов рекомендуется применять более точные методы из приведенного выше перечня. Нормативной характеристикой технологических потерь электроэнергии является зависимость норматива технологических потерь электроэнергии от структурных составляющих поступления и отпуска электроэнергии.

7.3.2. Добавочные потери

Под добавочными потерями принято понимать потери в элементах сети, вызванные *несинусоидальностью и несимметрией токов*. Величина добавочных потерь в линии от несинусоидальности определяется такими факторами, как гармонический состав и величина токов высших гармоник, их распределение вдоль трассы линии, сопротивления проводов и тросов. Их происхождение связано с наличием в сети нелинейной нагрузки (выпрямителей, некоторых систем электрического освещения, электродуговых печей, импульсных источников питания, компьютеров и др.). Добавочные потери активной мощности соизмеримы по величине с основными потерями.

Негативные эффекты от высших гармоник могут включать (кроме добавочных потерь):

- ложное срабатывание предохранителей;
- нарушение работы генераторных систем и систем бесперебойного энергоснабжения;
- осложнение учета энергопотребления;
- нарушение работы высокочувствительного оборудования (например, компьютеров);
- проблемы ограничения перенапряжений и повышения безопасности заземления.

На всех предприятиях следует проводить проверки с целью выявления оборудования, создающего гармоники. В электрических сетях для

принятия мер по снижению негативных эффектов от искажения синусоидальности токов и напряжений на стадии проектирования необходимо уметь рассчитывать частотные зависимости входных сопротивлений линии и целенаправленно их изменять для отстройки от резонансов выбором соответствующего типа опор, способов подвески проводов, сечений проводов и пр.

7.3.2.1. Моделирование режимов электрических сетей для расчета добавочных потерь

ЛЭП в большинстве случаев имеют три фазы и тросовую защиту (один или два троса). При напряжениях 110–220 кВ, а в последнее время и при более высоких номинальных напряжениях, сооружают двухцепные линии, т. е. на общих опорах размещают две линии. Известно, что многопроводная система имеет разные сопротивления для токов различных последовательностей промышленной частоты. Тем более это справедливо для волновых процессов, имеющих спектр гармоник с частотами, изменяющимися в достаточно широком диапазоне из-за разнообразия расположения проводов на опорах линий электропередачи различного номинального напряжения и длительностей фронтов распространяющихся волн.

К несимметричным следует отнести абсолютное большинство ЛЭП, поэтому расчеты режимов сети с несимметричными одноцепными и двухцепными линиями представляют собой сложную задачу.

При волновых процессах, когда токи и напряжения содержат весьма высокие частоты, наблюдается заметное отличие в ходе переходного процесса и установившегося режима на разных фазах. Такое отличие особенно заметно при вертикальном расположении проводов, что характерно для двухцепных линий, имеющих общие опоры.

Практическое значение имеют расчеты с учетом поверхностного эффекта в земле и проводах. В ряде случаев необходим учет коронирования проводов фаз линии. В ряде случаев, прежде всего это относится к холостым и слабозагруженным линиям электропередачи, токи линий имеют значительные искажения синусоидальности. Такие искажения являются причиной дополнительных потерь электрической энергии. Причиной возникновения подобных явлений в электрических сетях являются резонансы, возникающие в многоконтурной цепи с распределенными параметрами, каковой является многопроводная линия электропередачи (включая грозозащитные тросы), и зависящие от соотношения емкостных проводимостей и индуктивных сопротивлений ее элементов (на единицу длины).

При эксплуатации необходимо отстройку от резонансов проводить изменением схемы сети (где это возможно). При этом следует иметь в виду, что резонансные процессы могут происходить и в радиальных линиях, и в слабозагруженных участках сложной сети. В таких расчетах необходим учет специфических параметров линии: способ подвески проводов и грозозащитных тросов, их числа, изменение параметров линии по ее длине (распределенность параметров), проявление поверхностного эффекта в проводниках при повышенных частотах и пр.

Таким образом, математическая модель данного явления должна представлять собой систему уравнений установившегося режима анализируемого участка электрической сети с учетом всех перечисленных особенностей.

Задачами исследования на базе такой модели являются:

- комплексное определение потерь электрической энергии и мощности от протекания токов основной и высших гармоник, т. е. добавочные потери от несинусоидальности токов. При наличии несимметрии токов основной гармоники потери электрической энергии и мощности следует разделять на потери от протекания токов основной частоты прямой последовательности и от протекания токов основной частоты обратной последовательности, т. е. добавочные потери от несимметрии токов основной частоты;
- расчет частотных характеристик отдельных линий электрической сети и отдельных сетевых районов более сложной конфигурации;
- расчет установившегося несинусоидального режима, определение степени загрузки ЛЭП токами высших гармоник, определение показателей качества электрической энергии;
- исследование резонансных процессов в линиях на частотах высших гармонических, построения эпюр распределения токов и напряжений высших гармонических вдоль ЛЭП и определения величины перенапряжений.
- исследование влияния вариации характеристик ЛЭП на уровни перечисленных режимных параметров.

Математическая модель несинусоидального режима должна учитывать следующие основные факторы:

- возможную несимметрию режима как по основной, так и по высшим гармоническим составляющим;
- распределенность параметров линии, в особенности на повышенных частотах;
- несимметрию параметров линии;
- поверхностный эффект в проводниках на частотах высших гармоник;

- расчет основной и высших гармоник напряжений и токов в любом сечении линии;
- активные и реактивные составляющие потоков мощности в линии и возможность их расчета в любом сечении.

Наиболее приемлемой является математическая модель в виде телеграфных уравнений многопроводных ЛЭП, доработанная в [73] с целью расширения ее возможностей в части учета перечисленных выше факторов: наличия второй цепи и грозозащитных тросов, поверхностного эффекта, влияния земли.

Доработанная модель позволяет: а) исследовать режимы линий с различным количеством проводов и грозозащитных тросов (практически реализованная модель – до 8 проводов и тросов), б) исследовать частотные свойства сложных участков электрической сети и определять вероятность возникновения резонансных режимов на частотах высших гармоник, в) определять потери мощности, а при измерениях на суточных и более интервалах – потери электрической энергии в условиях несимметрии и несинусоидальности.

Установившийся режим *электрической сети более сложной конфигурации* описывается уравнениями баланса токов в узлах электрической сети, предполагающими процедуру определения токов ветвей при заданных напряжениях в узлах.

7.3.2.2. Частотные характеристики многопроводных линий

Исследование частотных характеристик воздушных линий электропередачи проводится для решения следующих задач:

- расчеты установившихся несинусоидальных режимов, определение загрузки элементов электрических сетей, показателей качества электрической энергии, потерь мощности и энергии в условиях несинусоидальности и пр.;
- определение параметров линий, выбор способов подвески проводов и тросов, определение сечений проводов и пр.

Для расчетов частотных характеристик может применяться математическая модель, суть которой изложена в [73]. Для получения полного представления о частотных характеристиках расчеты проводятся для двух крайних случаев: режима холостого хода и режима короткого замыкания, поскольку все реальные режимы лежат в этих пределах. В этом случае под частотными характеристиками ЛЭП понимают входные проводимости фаз линии при изменении частоты приложенного напряжения. Величина этих проводимостей численно равна фазному току, возникающему в фазах линии под действием трехфазной симметричной системы напряжений единичной величины, приложенной к зажимам линии.

Представляют также практический интерес различия между частотными характеристиками одноцепных ЛЭП и двухцепных ЛЭП, а также влияние материала, количества и расположение грозозащитных тросов.

Одноцепные линии прокладываются на стальных или железобетонных опорах. В Приложении 1 показана одна из распространенных опор ЛЭП-110 с указанием ее геометрических размеров и результаты расчетов частотных характеристик в пределах 50–5000 Гц, что соответствует гармоникам от 1 до 100.

Двухцепные линии прокладываются на стальных или железобетонных опорах. Одна из опор с указанием геометрических размеров показана в Приложении 2. Там же приведены результаты аналогичных расчетов частотных характеристик.

Полученные зависимости входных проводимостей линий позволяют сделать следующие выводы:

- зависимости входных проводимостей линий при изменении частоты имеют полюса, расположение которых зависит от соотношений погонных активных и реактивных сопротивлений и проводимостей. Причиной появления полюсов является резонансы между погонными индуктивностями и емкостями линии;
- резонирующие частоты и, соответственно, полюса частотных характеристик отстают друг от друга на одинаковую величину как в режиме холостого хода, так и в режиме короткого замыкания;
- значения входных проводимостей в точках полюсов определяется активными сопротивлениями проводов и тросов и с увеличением частоты резонанса снижаются, что обуславливается увеличением сопротивлений проводов вследствие поверхностного эффекта.
- резонирующие частоты в режимах холостого хода и короткого замыкания чередуются друг с другом, причем полюса частотных характеристик одного режима находятся в середине между полюсами частотных характеристик другого режима.

7.3.2.3. Потери электрической энергии в элементах сети в условиях несимметрии и несинусоидальности токов

В условиях несимметрии и несинусоидальности токов в элементах электрических сетей потери активной мощности и энергии представляют собой сумму нескольких составляющих, часть из которых не учитывается в методиках, рекомендованных действующими нормативными документами. К таким составляющим относятся, в частности, потери от несимметрии токов основной частоты, потери от протекания токов

высших гармонических составляющих. Поскольку эти составляющие не учитываются традиционными методами расчета, то их принято называть добавочными.

Расчет добавочных потерь электрической энергии и мощности можно выполнить на основе разработанных математических моделей режимов [73]. В качестве примера расчета основных и добавочных потерь мощности в Приложении 3 представлены суточные графики суммарных, основных и добавочных потерь мощности, а также структура потерь мощности линий 110 кВ ОАО «МРСК Юга» – филиал «Ростовэнерго».

При определении структуры потерь мощности за базовые значения приняты потери активной мощности от протекания токов прямой последовательности.

Средние значения относительных суточных добавочных потерь электроэнергии в ЛЭП от протекания высших гармонических составляющих тока и токов обратной последовательности составляют 0,49 % и 2,69 %, соответственно. Опыт показывает, что часто в структуре суммарных потерь в элементах сети доля добавочных потерь от несинусоидальности токов выше, чем доля добавочных потерь от несимметрии, однако для случая, рассмотренного в Приложении 3, ситуация обратная, что объясняется большим количеством тяговых нагрузок в Ростовской энергосистеме.

7.3.3. Расходы энергии на собственные и хозяйственные нужды подстанций

Они составляют 8–10 % (включая производственные) от суммарного потребления энергии на собственные нужды сетевой компании (прежде всего, на компенсацию технических потерь). В табл. 7.3 [55] приведены расход электроэнергии на собственные нужды и максимальная нагрузка СН подстанций разного класса напряжения.

Таблица 7.3

Ориентировочные значения расхода электроэнергии, ее потерь и максимальной нагрузки СН подстанций

Показатель	Высшее напряжение				
	110	220	330	500	750
Электроэнергия, кВт·ч	100–300	500–2000	800–2200	2500–3000	5000–6000
Электрическая нагрузка, кВт	20–60	100–400	160–440	500–600	1000–1200
Потери	3,5–4,5	3,5	2,5	1,0	0,5

Около 65 % расхода на собственные нужды идут на обогрев блоков распределительных устройств, баков масляных выключателей, приводов выключателей, охлаждение трансформаторов и синхронных компенсаторов и др.; примерно 20 % расходуется системами освещения помещений и территорий, связи, телемеханики, релейной защиты и автоматики.

Согласно [64], к *расходам на собственные нужды подстанций* относят электропотребление следующими объектами и технологическими операциями. (Структурированы авторами данной книги.)

1. Обогрев:

1.1) зданий и помещений общестанционного пункта управления (ОПУ), закрытого распредустройства (ЗРУ), оперативно-выездных бригад, аккумуляторной, компрессорной, насосной пожаротушения, вспомогательных устройств синхронных компенсаторов, проходной;

1.2) ячеек комплектных распределительных устройств наружной установки (с аппаратурой релейной защиты и автоматики, счетчиками или выключателями) и релейных шкафов наружной установки;

1.3) масляных выключателей (приводов и баков);

1.4) приводов отделителей и короткозамыкателей;

1.5) приводов и маслобаков переключающих устройств регулирования напряжения под нагрузкой;

1.6) электродвигательных приводов-разъединителей;

1.7) электросчетчиков в неотапливаемых помещениях;

1.8) агрегатных шкафов и шкафов управления воздушных выключателей;

1.9) воздухохранилищ.

2. Охлаждение и кондиционирование зданий и помещений, поименованных в п. 1.1.

3. Освещение:

3.1) зданий и помещений, поименованных в п. 1.1;

3.2) территории.

4. Электропитание:

4.1) компрессоров;

4.2) вспомогательных устройств синхронных компенсаторов (масляных, циркуляционных и дренажных насосов, задвижек, устройств автоматики);

4.3) аппаратуры связи и телемеханики;

4.4) небольших по объему работ, выполняемых в процессе эксплуатации;

4.5) мелких потребителей: дренажные насосы, устройства РПН, дистилляторы, мелкие станки и приспособления и др.;

4.6) электроприемников, наличие которых обусловлено спецификой условий эксплуатации оборудования подстанции:

а) кондиционирование помещения щита управления (в жаркой климатической зоне);

б) обогрев дорожек к оборудованию на открытой части подстанции (в районах с обильными снегопадами).

Расходы на **хозяйственные нужды подстанций** учитываются в подразделе «Расходы электроэнергии на **хозяйственные нужды в электрических сетях**» Приложения 4 документа [70].

К ним отнесено электропотребление следующими объектами и технологическими операциями:

1. Электрификация отдельно стоящих зданий или помещений:

1.1) ремонтных, механических и столярных мастерских;

1.2) масляного хозяйства;

1.3) автохозяйств и баз механизации;

1.4) учебных комбинатов и полигонов;

1.5) складов оборудования и материалов;

1.6) административных зданий подразделений ЭЭС и помещений различного назначения (учебные комбинаты, библиотеки, медпункты, бытовые помещения, помещения для отдыха ремонтного персонала и т. п.);

1.7) служебных и жилых помещений персонала подстанций и автоматизированных ГЭС с дежурством на дому.

2. Электроснабжение таких работ, как:

2.1) монтажные, наладочные и экспериментальные;

2.2) капитальный, средний и аварийно-восстановительный ремонт зданий и оборудования, выполняемые персоналом электрических сетей или персоналом энергосистемы;

2.3) наладочные и экспериментальные работы, выполняемые подрядными организациями, если по условиям договора сетевое предприятие принимает на себя расход электроэнергии.

Одним из доступных путей снижения расходов на собственные нужды является частичная замена дорогостоящей электроэнергии альтернативными энергоносителями – теплом от котельных или тепловых насосов, сбросным теплом от отборов турбин или сбросным теплом силовых трансформаторов. Более радикальным способом повышения качества исполнения подстанцией основных функций и сокращения энергопотребления на СН является создание подстанций нового типа – цифровых. Отличительными особенностями такой подстанции являются: наличие встроенных в первичное оборудование интеллектуальных микропроцессорных устройств, применение локальных вычислительных сетей для коммуникации, цифровой способ доступа к информации, ее пе-

редаче и обработке, автоматизация работы подстанции и процессов управления.

7.4. Основные мероприятия по сокращению технологических потерь

Совокупность мероприятий по снижению технических потерь электрической энергии в укрупненном виде представлена на рис. 7.2, а детализированная – в Приложении 4.



Рис. 7.2. Мероприятия по снижению технических и коммерческих потерь электроэнергии

Сокращение сверхнормативных потерь электроэнергии в электрических сетях может и должно стать одним из основных источников инвестиций в сетевое хозяйство для радикального улучшения его техниче-

ского состояния, а также замедления роста тарифов на электроэнергию. Предприятия электрических сетей, оказывающие услуги по передаче электрической энергии (реализация товара), относятся к субъектам естественных монополий и поэтому их доходы ограничены двумя основными факторами: а) они покупают электроэнергию по цене, продиктованной генерирующей компанией или ФОРЭМ, б) продают электроэнергию по цене, продиктованной органами регулирования естественных монополий. Таким образом, доходы электросетевых компаний изменяются в очень ограниченных пределах; сверхнормативные потери электроэнергии в электрических сетях – прямые финансовые убытки этих компаний. Для них важно бороться за снижение технологических потерь электроэнергии.

Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях представляет собой сложную комплексную проблему. Ее решение зависит от информационного, методического, математического, материально-технического и организационного обеспечения. Рассмотрим более подробно эти аспекты.

Информационное обеспечение позволяет с достаточной точностью получать сведения о режимах и схеме в объеме, необходимом для решения проблемы. Основными составляющими системы информационного обеспечения являются наличие на подстанциях и своевременная проверка измерительных приборов.

Методическое обеспечение заключается в наличии соответствующих методик решения задач расчета потерь. К основным методикам относятся:

- а) методика обработки информации о режимных параметрах и потребляемой ЭЭ;
- б) методика расчета и анализа потерь;
- в) методика прогнозирования и планирования потерь и др.

Математическое обеспечение заключается в разработке и совершенствовании алгоритмов и программ расчета, анализа, планирования и прогнозирования потерь, оценке экономической эффективности мероприятий по снижению потерь.

Материально-техническое обеспечение представляет собой комплекс мер, направленных на создание условий для реализации порученных в результате расчета решений по оптимальному управлению режимом.

Организационное обеспечение состоит во взаимном согласовании и создании заинтересованности эксплуатационного персонала в реализации названных выше мероприятий по снижению потерь, повышению экономичности транспорта электрической энергии.

Согласно [75], многочисленные и разноплановые технические/технологические и организационные мероприятия по сокращению потерь ЭЭ в сетевом хозяйстве можно представить в виде 4 групп:

1) оптимизация схемных и режимных параметров в условиях эксплуатации и оперативного управления электрических сетей;

2) энергосберегающие решения при строительстве, реконструкции и развитии электрических сетей, ввод в работу энергосберегающего оборудования;

3) совершенствование расчетов нормативов потерь, балансов электроэнергии по фидерам, центрам питания и электрической сети в целом;

4) повышение квалификации и мотивированности персонала на снижение потерь, контроль эффективности его деятельности, совершенствование организации работ.

Ниже приведен заимствованный из [85], но сокращенный (укрупненный) перечень мероприятий по каждой группе.

Группа 1

- Снижение сопротивления проводов ЛЭП и/или снижение плотности тока.

- Оптимизация:

- мест размыкания линий 6–35 кВ с двусторонним питанием,

- установившихся режимов электрических сетей по реактивной мощности и уровням напряжения,

- рабочих напряжений в центрах питания радиальных электрических сетей.

- Отключение трансформаторов в режимах малых нагрузок на подстанциях с двумя или более трансформаторами.

- Отключение трансформаторов на подстанциях с сезонной нагрузкой.

- Выравнивание нагрузок фаз в электрических сетях 0,38 кВ.

- Использование средств автоматического регулирования напряжения.

- Выполнение ремонтных и эксплуатационных работ под напряжением.

- Сокращение продолжительности технического обслуживания и ремонта оборудования сетей, комплексных ремонтов присоединений, ячеек, подстанций, распределительных устройств и др.

- Снижение расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций.

Группа 2

- Применение устройств компенсации реактивной мощности в электрических сетях (батарей конденсаторов, статических компенсаторов и др.).

- Замена:

- проводов на перегруженных линиях;
- ответвлений от ВЛ 0,38 кВ к зданиям;
- перегруженных силовых трансформаторов на подстанциях, установка и ввод в эксплуатацию дополнительных;
- недогруженных силовых трансформаторов и трансформаторов с повышенными потерями мощности в стали.

- Установка и ввод в работу устройств регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) на трансформаторах с переключением без возбуждения (ПБВ) и вольтодобавочных регулировочных трансформаторов.

- Установка и ввод в работу устройств автоматического регулирования коэффициента трансформации на трансформаторах с РПН.

- Оптимизация загрузки электрических сетей.

- Перевод на более высокое номинальное напряжение линий и подстанций.

- Разукрупнение распределительных линий 0,38–35 кВ.

Группа 3

- Внедрение программного обеспечения для расчетов технических потерь ЭЭ в оборудовании сетей.

- Выполнение ежемесячных расчетов.

- Создание баз данных по потребителям и потреблению ЭЭ.

- Привязка информации по потреблению ЭЭ абонентами к электрическим сетям и к результатам расчета потерь ЭЭ.

- Внедрение программного обеспечения для выполнения расчетов допустимых и фактических небалансов и количества неучтенной ЭЭ по фидерам 0,38–6 (10) кВ с привязкой абонентов и их точек учета к узлам сети.

- Выполнение расчетов балансов ЭЭ, учитывающих количество неучтенной ЭЭ по фидерам 0,38–6 (10) кВ. Обнаружение фидеров с высоким уровнем коммерческих потерь электроэнергии.

- Внедрение программного обеспечения для выполнения расчетов допустимых и фактических небалансов электроэнергии по подстанциям.

- Расчет и анализ балансов электроэнергии по подстанциям и электрическим сетям в целом.

Группа 4

- Обеспечение контролеров и инспекторов необходимыми приборами: для выявления скрытой проводки, определения правильности схем подключения счетчиков и правильности их работы, измерений токов на вводах без входа в частные владения, образцовыми счетчиками и т. п.
- Использование для подвода ЭЭ к счетчикам потребителя от опоры ВЛ – 0,38 кВ кабелей (вместо голых проводов).
- Вынос учета ЭЭ за границы частного владения, доступ к которому будет иметь только контролер.
- Перенос расчетного учета из ТП в выносные шкафы.
- Маркирование шкафов учета знаками визуального контроля.
- Организация контроля показаний счетчиков с периодичностью не реже одного раза в квартал у юридических лиц и не реже одного раза в год у физических лиц.
- Установка настраиваемых автоматов для отключения нагрузки сверх заявленной потребителями.
- Пломбирование приборов учета современными невскрываемыми пломбами.
- Введение системы наказаний (прогрессирующих штрафов) за повторное незаконное пользование ЭЭ.
- Реконструкция внутридомовой проводки с целью индивидуального отключения абонентов-неплательщиков.
- Проведение контрольных рейдов по отключениям потребителей в составе: представитель власти, электромонтер, контролер.
- Установка счетчиков с предоплатой.

Кратко рассмотрим содержание некоторых мероприятий из названных групп.

7.4.1. Снижение сопротивления проводов ЛЭП и/или снижение плотности тока

Есть несколько способов снижения сопротивления проводов.

1. Использовать для электроснабжения все имеющиеся линии (нецелесообразно иметь резервные линии).
2. Уменьшать сопротивление линий сокращением протяженности и увеличением сечения кабельных и воздушных линий, а также использованием проводников с меньшим удельным сопротивлением.
3. Выполнять сеть с минимальным количеством контактных соединений, а соединение жил и проводов выполнять с применением специальных зажимов и муфт, обеспечивающих минимальное контактное сопротивление.

В ЕЭС СССР завышенные потери электроэнергии при ее передаче (примерно 9,2 %) были обусловлены, прежде всего завышенной плотностью тока относительно экономической, как следствие стремления к экономии цветных металлов (алюминия) за счет уменьшенного сечения проводов.

7.4.2. Повышение коэффициента мощности

Коэффициент мощности представляет собой отношение эффективной мощности в киловаттах к кажущейся мощности в киловольт-амперах. Последняя представляет собой геометрическую сумму активной мощности, выполняющей активную работу в результате использования ЭЭ, и реактивной мощности (РМ), обеспечивающей магнитные и электрические поля в электроустановках и обмен мощностью между ними, необходимый для работы ряда электроприемников.

Выбором экономически целесообразного сечения жил и компенсацией реактивного тока (уравниванием его индуктивной и емкостной составляющих) удастся увеличивать коэффициент мощности (в пределе до единицы) и уменьшать падение напряжения в ЛЭП, потери энергии и мощности (табл. 7.4).

Таблица 7.4

Влияние cosφ на величину потерь

Прежний cosφ	0,5	0,5	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8
Новый cosφ	0,8	0,9	0,8	0,9	0,8	0,9	0,9
Снижение тока, %	37,5	44,5	25	33	12,5	22	11
Снижение потерь по сопротивлению, %	61	69	43,5	55,5	23	39,5	21

Падение напряжения и потери мощности в проводниках определяются по суммарному току, включающему в себя активную и реактивную составляющие и определяемому по формуле

$$I = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{U\sqrt{3}}, \quad (7.1)$$

где P и Q – активная и реактивная мощности, передаваемые по линии; U – фазное напряжение в конце линии.

Учитывая, что коэффициент электрической мощности

$$K = \cos\varphi = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}}, \quad (7.2)$$

получаем $\Delta P = P^2 r_0 / (3U^2 \cos^2\varphi)$, т. е. с увеличением коэффициента мощности уменьшаются потери в ЛЭП. При этом также снижается падение напряжения, так как оно обратно пропорционально коэффициенту мощ-

ности. Таким образом, по линии целесообразно передавать только энергию, соответствующую активной нагрузке потребителя.

Полная мощность рассчитывается как геометрическая сумма активной и реактивной мощности. Именно полная мощность определяет требования к генерирующим, сетевым и распределительным структурам – все сетевое оборудование (генераторы, трансформаторы, ЛЭП, распределительное оборудование и др.) приходится рассчитывать на мощность, существенно превосходящую полезную (активную мощность). Энергетические компании сталкиваются с дополнительными затратами на оборудование и с дополнительными потерями энергии, что вынуждает их взимать с потребителей дополнительную плату в тех случаях, когда доля реактивной мощности превышает определенное пороговое значение. Как правило, в качестве порогового уровня выбирается величина $\cos\varphi$ не менее 0,9. На практике $\cos\varphi$ после компенсации реактивной мощности находится в пределах 0,93–0,99. В аспекте снижения потерь ЭЭ в питающих линиях желательно полностью скомпенсировать реактивную мощность, однако этого не делают, поскольку осуществление такого решения требует установки специальных компенсирующих устройств с дорогостоящими средствами регулирования РМ.

Для каждого узла энергосистемы должно выполняться т. н. **техническое условие компенсации реактивной мощности** – баланс РМ в любом узле энергосистемы, при нарушении которого изменяется напряжение в этом узле. С точки зрения поддержания необходимого режима напряжения у потребителей дефицит РМ является недопустимым.

Кроме технических условий, существуют технико-экономические условия снижения перетоков РМ, которые заключаются в том, что компенсацией РМ непосредственно у потребителей достигается:

1) снижение тока в передающих элементах сети, позволяющее уменьшать сечение проводов: $I = \sqrt{P^2 + (Q_i - Q_{к.у})^2} / U$;

2) сокращение полной мощности, которое позволяет уменьшить мощность трансформаторов и их количество: $S = \sqrt{P^2 + (Q_i - Q_{к.у})^2}$;

3) уменьшение потерь активной мощности ΔP , в результате чего можно снизить мощности генераторов на электростанциях;

4) сокращение потерь реактивной мощности ΔQ , позволяющее снизить мощность компенсирующих устройств;

5) снижение потерь активной энергии $\Delta W = \Delta P \tau$, позволяющее экономить расход топлива на электростанциях.

Для промышленного предприятия питающая энергосистема задает экономическое значение реактивной мощности Q_{Σ} , которую она может передать в период максимума нагрузки энергосистемы. Зная реактивную нагрузку предприятия Q_n или максимум его нагрузки $P_{\max}$, можно определить мощность компенсирующих устройств, которое необходимо установить на промышленном предприятии:

$$Q_{\text{к.у}} = Q_n - Q_{\Sigma} = P_{\max} (\operatorname{tg}\varphi_n - \operatorname{tg}\varphi_{\Sigma}), \quad (7.3)$$

где $\operatorname{tg}\varphi_n$ – фактический коэффициент реактивной нагрузки предприятия; $\operatorname{tg}\varphi_{\Sigma}$ – коэффициент реактивной нагрузки, соответствующей Q_{Σ} .

В электроэнергетических системах источники РМ применяются в сетях 110 кВ и выше для решения следующих задач:

- снижение потерь активной мощности и ЭЭ,
- регулирование напряжения в узлах нагрузки,
- увеличение пропускной способности электропередач,
- увеличение запаса статической устойчивости электропередач и генераторов электростанций,
- повышение динамической устойчивости электропередач,
- ограничение перенапряжений,
- симметрирование режима.

Применяемые при этом устройства целенаправленного воздействия на баланс РМ (источники РМ) разделяются на две существенно отличные друг от друга группы: 1) синхронные машины (генераторы электростанций, компенсаторы, двигатели), 2) статические источники РМ или статические компенсаторы реактивной мощности (конденсаторные батареи, реакторы, устройства на базе преобразователей (выпрямителей, инверторов) с искусственной коммутацией тиристоров или их комбинации) [15]. Основным параметром регулирования источника РМ является напряжение в точке его подключения или реактивная мощность нагрузки, для компенсации которой источник РМ предназначен, или то и другое одновременно.

Источники РМ первой группы дают возможность плавно регулировать РМ в режимах генерирования и потребления (в понятиях «генерирование» и «потребление» РМ заложена определенная условность, но тем самым подчеркивается, что взаимодействие емкостных и индуктивных элементов в электрической сети имеет компенсирующий характер). Источники РМ второй группы позволяют регулировать РМ только ступенчато. Для их коммутации в сетях до 1 кВ применяют обычные контакторы, в сетях напряжением выше 6 кВ – выключатели либо тиристорные ключи.

РМ, потребляемую реакторами, можно регулировать как ступенчато, используя для этого такую же, как и для конденсаторов, коммута-

ционную аппаратуру, так и плавно с помощью тиристоров. К особой группе относятся насыщающиеся реакторы, способные плавно изменять потребляемую РМ параметрически (без регулятора) в зависимости от приложенного к нему напряжения в точке подключения.

Для компенсации реактивной мощности, повышения управляемости режимов ЕНЭС в течение последних лет ОАО «ФСК ЕЭС» (с 2012 г. – ОАО «Российские сети») реализует масштабную программу по установке современных регулируемых средств компенсации реактивной мощности. В соответствии с ней в магистральной сети России установлены средства компенсации большинства типов, используемых в мире: СТК, УШР, АСК, СТАТКОМ, вакуумно-реакторные группы табл. 7.5.

Таблица 7.5

Состав и параметры средств компенсации, установленных в ЕНЭ в 2008–2013 гг.

Тип	БСК	СТК	ШР	УШР	СТАТКОМ	АСК
Год ввода	Суммарная установленная мощность, Мвар/количество установок					
2008	465/10	100/1	720/4	–	–	–
2009	258/4	260/3	460/3	520/6	–	–
2010	352/5	150/3	1080/6	180/1	50/1	–
2011	100/2	–	420/3	–	–	200/2
2013	313/8	100/1	510/4	1400/12	–	–

К сожалению, возможности установленных в ЕНЭС России устройств компенсации используются не в полной мере. Дополнительные затраты на применение регулируемых средств компенсации в магистральной сети (по сравнению с нерегулируемыми) не оправдываются только снижением потерь ЭЭ. Эффективность их использования может быть обоснована достигаемыми при этом дополнительными положительными эффектами – повышением устойчивости электропередач и устойчивости нагрузки, а также повышением качества электроэнергии в сети.

Ряд нерегулируемых средств компенсации и некоторые УШР, установленные в ЕНЭС, сегодня более 90 % времени не используются или работают на холостом ходу, что ставит под сомнение целесообразность их применения.

В системах электроснабжения промышленных предприятий источники РМ применяют для компенсации РМ, потребляемой мощной резкопеременной нагрузкой, и симметрирования нагрузки. Для этого используют источники РМ, способные ее генерировать – синхронные машины и конденсаторные батареи. Однако первые, позволяющие плавно регулировать РМ (их достоинство), обладают большой инерци-

онностью, обусловленной постоянной времени системы возбуждения, что является их недостатком. Напротив, КБ, особенно коммутируемые тиристорами, обладают высоким быстродействием (10–20 мс) при ступенчатом регулировании РМ. В тех случаях (например, обеспечение статической устойчивости электропередач), когда ступенчатое регулирование неприемлемо, применяют комбинированные источники РМ, которые позволяют при высоком быстродействии плавно регулировать РМ. Они обычно состоят из ступенчато регулируемой КБ и плавно регулируемого реактора, включенных параллельно.

В системах электроснабжения с нелинейной (несинусоидальной) нагрузкой, генерирующей токи высших гармоник, источники РМ могут выполнять и функции фильтро-компенсирующих устройств.

Для снижения потребления РМ электроприемниками целесообразно осуществлять мероприятия, не требующие установки специальных компенсирующих устройств, поскольку на выработку реактивной энергии в компенсирующих устройствах затрачивается активная ЭЭ. К таким мероприятиям относятся:

1) повышение загрузки технологических агрегатов и поддержание ее по возможности постоянной во времени, что сопровождается повышением коэффициента загрузки электродвигателей и $\cos\varphi$; при снижении до 40 % мощности, потребляемой асинхронным двигателем, снижение напряжения питания обмоток переключением их с треугольника на звезду снижает мощность двигателя в 3 раза;

2) применение тиристорных регуляторов напряжения питания электродвигателя, управляемых сигналом от датчика $\cos\varphi$ и других технических средств регулирования режимов работы электродвигателей и трансформаторов;

3) замена, перестановка и отключение трансформаторов, загруженных в среднем менее 30 % от их номинальной мощности. Особое внимание следует уделять автоматизации работы двухтрансформаторных подстанций. При снижении нагрузки трансформаторов ниже 35 % один из них на этот период должен отключаться с сохранением действия автоматического включения резерва;

4) замена малозагруженных двигателей двигателями меньшей мощности;

5) замена асинхронных двигателей синхронными и применение последних для всех новых установок электропривода, где это приемлемо по технико-экономическим соображениям;

6) автоматическое регулирование возбуждения синхронных двигателей, а в случае необходимости – автоматическое включение батарей статических конденсаторов.

Средства корректировки $\cos\varphi$ оказываются наиболее эффективными, если они применяются в непосредственной близости от нагрузки. Поскольку $\cos\varphi$ может изменяться со временем вследствие изменения характеристик и состава оборудования, его корректировка должна производиться с определенной периодичностью – в диапазоне от 3 до 10 лет (в зависимости от характера предприятия, параметров и режимов эксплуатации оборудования).

7.4.3. Уменьшение потерь энергии в трансформаторах

Важнейшей характеристикой трансформатора (после коэффициента трансформации), является его КПД, определяемый как

$$\eta = P_2/P_1 = (P_1 - P_I)/P_1, \quad (7-4)$$

где P_1 – электрическая мощность, потребляемая трансформатором; P_2 – отдаваемая мощность; P_I – мощность потерь.

Потери в трансформаторах подразделяются на два основных типа – условно-постоянные потери или «потери в стали» (т. е. в сердечнике) и нагрузочные потери или «потери в меди» (т. е. в обмотках). Потери в стали обусловлены гистерезисом и вихревыми токами в сердечнике, а их величина пропорциональна U^2 и составляет примерно 0,2–0,5 % номинальной мощности трансформатора $P_n(P_2)$. Сократить их можно уменьшением толщины листа электротехнической стали, использованием более качественной стали (например, холоднокатаной электротехнической стали с содержанием кремния 3 % и выше, имеющей изотропию магнитных свойств). Потери в меди – омические потери, величина которых пропорциональна I^2 , и составляет примерно 1–3 % номинальной мощности P_n (при полной загрузке трансформатора).

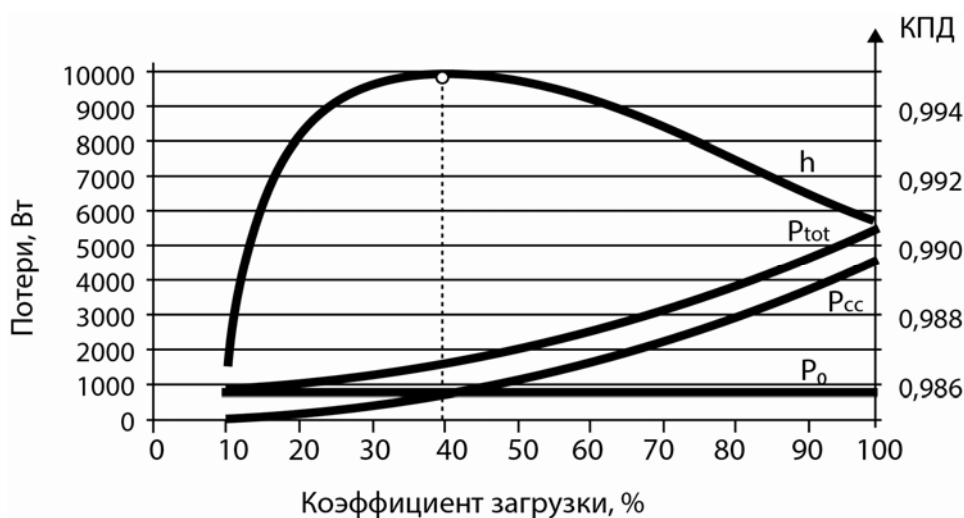


Рис. 7.3. Уровень потерь и КПД трансформатора в зависимости от коэффициента загрузки

В реальных условиях средний коэффициент загрузки трансформаторов всегда меньше 100 %. Зависимость между КПД трансформатора и коэффициентом загрузки имеет вид, показанный на рис. 7.3 (для трансформатора мощностью 250 кВА).

Для трансформаторов разной мощности на кривой, отображающей эту зависимость, имеется максимум, находящийся в среднем на уровне 45 % от номинальной загрузки. Для приведенного на рис. 7.3 примера КПД достигает максимума при величине коэффициента загрузки около 40 %.

Эта особенность подсказывает следующие способы повышения эффективности для трансформаторной подстанции:

- если потребляемая нагрузкой мощность меньше 40–50 % P_n , то в качестве меры энергосбережения целесообразно отключить один или несколько трансформаторов и тем самым довести загрузку остальных до оптимальной величины;
- если потребляемая нагрузкой мощность, превышает 75 % P_n , то оптимизировать КПД трансформаторов можно лишь установкой дополнительных мощностей; избыток мощностей создает условия для бесперебойной работы в случае выхода из строя одного или нескольких трансформаторов;
- при модернизации ТП или только замене выработавших ресурс трансформаторов предпочтительной является установка трансформаторов с пониженным уровнем потерь, что позволяет снизить их на 20–60 %; при этом срок окупаемости, как правило, составляет всего около года.

Потери активной энергии в трансформаторах определяются по формуле:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{тр}} = \Delta P_x T_{\text{п}} + k_{\text{з.т}}^2 \Delta P_{\text{к.з}} T_{\text{раб}}, \quad (7.5)$$

где ΔP_x , $\Delta P_{\text{к.з}}$ – потери холостого хода и короткого замыкания трансформатора; $T_{\text{п}}$, $T_{\text{раб}}$ – годовое время включения трансформатора и время работы с нагрузкой; $k_{\text{з.т}} = S_p / S_{\text{ном}}$ – коэффициент загрузки трансформатора; S_p , $S_{\text{ном}}$ – фактическая и номинальная нагрузки трансформатора.

Совершенствование параметров и режимов эксплуатации трансформаторов кроме сокращения «потерь в стали» и «потерь в меди» ориентировано также на обеспечение экономичности работы сетей путем поддержания надлежащего качества электроэнергии, отпускаемой потребителям, и регулирования напряжения под нагрузкой.

7.4.4. Снижение технологических потерь электроэнергии в распределительных сетях 0,4–10 кВ

Особое внимание потерям ЭЭ в распределительных сетях 0,4–10 кВ обусловлено тем, что на долю этих сетей – основы электроснабжения промышленных предприятий – приходится 34 % общих технологических потерь ЭЭ. На сегодня разработаны и используются в практике соответствующие меры, наиболее распространенными из которых являются:

- использование в качестве основного напряжения 10 кВ с постепенным увеличением доли сетей напряжением 35 кВ;
- сокращение практики эксплуатации и строительства воздушных линий 0,4 кВ в трехфазном исполнении по всей длине;
- применение самонесущих изолированных и защищенных проводов для воздушных линий напряжением 0,4–10 кВ;
- увеличение до максимально допустимого сечения провода в электрических сетях 0,4–10 кВ для адаптации их пропускной способности к росту нагрузок в течение всего срока службы;
- применение более экономичного электрооборудования, в частности распределительных трансформаторов с уменьшенными активными и реактивными потерями ХХ, конденсаторных батарей, встроенных в комплексные и закрытые трансформаторные подстанции;
- применение столбовых маломощных трансформаторов класса 6–10/0,4 кВ для сокращения протяженности сетей 0,4 кВ и потерь ЭЭ в них;
- активное использование устройств автоматического регулирования напряжения под нагрузкой, вольтодобавочных трансформаторов, средств местного регулирования напряжения для повышения качества ЭЭ и снижения ее потерь;
- автоматизация и телемеханизация электрических сетей, применение коммутационных аппаратов нового поколения, средств дистанционного определения мест повреждения в электрических сетях для сокращения длительности неоптимальных ремонтных и послеаварийных режимов, поиска и ликвидации аварий;
- использование новых информационных технологий, автоматизации обработки телеметрической информации для повышения достоверности измерений в электрических сетях.

7.5. Перспективы снижения технологических потерь электроэнергии в сетях за счет радикального изменения конфигурации электроэнергетической системы

По мнению ряда специалистов, основными причинами неоправданно высоких технологических потерь электроэнергии в российских сетях, низкой эффективности ее использования потребителями (вследствие неудовлетворительного ее качества и устаревшего оборудования и приборов) являются старение и большой износ оборудования в сетевом хозяйстве и у потребителей, а также низкоэффективное построение сети, не отвечающее изменившимся экономическим условиям в стране и в самой энергетической отрасли, а также требованиям современных потребителей [49].

Фундаментальным требованием к архитектуре электрической сети является отсутствие ограничений по потокам энергии (мощности). Наличие этих ограничений негативно влияет на эффективность работы энергосистемы в целом и на качество ЭЭ, поставляемой потребителю. Применительно к ЕНЭС России задача усложняется огромными размерами страны, что делает особенно актуальной оптимизацию конфигурации (архитектуры) системообразующих ЛЭП и распределительных сетей. Над решением этой проблемы отечественные ученые – энергетики работают со времен плана ГОЭЛРО [42].

Обязательным условием успешного решения этой задачи в современных условиях является высокий уровень унификации и стандартизации, автоматизации, а также долгосрочного планирования развития в целях обеспечения государственных интересов и корректировки структуры отрасли с восстановлением (хотя бы частичным) естественной монополии.

Практика постреформенного функционирования российской электроэнергетики показала, что узкоотраслевые и общественные интересы часто не совпадают. Разрушение естественной монополии – электроэнергетики в угоду «чистоте рыночной модели экономики» вызвало ряд тяжелых негативных последствий: снижение эффективности и надежности отрасли, потеря управляемости, неоправданный рост тарифов. Модели организации электроэнергетики в странах с классической рыночной экономикой (США, страны ЕС), начавшие внедряться еще в 80-е годы и в ряде стран удачно сочетающих государственный монополизм и рыночную свободу, достойны изучения и в адаптированном виде внедрения в российскую электроэнергетику.

Архитектуру электрической системы целесообразно анализировать в двух разрезах – вертикальном (по уровням напряжения) и горизонтальном (по территории) [49].

В вертикальном разрезе рассматривается выполнение одной из основных функций ЭЭС – транспортировки электроэнергии от объектов генерации до потребителя с приемлемой эффективностью, прежде всего, за счет многоуровневой трансформации напряжения на пути от генератора к потребителю: от сравнительно низкого генераторного (примерно 20 кВ) – через высокое (220 кВ) и ультравысокое (500 кВ и выше) напряжение магистральных ЛЭП – к низкому напряжению (110/220/380 В), подаваемому потребителям. Как отмечалось выше, условие минимизации потерь диктует необходимость максимально близко подвести высокое напряжение к потребителю.

На **горизонтальном разрезе** архитектуры ЭЭС отражается топология построения электрических сетей, обеспечивающих доставку электроэнергии с минимальными потерями множеству потребителей, расположенных на конкретной территории.

Совмещение горизонтального и вертикального разрезов (3D-вид) позволяет представить общий вид архитектуры построения макротехнологической модели транспорта и распределения электроэнергии. Вид модели можно представить в виде многослойного куба с многоуровневыми и взаимосвязанными слоями, основание которого покрывает всю территорию страны. В каждом слое (на данном уровне напряжения) отражена пространственная структура (сетка) электрических сетей. Точки пересечения линий сетки по горизонтали связаны со смежными вершинами по вертикали (нижележащим слоем) через понижающие подстанции. Организация распределения ЭЭ на координационных сетках должна обеспечивать решение упоминавшихся ранее задач:

- как можно ближе к конкретной географической зоне (точке) подвести максимально высокое напряжение и снизить его до потребительского уровня уже непосредственно перед подачей на приемники, обеспечив тем самым высокую энергетическую эффективность транспорта и распределения ЭЭ (минимальные потери, высокое качество, высокая надежность и др.);

- обеспечить полный охват национальной территории.

Организация транспорта и распределения ЭЭ через систему замкнутых контуров требует высокого уровня автоматизации. Реализация макротехнологической модели электроснабжения национальной экономики и развития территорий должна быть рассчитана на долгосрочную перспективу (порядка 100 лет). Прокладка новых линий и развитие схемы должно обеспечивать планомерное и устойчивое развитие системы и исключать временные схемы и непроизводительные расходы.

Наиболее далеко в реализации этой идеологии продвинулась энергетика США. В конце XX в. в США начат процесс совершенствования энергосистемы – реализация программы «Grid-2030». Модернизация макротехнологической конструкции электроэнергетической системы/электрологистического каркаса (ЭЛК) осуществляется в виде непрерывного совершенствования *системы управления* им и его *технологической основы*.

По первому направлению – было отменено госрегулирование в сфере производства электроэнергии и запущен рынок электроэнергии (мощности).

Наиболее далеко в реализации этой идеологии продвинулись энергетика США. В конце XX в. в США начат процесс совершенствования энергосистемы – реализация программы «Grid-2030» (часто называемой проектом «Супер сеть»), опирающейся на идеологию «Smart Grid». Модернизация макротехнологической конструкции электроэнергетической системы/электрологистического каркаса (ЭЛК) осуществляется в виде непрерывного совершенствования *системы управления* им и его *технологической основы*.

По первому направлению – было отменено госрегулирование в сфере производства электроэнергии и запущен рынок электроэнергии (мощности).



Рис. 7.4. Развитие Smart Grid в США

По второму направлению – с 2000-х годов был начат процесс проектирования и комплексной разработки технологической части программы «Grid-2030» – макротехнологической конструкции (рис. 7.4). Проект предусматривает и интегрирование существующего ЭЛК в еди-

ный классический куб, объединяющий практически все региональные энергосистемы первого слоя (наивысшего напряжения).

Развитие этого направления принесло положительные результаты как в аспекте совершенствования качественного состояния системы (включая уровень потерь, цену электроэнергии для потребителя), так и в аспекте прироста объемных показателей (например, существенно возрос резерв мощностей генерации по отношению к спросу).

В структуру макротехнологической модели входят:

а) современный ЭЛК, позволяющий эффективно принимать ЭЭ и перераспределять ее практически по всей территории США при низких потерях (5–7 %);

б) современные рыночные способы организации и инициирования деятельности: комбинированный оператор или агент покупателя (государства), двусторонняя торговля или обмен мощностью.

Идеология построения и развития в нашей стране ЭЭС в первой половине XX в. была ориентирована на энергообеспечение новых и развивающихся объектов в процессе индустриализации страны в условиях плановой экономики и дефицита финансовых ресурсов. Была принята координируемая Госпланом СССР схема развития и размещения отрасли «Электроэнергетика» на 15-летнюю перспективу. Обязательным условием для проектирования и построения сети являлось наличие в плане определенного числа пунктов потребления с заданной максимальной мощностью. Корректировка и оптимизация схемы осуществлялись в период от 15 лет (схема в целом) до одного – трех лет (на отдельных территориальных узлах). Ради экономии за основу была принята радиальная схема размещения ЛЭП – питающая сеть с расходящимися по ее окружности лучами распределительных линий, направленных в конкретные районы нагрузок. По длине распределительной сети предусматривались параллельные ответвления к узлам нагрузок либо к конкретным промышленным потребителям, либо на питание местных электрических сетей, сформированных по принципу распределительных сетей, но с меньшим уровнем напряжения (рис. 7.5).

Питающие линии могли соединяться между собой соединительными линиями, однако их пропускная способность была рассчитана лишь на поддержание необходимого резерва мощности данной системы в послеаварийный период. Распределительные сети не имели сопряжения со смежными распределительными сетями. Возможность осуществления функции распределения электроэнергии была жестко ограничена конструкцией самой сети. Ограничение по перераспределению электроэнергии отрицательно влияло на качество электроэнергии. Тем не менее сложившаяся в стране жестко заданная под фиксированные мощности и

планы развития структура ЭЭС вплоть до 80-х годов прошлого века исправно и достаточно эффективно выполняла свои функции. Уровень потерь в сетях в то время, как уже отмечалось, составлял около 9 %.

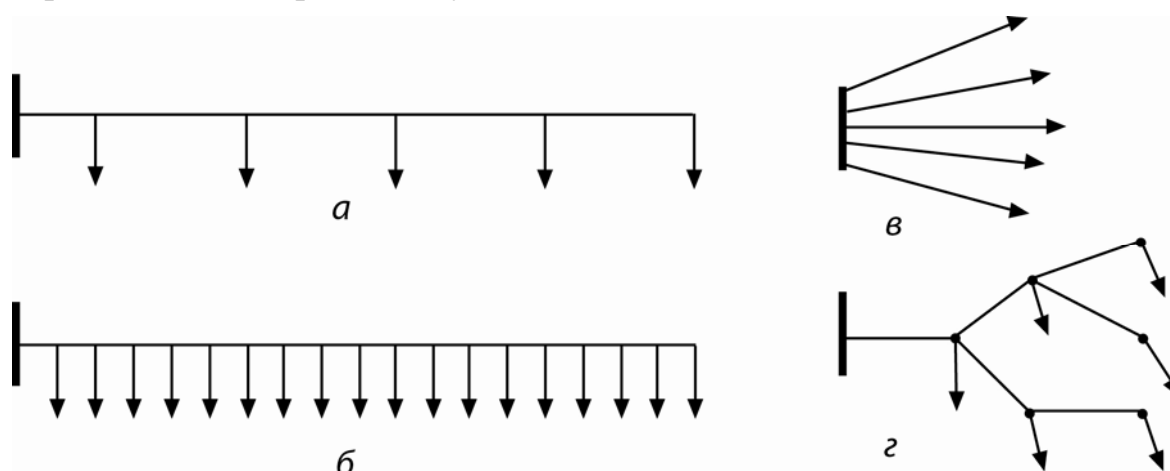


Рис. 7.5. Виды схем электрических сетей: а – магистральная; б – линия с равномерно распределенной нагрузкой; в – радиальная; г – радиально-магистральная

С переходом к рыночной экономике произошло разбалансирование ЭЭС СССР. Этому способствовали передача части ЛЭП отделившимся от СССР, бывшим республикам и изменение нагрузок в распределительных линиях. Часть крупных промышленных потребителей либо прекратила производство, либо снизила его объемы и, соответственно, электропотребление. Последующее восстановление промышленного производства (с начала нулевых годов) способствовало развитию (увеличению протяженности) распределительных и местных ЛЭП при сохранившейся структуре общей сети. Резко ухудшились возможности регулирования напряжения и качества ЭЭ в целом. На промышленных предприятиях снижение качества ЭЭ отразилось в спровоцированном им повышении удельного электропотребления. В самих сетях наблюдался рост потерь электроэнергии. Так, за период 1994–2003 гг. отпуск электроэнергии в сеть по ЭЭС увеличился всего на 5 %, а абсолютные и относительные потери возросли, соответственно, на 37 % и на 31 %.

Дополнительные препятствия корректировке архитектуры ЭЭС создает низкая степень унификации ее режимов по уровням напряжения. В электрических сетях России параллельно развиваются две системы напряжений: 110–220–500–1150 кВ и 110–330–750 кВ. В настоящее время для отечественных электрических сетей стандартизованы 4 напряжения ниже 1000 В (40, 220, 380 и 660 В) и 12 напряжений выше 1000 В (3, 6, 10, 20, 35, 110, 150, 220, 330, 500, 750, 1150 кВ). Это создает дополнительные проблемы при корректировке ситуации, в частности

трансформации 220/330, 330/500 и 500/750 кВ. Понятно, что такая соединительная подстанция не может обеспечить условий для свободного перетока электроэнергии/мощности. Дополнительные проблемы связаны с необходимостью унификации оборудования, его производства на отечественных предприятиях и качественным обслуживанием.

С позиций современной макротехнологической модели электро-снабжения, существующую энергосистему России в целом, ее отдельные территориальные объединения и технологические районы нельзя признать единым целым. Такое заключение основано на том что, во-первых, множество номиналов напряжений создает множество потенциальных слоев; во-вторых, независимо от уровня напряжения ЛЭП на условных слоях формируют не сетки, а протяженные отрезки прямых линий. Такая архитектура не в состоянии использовать преимущества логики построения ЭЛК. Существующую архитектуру ЭЭС РФ можно рассматривать как совокупность локальных вертикально ориентированных и многоуровневых плоскостей (не объемных фигур) со слабыми горизонтальными связями, опирающимися на горизонтально расположенную плоскость, т. е. на расширяющееся географическое пятно электрификации конечных потребителей. Рациональное управление такой сложной системой возможно при принципиально новом уровне автоматизации, да и то с ограниченным эффектом. Сформированные энергетические анклавы в целом и векторные распределительные сети в частности вводят вследствие своей изолированности ограничение на получение положительного эффекта от автоматизации управления перетоками энергии и уровнями напряжения.

По признанию специалистов, качество ЕЭС России находится на уровне середины 60-х годов прошлого столетия. Для преодоления такого отставания необходима полная идеологическая и поэтапная технологическая реконструкция ЕЭС с оптимальным сочетанием централизованного энергоснабжения от крупных электростанций с мощными блоками (более 200 МВт), соединенными высоковольтными магистральными электрическими сетями напряжением 220 кВ и выше, и энергоснабжение потребителей от локальных энергетических систем с распределенной генерацией с энергоустановками малой мощности. Это в целом обеспечит надежное энергоснабжение и приведет к снижению тарифов на электроэнергию. Локальные энергосистемы с распределенной генерацией, работающие как на местных топливных ресурсах, так и на НВИЭ, будут строиться с автоматическим управлением как производством, так и транспортом и потреблением ЭЭ. Автоматизированный учет и управление спросом со стороны потребителей будут присутствовать и для крупных потребителей в сочетании с гибкими магистраль-

ными электрическими сетями высокого напряжения, позволяющими осуществлять оптимальное управление ими в соответствии с имеющимся спросом на ЭЭ, обеспечением требуемой надежности и оптимальными экономическими характеристиками.

Преимущественно негативные результаты реформы электроэнергетики России в значительной (возможно, в решающей) мере обусловлены тем, что при ее осуществлении практически был импортирован инструментарий из модели ЭЛК США, имеющей качественно иной уровень развития в сравнении с ЭЭС России и высокий уровень производства продукции (не только электроэнергии) в рыночных условиях.

Новейшая история экономики России формировалась под воздействием двух глобальных факторов: а) изменения идеологии функционирования экономики (от плановой к рыночной) и б) переходного периода изменения технологического уклада (уже пройденного наиболее развитыми странами). Влияние этих факторов не могло не отразиться и на энергетической системе России. Новые условия функционирования в свободном рынке предъявили повышенные требования к реализации функции распределения и перераспределения электроэнергии.

Заложенный в программных документах экстенсивный путь развития ЭЭС, по мнению многих экспертов, не соответствует инновационному развитию национальной экономики в новых условиях, является тормозом (и может оставаться таковым длительное время) для экономического роста. Предлагаемый в этих документах вариант развития электроэнергетики во многом ошибочен, т. к. в макротехнологическом аспекте задействованная модель имеет «тупиковое» направление, в экономическом – оказывает «удушающее» влияние на деловую активность экономики и бюджеты всех уровней, в средне- и долгосрочном прогнозе – формирует предпосылки существенного отставания России от уровня технологического развития ЭЭС в развитых странах.

Наиболее приемлемым для России путем развития энергетики считается интеграция дореформенного опыта организации энергетической отрасли с современными технологическими и организационными достижениями наиболее передовых стран, обеспечивающими минимизацию затрат на развитие и функционирование электроэнергетической отрасли. Идеологией такой системы управления служит целостное (холистическое) управление планированием и функционированием энергосистем. В качестве эталонной должна применяться модель идеального рынка, в которой условия оптимальности функционирования системы такие же, как при оптимальном централизованном управлении. Решение задачи оптимального управления развитием и функционированием электроэнергетики как единого целого наиболее просто может быть вы-

полнено при наличии нескольких крупных субъектов хозяйствования в электроэнергетике, отвечающих за надежное и экономичное энергоснабжение потребителей. Поэтому необходима консолидация электроэнергетических активов, создание крупных региональных энергокомпаний, отвечающих за надежное и экономичное энергоснабжение регионов и развитие региональных энергосистем, а также организация оптимального управления их совместной работой.

Развитие ЭЭС России должно отвечать следующим требованиям [44]:

- схема ЭЭС должна обладать достаточной «гибкостью», позволяющей осуществлять ее поэтапное развитие в направлении перехода к созданию интеллектуальной сети, обеспечивать возможность адаптации к изменениям направлений и величины перетоков мощности в условиях роста нагрузки и развития электростанций;

- обеспечивать готовность электрической сети к выполнению условий межгосударственных договоров по поставке электроэнергии;

- обеспечивать (за счет развития ЭЭС и комплексного технического перевооружения и реконструкции ПС):

- возможность организации нескольких смежных центров питания ограниченной мощности с целью повышения системной надежности,

- обоснованную фиксацию максимальных значений токов короткого замыкания в сетях различных классов напряжения с выработкой технических решений по их ограничению;

- высокую надежность и долгосрочные балансы электрической энергии и мощности отдельных частей ЭЭС России (исходя из этих условий должна определяться пропускная способность в сечениях ЭЭС при ее развитии);

- увеличение пропускной способности ЭЭС в процессе ее развития за счет:

- повышения пропускной способности существующих объектов (применением современного оборудования регулирования напряжения и управления перетоками ЭЭ, современных видов проводов);

- постепенного расширения за счет строительства ЛЭП того же класса напряжения, вводов дополнительной трансформаторной мощности (при этом между двумя узлами сети по одной трассе должно сооружаться, как правило, не более двух ЛЭП одного класса напряжения);

- строительства новых и/или перевода существующих объектов на более высокие классы напряжения (при необходимости дополнительного повышения пропускной способности);

- строительство в ряде случаев (например, при осуществлении межсистемных связей линий высокого и сверхвысокого напряжения) четырехфазных электропередач;

- должны предусматриваться системы мониторинга (автоматической диагностики) допустимой загрузки оборудования и ЛЭП в режиме реального времени;
- привязка ЛЭП должна осуществляться преимущественно к крупным узлам нагрузки, без создания прямых связей между электростанциями и с максимальным использованием существующих электрических сетей;
- развитие ЭЭС должно соответствовать требованиям охраны окружающей среды;
- обеспечивать уровни надежности электроснабжения в соответствии с требованиями государственных, отраслевых нормативно-правовых актов;
- предусматривать технические и организационные мероприятия, направленные на обеспечение нормированных показателей качества электрической энергии;
- использовать новые средства автоматизации и новые технологии обслуживания.

Будущее российской энергетики, гениально предсказанное еще Нобелевским лауреатом П.Л. Капицей, заключается в разумном сочетании централизованной (преимущественно государственной) и распределенной (преимущественно рыночной) энергетики.

7.6. Коммерческие потери в сетях

В распределительных ЭС России коммерческие потери достигают 30 % от общих потерь, в электрических сетях США, Японии, стран ЕС – всего 0,15–2,0 %.

7.6.1. Происхождение коммерческих потерь

Эта составляющая потеря обусловлена тремя группами причин с примерно равными долями:

- погрешностями измерений электроэнергии, отпущенной в сеть и доставленной (полезно отпущенной) потребителям (метрологическая составляющая),
- занижением полезного отпуска из-за недостатков в организации электросбытовой деятельности и хищений электроэнергии,
- задолженностью по оплате электроэнергии.

Коммерческие потери ($W_{\text{ком}}$) можно вычислить по формуле:

$$W_{\text{ком}} = (W_{\text{от}} - W_{\text{пос}}) - W_{\text{пер}}, \quad (7.6)$$

где $W_{от}$ – отчетные (полные) потери, определяемые как разность между показаниями счетчиков, фиксирующих поступление электроэнергии в сеть от всех источников, и показаниями счетчиков, фиксирующих потребление энергии всеми потребителями для данной сети в течение заданного периода (обычно месяц); $W_{пос}$ – постоянные потери, которые могут быть вычислены с достаточной точностью (для месяца или года) и даже пронормированы; $W_{пер}$ – переменные потери; точность их расчета в сравнении с достоверностью данных о коммерческих потерях определяет целесообразность использования приведенной формулы. Для решения этого вопроса следует использовать статистические данные о потерях для различных регионов и классов напряжения.

Причины метрологических погрешностей оценки коммерческих потерь многообразны. К ним относятся:

- неэффективные методы и системы учета электроэнергии, приводящие к использованию недостоверной информации в качестве исходной для анализа потерь;
- отсутствие точных инженерных методов расчета потерь при неполной и не достоверной исходной информации;
- применение неэффективных способов эквивалентирования сетей для расчета потерь, приводящих к существенной погрешности их определения;
- неучет низкого качества электроэнергии при расчете и анализе потерь электроэнергии.

7.6.2. Мероприятия по снижению коммерческих потерь

Эффективность коммерческого учета электроэнергии с целью уменьшения метрологической составляющей потерь электроэнергии может быть повышена применением автоматизированной трехуровневой АИИС КУЭ, включающей:

- АИИС КУЭ оптового рынка, которая должна охватывать внешний периметр компании: поступление в ЭС электроэнергии от генерирующих источников (точки технического и коммерческого учета располагаются на подстанциях высшего класса напряжения);
- АИИС КУЭ розничного рынка (размещаются на подстанциях 110/35/10–6 кВ);
- АИИС КУЭ, охватывающая частные и многоквартирные дома (размещаются на подстанциях 10/0,4 кВ).

Для выявления и предотвращения хищений электроэнергии эффективны следующие технические/технологические и организационные мероприятия (в дополнение к перечню в разделе 7.2) [75]:

Технические/технологические мероприятия:

- маркирование шкафов учета знаками визуального контроля,
- замена индукционных счетчиков, которые недоучитывают потребленную энергию на электронные, имеющие более высокий класс точности,
- учет электроэнергии в сетях среднего напряжения на границах балансовой принадлежности,
- пломбирование приборов учета современными невскрываемыми пломбами,
- установка счетчиков с предоплатой,
- компьютеризация энергосбытовой деятельности по выписке счетов, расчету полезного отпуска по категориям потребителей, по балансам электроэнергии.

Организационные мероприятия (совершенствование энергосбытовой деятельности):

- организация взаимодействия между энергосбытовыми и сетевыми компаниями по выявлению и снижению коммерческих потерь электроэнергии,
- обучение и повышение квалификации персонала,
- стимулирование персонала за выявление хищений электроэнергии,
- контроль эффективности работы персонала по выявлению хищений, ротация мест работы.

Вопросы и задания

1. Основные закономерности и факторы, влияющие на потери энергии в электрических сетях (ЭС).
2. Структура потерь энергии в ЭС и доля каждой составляющей (в процентах) в суммарных потерях.
3. Происхождение технологических потерь.
4. Составляющие технологических потерь и их количественные параметры.
5. Реактивная мощность: происхождение, влияние на эффективность транспорта электрической энергии.
6. Методы компенсации реактивной мощности (повышение коэффициента мощности – $\cos\varphi$) в электроэнергетических системах.
7. Методы компенсации реактивной мощности (повышение коэффициента мощности – $\cos\varphi$) на промышленных предприятиях.

8. Методы компенсации реактивной мощности (повышение коэффициента мощности – $\cos\varphi$) в системах электроснабжения с нелинейной нагрузкой.

9. Мероприятия по снижению потребления реактивной мощности установки специальных компенсирующих устройств.

10. Назовите 4 группы мероприятий по снижению технологических потерь в сетевом хозяйстве.

11. Наиболее эффективные режимные мероприятия по сокращению потерь энергии.

12. Способы уменьшения сопротивления проводов электрических сетей и достигаемые при этом эффекты.

13. Уменьшение потерь энергии в трансформаторах.

14. Уменьшение потерь энергии в распределительных сетях 0,4–10 кВ.

15. Каковы направления совершенствования электроэнергетической системы США, реализуемой в рамках программы «Grid-2030»?

16. Идеология и схемы построения электрических сетей в нашей стране.

17. Чем продиктована необходимость совершенствования структуры ЭЭС России? Каковы ее основные направления?

18. Происхождение и величина коммерческих потерь электроэнергии.

19. Основные технические/технологические мероприятия по снижению потерь электроэнергии.

20. Основные организационные мероприятия по снижению потерь электроэнергии.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Современный мир столь переменчив, что всего за два года, в течение которых авторы работали над книгой, произошли существенные трудно предсказуемые изменения условий существования современного общества, и, возможно, в наибольшей мере – в аспекте обеспечения его энергетической и экологической безопасности. Напомним о некоторых из них.

После аварии на японской АЭС «Фукусима-1» резко ужесточились требования к выбору площадок для сооружения АЭС и к мерам обеспечения их безопасной эксплуатации; Япония и Германия вывели (или выводят) из эксплуатации атомные реакторы. В ряде других стран, напротив, в последние годы усилился интерес к атомной энергетике.

В целом успешный опыт США по добыче сланцевых нефти и газа вносит существенные изменения в функционирование мирового рынка углеводородов. (Например, может превратить некоторые страны из импортеров в экспортеры углеводородов).

Разрушение социально-политической стабильности на Ближнем Востоке и в Северной Африке – в регионах, обладающих огромными запасами углеводородов, заставляет страны-импортеры корректировать векторы своего экономического, технологического и политического развития: поиск новых экспортеров топливных ресурсов, усиление внимания энергосбережению и энергозамещению (освоению возобновляемых источников энергии), усиление военной компоненты в политике стран ЕС, большинство которых ощущают нехватку энергоресурсов.

Политическая и социальная нестабильность в Украине – основном транзитере российского газа в страны ЕС – вынуждают и Россию, и покупателей российских углеводородов искать адекватные решения вызовам, рожденным событиями в этой стране.

Санкции США и стран ЕС против России потребовали принятия специальных мер для уменьшения негативных последствий от них для экономики страны: ускоренной переориентации экспортных потоков нефтегазовых ресурсов с Запада на Восток (наиболее впечатляющий пример – подписание договора с Китаем о поставках российского газа), привлечение новых партнеров для освоения российских (и зарубежных) месторождений нефти и газа, наращивание мощности танкерного флота и предприятий по сжижению природного газа для расширения рынков его сбыта и др.

Этот перечень можно было бы продолжать, но мы ограничимся утверждением, что все эти изменения и форс-мажорные обстоятельства еще сильнее обостряют проблему повышения эффективности использования энергетических ресурсов. Предприятия ТЭК, стоящие у истоков и на всем протяжении энергетических потоков вплоть до потребителей, могут и должны возглавлять движение к обществу, защищенному от энергетических и экологических катаклизмов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

I. Основная (рекомендуемая)

1. Беляев В.М., Ивашин В.В. Основы энергосбережения : учебно-методический комплекс. – Мн. : Изд-во МИУ, 2004. – 111 с.
2. Варнавский Б.П., Колесников А.И., Фёдоров М.Н. Энергоаудит промышленных и коммунальных предприятий : учебное пособие. – М. : Изд-во Ассоц. энергоменеджеров, 1999. – 213 с.
3. Воронин С.М. Калинин А.Э. Энергосбережение : учебное пособие. – Зерноград : РИО ФГОУ ВПО АЧГАА – 2009. – 256 с.
4. Основы современной малой энергетики : учебное пособие : в 3 т. / Э.П. Гужулев, В.В. Шалай, А.Н. Лямин и др. – Омск : Изд-во ОмГТУ, 2006. – Т. 1. – 440 с.; т. 2. – 312 с.; т. 3. – 528 с.
5. Данилов Н.И., Данилов Н.И., Щелоков Я.М. Основы энергосбережения : учебник / под общ. ред. Н.И. Данилова. – 2-е изд. – Екатеринбург : Изд. дом «Автограф», 2010. – 528 с.
6. Данилов Н.И., Щёлоков Я.М. Основы энергосбережения : учебник. – Екатеринбург : ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, 2006. – 564 с.
7. Дахин С.В. Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях : учебное пособие. – Воронеж : ГОУ ВПО «Воронежский государственный технический университет», 2010. – 182 с.
8. Картавская В.М., Коваль Т.В. Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях : учебно-методический комплекс. – Иркутск : Иркутский гос. техн. ун-т, 2008. – 246 с.
9. Колесников А.И., Михайлов С.А. Энергоресурсосбережение [Электронный ресурс]. – М., 2006. – 193 с. – URL: www.twirpx.com/file/357319/ (дата обращения : 22.01.2015).
10. Литвак В.В., Силич В.А., Яворский М.И. Региональный вектор энергосбережения. – 2-е изд. – Томск : STT, 2001. – 342 с.
11. Литвак В.В., Вагнер М.А. Энергосбережение : учебное пособие. – Томск : STT, 2012. – 212 с.
12. Молодёжникова Л.И. Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях : учебное пособие. – Томск : Изд-во ТПУ, 2011. – 205 с.
13. Энергоэффективные системы отопления : учебное пособие / А.В. Наumenко, П.В. Кузнецов, Ю.И. Толстова, Р.Н. Шумилов. – Екатеринбург : Изд-во ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, 2003. – 106 с.
14. Олышанский А.И., Олышанский В.И., Беляков Н.В. Основы энергосбережения : курс лекций. – Витебск : УО «ВГТУ», 2007. – 223 с.

15. Основы современной энергетики. Курс лекций для менеджеров энергетических компаний : учебное электронное издание / под общей редакцией Е.В. Аметистова. – М. : Изд-во МЭИ, 2004.
16. Поспелов Г.Е., Сыч Н.М. Потери мощности и энергии в электрических сетях. – М. : Энергоиздат, 1981. – 216 с.
17. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем / В.Э. Воротницкий, Ю.С. Железко, В.Н. Казанцев и др.; под ред. В.Н. Казанцева. – М. : Энергоатомиздат, 1983. – 368 С.
18. Теплотехника : учебник для вузов / А.П. Баскаков, Б.В. Берг, О.К. Витт и др.; под ред. А.П. Баскакова. – 3-е изд., перераб. и доп. – М. : ООО «ИД "БАСТЕТ"», 2010. – 328 с.
19. Ушаков В.Я. Энергосбережение и повышение энергетической эффективности : социально-экономические, организационные и правовые аспекты : учебное пособие. – Томск : Изд-во ТПУ, 2011. – 280 с.
20. Ушаков В.Я. Возобновляемая и альтернативная энергетика : ресурсосбережение и защита окружающей среды : монография. – Томск : Изд-во «Сиб Графика», 2011. – 137 с.
21. Ушаков В.Я. Современные проблемы электроэнергетики : учебное пособие. – Томск : Изд-во ТПУ, 2014. – 447 с.
22. Фокин В.М. Теплогенераторы котельных. – М. : Машиностроение-1, 2005. – 256 с.
23. Фокин В.М. Основы энергосбережения и энергоаудита. – М. : Машиностроение-1, 2006. – 256 с.
24. Щёлоков Я.М. Энергетический анализ хозяйственной деятельности : учебно-методическое пособие. – Екатеринбург : УрФУ, 2010. – 390 с.
25. Щёлоков Я.М., Данилов Н.И. Энергетическое обследование : справочное издание : в 2 т. – Т. 1. Теплоэнергетика. – Екатеринбург : Ризография НИЧ УрФУ, 2011. – 264 с.
26. Энергосбережение в ЖКХ : учебно-практическое пособие / под ред. Л.В. Примака, Л.Н. Чернышова. – М. : Академический Проект ; Альма Матер, 2011. – 622 с.
27. Данилов О.Л., Горячев А.Б., Яковлев И.В и др. Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях : учебник для вузов / под ред. А.В. Клименко. – Изд-во МЭИ, 2010. – 427 с.
28. Энергоэффективность в России : скрытый резерв. – М. : ЦЭНЭФ, 2007. – 162 с.

II. Дополнительная (цитируемая)

29. Biomass for Energy and Industry // Proc. Of the International Conference, Wurzburg, Germany, 8–11 June 1998. – P. 1829.
30. Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А., Устинов Д.А. Электроснабжение нефтегазовых предприятий. – СПб. : Изд-во СПГГИ(ТУ), 2008. – 88 с.
31. Аксенов Д.Т. Нормирование и экономия энергоресурсов в газовой промышленности. – М. : Недра, 1989. – 224 с.
32. Артюх В.М., Литвак В.В. Потери электроэнергии в оборудовании собственных нужд электростанции // Электрические станции. – 2007. – № 2. – С. 13–17.
33. Архаров Ю.М. ДГА-эффективная ресурсосберегающая и природоохранная технология // Промышленная энергетика. – 2004. – № 9. – С. 43–44.
34. Безруких П., Малахов В. Проблемы повышения энергоэффективности российской экономики // Энергоаудит. – № 3. – С. 46–48. – № 4. – С. 36–39.
35. Ресурсы и эффективность использования возобновляемых источников энергии в России / П.П. Безруких, В.И. Виссарионов, Н.К. Малинин и др. – М. : Наука, 2002. – 314 с.
36. Бойко В.И., Кошелев Ф.П., Пшакин Г.М., Селиваникова О.В. Ядерные технологии и вызовы XXI века : учебное пособие. – Томск : Изд-во ТПУ, 2009. – 468 с.
37. Ядерная энергия, ядерный топливный цикл и прикладные ядерные технологии : учебное пособие / под общей редакцией В.И. Бойко, М.Е. Силаева. – М. : Изд-во МНТИ, 2011. – 282 с.
38. Борисов Г.М. Повышение эффективности работы ТЭС за счёт снижения издержек при производстве электроэнергии // Материалы XIV Всероссийской конференции «Энергетика : экология, надёжность, безопасность». – Томск, 2008. – С. 65–66.
39. Методические рекомендации по оценке эффективности энергосберегающих мероприятий / В.В. Бухмиров, Н.Н. Нурахов, П.Г. Косарев и др. – Томск : ИД ТГУ, 2014. – 96 с.
40. Бушуев В.В. Электроэнергетика на постреформенном этапе // Энергетическая политика. – 2010. – № 2. – С. 3–8.
41. Быстрицкий Г.Ф. Когенерационные установки промышленных предприятий // Электрика. – 2008. – № 6. – С. 23–31.
42. Веников В.А., Журавлёв В.Г., Филиппова Г.А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем : учебник для вузов. – М. : Энергоиздат, 1981. – 464 с.

43. Централизованная и распределенная, в том числе возобновляемая, энергетика : перспективные направления и тенденции / Н.Н. Воропай, А.В. Кейко, Б.Г. Санеев и др. // «Проблемы развития Российской энергетике» : материалы научной сессии Президиума Сибирского отделения РАН. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2005. – С. 37–55.
44. Волков Э.П., Костюк В.В. Новые технологии в электроэнергетике России // Вестник Российской Академии наук. – 2009 – Т. 79. – № 8. – С. 675–686.
45. Высокоэффективные модульные газовые котлы CLASSIC // Энергосбережение. – 2005. – № 3. – С. 46.
46. Гагарин В.Г., Пастушков П.П. Количественная оценка энергоэффективности энергосберегающих мероприятий // Строительные материалы. – 2013. – № 6. – С. 7–9.
47. Государственная программа Российской Федерации «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года». Утверждена распоряжением Правительства РФ от 27.12.2010 № 2446-р.
48. Использование парового резерва тепловых электростанций / В.Е. Губин, К.Е. Максимов, А.С. Матвеев и др. // Материалы докладов на VI Всероссийском совещании «Энергоэффективность, энергосбережение и энергетическая безопасность регионов России». – Томск : Изд-во ЦНТИ, 2005. – С. 75–79.
49. Дашут Е.С., Комков Н.И. К качеству электроэнергетической системы РФ (макротехнологический аспект) : коллективная монография «Прогнозирование перспектив технологической модернизации экономики России» (отв. редактор Ивантер В.В., Комков Н.И.). – М : Макс-Пресс, 2010.
50. Драгун В.Л., Конев С.В. Тепловые насосы. В мире тепла. – Мн. : Наука и техника, 1991. – 100 с.
51. Железко Ю.С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях : Руководство для практических расчётов. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 176 с.
52. Железко Ю.С. Компенсация реактивной мощности и повышение качества электроэнергии. – М. : Энергоатомиздат, 1981. – 200 с.
53. Зарницкий Г.Э., Репин Л.А. Винтовые детандеры для использования избыточной энергии давления природного газа на промыслах. – М., 1972.
54. Климова Г.Н., Литвак В.В. Семь проблем и семь ключей энергосбережения : научное издание. – Томск : Изд-во «Красное знамя», 2013. – 148 с.

55. Ильинский Н.Ф., Рожанковский Ю.В., Горнов А.О. Компенсация реактивной мощности [Энергосберегающая технология электроснабжения народного хозяйства] : в 5 кн. / под ред. В.А. Веникова. – Кн. 2. Ильинский Н.Ф. Энергосбережение в электроприводе. – М. : Высшая школа, 1989.
56. Крылова А.А. В Кузбассе есть первый опыт использования асбоцементных труб для теплоснабжения // Вестник ТЭК Кузбасса. – 2005. – №4/11. – С. 29–31.
57. Масаев И.С., Пермяков Б.А. Топливо из бытовых и растительных отходов. – М : ОАО «Нефтяник», 2002. – 146 с.
58. Методические указания по определению расходов тепла, электроэнергии и воды на выработку тепла отопительными котельными коммунальных теплоэнергетических предприятий. – СНИИ АКХ им. Панфилова, 2004.
59. Михайлов В.В., Жуков Ю.С, Суд И.И. Энергетика нефтяной и газовой промышленности. – М. : Недра, 1982. – 350 с.
60. Овчинников Ю.В., Луценко С.В. Искусственное композиционное жидкое топливо из угля и эффективность его использования // ТЭК и ресурсы Кузбасса. – 2005. – №4/14. – С. 90–97.
61. Ольховский Г.Г., Тумановский А.Г., Трембовая В.И. Резервы энерго- и ресурсосбережения в крупных котельных промышленной и коммунальной энергетики // Промышленная энергетика. – 2004. – № 1. – С. 3–16.
62. Основы ресурсоэффективности / И.Б. Ардашкин, Г.Ю. Боярко, А.А. Дульзон и др.; под ред. А.А. Дульзона и В.Я. Ушакова. – Томск : Изд-во ТПУ, 2012. – 286 с. : ил.
63. Основы современной малой энергетики : учебное пособие : в 3 т. / В.В. Шалай, А.Н. Лямин, А.Б. Калистратов и др. – Омск : Изд-во ОмГТУ, 2006. – Т. 1 – 440 с.; т. 2 – 312 с.; т. 3 – 528 с.
64. Правила учёта электрической энергии : основные нормативно-технические документы. – М. : АОЗТ «Энергосервис», 1997. – 368 с.
65. Саламов А.А. Опыт применения ТЭС с дизельными и газовыми двигателями в ряде стран // Теплоэнергетика. – 2007. – № 2. – С. 76–78.
66. Серёдкин А.А. Энергосбережение: курс лекций [Электронный ресурс]. – Чита, 2006. – URL : www.twirpx.com/file/333268 (дата обращения : 22.01.2015).
67. Тангаев И.А. Энергоемкость процессов добычи и переработки полезных ископаемых. – М. : Недра, 1986. – 231 с.
68. Типовые мероприятия по энергосбережению [Электронный ресурс]. – URL : <http://www.ais-grp.ru/activity/?id=163/> (дата обращения : 22.01.2015).

69. Фатаев И.Г. Энергетика XXI века : ставка на ядерные технологии // Инновации. Технологии. Решения. – 2006. – С. 36–38.
70. Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ (ред. от 28.12.2013) «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» (с изм. и доп., вступ. в силу с 10.01.2014) [Электронный ресурс]. – URL : http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_157142/ (дата обращения : 22.01.2015).
71. Феофанов Д.И. Современные подходы к оценке эффектов от внедрения энергосберегающих технологий в различных секторах экономики // Российское предпринимательство [Электронный ресурс]. – 2010. – № 9. – Вып. 1 (166). – С. 34–38. – URL : <http://www.creativeconomy.ru/articles/6264/> (дата обращения : 22.01.2015).
72. Гашо Е.Г., Спиридонов А.Г. Функциональные особенности отопительных систем и комплексная оценка их эффективности // Экономика и управление. – 2001. – № 3. – С. 11–17.
73. Харлов Н.Н. и др. Энергетическое обследование несинусоидальных режимов многопроводных линий электропередачи // Электричество. – 2011. – № 12. – С. 12–15.
74. Чохонелидзе А.Н. Курс лекций по дисциплине «Энерго- и ресурсосбережение» [Электронный ресурс]. – URL : <http://bib.convdocs.org/v24496/> (дата обращения : 05.02.2015).
75. Щелоков Я.М. Энергетическое обследование : справочное издание : в 2 т. Т. 2. Электротехника. – Екатеринбург : Ризография НИЧ УрФУ, 2011. – 150 с.
76. Экономия энергии в электрических сетях / И.И. Магда, С.Я. Меженный, В.Н. Сулейманов и др.; под ред. Н.А. Качановой и Ю.В. Щербины. – Киев : Техника, 1986. – 167 с.
77. Институт энергетической стратегии [Электронный ресурс]. – URL : www.energystrategy.ru (дата обращения : 22.01.2015).
78. Энергоэффективность в России : скрытый резерв. – М. : ЦЭНЭФ, 2007. – 162 с.
79. Ядерная энергия, ядерный топливный цикл и прикладные ядерные технологии : учебное пособие / под общей редакцией В.И. Бойко, М.Е. Силаева. – М. : Изд-во МНТЦ, 2011. – 282с.
80. Weizsaecker E., Hargroves K., Smith M. Faktor Fuenf : Die Formel fuer nachhaltiges Wachstum. – Droemer Verlag. – Muenchen, 2010. – 432 s.; Вайцзекер Э., Ловенс А., Ловенс Л. Фактор четыре. Новый доклад Римскому клубу. – М. : Academia, 2000. – 400 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

ЧАСТОТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ОДНОЦЕПНОЙ ЛИНИИ РАЗНОЙ ДЛИНЫ

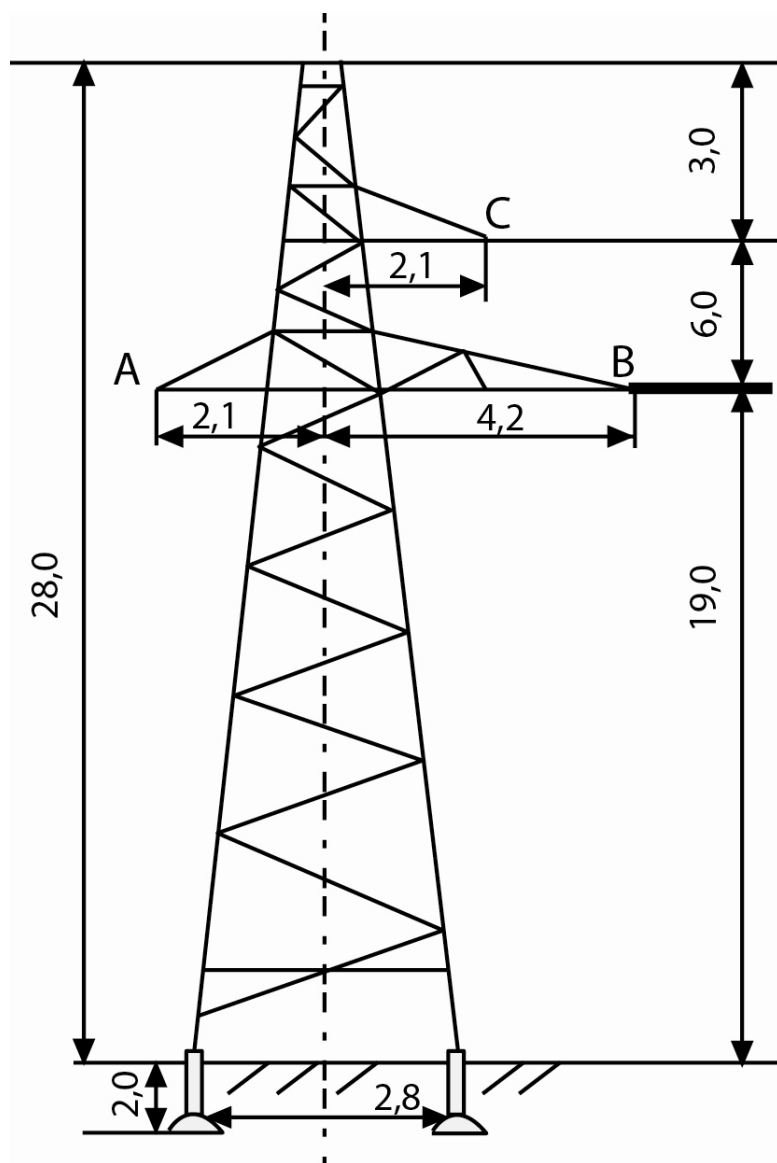
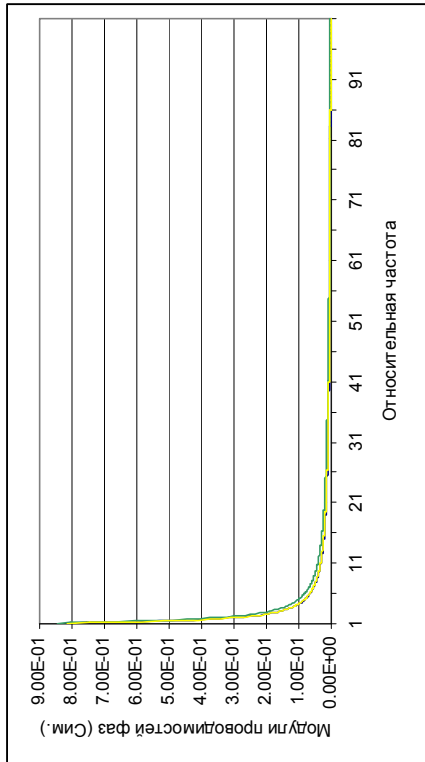
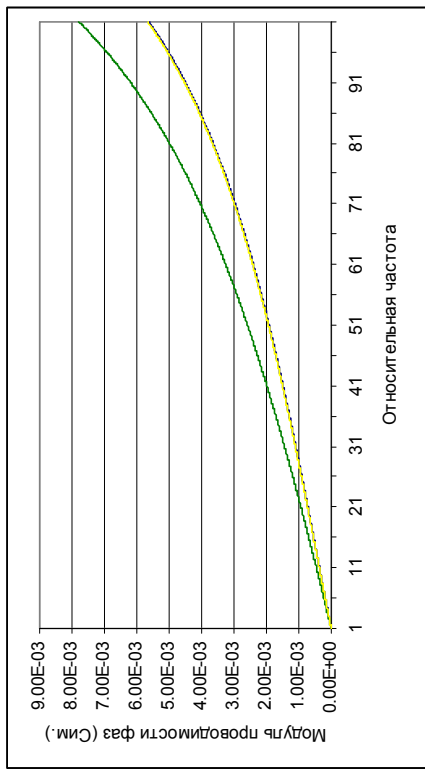


Рис. 1-1. Типовая опора одноцепной линии 110 кВ

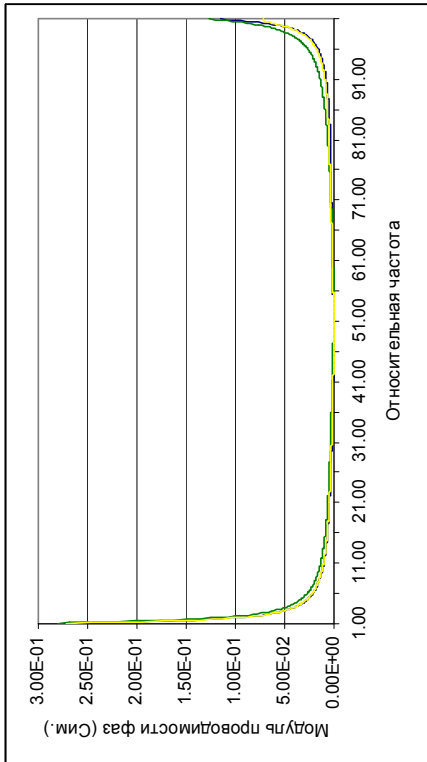
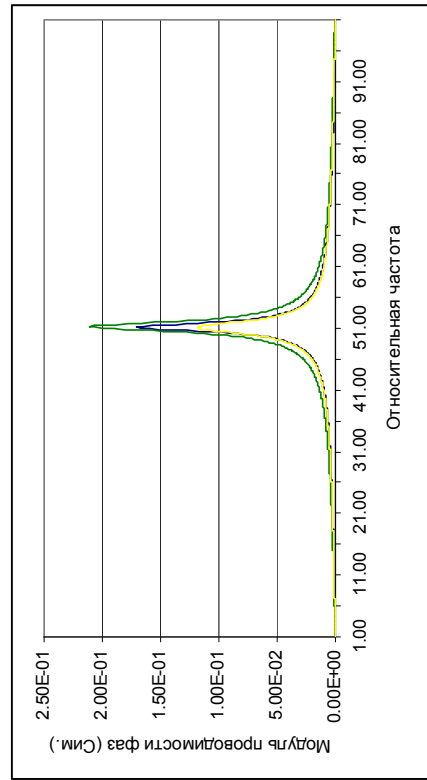
Режим холостого хода (Сим.)

Режим короткого замыкания (Сим.)

Длина

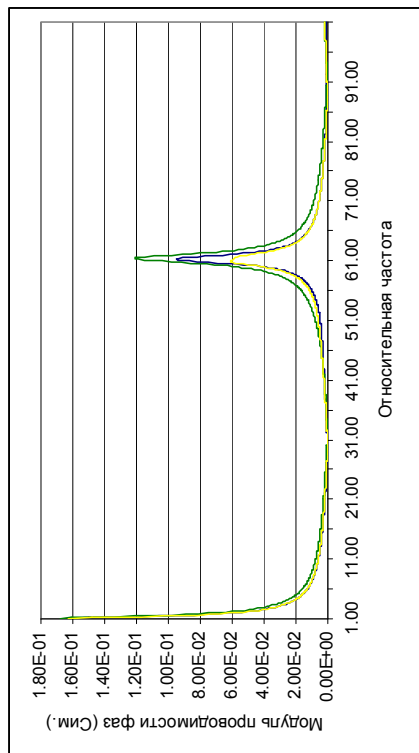
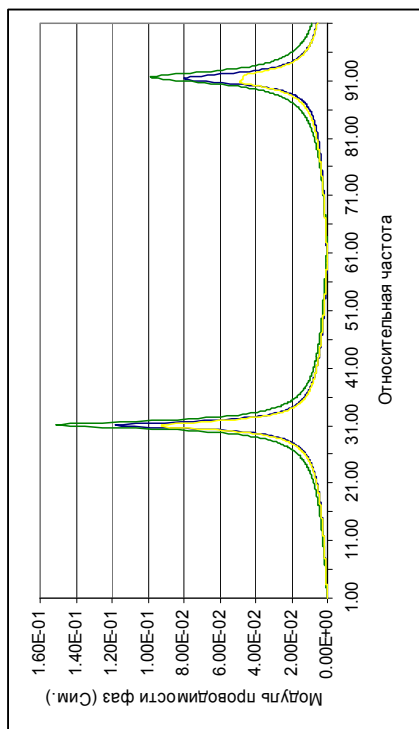


10 км

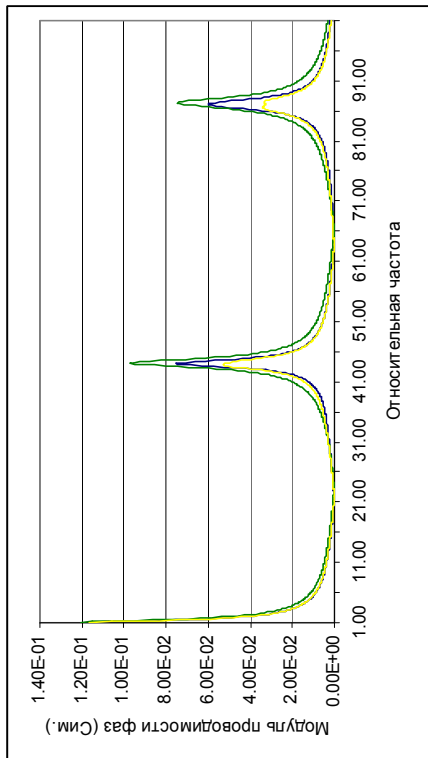
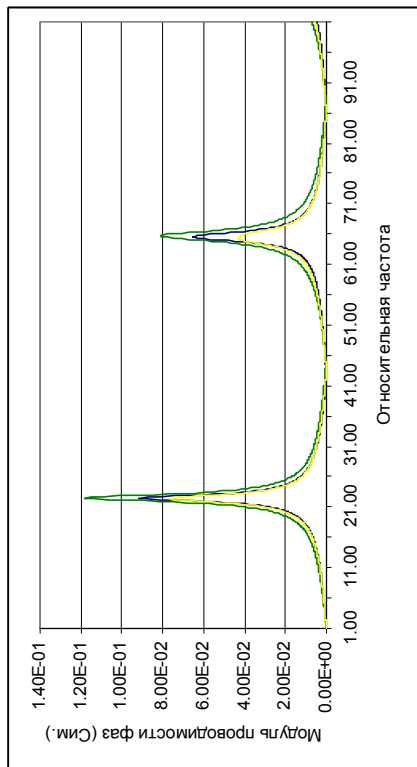


30 км

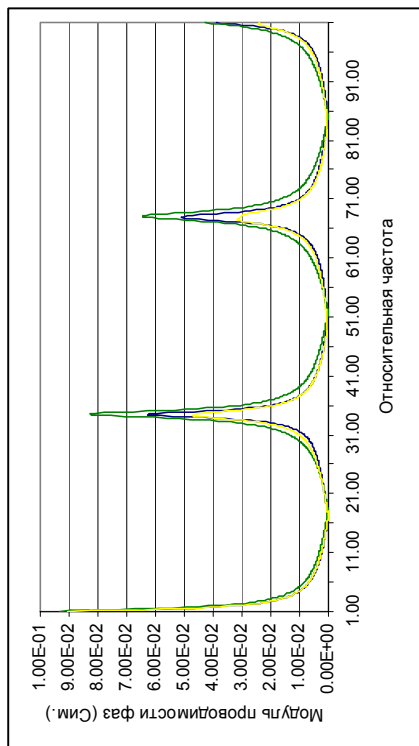
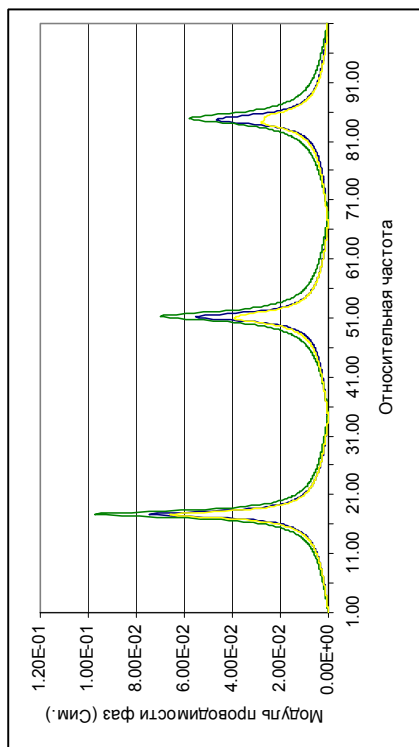
50 км



70 км



90 км



ПРИЛОЖЕНИЕ 2
ЧАСТОТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ДВУХЦЕПНОЙ
ЛИНИИ РАЗНОЙ ДЛИНЫ

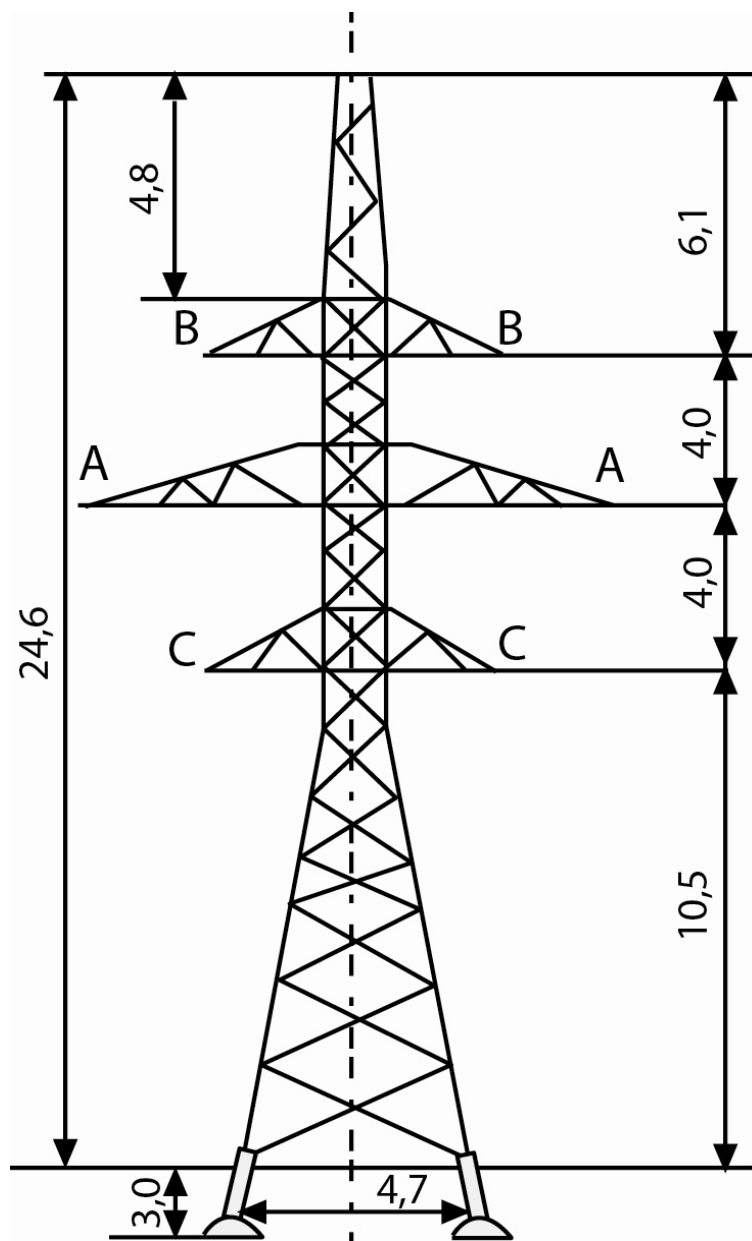
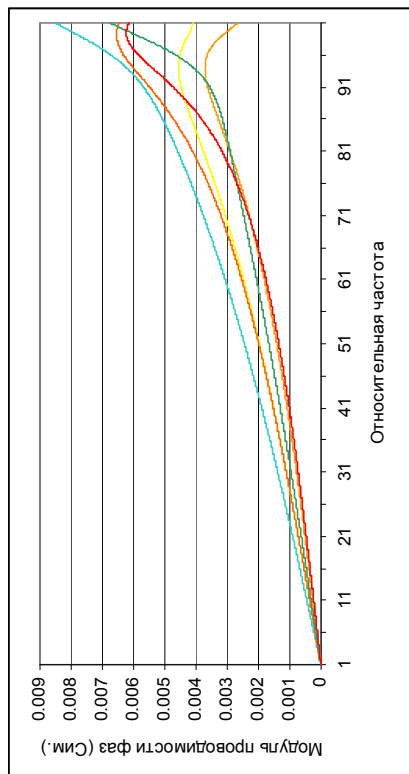
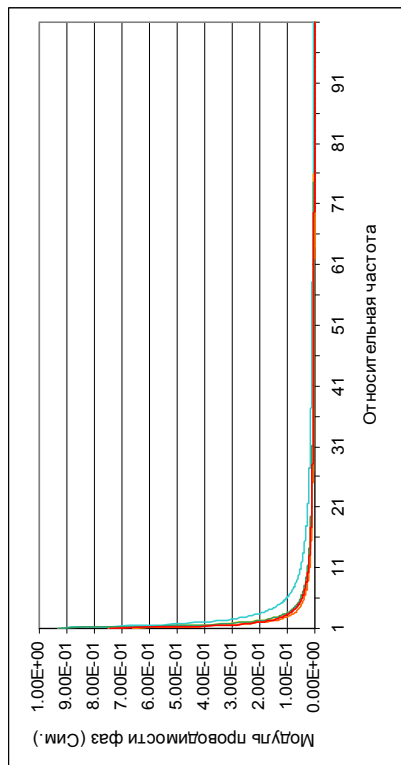


Рис. 2-1. Типовая опора двухцепной линии 110 кВ

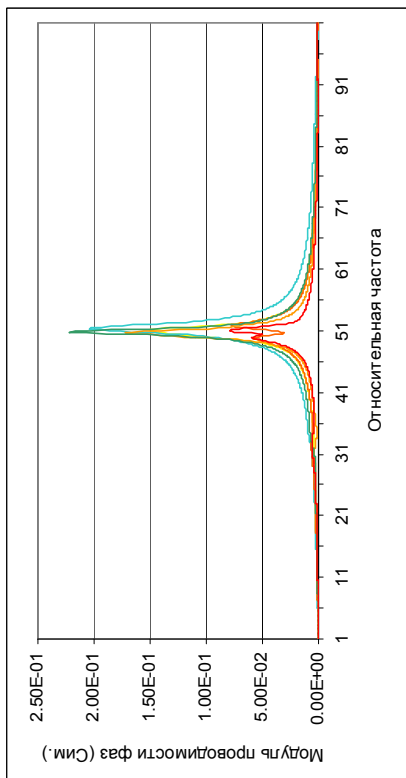
Режим холостого хода (Сим.)



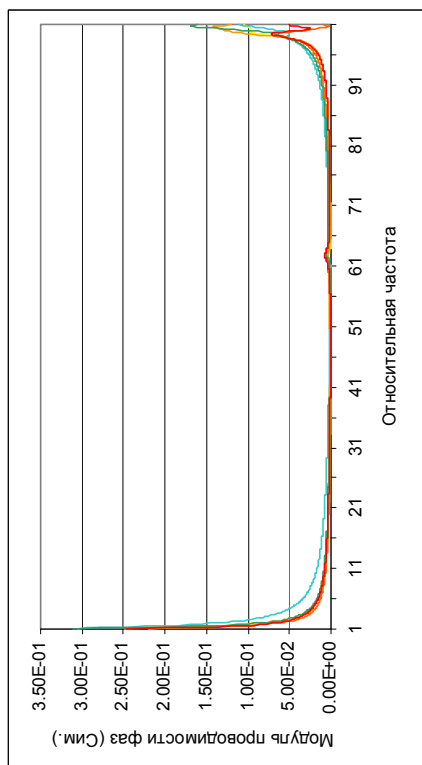
Режим короткого замыкания (Сим.)

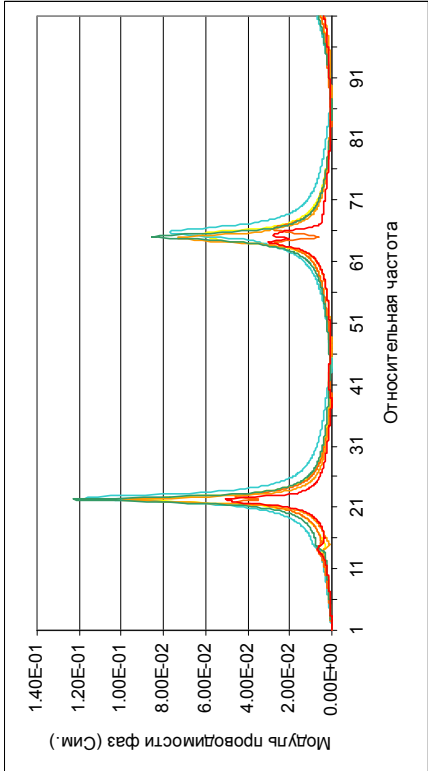
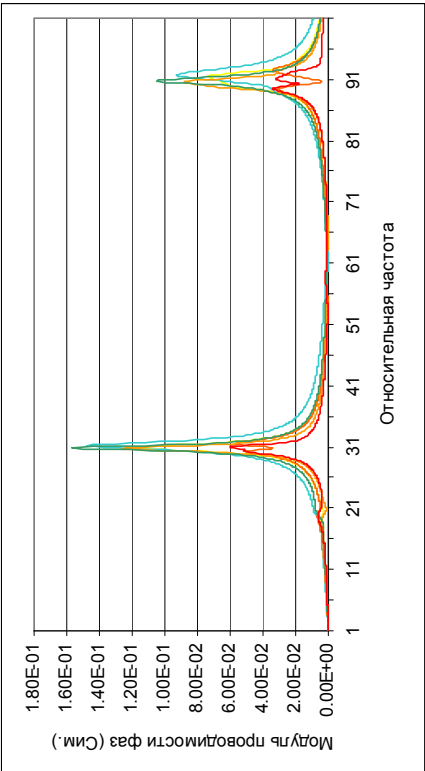
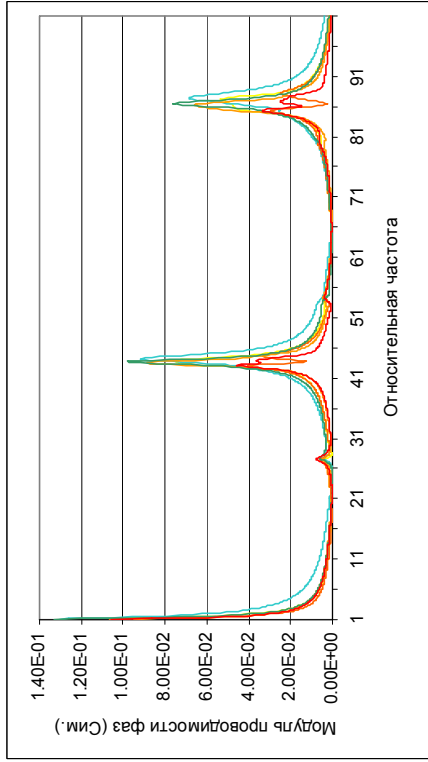
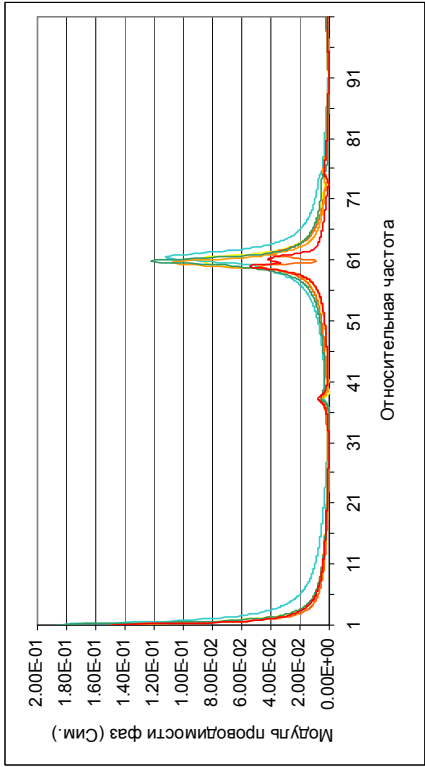


10 км



30 км





50 км

70 км

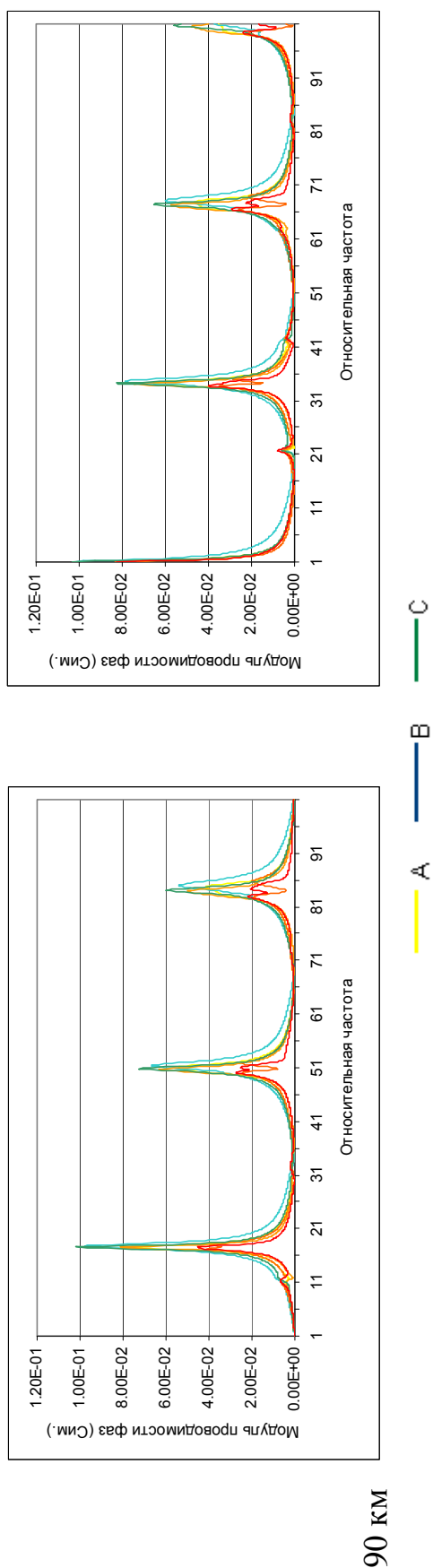
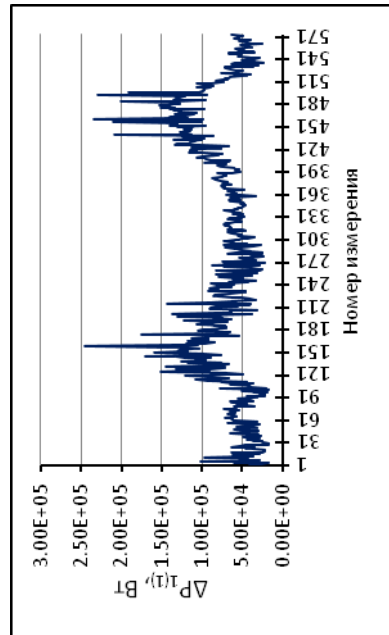
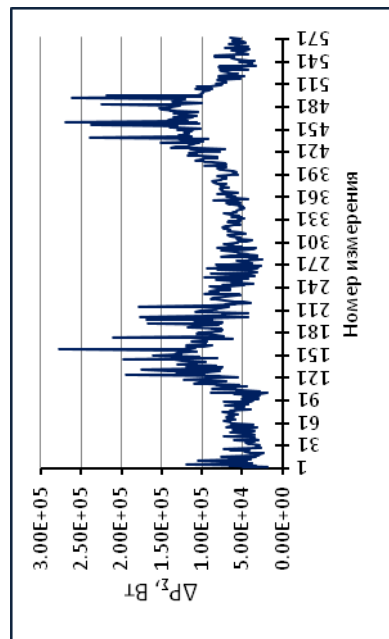


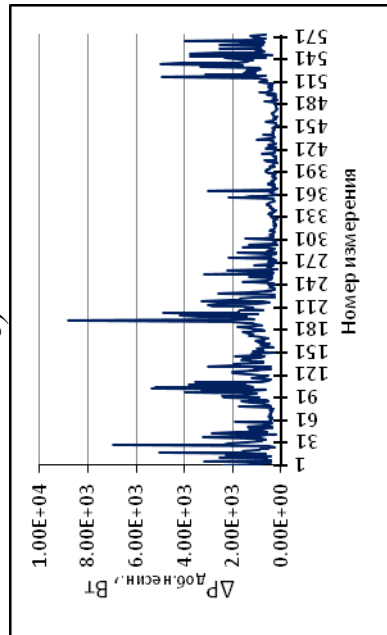
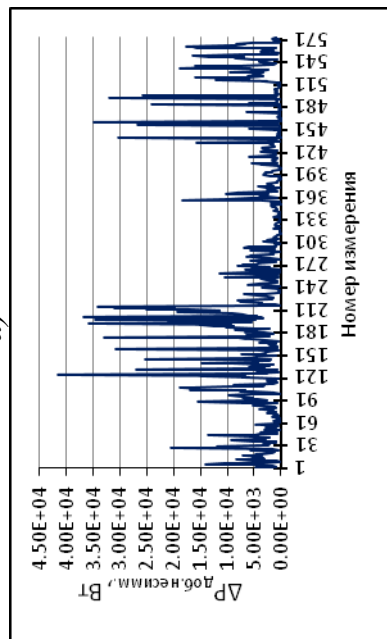
Рис. 2-2. Результаты расчетов частотных характеристик в пределах 50–5000 Гц

ПРИЛОЖЕНИЕ 3 СУТОЧНЫЕ ГРАФИКИ СУММАРНЫХ, ОСНОВНЫХ И ДОБАВОЧНЫХ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ, А ТАКЖЕ СТРУКТУРА ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ ЛИНИЙ 110 КВ ОАО «МРСК ЮГА» – ФИЛИАЛ «РОСТОВЭНЕРГО»



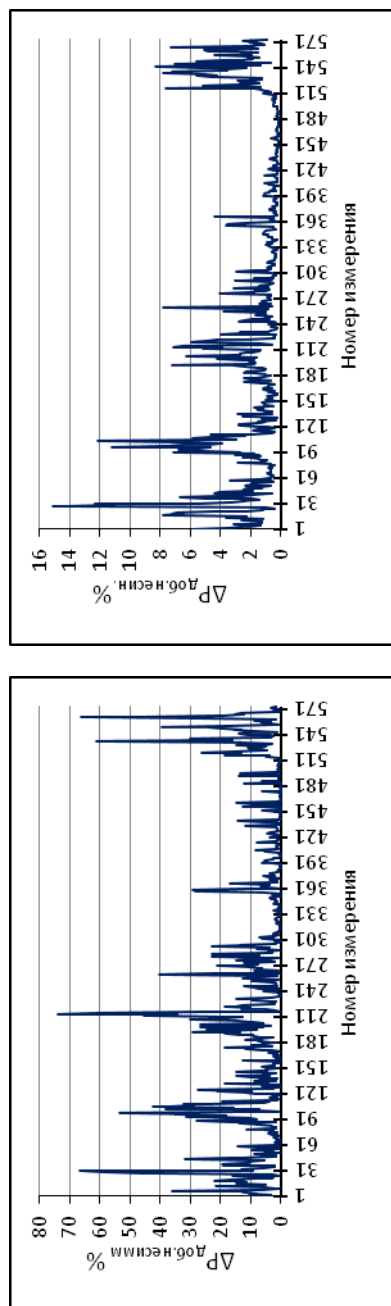
а)

б)



а)

б)



д)

е)

Рис. 3-1. Суточные графики потерь активной мощности линии «Пролетарская» – «Двойная тяговая» и их структура:

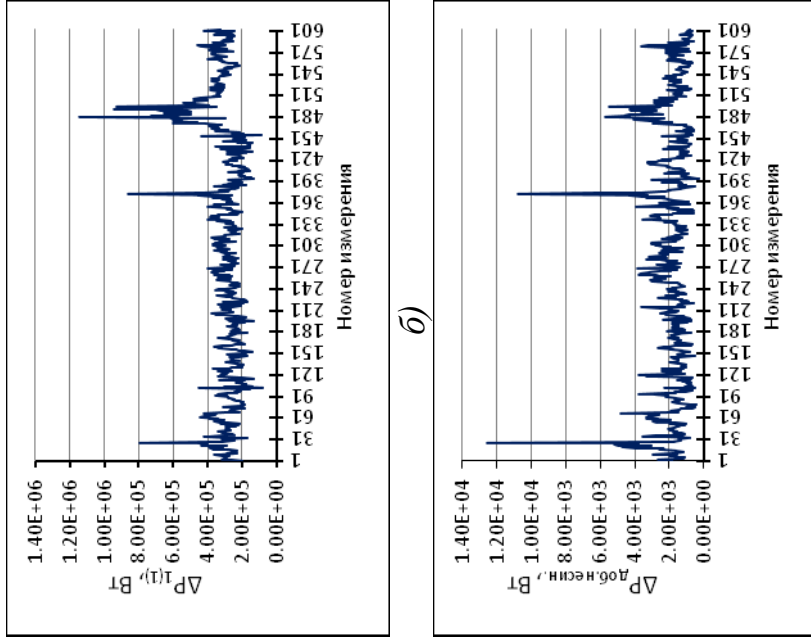
- а) суммарные потери мощности;
- б) основные потери мощности от токов прямой последовательности основной частоты;
- в) добавочные потери мощности от несимметрии токов основной частоты;
- г) добавочные потери мощности от несинусоидальности токов;
- д) добавочные потери мощности от несимметрии токов в % от основных потерь;
- е) добавочные потери мощности от несинусоидальности токов в % от основных потерь.

Таблица 3-1

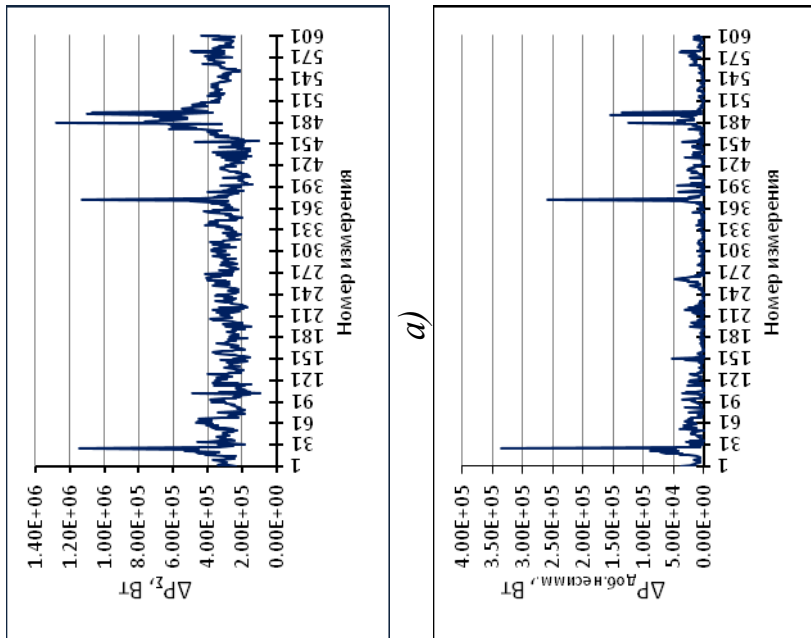
Суточные потери активной энергии в линии «Пролетарская» – «Двойная тяговая» и их структура

L, км	марка провода	ΔW_{Σ} , кВт·ч	$\Delta W_{1(1)}$, кВт·ч	$\Delta W_{\text{доб. несимм}}$, кВт·ч	$\Delta W_{\text{доб. несим}}$, кВт·ч	ΔW_{Σ} , %	$\Delta W_{\text{доб. несимм}}$, %	$\Delta W_{\text{доб. несим}}$, %
44,7	АС-150	1875,0	1751,1	102,3	21,6	107,08	5,84	1,24

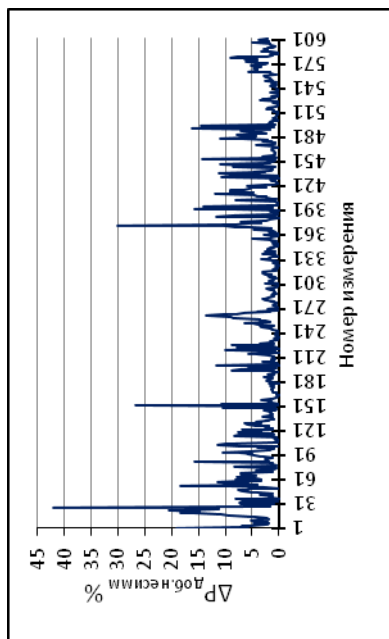
б)



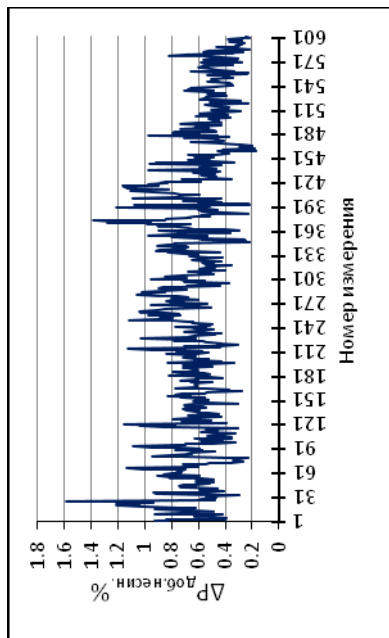
в)



а)



д)



е)

Рис. 3-2. Суточные графики потерь активной мощности линии «Г20»–«Замчалово»:

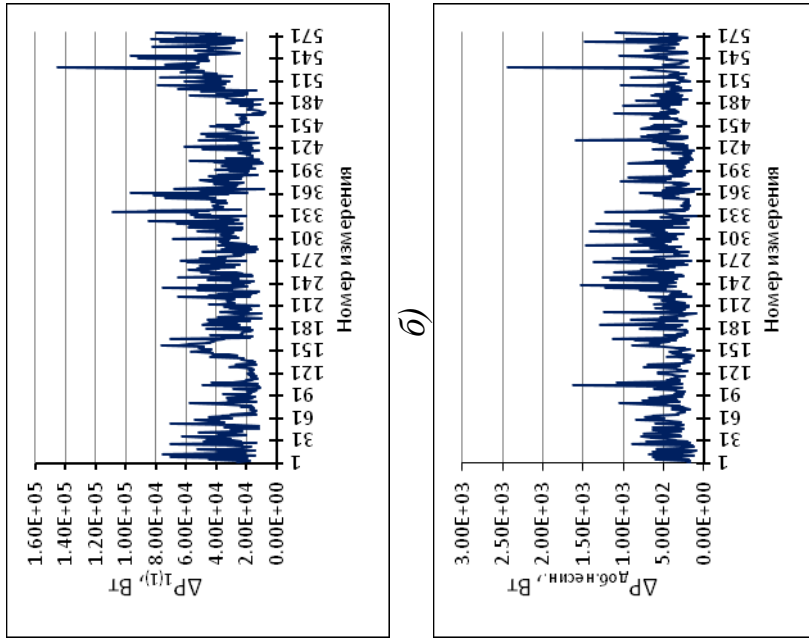
- а) суммарные потери мощности;
- б) основные потери мощности от токов прямой последовательности основной частоты;
- в) добавочные потери мощности от несимметрии токов основной частоты;
- г) добавочные потери мощности от несинусоидальности токов;
- д) добавочные потери мощности от несимметрии токов в % от основных потерь;
- е) добавочные потери мощности от несинусоидальности токов в % от основных потерь.

Таблица 3-2

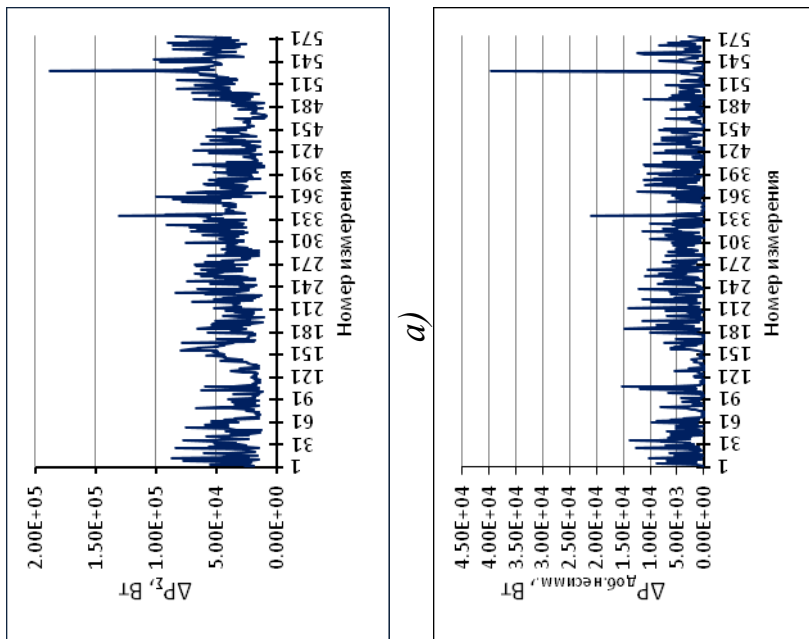
Суточные потери активной энергии в линии «Г20»–«Замчалово» и их структура

Л, км	марка провода	ΔW_{Σ} , кВт·ч	$\Delta W_{1(1)}$, кВт·ч	$\Delta W_{\text{доб. несимм}}$, кВт·ч	$\Delta W_{\text{доб. несин}}$, кВт·ч	ΔW_{Σ} , %	$\Delta W_{\text{доб. несимм}}$, %	$\Delta W_{\text{доб. несин}}$, %
20,2	АС-150	7817,7	7503,7	268,3	45,6	104,19	3,58	0,61

б)

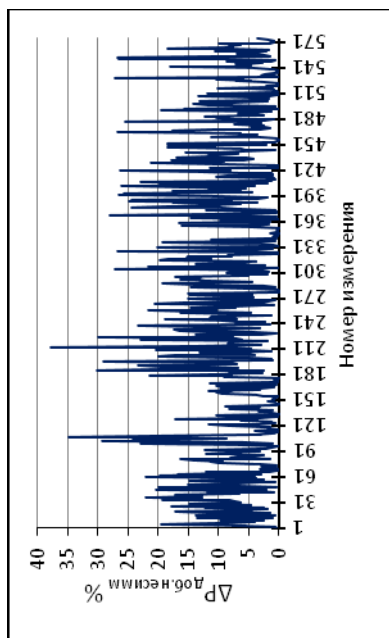


в)

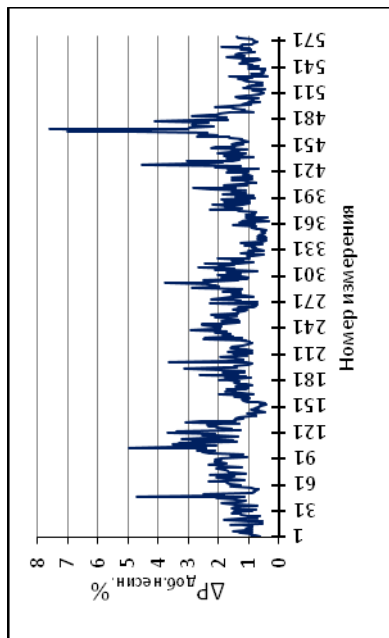


а)

б)



д)



е)

Рис. 3-3. Суточные графики потерь активной мощности линии «С2»–«Г20»:

- а) суммарные потери мощности;
- б) основные потери мощности от токов прямой последовательности основной частоты;
- в) добавочные потери мощности от несимметрии токов основной частоты;
- г) добавочные потери мощности от несинусоидальности токов;
- д) добавочные потери мощности от несимметрии токов в % от основных потерь;
- е) добавочные потери мощности от несинусоидальности токов в % от основных потерь.

Таблица 3-3

Суточные потери активной энергии в линии «С2»–«Г20» и их структура

L, км	марка провода	$\Delta W_{\Sigma},$ кВт·ч	$\Delta W_{1(1)},$ кВт·ч	$\Delta W_{\text{доб. несимм}},$ кВт·ч	$\Delta W_{\text{доб. несин}},$ кВт·ч	$\Delta W_{\Sigma}, \%$	$\Delta W_{\text{доб. несимм}}, \%$	$\Delta W_{\text{доб. несин}}, \%$
21,6	АС-150	887,2	808,7	67,9	10,6	109,70	8,39	1,31

Таблица 3-4

Наименование ВЛ	L , км	ΔW_{Σ} , кВт·ч	$\Delta W_{(1)}$, кВт·ч	$\Delta W_{\text{доб. несиим}}$, кВт·ч	$\Delta W_{\text{доб. несиим}}$, кВт·ч	ΔW_{Σ} %	$\Delta W_{\text{доб. несиим}}$, %	$\Delta W_{\text{доб. несиим}}$, %
Ростовэнерго								
«Р1»–«Р33»–«Р12»	1,79	144,52	143,86	0,19	0,47	100,46	0,33	0,13
«Р5»–«Р33»–«Р1»	7,23	1580,37	1573,03	0,73	6,61	100,47	0,42	0,05
«Р5»–«Р12»–«Р33»–«Р1»	3,82	2035,44	2025,10	1,86	8,47	100,51	0,42	0,09
«Р5»–«Р29»	4,4	1217,13	1196,77	0,69	19,68	101,70	1,64	0,06
«Р5»–«Р19» (первая цепь)	5,55	1790,62	1765,36	0,16	25,10	101,43	1,42	0,01
«Р20»–«Р6»–«Р5»	4,4	2438,56	2427,93	0,51	10,13	100,44	0,42	0,02
«Р40»–«Р7»–«Р5»	3,7	1603,55	1601,14	0,95	1,47	100,15	0,09	0,06
«Р40»–«Р10»–«Р5»	3,7	228,81	227,27	0,24	1,30	100,68	0,57	0,11
«Р40»–«Р24»–«Р5»	3,7	159,53	158,37	0,28	0,89	100,73	0,56	0,17
«Р5»–«Р19» (первая цепь)	5,55	1286,29	1284,47	0,27	1,55	100,14	0,12	0,02
«Р5»–«Р19» (вторая цепь)	5,55	1128,93	1125,42	0,12	3,39	100,31	0,30	0,01
«Р19»–«Р20» (первая цепь)	8,89	1530,10	1526,19	0,76	3,15	100,26	0,21	0,05
«Р1»–«Р20» (вторая цепь)	8,89	516,62	515,44	0,40	0,79	100,23	0,15	0,08
«Р22»–«Койсут»	1,3	146,16	145,06	0,07	1,02	100,75	0,71	0,05
«Р22»–«Р23»	1,3	880,76	879,41	0,11	1,24	100,15	0,14	0,01
«Р23»–«Р4» (первая цепь)	1,9	683,21	681,92	0,26	1,03	100,19	0,15	0,04
«Р23»–«Р4» (вторая цепь)	1,9	783,93	781,07	0,23	2,63	100,37	0,34	0,03
«Р23»–«Койсут»	0,7	1071,10	1070,72	0,08	0,30	100,04	0,03	0,01
«Р23»–«Р22»	0,7	585,98	581,47	0,14	4,36	100,77	0,75	0,02
«Р29»–«Чалтырь»	7,33	129,50	129,24	0,08	0,18	100,20	0,14	0,06
«Р29»–«Холры»	1,2	108,09	106,05	0,56	1,48	101,93	1,40	0,53
«Р29»–«Р5»	4,33	1023,24	1017,96	0,43	4,86	100,52	0,48	0,04
«Р29»–«Р20»	2,37	1906,02	1902,48	0,35	3,18	100,19	0,17	0,02
«Волч. ПТФ» – «ГПП1»	14,8	616,43	521,62	13,04	81,77	118,18	15,68	2,50
«Пролетарская» – «Двойная тяговая»	44,7	1875,06	1751,09	21,63	102,34	107,08	5,84	1,24

Продолжение табл. 3-4

Наименование ВЛ	L, км	ΔW_{Σ} , кВт·ч	$\Delta W(1)$, кВт·ч	$\Delta W_{\text{доб. неси́м}}$, кВт·ч	$\Delta W_{\text{доб. неси́м}}$, кВт·ч	$\Delta W_{\text{доб. неси́м}}$, %	$\Delta W_{\text{доб. неси́м}}$, %
«Пролетарская»–«Орловская»	39,2	674,64	665,26	4,72	4,66	0,70	0,71
«Пролетарская»–«Ганчуковская»	39,4	1388,49	1371,08	5,13	12,28	0,90	0,37
«Пролетарская»–«Сальская»	28,94	3560,50	3491,62	8,62	60,26	1,73	0,25
«С2»–«НГРЭС» (первая цепь)	11,6	3152,36	3128,74	2,08	21,54	0,69	0,07
«С2»–«НГРЭС» (вторая цепь)	11,3	2799,54	2764,52	1,67	33,35	1,21	0,06
«С2»–«Лесная»	9,4	1921,01	1748,15	17,66	155,20	8,88	1,01
«С2»–«С5»	19,67	350,36	321,76	3,87	24,73	7,69	1,20
«С2»–«Ш44»	14,95	132,16	129,23	0,98	1,97	1,52	0,76
«С2»–«ЦОФ»–«Ш44»	0,8	265,57	264,70	0,21	0,67	0,25	0,08
«С2»–«С3»	1,8	48,57	48,22	0,17	0,18	0,36	0,35
«С2»–«Г20»	21,6	887,21	808,74	10,58	67,89	8,39	1,31
«Самбек»–«Синяевская»	20,54	655,44	621,46	2,38	31,60	5,08	0,38
«Самбек»–«Г10»	10,3	172,86	161,64	1,22	10,00	6,19	0,75
«Г11»–«Г10»	11,554	1578,31	1553,41	0,43	24,47	1,58	0,03
«Г11»–«Г5» (первая цепь)	0,99	71,93	71,85	0,05	0,04	0,05	0,06
«Г11»–«Г25»	2,713	83,66	81,32	0,13	2,21	2,72	0,16
«Г1»–«Г10» (первая цепь)	2,42	19,55	19,51	0,03	0,01	0,03	0,17
«Г1»–«Г10» (вторая цепь)	1,3	48,28	48,18	0,01	0,09	0,19	0,03
«Ш14»–«Константиновская»	27,8	484,44	473,11	2,26	9,07	1,92	0,48
«Ш14»–«Ш36»	27,1	679,32	636,06	1,71	41,55	6,53	0,27
«Ш14»–«Ш37»	22,9	175,99	173,66	1,03	1,30	0,75	0,59
«Ш14»–«Ш47»	2,83	204,43	203,71	0,12	0,60	0,30	0,06

Окончание табл. 3-4

Наименование ВЛ	L, км	ΔW_{Σ} , кВт·ч	$\Delta W(1)$, кВт·ч	$\Delta W_{\text{доб. неси́нь}}$, кВт·ч	$\Delta W_{\text{доб. неси́нь}}$, кВт·ч	ΔW_{Σ} , %	$\Delta W_{\text{доб. неси́нь}}$, %	$\Delta W_{\text{доб. неси́нь}}$, %
Ростовское предприятие МЭС								
«Промзона»-«Погорелово» (вторая цепь)	21,75	1381,98	1327,62	4,98	49,38	104,10	3,72	0,38
«Промзона»-«Сысоево» (первая цепь)	27	3772,08	3722,83	3,88	45,37	101,32	1,22	0,10
«Промзона»-«Сысоево» (вторая цепь)	27	3839,27	3789,27	3,81	46,20	101,32	1,22	0,10
«Промзона»-«Маяк»	28,68	1379,46	1350,33	10,00	19,12	102,16	1,42	0,74
«Промзона»-«Сулин»	14,13	14,56	13,80	0,63	0,13	105,49	0,92	4,57
«Г20»-«Замчалово»	20,2	7817,72	7503,73	45,62	268,37	104,18	3,58	0,61
«Песчанокопская» – «Песчанокопская» (вторая цепь)	0,57	37,02	24,89	1,38	10,76	148,77	43,22	5,55
«Р4»-«Восточная» (первая цепь)	9,6	2483,70	2468,76	2,72	12,22	100,61	0,50	0,11
«Р4»-«Восточная» (вторая цепь)	9,6	2749,70	2744,91	1,64	3,16	100,17	0,12	0,06
«Зимовники» – «Зимовники тяговая»	2,3	250,33	231,59	2,09	16,66	108,09	7,19	0,90

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

НЕКОТОРЫЕ ТИПОВЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ, НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ И В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ [75]

Энергосистема

№	Наименование мероприятия	Источник финансирования
1	Отключение в режимах малых нагрузок трансформаторов на подстанциях с двумя и более трансформаторами	Эксплуатационные расходы
2	Отключение трансформаторов на подстанциях с сезонной нагрузкой	Эксплуатационные расходы
3	Выравнивание нагрузок фаз в электрических сетях 0,38 кВ	Эксплуатационные расходы
4.	Проведение рейдов по выявлению неучтенной электроэнергии	Эксплуатационные расходы
5	Проведение контрольных снятий показаний с расчетных приборов учета	Эксплуатационные расходы
6	Проведение инструментальных проверок комплексов учёта электрической энергии	Эксплуатационные расходы
7	Модернизация/создание комплексов учета электроэнергии	Инвестиции
8	Реконструкция линий электропередач с применением СИП	Инвестиции
9	Замена перегруженных и недогруженных силовых трансформаторов	Инвестиции
10	Снижение расхода электроэнергии на собственные нужды ПС	Ремонтный фонд

Электростанция

№	Наименование мероприятия	Источник экономии
1	Автоматизация режимов горения (поддержание оптимального соотношения топливо–воздух)	– экономия топлива; – уменьшение аварийных остановов котлов; – снижение затрат на капитальный ремонт; – снижение вредных выбросов
2	Внедрение безреагентного метода обработки (активации) воды	– увеличение срока службы оборудования; – снижение эксплуатационных расходов
3	Блокировка вентиляторов тепловых завес с устройствами открывания и закрывания ворот	– экономия электрической энергии
4	Внедрение вихревой технология деаэрирования	– экономия топлива; – уменьшение расхода электрической энергии (на привод сетевых насосов); – снижение затрат на ремонтные работы
5	Внедрение метода глубокой утилизации тепла дымовых газов	– экономия топлива; – сокращение вредных выбросов в атмосферу
6	Внедрение современных водоподготовительных установок	– экономия топлива; – уменьшение расхода электрической энергии (на привод сетевых насосов)
7	Внедрение низкотемпературной вихревой технологии сжигания топлива	– экономия топлива; – повышение КПД теплоисточника
8	Внедрение газотурбинных систем с утилизацией тепла	– экономия топлива; – повышение надёжности энергоснабжения
9	Внедрение экономичных способов регулирования работой вентиляторов	– экономия электрической энергии
10	Дросселирование и использование турбодетандеров	– экономия топлива
11	Децентрализация системы теплоснабжения со строительством автономных источников тепла	– экономия топлива; – повышение качества и надёжности теплоснабжения
12	Замена физически и морально устаревших трансформаторов на современные	– экономия электрической энергии; – снижение эксплуатационных затрат; – повышение качества и надёжности электроснабжения
13	Замена физически и морально устаревших электродвигателей на современные, энергоэффективные	– экономия электрической энергии; – снижение эксплуатационных затрат; – повышение качества и надёжности электроснабжения
14	Замена трансформаторов и асинхронных электродвигателей, загруженных менее чем на 70 %	– экономия электрической энергии

№	Наименование мероприятия	Источник экономии
15	Замена морально устаревших малопроизводительных насосов на современные	– экономия электрической энергии
16	Замена морально устаревших типов вентиляторов на современные (с номинальным КПД 80–86 %)	– экономия электрической энергии
17	Замена физически и морально устаревших котлов	– экономия топлива; – улучшение качества и надёжности тепло-снабжения
18	Использование биотоплива	– уменьшение затрат на топливо; – снижение зависимости от традиционных видов топлива; – повышение энергетической безопасности
19	Использование низкопотенциального тепла с помощью тепловых насосов	– экономия топлива
20	Использование холодного наружного воздуха для питания компрессоров	– экономия электрической энергии
21	Использование систем частотного регулирования в приводах электродвигателей в системах вентиляции, на насосных станциях и других объектах с переменной нагрузкой	– экономия электрической энергии; – повышение надёжности и увеличение сроков службы оборудования
22	Использование когенерационных установок (на основе двигателей внутреннего сгорания, систем с отбором пара, парогазовых систем, систем с противодавлением)	– экономия топлива
23	Ликвидация утечек и несанкционированного расхода воды	– экономия электрической энергии; – экономия воды
24	Строительство мини-ТЭЦ на газопоршневых двигателях	– экономия топлива; – повышение надёжности энергоснабжения
25	Минимизация величины продувки котла	– экономия топлива, реагентов, подпиточной воды; – повышение КПД установки
26	Надстройка котельных газотурбинными установками	– снижение себестоимости производства тепловой энергии; – снижение затрат на электрическую энергию; – повышение надёжности электроснабжения

№	Наименование мероприятия	Источник экономии
27	Обеспечение соответствия между напорной характеристикой насосов и сопротивлением тракта	– экономия электрической энергии
28	Обеспечение соответствия между характеристиками вентилятора и воздушного тракта	– экономия электрической энергии
29	Организация мониторинга и соблюдение водно-химического режима	– экономия топлива
30	Организация диспетчеризации в системах теплоснабжения	– оптимизация режимов работы тепловой сети; – сокращение времени проведения ремонтно-аварийных работ; – уменьшение количества эксплуатационного персонала
31	Организация сбора и возврата конденсата в котел	– экономия топлива; – сокращение объёмов водопотребления и водоотведения; – снижение затрат на водоподготовку
32	Организация тепловизионного мониторинга состояния ограждающих конструкций зданий и сооружений, оборудования	– экономия топлива; – предупреждение аварийных ситуаций
33	Обоснованное снижение температуры теплоносителя (срезка)	– экономия топлива; – уменьшение вредных выбросов в атмосферу
34	Оптимизация расхода пара в деаэраторе котлоагрегата	– снижение расхода пара; – увеличение КПД котлоагрегата
35	Переключение обмоток асинхронного двигателя с «треугольника» на «звезду» (при условии его нагрузки в пределах от 35 до 40 %)	– экономия электрической энергии
36	Повторное использование пара в котлоагрегате	– экономия топлива
37	Повышение КПД насосных установок за счёт поддержания минимальных зазоров в уплотнениях насоса	– экономия электрической энергии
38	Предварительный подогрев питательной воды в котельной	– экономия топлива; – уменьшение вредных выбросов в атмосферу
39	Применение антинакипных устройств на теплообменниках	– экономия топлива; – снижение расхода теплоносителя; – повышение надежности и долговечности теплообменных аппаратов

№	Наименование мероприятия	Источник экономии
40	Применение осевых сильфонных компенсаторов в тепловых сетях	– экономия топлива; – уменьшение потребления холодной воды; – снижение затрат на ТО и ремонт компенсаторов
41	Проведение режимно-наладочных работ на котлоагрегатах. Составление режимных карт	– экономия топлива; – улучшение качества и повышение надёжности теплоснабжения
42	Применение магнитострикционного метода очистки внутренних поверхностей нагрева от накипи	– экономия топлива; – увеличение КПД и срока службы котла; – снижение РСЭО
43	Применение автоматических выключателей в системах дежурного освещения	– экономия электрической энергии
44	Реконструкция котельной с установкой паровой винтовой машины	– сокращение затрат на электрическую энергию; – снижение себестоимости производства тепловой энергии
45	Реконструкция электрических сетей	– экономия электрической энергии; – снижение РСЭО
46	Своевременное устранение повреждений изоляции паропроводов и конденсатопроводов в с помощью современных технологий и материалов	– экономия топлива; – сокращение потерь тепловой энергии
47	Установка котлоагрегатов с кипящим слоем	– экономия топлива
48	Установка подогревателя воздуха или воды в котельной	– экономия топлива; – повышение КПД теплоисточника
49	Устранение присосов воздуха в газоходах и обмуровках котлов	– экономия топлива

Электрические сети

№	Наименование мероприятия	Источник экономии
1	Компенсация реактивной мощности у потребителей	– экономия электрической энергии; – высвобождение дополнительной электрической мощности
2	Применение вольтдобавочных трансформаторов	– увеличение пропускной способности сети; – повышение надёжности и качества электроснабжения
3	Применение автоматических выключателей в системах дежурного освещения	– экономия электрической энергии
4	Применение частотно регулируемых приводов в системах вентиляции объектов сетей	– экономия электрической энергии
5	Выравнивание фазных напряжений и нагрузок	– экономия электрической энергии; – снижение затрат на ремонт и обслуживание электроприемников
6	Организация тепловизионного мониторинга состояния оборудования	– предупреждение аварийных ситуаций; – снижение РСЭО; – повышение надёжности и качества электроснабжения
7	Обеспечение оптимальной величины нагрузки трансформаторов (исключение как перегруза, так и недогрузки – менее 30 %)	– снижение потерь электрической энергии; – снижение РСЭО; – повышение надёжности и качества электроснабжения

Учебное издание

УШАКОВ Василий Яковлевич
ХАРЛОВ Николай Николаевич
ЧУБИК Петр Савельевич

ПОТЕНЦИАЛ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ЕГО РЕАЛИЗАЦИЯ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ ТЭК

Учебное пособие

Корректурa *С.Н. Карапотин, Е.Л. Тен*
Компьютерная верстка *В.П. Аршинова, К.С. Чечельницкая*
Дизайн обложки *О.Ю. Аршинова*

Подписано к печати 25.02.2015. Формат 60х84/16. Бумага «Снегурочка».
Печать XEROX. Усл. печ. л. 16,40. Уч.-изд. л. 14,83.
Заказ 106-15. Тираж 100 экз.



Национальный исследовательский Томский политехнический университет
Система менеджмента качества
Издательства Томского политехнического университета
сертифицирована в соответствии с требованиями ISO 9001:2008



ИЗДАТЕЛЬСТВО  ТПУ. 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30
Тел./факс: 8(3822)56-35-35, www.tpu.ru