

MOI



КНИГА-ПОБЕДИТЕЛЬ
конкурса рукописей
учебной, научно-технической
и справочной литературы по энергетике,
посвященного 90-летию МЭИ
и 100-летию плана ГОЭЛРО

Книга издана
при поддержке
ООО «Газпром энергохолдинг»



МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ «МЭИ»

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ В ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКЕ И ТЕПЛОТЕХНОЛОГИЯХ

Рекомендовано федеральным учебно-методическим объединением
в системе высшего образования по укрупненным группам
специальностей и направлений подготовки
13.00.00 «Электро- и теплоэнергетика» в качестве учебного издания
для реализации основных образовательных программ
высшего образования по направлению подготовки
13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»

4-е издание, переработанное и дополненное

Под редакцией академика РАН А.В. Клименко

Москва
Издательство МЭИ
2021

УДК 621.1:620.92.004.14(075.8)

ББК 31.3я73

Э 653

Рецензенты: В.В. Бухмиров, доктор техн. наук, профессор ИГЭУ;
Е.Г. Гашо, доктор техн. наук, профессор НИУ «МЭИ»;
А.И. Леонтьев, академик РАН, профессор МГТУ им. Н.Э. Баумана;
В.В. Сергеев, член-корреспондент РАН, профессор СПбПУ

Авторы: А.Б. Гаряев, И.В. Яковлев, А.В. Клименко, О.Л. Данилов, В.Ф. Очков,
А.Г. Вакулко

Э 653 Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях: учебник /
А.Б. Гаряев, И.В. Яковлев, А.В. Клименко и др.; под ред. А.В. Клименко. –
4-е изд., перераб. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2021. – 504 с.

ISBN 978-5-7046-2590-2

Рассмотрены основные понятия, принципиальные схемы и методы расчета, связанные с рациональным использованием топливно-энергетических ресурсов. Описаны технические решения, обеспечивающие снижение энергозатрат при производстве и распределении тепловой энергии, ее использовании в промышленности и в жилищно-коммунальном секторе. Уделено внимание составу, способам проведения и анализу результатов энергетических обследований промышленных предприятий. По сравнению с предыдущими изданиями в учебнике учтены последние изменения и достижения в обеспечении энергетической, экологической и экономической безопасности страны.

Учебник предназначен для студентов энергетических специальностей высших учебных заведений. Может служить методическим пособием для инженерно-технических работников, занимающихся энергоснабжением и повышением энергетической эффективности объектов энергетики, различных отраслей промышленности и жилищно-коммунального хозяйства.

УДК 621.1:620.92.004.14(075.8)

ББК 31.3я73

ISBN 978-5-7046-2590-2

© Национальный исследовательский
университет «МЭИ», 2021

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	9
Введение	12
Глава 1. Виды топливно-энергетических ресурсов.....	14
1.1. Классификация топливно-энергетических ресурсов. Основные понятия и определения.....	14
1.1. Первичные энергоресурсы.....	15
1.2.1. Невозобновляемые энергетические ресурсы.....	15
1.2.2. Возобновляемые энергетические ресурсы.....	19
1.2. Вторичные энергетические ресурсы.....	22
1.3. Произведенные энергетические ресурсы.....	24
1.4. Теплота сгорания, понятие условного топлива.....	26
Контрольные вопросы.....	35
Глава 2. Энергетика России и актуальность рационального использования энергоресурсов.....	36
2.1. Потребление энергоресурсов в России и в мире. Динамика топливно-энергетического баланса.....	36
2.2. Актуальность энергосбережения в России.....	46
2.3. Структура энергетики страны.....	53
Контрольные вопросы.....	57
Глава 3. Методы и критерии оценки эффективности использования энергии.....	58
3.1. Общие положения.....	58
3.2. Термодинамические показатели оценки энергетической эффективности и особенности их применения в теплотехнике и теплотехнологиях.....	61
3.1. Технические (натуральные) показатели оценки энергетической эффективности.....	75
3.4. Экономические показатели оценки энергетической эффективности.....	84
Контрольные вопросы.....	86
Глава 4. Энергобалансы потребителей топливно-энергетических ресурсов.....	88
4.1. Виды энергобалансов.....	88
4.2. Энергетический баланс региона.....	91
4.3. Балансы потребления и использования энергии на промышленном предприятии.....	96
4.4. Энергетический баланс здания.....	104
Контрольные вопросы.....	116
Глава 5. Нормативно-правовая и нормативно-техническая база энергосбережения. Нормирование потребления энергоресурсов.....	118
5.1. Нормативно-правовая и нормативно-техническая база энергосбережения.....	118
5.2. Нормирование потребления топливно-энергетических ресурсов.....	121
5.2.1. Удельные нормы потребления топлива в источниках тепловой энергии.....	123
5.2.2. Нормирование технологических затрат и потерь при передаче тепловой энергии в тепловых сетях.....	128
5.2.3. Нормирование потребления энергоресурсов промышленными потребителями.....	142

5.3. Требования к теплозащитным свойствам ограждающих конструкций и нормирование потребления тепловой энергии в зданиях и сооружениях	146
5.4. Нормирование потребления горячей воды системами горячего водоснабжения зданий	152
5.5. Базовый уровень удельного годового расхода энергетических ресурсов и класс энергетической эффективности зданий и сооружений	153
Контрольные вопросы	156
Глава 6. Методы энергосбережения при производстве тепловой энергии	158
6.1. Виды источников тепловой энергии	158
6.2. Энергосбережение в котельных	170
6.3. Особенности энергосбережения на тепловых электрических станциях	180
Контрольные вопросы	187
Глава 7. Энергосбережение при транспортировке и распределении тепловой энергии	189
7.1. Общие сведения о передаче тепловой энергии. Схемы присоединения потребителей к тепловым сетям	189
7.2. Потери энергии и ресурсов в тепловых сетях	195
7.2.1. Виды потерь энергии и ресурсов в тепловых сетях	193
7.2.2. Потери теплоты через изоляцию трубопроводов	197
7.2.3. Потери теплоты с утечками теплоносителя	198
7.2.4. Затраты энергии на перекачивание теплоносителя. Потери, связанные с неоптимальными тепловыми и гидравлическими режимами тепловой сети	200
7.3. Оценка потерь теплоты в водяных и паровых тепловых сетях через изоляцию	204
7.3.1. Механизмы передачи теплоты от теплоносителя в трубопроводах тепловых сетей к окружающей среде	204
7.3.2. Методики и примеры расчета потерь изолированными трубопроводами	216
7.3.3. Методика расчета требуемой толщины тепловой изоляции	219
7.3.4. Методика и пример расчета требуемой толщины тепловой изоляции из условия нормирования температуры поверхности	223
7.3.5. Расчет потерь теплоты при нарушении тепловой изоляции	226
7.4. Меры по сокращению потерь энергии и ресурсов в тепловых сетях	228
7.4.1. Улучшение качества тепловой изоляции	228
7.4.2. Меры по снижению утечек теплоносителя	230
7.4.3. Меры по снижению затрат на перекачивание теплоносителя	231
7.4.4. Меры по оптимизации теплового и гидравлического режимов тепловой сети	232
7.4.5. Оптимизация параметров и структуры тепловых сетей	233
Контрольные вопросы	234
Глава 8. Энергосбережение в теплотехнологиях	235
8.1. Общие положения	235
8.2. Принципиальные схемы технологий и структуры энергообеспечения предприятий	240
8.3. Энергосбережение в высокотемпературных технологиях	245
8.4. Энергосбережение в низкотемпературных технологиях	259
Контрольные вопросы	276

Глава 9. Вторичные энергетические ресурсы.....	278
9.1. Виды ВЭР и направления их использования	278
9.2. Экономия энергии при утилизации ВЭР	290
9.3. Принципиальные возможности использования вторичных энергоресурсов... ..	296
9.4. Использование ВЭР в целях получения теплоты и холода с помощью теплонасосных установок.....	313
9.5. Применение детандер-генераторных агрегатов при использовании избыточной энергии газа и низкопотенциальной теплоты ВЭР	323
Контрольные вопросы	327
Глава 10. Рациональное использование энергии в зданиях и сооружениях	328
10.1. Инженерные системы обеспечения жизнедеятельности в зданиях и сооружениях.....	328
10.2. Общие принципы энергосбережения в зданиях и сооружениях	332
10.3. Типовые энергосберегающие мероприятия в системах отопления и оценка энергосберегающих эффектов.....	334
10.3.1. Оснащение потребителей счетчиками тепловой энергии	334
10.3.2. Регулирование мощности систем с использованием различных способов, обеспечивающих снижение расхода энергии.....	335
10.3.3. Восстановление пропускной способности внутридомовых инженерных сетей отопления и горячего водоснабжения.....	355
10.3.4. Использование природной теплоты, вторичных энергоресурсов в отоплении и горячем водоснабжении. Применение теплонасосных установок.....	358
10.4. Энергосбережение в системах вентиляции и кондиционирования воздуха.....	368
10.4.1. Использование теплоты вентиляционных выбросов.....	369
10.4.2. Соблюдение установленного графика работы и регулирование мощности, потребляемой приточными вентиляционными системами .	380
10.4.3. Использование природной теплоты и холода в системах искусственного климата зданий.....	383
Контрольные вопросы	385
Глава 11. Энергосбережение при электроснабжении и электропотреблении.....	386
11.1. Общие сведения о системах электроснабжения промышленных предприятий и объектов ЖКХ.....	386
11.2. Определение нагрузок при потреблении электроэнергии.....	392
11.3. Качество электроэнергии и его влияние на работу потребителей, затраты энергии и ресурсов	401
11.4. Направления повышения эффективности использования электрической энергии.....	405
Контрольные вопросы	428
Глава 12. Энергетический менеджмент и основы энергоаудита	430
12.1. Общие положения	430
12.2. Объекты, цели и виды энергоаудита	432
12.3. Энергетический паспорт потребителя ТЭР. Декларация о потреблении энергетических ресурсов.....	440
12.4. Методология энергоаудита промышленного предприятия.....	443
12.4.1. Энергоаудит промышленного предприятия.....	443

ОГЛАВЛЕНИЕ

12.4.2. Энергоаудит системы воздухообеспечения.....	450
12.4.3. Энергоаудит теплотехнологической установки	457
12.5. Энергосервисные контракты	464
Контрольные вопросы	465
Глава 13. Учет энергетических ресурсов.....	467
13.1. Значимость учета энергетических ресурсов.....	467
13.2. Приборы учета тепловой энергии и теплоносителя	472
13.3. Учет тепловой энергии в различных системах теплоснабжения.....	476
Контрольные вопросы	480
Список литературы.....	482
Основные термины и понятия, используемые в тексте.....	495

ПРЕДИСЛОВИЕ

Прошло более 10 лет с момента выхода в свет первого издания учебника. Ясно, что за это время не могла не назреть необходимость подготовки и выпуска нового, переработанного и дополненного издания, отражающего последние достижения, новые задачи и меры государственной политики в области энергосбережения.

Проблема обеспечения энергией, ее эффективного использования относится к числу вечных и наиболее актуальных из стоящих перед человечеством. Острота проблемы, несмотря на все предпринимаемые усилия, постоянно увеличивается. Это проявляется во все более возрастающей ограниченности доступа к источникам энергии, их удорожанию. Кроме того, необходимо предотвратить грозные последствия происходящего на наших глазах процесса глобального потепления климата, одна из причин которого кроется в накоплении парниковых газов в результате сжигания органического топлива. Очевидно, что в этих условиях значение эффективного использования энергии трудно переоценить.

Для нашей страны, в которой среднегодовая температура равна -2 °С, вопрос энергообеспечения имеет первостепенное значение. Он должен решаться не только за счет ввода новых энергетических мощностей, но и за счет максимально эффективного использования энергоресурсов. К сожалению, за последнее десятилетие нам не удалось добиться существенных успехов на пути снижения энергоемкости отечественной экономики. Яркий тому пример итоги выполнения Указа Президента РФ от 4 июня 2008 г. № 889 о снижении к 2020 г. энергоемкости валового внутреннего продукта (ВВП) не менее чем на 40 % по сравнению с уровнем 2007 г. Приходится констатировать, что поставленная цель не была достигнута. По итогам 2020 г. энергоемкость ВВП составила 10,2 т у.т/млн руб., что всего на 7 % меньше, чем в 2007 г. (в ценах 2020 г.). Задача повышения энергоэффективности по-прежнему на повестке дня и ее значение для развития экономики России является определяющим.

Первое издание учебника разошлось очень быстро и через год было выпущено второе, стереотипное издание. Именно на основе этого учебника проходила подготовка студентов в НИУ «МЭИ». За время чтения курса лекций был накоплен новый материал, вошедший в измененную рабочую программу дисциплины «Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях».

Новое издание учебника существенно переработано и дополнено. В нем отражены изменения, которые произошли за прошедший период в теплоэнергетике и теплотехнологиях, учтены замечания и предложения читателей по совершенствованию подачи и изложения материала.

Авторы понимают, что изучение только теоретического материала недостаточно для освоения дисциплины. Необходимо научить будущих специалистов проводить расчеты энергетических затрат и экономии энергетических ресурсов. В связи с этим в новое издание включены примеры расчетов, которые выполнены в виде программ в среде Matcad и выложены на сервере Интернета с сетевыми, интерактивными, открытыми расчетами в области энергосбережения¹ и в открытом сетевом ресурсе «Электронный сетевой сборник задач по курсу «Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях»². Приводимые примеры читатель может использовать для аналогичных расчетов с другими исходными данными, а также самостоятельно редактировать и развивать.

Все главы учебника в большей или меньшей степени подверглись переработке. Основные (но далеко не все) изменения в содержании глав мы приводим ниже.

В этом издании появилось краткое введение, где даны определения основополагающих понятий, а также изложена цель рассматриваемой учебной дисциплины.

Главы 1 и 2 дополнены новой информацией в соответствии с изменениями в мировом энергетическом балансе и ростом потребления новых видов энергетических ресурсов, в том числе таких, как сланцевый газ и сланцевая нефть, топливные таблетки (пеллеты), биогаз и биодизель. Рассмотрены перспективы использования водорода в качестве энергоносителя.

Главы 3, 4 частично изменены и дополнены иллюстративным материалом, отражающим классификацию критериев энергетической эффективности и общую форму энергетического баланса предприятия. Частично изменены приведенные в главах примеры.

Глава 5, посвященная вопросам нормирования потребления энергии, практически полностью обновлена.

В *главу 6*, наряду с другой новой информацией, добавлен материал об энергетических установках, использующих цикл Ренкина на органических теплоносителях (ORC).

В *главе 7* более подробно, чем в прошлом издании, рассмотрены вопросы расчета потерь энергии с поверхности трубопроводов при различных способах прокладки. Многие примеры обновлены.

В *главе 8*, посвященной энергосбережению в технологических процессах, добавлены сведения об основных энергоемких технологиях, применяемых в промышленности. Рассмотрено понятие «Наилучшие доступные технологии», которое, насколько нам известно, еще не вошло в вузовские учебники. Часть материалов главы, вошедшей в предыдущее издание, сокращена или упрощена.

¹ <http://twf.mpei.ac.ru/ochkov/eee/EnSaveCalc.pdf>

² http://twf.mpei.ac.ru/ochkov/VPU_Book_New/ES/index.html

Глава 9 подверглась относительно небольшим редакционным изменениям.

У *главы 10* изменилась структура. Подробно рассмотрены типовые энергосберегающие мероприятия в инженерных системах обеспечения микроклимата зданий и оценка их энергосберегающих эффектов. Предложен материал по особенностям применения тепловых насосов в системах теплоснабжения.

Глава 11 исправлена с учетом того, что материал, представленный в предыдущем издании, существенно устарел.

Глава 12 приведена в соответствие с положениями новой нормативной документации, а также дополнена материалом об энергосервисных контрактах.

В *главу 13* введены ссылки на новые Правила учета тепловой энергии и теплоносителя, Правила учета электрической энергии и Правила учета газа. Приведена информация об интеллектуальном учете топливно-энергетических ресурсов.

Чтобы существенно не увеличивать объем учебника из-за дополнений актуальной информации некоторые излишне подробные сведения в новом издании пришлось сократить.

Во всех главах уточнены и дополнены ссылки на действующую нормативно-правовую и нормативно-техническую документацию, имеющую прямое отношение к тематике излагаемого материала. Здесь надо иметь в виду, что источники информации подобного рода постоянно обновляются и в практической деятельности следует руководствоваться правилом о целесообразности проверки действий ссылочных стандартов и классификаторов в информационных системах общего пользования.

Надеемся, что представленный в новом издании учебника обновленный теоретический материал и практические примеры, приведенные как в тексте учебника, так и на сетевых ресурсах, позволят лучше готовить специалистов в области теплоэнергетики и теплотехники и делать это на современном уровне. Считаем также, что учебник можно использовать в системе повышения квалификации и для самообразования.

Авторы выражают глубокую благодарность докторам техн. наук, профессорам А.М. Беленькому, В.В. Бухмирову, Е.Г. Гашо; канд. техн. наук, доцентам А.В. Корягину и С.В. Гужову; канд. техн. наук Антону Андреевичу и Александру Андреевичу Гаряевым за советы и замечания, способствующие улучшению качества изложения материала, студентам Д.А. Ефимову, Д.В. Огородовой, О.С. Прохоренко, М.Р. Тахоховой за помощь в поиске информации для учебника, а также редакционно-издательскому отделу «Издательского дома МЭИ» за подготовку рукописи к изданию.

Ваши отзывы, замечания и предложения просим присылать по адресу:

111250, Россия, г. Москва, Красноказарменная улица, дом 14, дирекция института энергетической эффективности и водородных технологий Национального исследовательского университета «МЭИ».

Авторы

ВВЕДЕНИЕ

Энергосбережение представляет собой реализацию правовых, нормативных, организационных, научных, производственных, технических и экономических мер, направленных на эффективное использование топливно-энергетических ресурсов (ТЭР). Цель энергосбережения состоит в **повышении энергетической эффективности** различных производств, т.е. снижении затрат ТЭР на выпуск единицы продукции. Под продукцией здесь понимается не только товарная продукция – автомобильные покрышки, испеченный хлеб, но и услуги, например, обеспечение тепла на отопление, вентиляцию, затраты горючего на перевозку грузов и т.д. Как правило, повышение энергетической эффективности сопровождается снижением финансовых затрат и уменьшением количества вредных веществ, поступающих в окружающую среду, в том числе парниковых газов.

Следует различать понятия «экономия энергии» и «повышение энергетической эффективности». Экономии энергии можно достичь путем снижения расхода топливно-энергетических ресурсов на проведение того или иного процесса вне зависимости от получаемого при этом результата. Однако получаемая экономия энергии далеко не всегда сопровождается повышением энергетической эффективности. Например, экономия топлива при желании сократить финансовые затраты может привести к тому, что котельные или технологические агрегаты окажутся недогруженными и будут работать с пониженным КПД. Тогда удельные затраты топлива на выработку тепловой энергии или единицу товарной продукции возрастут, т.е. снизится энергетическая эффективность.

Справедливо и обратное утверждение: повышение энергетической эффективности не всегда сопутствует экономии энергии. Допустим, мы увеличили выпуск продукции вдвое, затратив при этом на 30 процентов больше энергии. Затраты энергии возросли, хотя энергетическая эффективность технологического процесса стала выше.

Человек использует различные виды энергии, и одним из наиболее востребованных является теплота. Изучением методов получения, преобразования, передачи и использования теплоты занимается **теплотехника** — общетехническая дисциплина, базирующаяся на таких науках, как техническая термодинамика, гидрогазодинамика и теория тепло- и массообмена.

Наряду с термином **теплота**, определяемым как количество энергии, получаемой/отдаваемой телом или системой тел при теплообмене, в технике используется термин **тепловая энергия**. Он обозначает энергию, вырабатываемую источниками теплоты (на ТЭЦ, в котельных и др.) и передаваемую потребителю, в большинстве случаев, с потоком теплоносителя. Переданная тепловая энергия подлежит учету и может быть измерена с помощью теплосчетчиков.

Теплоэнергетика — отрасль теплотехники, занимающаяся преобразованием теплоты в другие виды энергии. В более широком смысле теплоэнерге-

тика занимается еще и вопросами транспортировки, распределения, а также трансформации тепловой энергии до температурного уровня, необходимого потребителю. Теплоэнергетику условно можно разделить на три большие части: теплоэнергетику **централизованного получения электрической и тепловой энергии** на крупных электростанциях, **промышленную и коммунальную**.

Технологии, в которых теплота используется для получения товаров и услуг, называются **тепловые технологии** или **теплотехнологии**. Они очень разнообразны, например: передача теплоты по трубопроводам, выплавка металла и получение проката, сушка материалов, получение пищевых продуктов, переработка нефти, обогрев помещений и т.д.

Целью дисциплины «Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях» является изучение методов оценки и способов повышения эффективности использования энергетических ресурсов при их производстве, распределении и потреблении.

Для этого последовательно рассматриваются:

- различные виды энергетических ресурсов, способы их получения и направления их использования, их энергетический потенциал и единицы измерения;
- причины, обуславливающие необходимость эффективного использования ТЭР;
- критерии и методы повышения эффективности использования ТЭР;
- методы нормирования потребления ТЭР;
- вопросы составления энергетических балансов различных потребителей энергоресурсов;
- методы эффективного производства и транспортировки энергии;
- методы рационального использования энергии в промышленности и в социальной сфере. Причем рассматриваются как технические вопросы, так и вопросы, связанные с организацией работ по энергосбережению.

В итоге должна быть сформирована целостная картина бережного использования ТЭР в энергетическом и промышленном комплексе, опирающаяся на знания, которыми должен обладать технический специалист в области энергетики. На их основе у него появляется возможность применять меры, направленные на повышение энергетической эффективности, в зависимости от конкретного места своей профессиональной деятельности.

Глава 1

ВИДЫ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ

1.1. Классификация топливно-энергетических ресурсов. Основные понятия и определения

Топливо-энергетические ресурсы — это совокупность природных и произведенных энергоносителей, запасенная энергия которых при существующем уровне развития техники и технологии доступна для использования в хозяйственной деятельности. Топливо-энергетические ресурсы делятся на *первичные* и *вторичные*.

К первичным энергетическим ресурсам относятся ресурсы, получаемые из природных источников для последующего преобразования в другие виды энергии либо для непосредственного применения. Часто первичные ресурсы не могут быть использованы напрямую и должны быть после извлечения подготовлены к дальнейшему потреблению.

Первичные ресурсы подразделяют на *возобновляемые* и *невозобновляемые*.

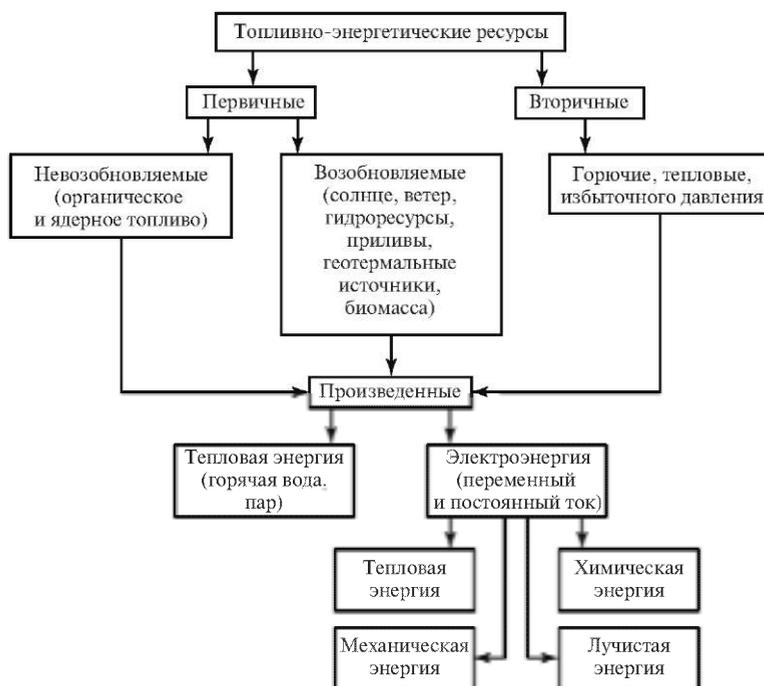


Рис. 1.1. Основные виды топливно-энергетических ресурсов

Вторичные энергетические ресурсы — это энергетические ресурсы, получаемые в виде побочных продуктов основного и вспомогательного производства в различных технологиях.

Топливо-энергетические ресурсы включают в себя не только источники получения энергии, но и *произведенные энергетические ресурсы*, к которым относят, в первую очередь, тепловую энергию (чаще всего передаваемую в виде горячей воды и водяного пара) и электрическую энергию и которые получают, используя энергию первичных и вторичных энергоресурсов. Произведенные энергоресурсы впоследствии могут быть снова преобразованы в другие виды энергии.

Основные виды топливо-энергетических ресурсов представлены на схеме, изображенной на рис. 1.1.

1.2. Первичные энергоресурсы

1.2.1. Невозобновляемые энергетические ресурсы

К невозобновляемым источникам энергии относят большинство видов природного органического (углеводородного) топлива, а также ядерное топливо. В настоящее время около 90 % потребляемой в мире энергии производится при использовании невозобновляемых энергетических ресурсов.

Органическое топливо. Природное органическое топливо по агрегатному состоянию делят на твердое, жидкое и газообразное, по происхождению — на естественное и искусственное. Кроме того, по способу использования органическое топливо подразделяют на котельно-печное и моторное.

Твердое топливо. К твердому топливу относятся каменный и бурый угли, сланцы, торф. По составу твердое топливо включает в себя горючую и негорючую (влага, зола) массы. В состав природного твердого топлива кроме углерода и водорода практически всегда входит сера.

Уголь — наиболее потребляемое твердое топливо. Его запасы на Земле по сравнению с другими видами топлива наиболее значительны. Угли различаются по своему составу, а значит, и по теплоте сгорания. Плотность угля колеблется в пределах 1100—1500 кг/м³, а низшая теплота сгорания — от 9,0—16,0 (бурые угли) до 16,0—29,0 МДж/кг (каменные угли). Содержание серы в углях может достигать до 7 %.

Сланцы — ископаемое топливо с высокими зольностью (до 60 %) и влажностью. Низшая теплота сгорания сланцев составляет 6—10 МДж/кг. Они характеризуются высоким содержанием водорода и летучих веществ, поэтому легко воспламеняются.

Торф имеет высокую влажность (до 50 %) и низкую теплоту сгорания (8,4—10,5 МДж/кг). Поскольку период образования торфа в природных условиях гораздо меньше, чем период образования угля или нефти (несколько лет и десятки миллионов лет соответственно), его иногда относят к возобновляемым энергетическим ресурсам.

Сланцы и торф относятся к так называемым местным видам топлива, т.е. используемым в непосредственной близости от места их добычи.

К искусственному твердому топливу относится кокс, получаемый при нагревании естественного твердого топлива без доступа воздуха. Кокс содержит 96—98 % углерода. Каменноугольный кокс используется в качестве топлива при плавке чугуна в доменных печах, являясь одновременно восстановителем железа из его оксидов.

При переработке твердого топлива (газификации) может быть получено газообразное и жидкое топливо.

Жидкое топливо представляет собой в основном продукты переработки нефти — *мазут, бензин, керосин и дизельное топливо*. В настоящее время сама нефть практически не является топливом.

Различные марки сырой нефти имеют разный состав, а следовательно, и разные плотность и теплоту сгорания, что во многом определяет их цену на мировом рынке энергоносителей. Плотность нефти является одной из основных ее характеристик. В зависимости от плотности нефть делится на легкую ($\rho = 650\text{—}870 \text{ кг/м}^3$), среднюю ($\rho = 871\text{—}910 \text{ кг/м}^3$) и тяжелую ($\rho = 911\text{—}1050 \text{ кг/м}^3$).

В последние годы к традиционным источникам добычи нефти добавились и промышленно освоенные нетрадиционные источники: нефтеносные пески, сланцевая нефть, нефть плотных коллекторов. Их общие запасы составляют примерно 20 % запасов традиционной нефти. Себестоимость извлечения нефти из нетрадиционных источников выше, способы ее добычи отличаются повышенными рисками экологической безопасности. Тем не менее добыча нетрадиционной нефти стала заметным фактором, влияющим на энергетический баланс таких стран, как США и Канада, и достигает нескольких процентов объема добычи нефти в мире.

Газообразное топливо. *Природный газ*, основу которого составляет метан, является наиболее экологически чистым видом ископаемого топлива. При добыче и переработке природного газа производятся его осушка, очистка от сероводорода и отделение наиболее тяжелых фракций.

Так же как и в нефтедобыче, в последние 20 лет появились и интенсивно развиваются нетрадиционные способы добычи газа. Запасы нетрадиционного газа, технологии добычи которого уже разработаны и освоены, примерно такие же, как и запасы традиционного газа. Наиболее значимыми на текущий момент являются сланцевый и каменноугольный газы.

Сланцевый газ — так же как и традиционный природный газ, состоит преимущественно из метана. Способ его добычи основан на наклонном либо горизонтальном бурении пласта и последующей закачкой в него воды под высоким давлением, в которую внесены химические реактивы. При этом происходит так называемый гидроразрыв пласта, газ может быть собран и доставлен на поверхность. Однако технология гидроразрыва пласта является экологически опасной и законодательно запрещена в ряде европейских

стран. Себестоимость добычи сланцевого газа существенно выше, чем добыча газа из традиционных месторождений.

Каменноугольный газ — газ, залегающий в угольных пластах, также в основном (на 80—98 %) состоит из метана. Взрывы каменноугольного газа являются причинами аварий на угольных шахтах. Добыча этого газа позволит снизить вероятность возникновения аварий.

К газообразному топливу относится также *попутный нефтяной газ* (ПНГ) — смесь различных газообразных углеводородов, растворенных в нефти. Он является побочным продуктом нефтедобычи, получаемым в процессе сепарации нефти и ее переработки. Доля метана в ПНГ ниже, чем в природном газе из традиционных месторождений, а доля этана, пропана, бутана и изобутана — выше. Более высокая плотность ПНГ является причиной более высокого значения объемной теплоты сгорания, чем у природного газа. Попутный нефтяной газ используется в энергетических установках, а также является сырьем для газо- и нефтехимических предприятий.

Для систем газоснабжения индивидуальных объектов широко используют *сжиженную смесь пропана и бутана*, которую получают на нефтеперерабатывающих заводах, перевозят автотранспортом и хранят в газовых баллонах или в газгольдерах. Эту же смесь используют как топливо для автомобилей.

Все виды топлива перевозятся морским и железнодорожным транспортом, для транспортировки жидкого и газообразного топлива используются трубопроводы.

При транспортировке по магистральным трубопроводам требуется затратить энергию на перекачку жидкого или газообразного топлива. Необходимое давление в обоих случаях создается насосными (компрессорными) станциями, расположенными вдоль трассы трубопровода. В перекачивающих агрегатах используются насосы с различным приводом. Для жидкого топлива применяется, как правило, электропривод, а в случае газообразного топлива — в основном газотурбинные установки, в которых сжигается часть перекачиваемого газа.

Все более широкое распространение получает транспортировка газа в сжиженном виде специализированными морскими судами-газовозами.

Сжиженный природный газ (СПГ) получают на заводах по ожижению путем многоступенчатого сжатия природного газа и его последующего охлаждения до температуры ниже 160 °С. Хранение и транспортировка СПГ производится в криоцистернах. Для отправки и приемки сжиженного газа требуется строительство специальных терминалов в портах. Перед использованием необходим процесс регазификации, т.е. обратного преобразования из сжиженного состояния в газообразное.

Транспортировка газа в сжиженном виде позволяет поставлять его практически любому потребителю, обладающему соответствующей инфраструктурой. Однако стоимость СПГ при этом будет, как правило, выше, чем стоимость газа, поставляемого по трубопроводам, что в первую очередь связано с большими затратами энергии на ожижение.

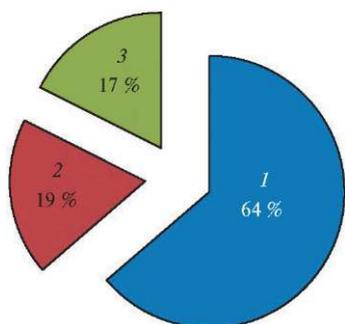


Рис. 1.2. Выработка электроэнергии в России различными типами электростанций (2019 г.):
1 — ТЭС; 2 — АЭС; 3 — ГЭС

По данным Росстата (2019 г.) более 60 % электрической энергии в России вырабатывается с использованием органического топлива (рис. 1.2).

В котлах электростанций и особенно в отопительных котельных нередко сжигается торф, древесные отходы и другие виды местного топлива. В энергетических балансах страны и региона эти виды топлива редко учитывают как котельно-печное, хотя сведения об альтернативном топливе включают в энергетический паспорт, который разрабатывается по результатам энергетического обследования предприятия.

Моторное топливо — это топливо, используемое в поршневых двигателях внутреннего сгорания, а также в реактивных и газотурбинных двигателях для привода машин и механизмов, применяемых в энергетике, промышленности и на транспорте.

К моторному топливу относятся прежде всего бензин и дизельное топливо, а также природный газ. Керосин используется как топливо для авиационных двигателей. Бензин, керосин и дизельное топливо представляют собой смесь легких углеводородов различного состава и различной плотности. Теплота сгорания этих видов топлива меняется в зависимости от их марки. Например, низшая теплота сгорания бензина марки АИ-93 составляет 44 МДж/кг, а дизельного топлива марки Д — 42,6 МДж/кг [1]. В качестве моторного топлива для автомобилей все шире используется сжиженный газ.

Природный газ может использоваться как котельно-печное, так и как моторное топливо (в основном в газотурбинных установках и газопоршневых агрегатах).

Имеется тенденция к удорожанию органического топлива, поскольку его запасы постепенно сокращаются и растет сложность добычи из-за необходимости освоения труднодоступных месторождений. Удорожание органического топлива связано также и с тем, что оно служит в качестве ценного сырья для целого ряда химических производств. Экологические проблемы заставляют людей постепенно отказываться от органического топлива, и в первую очередь от тех его видов, которые при сгорании выделяют в атмосферу большое

Расширение применения природного газа в качестве топлива приводит к росту его потребления в различных странах мира и увеличению доли газа, транспортируемого в сжиженном виде. Основными поставщиками СПГ в настоящее время являются Катар и Австралия.

В зависимости от того, где топливо используется, его принято разделять на котельно-печное (энергетическое) и моторное.

К *котельно-печному*, или *энергетическому*, топливу относятся в первую очередь природный газ, мазут и каменный уголь, т.е. те виды топлива, которые сжигаются в котлах электростанций, отопительных и производственно-отопительных котельных, промышленных печах.

количество диоксида углерода, что является одной из главных причин парникового эффекта, приводящего к потеплению климата на планете.

Ядерное топливо. Кроме органического топлива в мировой энергетике широко используется ядерное топливо. Обычно различают понятия «ядерное топливо» и «ядерное горючее».

Ядерное горючее — это вещества, ядра которых участвуют в реакциях деления или синтеза, протекающих с освобождением внутриядерной энергии.

К ним относятся природный изотоп урана U^{235} и получаемые искусственным путем в процессе ядерных реакций изотопы плутония $Pu^{239-242}$. Ядерное топливо, как правило, содержит не только изотопы вещества, поддерживающие цепную ядерную реакцию, но и изотопы (ядерное сырье), которые в процессе реакции превращаются в искусственно получаемое ядерное горючее.

На атомных электростанциях ядерное топливо используется в составе тепловыделяющих элементов (ТВЭлов), состоящих из сердечника, выполненного из делящегося вещества, и оболочки.

Природная урановая руда содержит мало изотопов урана U^{235} и требует предварительного обогащения.

Использование ядерного топлива оказывает гораздо меньшее негативное влияние на окружающую среду, чем сжигание органического топлива, поскольку не приводит к выбросу в атмосферу твердых частиц, оксидов серы и азота, а также диоксида углерода — основного парникового газа. Однако с использованием ядерного топлива связаны проблемы безопасности, возникающие не только на атомных электростанциях, но и на предприятиях по его обогащению и переработке; важной является и проблема захоронения ядерных отходов.

1.2.2. Возобновляемые энергетические ресурсы

К возобновляемым энергетическим ресурсам относятся энергия солнца, ветра, тепла Земли, естественного движения водных потоков, существующих в природе градиентов температур, а также энергия, которую можно получить при переработке быстро восстанавливаемых органических продуктов и отходов (биомассы). Получение электроэнергии за счет возобновляемых источников — наиболее динамично развивающийся сектор энергетики. На протяжении последних 20 лет ежегодный прирост производства возобновляемой энергии (без учета гидроэнергетики) составляет 15 %, тогда как общее годовое увеличение выработки электроэнергии — 2,3 %.

Гидроэнергетические ресурсы — на сегодняшний день наиболее используемый вид возобновляемых источников энергии. На гидроэлектростанциях (ГЭС) используется кинетическая энергия потока воды, за счет которой вращаются гидравлическая турбина и связанный с ней электрогенератор. Работа ГЭС существенно улучшает работу энергосистем, в которые она входит. Она дает возможность покрывать пиковые нагрузки и обеспечивает аварийный резерв энергосистемы. В отличие от тепловых электростан-

ций ГЭС не выбрасывают вредные вещества в окружающую среду. Тем не менее нельзя не отметить, что ГЭС оказывают на нее негативное влияние. В частности, при их строительстве происходит затопление больших территорий для создания водохранилищ, что связано с переселением людей, изъятием из оборота пахотных земель, пастбищ, наносится вред рыбному хозяйству, возможно заболачивание и пр. Получаемая на ГЭС электроэнергия существенно дешевле, чем энергия, вырабатываемая на тепловых электростанциях, однако строительство ГЭС, связанное с сооружением плотин, требует больших капиталовложений.

Энергия солнца используется для получения как тепловой, так и электрической энергии. Тепловая энергия производится в солнечных коллекторах, где нагревается воздух или вода. Электрическая энергия может быть получена из солнечной энергии двумя способами. Первый из них — традиционный паросиловой цикл, только нагрев воды с выработкой пара осуществляется в котле не за счет сжигания топлива, а с помощью сфокусированных солнечных лучей. Второй — использование солнечных батарей на основе фотоэлементов. У современных выпускаемых промышленностью солнечных панелей КПД составляет 15—22 %. Рекордные значения КПД, полученные в лабораторных условиях, достигают 47 %. В мире ведутся интенсивные и весьма успешные работы, направленные на повышение КПД и снижение стоимости солнечных батарей.

Энергия ветра давно используется человеком для хозяйственных нужд, например для привода ветряных мельниц. Начиная с конца прошлого века подобные установки в промышленном масштабе используются для преобразования кинетической энергии ветра в электрическую. Для этого рабочее колесо «мельницы» оснащается электрогенератором. Такой способ электрогенерации получает всё большее распространение в мире, при этом ветроустановки располагают не только на суше, но и в открытом море. Вырабатываемая ветровыми электростанциями энергия составляет значительную долю в энергетическом балансе некоторых стран (Дания, Португалия, Великобритания, Германия). В 2019 г. общая установленная мощность ветроэнергетических установок составила в мире 539 ГВт, в Европе — 189 ГВт. В России она составляет 190 МВт, эти установки наиболее целесообразно использовать в отдаленных районах страны, куда затруднена доставка топлива.

Для обеспечения бесперебойного снабжения потребителя энергией на ветровых электростанциях при отсутствии ветра используют аккумуляторы электрической или механической энергии (маховики).

Геотермальная энергия представляет собой теплоту недр Земли. Теплота может быть сосредоточена в нагретых слоях воды и пара, находящихся в подземных геотермальных источниках. Такой источник называют **гидротермальным**. Эта теплота используется как для теплофикационных нужд, так и для выработки электрической энергии. Отдавшая теплоту вода может быть закачана обратно в пласты для того, чтобы вновь забрать теплоту находящихся на глубине горных пород. Геотермальные станции работают

в Исландии, Японии, США, Италии, России. Недостатками гидротермальных источников энергии являются большая минерализация геотермальных вод, приводящая к отложению солей на стенках трубопроводов и теплообменной аппаратуры, а также недостаточная температура воды для выработки пара высокого давления.

Петротермальные источники также относятся к геотермальным, но в отличие от гидротермальных используют теплоту сухих горных пород. Запасы петротермальной энергии практически неисчерпаемы. Чтобы ее использовать для производства электрической энергии, требуется бурение скважин глубиной более 3 км. В настоящее время в США запущена и действует первая коммерческая электростанция, использующая петротермальную энергию. Многие исследователи полагают, что у этих источников энергии имеются большие перспективы.

Человечество начинает постепенно осваивать огромные, но труднореализуемые запасы **энергии морей и океанов** — механическую энергию приливов и отливов, морских течений, волн, а также энергию, обусловленную разностью температур слоев воды на различных глубинах.

Кроме указанных возобновляемых источников энергии все шире используется **биомасса** (растительные и другие отходы) для получения твердого, жидкого и газообразного топлива. К твердому топливу, полученному при переработке биомассы, относятся *пеллеты*, или топливные гранулы, которые представляют собой стандартизированное топливо с нормируемыми значениями теплоты сгорания, плотности, влажности, зольности и содержания пыли. Их получают из отходов деревообрабатывающей и целлюлозно-бумажной промышленности, торфа, а также из отходов сельскохозяйственного производства. В последнее десятилетие наблюдается постоянный рост их производства и потребления, которое составляет десятки миллионов тонн в год. Теплота сгорания пеллет из соломы и дерева составляет примерно 14,5—17,5 МДж/кг, зольность — около 3 %. Технология производства пеллет включает измельчение сырья, его сушку и гранулирование. В процессе нагрева сырья образуется лигнин, который является связующим веществом, удерживает частицы внутри гранул и не дает им рассыпаться. При производстве пеллет требуется подвод теплоты. Себестоимость пеллет можно существенно снизить, если организовать производство там, где имеются тепловые вторичные энергетические ресурсы. Для сжигания пеллет используются специальные пеллетные котлы, в которых предусмотрена автоматическая загрузка топлива. Используют пеллеты как для отопления зданий, так и при производстве электрической энергии с помощью автономных источников.

В результате переработки растительной массы технических культур, в основном рапса и сои, получают *биодизельное топливо (биодизель)* — стандартизированное жидкое моторное топливо. Его можно получать также из жиросодержащих отходов и микроводорослей.

Химический состав биодизеля — смесь эфиров жидких кислот. Теплота сгорания у него ниже, чем у обычного дизельного топлива, примерно на 10 %.

В отличие от дизельного топлива, получаемого переработкой нефти, биодизель почти не содержит серы. Производство биодизельного топлива в Европе превышает 10 млн т в год. Выращивание сельскохозяйственных культур, из которых производят биодизель, приводит к отчуждению площадей, которые могут использоваться для производства пищевой продукции, а также к истощению почв. В качестве автомобильного топлива в странах Южной Америки достаточно широко применяется этанол, получаемый из растительного сырья.

Еще одним важным альтернативным видом топлива является *биогаз* — газ, получаемый водородным или метановым брожением биомассы, которое происходит под воздействием различных видов бактерий. По составу биогаз содержит 50—87 % метана и 13—50 % CO_2 . Сырье для получения биогаза очень разнообразно: навоз; птичий помет; отходы сельского хозяйства, мясной, молочной и пищевой промышленности; фекальные осадки; водоросли. Использование биогаза позволяет предотвратить выбросы в атмосферу метана, оказывающего гораздо больший парниковый эффект, чем CO_2 . Биогаз можно использовать не только для отопления, но и в автомобильном транспорте, а также для выработки энергии на автономных энергетических установках.

В последнее время в мире к стабильным возобновляемым источникам энергии относят бытовой мусор или, правильнее, *твердые коммунальные отходы* (ТКО). Их ежегодный объем, по оценкам Всемирного банка, к 2020 г. может достичь 2,2 млрд т. Часть утилизируемых ТКО сжигается на мусоросжигательных заводах, обеспечивая выработку тепловой и электрической энергии. Средняя теплота сгорания ТКО в России составляет около 8 МДж/кг.

1.3. Вторичные энергетические ресурсы

Вторичные энергетические ресурсы (ВЭР) разделяют на три большие группы:

- горючие (топливные);
- тепловые;
- избыточного давления.

Горючие ВЭР — побочные горючие газы металлургических производств; горючие газы и отходы процессов переработки углеродистого и углеводородного сырья; твердые и жидкие топливные отходы, непригодные для дальнейшей технической переработки (щепа, обрезки, стружка, опилки) и др.

К горючим ВЭР относятся доменный, конвертерный, коксовый и генераторный газы, являющиеся низкокалорийными видами топлива (табл. 1.1).

К горючим ВЭР можно отнести также *отходы деревообрабатывающей и целлюлозно-бумажной промышленности*, которые можно использовать как топливо для котельных и электростанций, а также в качестве сырья для

Газообразные ВЭР

Топливо	Источник получения	Состав	Низшая теплота сгорания, МДж/м ³
Доменный (колошниковый) газ	Отходящий газ доменных печей	20—30 % CO; 1—8 % H ₂ ; остальное CO ₂ и N ₂	3,6—4,6
Конвертерный газ	Конвертерная выплавка стали	67—79 % CO; 13—16 % CO ₂ ; 5—14 % N ₂ ; 0—3 % H ₂ и H ₂ O	8,4—9,2
Коксовый газ	Коксование каменного угля	55—60 % H ₂ ; 20—30 % CH ₄ ; 5—7 % CO	17,2—18,8
Генераторный газ (синтез-газ)	Газификация угля в газогенераторах	38—40 % H ₂ ; 9—11 % CH ₄ ; 15—18 % CO; 0—32 % CO ₂	4,2—11,8

производства пеллет. *Твердые коммунальные отходы* можно также рассматривать как вторичный энергетический ресурс.

Тепловые ВЭР представляют собой физическую теплоту отходящих газов технологических агрегатов, основной и побочной продукции, жидкостей и газов, используемых для принудительного охлаждения технологических агрегатов и установок, теплоту шлаков, золы, горячей воды и пара, отработавших в технологических и силовых установках, а также теплоту, уходящую с поверхности ограждений промышленных печей и др.

Примерами тепловых ВЭР могут служить *дымовые газы* (газообразные продукты сгорания), уходящие из промышленных печей, *горячий сушильный агент* на выходе из конвективных сушильных установок, *пары дистиллята* и *горячий кубовый остаток* ректификационных установок, *вентиляционный воздух*, удаляемый из помещений.

Вторичные энергоресурсы избыточного давления — потенциальная энергия газов и жидкостей, покидающих технологические агрегаты с избыточным давлением, которое необходимо снижать перед последующей ступенью их использования или при их выбросе в атмосферу, водоемы, емкости или другие приемники.

К таким ВЭР относится, например, *сжатый природный газ*, поступающий в котельные установки, энергию давления которого можно использовать в турбодетандерных агрегатах, и *водяной пар*, давление которого перед применением снижается в редуционно-охладительных установках.

Некоторые виды ВЭР могут одновременно использоваться и как горючие, и как тепловые, а иногда и как ВЭР избыточного давления. Таким ВЭР является доменный газ.

1.4. Произведенные энергетические ресурсы

Электроэнергия. В настоящее время электрическая энергия вырабатывается преимущественно на тепловых, гидроэнергетических и атомных электростанциях, а также на установках, использующих возобновляемые источники энергии. Основной вклад в производство электроэнергии вносят тепловые электростанции (рис. 1.3).

Крупные тепловые электростанции (ТЭС) делятся на паротурбинные, газотурбинные и электростанции парогазового цикла (комбинированные). В России большая часть электроэнергии, вырабатываемой на ТЭС (примерно 90 %), производится на паротурбинных электростанциях. Коэффициент полезного действия паротурбинных электростанций обычно составляет 35—43 %. Для газотурбинных установок он лежит в диапазоне 30—35 %. КПД парогазовых установок, широко используемых в Западной Европе, а в последнее время и в России, достигает 60—64 %.

Часть тепловых электростанций кроме электроэнергии вырабатывает также и тепловую энергию. Такие электростанции называют теплоэлектроцентралями (ТЭЦ).

Выработка электроэнергии на электростанциях производится генераторами трехфазного переменного тока, приводимыми в действие паровыми, газовыми или гидравлическими турбинами. Мощность электрогенераторов на электростанциях достигает 1200 МВт. В случае если электроэнергия вырабатывается в виде постоянного тока, например от солнечных батарей, то для его преобразования в переменный ток промышленных параметров требуется специальное устройство — инвертор.

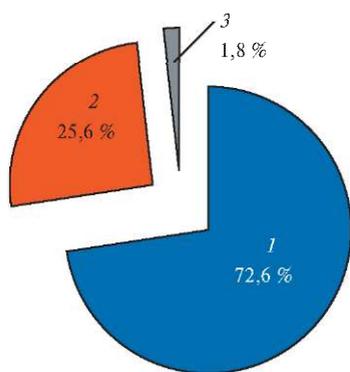


Рис. 1.3. Выработка электрической энергии в России в 2016 г. тепловыми электростанциями, использующими различные виды топлива [2]:

1 — газ; 2 — уголь; 3 — мазут и другие виды топлива

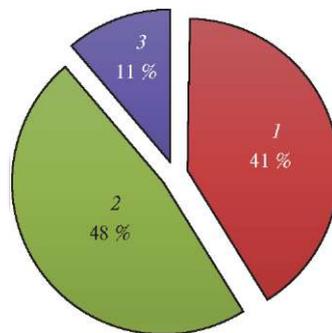


Рис. 1.4. Выработка тепловой энергии в России в 2016 г. различными источниками [2]:

1 — ТЭЦ; 2 — крупные котельные (мощностью 20 Гкал/ч и выше); 3 — малые котельные (мощностью менее 20 Гкал/ч)

Передача электрической энергии на большие расстояния осуществляется по линиям электропередачи высокого напряжения. Потери электрической энергии при ее передаче зависят от напряжения в сети.

Электроэнергия широко используется в промышленности, быту, на транспорте. У потребителей она преобразуется до требуемого напряжения, при необходимости переменное напряжение преобразуется в постоянное, и затем электроэнергия используется в основном в виде механической (электродвигатели), тепловой (электронагреватели), лучистой (осветительные приборы) и химической (электролизеры) энергии. Все более значимыми потребителями электроэнергии становится транспорт (в том числе электромотоциклы), а также системы хранения и передачи информации в связи с развитием сетевых технологий.

Тепловая энергия. Тепловая энергия производится при сжигании топлива на ТЭЦ и в котельных (рис. 1.4). Еще одним источником тепловой энергии являются установки, утилизирующие теплоту вторичных энергетических ресурсов, образующихся на промышленных предприятиях (котлы-утилизаторы, утилизационные теплообменники). В относительно небольших количествах тепловую энергию получают при использовании солнечного излучения и теплоты геотермальных источников.

Тепловая энергия используется для теплоснабжения жилых, общественных и промышленных зданий, т.е. на нужды отопления, горячего водоснабжения, вентиляции и кондиционирования воздуха. В промышленности тепловая энергия применяется для осуществления таких технологических процессов, как сушка, выпаривание, перегонка и ректификация, подогрев, промывка, варка, пропаривание и др.

Тепловая энергия в большей части передается с водяным паром, горячей водой, в меньшей — с другими теплоносителями. Передача тепловой энергии осуществляется по тепловым сетям. Температура горячей воды в тепловых сетях составляет 70—150 °С, температура пара равна 150—250 °С. Избыточное давление пара и воды в трубопроводах обычно не превышает 1,6 МПа.

Не следует считать, что носителями тепловой энергии являются только среды с высокой температурой. Холод, переносимый средами с температурой ниже температуры окружающей среды, — тоже тепловая энергия. На его выработку для нужд холодоснабжения и кондиционирования воздуха тратятся значительные энергетические ресурсы.

Расстояния, на которые передается тепловая энергия, обычно составляют: для горячей воды — от нескольких до десятков километров, для пара — от несколько сотен метров до нескольких километров.

Важной проблемой, возникающей из-за несбалансированности производства и использования электрической и тепловой энергии, является потребность в их накоплении и хранении в больших количествах. Развитие технологий накопления энергии может сыграть значительную роль в преодолении этой проблемы.

На практике приходится встречаться и с другими видами топливно-энергетических ресурсов. В качестве одного из наиболее перспективных направлений энергетики рассматривается развитие водородных технологий, поскольку **водород** — наиболее экологически чистый вид топлива. Его можно получать либо электролизом воды, либо при термохимической обработке органического природного газа с последующим захоронением углерода. Если электроэнергию для электролиза получают от альтернативных источников энергии (без сжигания органического топлива) или от атомных электростанций, становится потенциально возможным переход к безуглеродной энергетике. Планируется использовать водород для аккумулирования избытков электрической энергии, получаемой от солнечных и ветровых энергетических установок. Водород может быть использован в качестве топлива. Кроме того, энергия водорода может быть напрямую преобразована в электрическую энергию в электрохимических устройствах — топливных элементах, обладающих высоким КПД. Однако для широкого использования водорода предстоит решить целый ряд серьезных проблем, связанных с его получением, транспортировкой, хранением и обеспечением безопасности при его использовании.

Специалистами разных стран ведутся совместные работы по решению проблемы управляемого термоядерного синтеза.

Человечество находится в состоянии постоянного поиска новых видов энергетических ресурсов, путей снижения стоимости их добычи, переработки, транспортировки, а также эффективного использования.

1.5. Теплота сгорания, понятие условного топлива

Теплота сгорания топлива. Различные виды органического топлива, используемые для энергообеспечения потребителей, при сжигании единицы объема или массы выделяют различное количество теплоты. Количество теплоты, выделяющееся при полном сгорании 1 кг твердого или жидкого либо 1 м³ газообразного топлива, называют **теплотой сгорания топлива** (теплотворной способностью топлива). Она измеряется в мегаджоулях (либо в гигакалориях), приходящихся на единицу массы или объема.

Максимальное количество теплоты, которое можно получить в результате химической реакции горения топлива, называют **высшей теплотой сгорания топлива** $Q_{\text{в}}^{\text{P}}$.

Низшая теплота сгорания топлива $Q_{\text{н}}^{\text{P}}$ отличается от высшей на количество теплоты, которое затрачивается на испарение воды, содержащейся в топливе, а также образующейся в результате химической реакции горения топлива.

Теплота, затраченная на испарение влаги, чаще всего удаляется из энергетических установок в виде паров с дымовыми газами и полезно не исполь-

зуется. Поэтому в теплотехнических расчетах обычно используется низшая теплота сгорания топлива.

На практике теплота сгорания чаще всего определяется экспериментальным путем.

Условное топливо, нефтяной эквивалент. Поскольку один и тот же объем газов при различных температурах и давлениях будет иметь разную массу, то при характеристике газообразного топлива обычно указывается теплота сгорания 1 м³ газа при нормальных условиях* ($p = 760$ мм рт. ст., $t = 0$ °С). В ряде случаев теплота сгорания 1 м³ газового топлива рассчитывается при других условиях, например $p = 760$ мм рт. ст., $t = 20$ °С. В этом случае низшая теплота сгорания

$$Q_{\text{н}}^{\text{п}}(t = 20 \text{ °С}) = Q_{\text{н}}^{\text{п}}(t = 0 \text{ °С}) \frac{273,15 + 20}{273,15}. \quad (1.1)$$

Для сопоставления энергетической ценности различных видов топлива и сравнения суммарного потребления энергоресурсов объектами с различной структурой энергетического баланса введено понятие *условного топлива*. В качестве условного принимается топливо, которое имеет низшую теплоту сгорания 29,33 МДж/кг (7000 ккал/кг). Введение понятия условного топлива позволяет, например, сопоставить энергетические затраты двух различных регионов страны, не уточняя, какое количество тех или иных конкретных видов топлива сжигается в этих регионах. Энергетический баланс промышленного предприятия или другого потребителя топливно-энергетических ресурсов, использующего несколько энергоносителей, удобно для анализа также представить в пересчете на условное топливо. Зная теплоту сгорания любого вида топлива, можно определить его эквивалент в условном топливе:

$$M_{\text{y}i} = M_{\text{н}i} Q_{\text{н}i}^{\text{п}} / 29,33, \quad (1.2)$$

где $M_{\text{y}i}$ — массовый эквивалент i -го вида топлива в условном топливе, кг;

$M_{\text{н}i}$, $Q_{\text{н}i}^{\text{п}}$ — масса, кг, и теплота сгорания, МДж/кг, i -го вида топлива.

Экономии всех видов энергии также удобно представлять в тоннах условного топлива (т у.т.). Различные марки угля, мазута и других видов топлива имеют разную низшую теплоту сгорания. Для оценок можно принять, что 1 т у.т. эквивалентна: 1,2—1,8 т каменного угля; 1,8—3,2 т бурого угля; 0,70—0,75 т мазута; 0,8—0,9 тыс. м³ природного газа.

* Далее везде объем газа при определении теплоты сгорания приводится к нормальным условиям. *Нормальный кубический метр* — внесистемная единица измерения количества вещества, которое в газообразном состоянии занимает один кубический метр при нормальных условиях. Обозначается «н.м³».

Другой универсальной мерой потребления топлива и энергии является *нефтяной эквивалент*. Это понятие чаще встречается в зарубежной литературе. За нефтяной эквивалент принята 1 т топлива с теплотой сгорания 10 000 ккал/кг (41,9 МДж/кг) [3], близкой к теплоте сгорания сырой нефти, которая составляет 10430—11026 ккал/кг (43,7—46,2 МДж/кг). Выбор численного значения нефтяного эквивалента обусловлен желанием обеспечить удобство в расчетах. При этом 1 т в нефтяном эквиваленте соответствует 1,43 т условного топлива. Зная теплоту сгорания, легко выразить любое количество другого топлива в нефтяном эквиваленте. Например, 1000 м³ природного газа с низшей теплотой сгорания 35,2 МДж/м эквивалентна 0,84 т в нефтяном эквиваленте.

Низшая теплота сгорания различных видов топлива и коэффициенты пересчета на условное топливо и нефтяной эквивалент представлены в табл. 1.2—1.4.

Таблица 1.2

Низшая теплота сгорания твердого топлива

Топливо	Марка, класс	Низшая теплота сгорания, МДж/кг	Коэффициент пересчета массы на условное топливо, т/т у.т.	Коэффициент пересчета массы на нефтяной эквивалент, т/т н.э.
Каменный уголь:				
	донецкий	Д	19,7	0,672
	ПА	24,0	0,818	0,573
	А	20,9	0,713	0,499
кузнецкий	Д	22,8	0,777	0,544
	СС	23,6	0,805	0,564
	Т	25,1	0,856	0,599
карагандинский	К	21,4	0,730	0,511
экибастузский	СС	16,7	0,569	0,398
березовский	Б2	15,7	0,535	0,375
челябинский	Б3	12,8	0,436	0,305
артемовского месторождения (Приморский край)	Б	13,3	0,4531	0,317
Сланцы горючие	—	5,9—11,0	0,201—0,375	0,141—0,263
Торф	—	8,1—10,5	0,276—0,358	0,193—0,251
Дрова сухие	—	10,2	0,348	0,244
Пеллеты	—	14,5—17,5	0,490—0,600	0,710—0,850
Твердые коммунальные отходы	—	8,0	0,270	0,390

1.5. Теплота сгорания, понятие условного топлива

Таблица 1.3

Низшая теплота сгорания жидкого топлива

Топливо	Низшая теплота сгорания, МДж/кг	Коэффициент пересчета массы на условное топливо, т/т у.т.	Коэффициент пересчета массы на нефтяной эквивалент, т/т н.э.
Нефть сырая	43,7—46,2	1,49—1,57	1,04—1,10
Бензин	44,2	1,51	2,15
Керосин	43,8	1,49	2,13
Дизельное топливо	42,5	1,45	1,015
Мазут:			
малосернистый и сернистый	40,5—41,5	1,38—1,41	0,97—0,99
высокосернистый	39,9	1,36	0,95
Спирт метиловый	22,5	0,77	1,10
Сжиженная пропан-бутановая смесь	36,1	1,23	1,76

Таблица 1.4

Низшая теплота сгорания газообразного топлива

Топливо	Месторождение или район добычи	Низшая теплота сгорания, МДж/м ³	Коэффициент пересчета массы на условное топливо, т/т у.т.	Коэффициент пересчета массы на нефтяной эквивалент, т/т н.э.
Природный газ	Уренгойское	35,47	1,21	0,85
	Ямбургское	35,51	1,21	0,85
	Заполярье	35,31	1,21	0,85
	Саратовское	35,80	1,22	0,85
	Ставропольское	36,09	1,23	0,86
	Средняя Азия	37,56	1,28	0,9
	Оренбургское	38,02	1,30	0,91
Попутный газ	Пермь	42,37	1,44	1,01
	Самара	41,74	1,42	0,99
	Башкортостан	43,04	1,47	1,03
	Татарстан	40,61	1,38	0,97
Газ доменных печей	—	3,80	0,13	0,09
Водород	—	10,76	0,37	0,52
Пропан	—	91,26	3,11	4,44
Бутан	—	118,65	4,05	5,78

Первичное условное топливо. Производство топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) связано с затратами энергии, которая используется на их добычу, транспортировку потребителю, подготовку или переработку. Эти затраты часто не интересуют конкретного потребителя, для которого имеет значение прежде всего стоимость энергоресурсов. Однако при анализе энергетической эффективности производственных объектов в масштабах региона и страны необходим учет полных затрат энергии на получение продукции. Чтобы учесть эти затраты, помимо понятия условного топлива вводится понятие *затрат первичного условного топлива* на производство продукции, единицей измерения введенной величины является «тонна первичного условного топлива» (т п.у.т.) [4]. Сущность понятия первичного условного топлива очевидна из следующего примера. Допустим, необходимо затратить 1 т мазута, что соответствует 1,32 т у.т. При этом для добычи, транспортировки нефти и получения мазута уже было затрачено некоторое количество энергетических ресурсов (электроэнергии, котельно-печного и моторного топлива). Эти дополнительные энергоресурсы также можно выразить в условном топливе. С учетом изложенного общие затраты энергии в среднем по стране при использовании 1 т мазута будут больше. Как показывают результаты проведенных специалистами расчетов, дополнительные затраты при использовании количества мазута, эквивалентного 1 т у.т., составят 107 кг у.т. Тогда затраты топлива в среднем по стране при использовании 1 т мазута составят $1,32 \cdot 1,107 = 1,46$ т п.у.т. Это число и представляет собой затраты первичного условного топлива.

В случае производства тепловой энергии учитывают не только дополнительные затраты на добычу, транспортировку и подготовку топлива, но и потери при сжигании топлива в котельной установке, при транспортировке теплоносителей по тепловым сетям.

При производстве электрической энергии затраты первичного условного топлива включают в себя также необратимые потери при преобразовании тепловой энергии в электрическую, т.е. затраты первичного условного топлива вычисляются с учетом КПД электрической станции. Сравнение затрат первичных энергоресурсов на выработку 1 т у.т. различных видов топлива приведено на рис. 1.5.

Затраты первичного условного топлива на выпуск продукции — это суммарные затраты первичных энергетических ресурсов с учетом затрат на добычу, транспортировку, подготовку самих энергоресурсов, а также их потерь при преобразовании в другие виды энергии.

Затраты первичного условного топлива могут быть рассчитаны на единицу энергоресурса (например, на 1 т мазута, как это показано в табл. 1.5), или на 1 т условного топлива данного энергоресурса (например, на количество мазута, соответствующее 1 т у.т.).

Покажем, из чего складываются приведенные в табл. 1.5 коэффициенты [4].

1.5. Теплота сгорания, понятие условного топлива

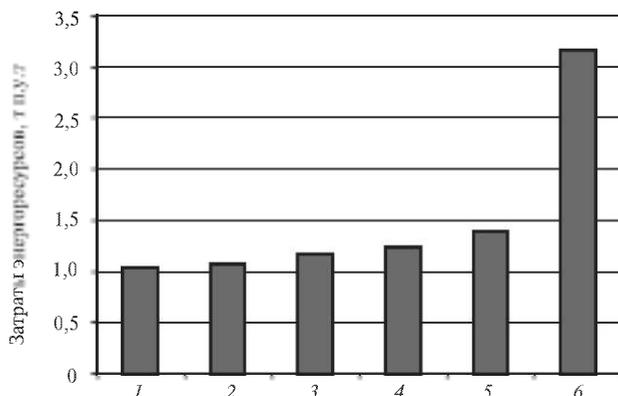


Рис. 1.5. Сравнение затрат первичных энергоресурсов на выработку 1 т у.т. различных видов топлива:

1 — энергетический уголь; 2 — мазут; 3 — природный газ; 4 — тепловая энергия при централизованной выработке на предприятии; 5 — тепловая энергия при выработке в жилищно-коммунальном хозяйстве; 6 — электроэнергия

Таблица 1.5

Перевод котельно-печного, моторного топлива и энергии
в первичное условное топливо [4]

Топливо-энергетический ресурс	Эквивалент в тоннах первичного условного топлива
1 т энергетического угля (с низшей теплотой сгорания 18,5 МДж/кг)	0,655
1 т мазута (с низшей теплотой сгорания 38,7 МДж/кг)	1,46
1 тыс. м ³ природного газа (с низшей теплотой сгорания 34 МДж/кг)	1,35
1 т у.т. бензина и дизельного топлива (с низшей теплотой сгорания 42,5 МДж/кг)	1,87
1 Гкал тепловой энергии, расходуемой в коммунально-бытовом секторе	0,199
1 Гкал тепловой энергии при производстве в местных котельных и печах	0,237
1 Гкал тепловой энергии в среднем по различным отраслям промышленности (при централизованных источниках)	0,176
1000 кВт · ч электроэнергии	0,389

На добычу 1 тыс. м³ газа в среднем по стране расходуется 0,6 кВт · ч электроэнергии, 0,0057 Гкал тепловой энергии и 5,5 кг у.т. котельно-печного топлива. В пересчете на условное топливо на добычу 1 тыс. м³ газа затрачивается 7 кг у.т. На подготовку к использованию 1 тыс. м³ газа расход ТЭР составляет 16,9 кг у.т., в том числе электроэнергии — 14,5 кВт · ч тепловой энергии — 0,023 Гкал и котельно-печного топлива — 6,5 кг у.т.

Всего же с учетом транспортировки при полезном использовании на выпуск продукции 1 тыс. м³ природного газа реально затрачивается 1,35 т условного топлива. Это и есть затраты первичного условного топлива.

При использовании угля в качестве котельно-печного топлива наибольшие энергозатраты приходится на его добычу: электроэнергии — 32,4 кВт·ч, тепловой энергии — 0,0265 Гкал и котельно-печного топлива — 26,4 кг у.т. в расчете на 1 т угля. Кроме того, энергия расходуется при обогащении угля, а также при его перевозке железнодорожным, автомобильным и речным транспортом. Суммарный расход первичного топлива при использовании 1 т энергетического угля с учетом затрат на все перечисленные нужды составит 0,655 т п.у.т.

Если есть необходимость перевести затраты котельно-печного топлива, выраженного в условном топливе, на первичное, то коэффициенты пересчета составляют: для 1 т у.т. мазута — 1,107 т п.у.т.; для 1 т у.т. газа — 1,167 т п.у.т.; для 1 т у.т. энергетического угля — 1,065 т п.у.т.

Пример 1.1. Промышленное предприятие в течение года потребляет: природного газа

$$G_{\Gamma} = 20 \cdot 10^6 \text{ м}^3 (Q_{\text{п.г}}^{\text{п}} = 7950 \text{ ккал/м}^3);$$

мазута

$$G_{\text{м}} = 1,2 \cdot 10^3 \text{ т} (Q_{\text{п.м}}^{\text{п}} = 10\,000 \text{ ккал/кг});$$

угля

$$G_{\text{у}} = 90 \cdot 10^3 \text{ т} (Q_{\text{п.у}}^{\text{п}} = 4500 \text{ ккал/кг}).$$

Определите потребности предприятия в условном и в первичном условном топливе.

Решение. Для определения расхода энергии в первичном условном топливе следует пересчитать расходы топлива, выраженные в натуральных единицах, на условное топливо:

$$\begin{aligned} B_{\Sigma} &= G_{\Gamma} \frac{Q_{\text{п.г}}^{\text{п}}}{7000} + G_{\text{м}} \frac{Q_{\text{п.м}}^{\text{п}}}{7000} + G_{\text{у}} \frac{Q_{\text{п.у}}^{\text{п}}}{7000} = \\ &= 20 \cdot 10^6 \frac{7950}{7000} + 1,2 \cdot 10^6 \frac{10\,000}{7000} + 90 \cdot 10^6 \frac{4500}{7000} = \\ &= 22,7 \cdot 10^6 + 1,71 \cdot 10^6 + 57,85 \cdot 10^6 = 82,3 \cdot 10^6 \text{ кг у.т.} \end{aligned}$$

Используя коэффициенты пересчета различных видов топлива, выраженных в условных единицах, на первичное условное топливо, получим

$$\begin{aligned} B_{\Sigma}^{\text{п.т}} &= 22,7 \cdot 10^6 \cdot 1,167 + 1,71 \cdot 10^6 \cdot 1,107 + 57,85 \cdot 10^6 \cdot 1,065 = \\ &= 26,5 \cdot 10^6 + 1,9 \cdot 10^6 + 61,6 \cdot 10^6 = 90 \cdot 10^6 \text{ кг п.у.т.} \end{aligned}$$

Понятие первичного условного топлива позволяет определить, использование какого вида энергетических ресурсов в конечном счете выгоднее по суммарным энергетическим затратам.

Пример 1.2. Допустим, получение одного и того же количества продукции возможно с помощью применения двух различных технологических процессов. В первом случае для производства используется 1,59 т энергетического угля ($Q_{н.у}^p = 18,4$ МДж/кг), во втором — 880 м³ природного газа ($Q_{н.г}^p = 33,3$ МДж/м³).

Если перевести эти расходы на условное топливо, получим, что в том и в другом случае для выработки продукции требуется 1 т у.т. Однако условное топливо не позволяет учесть дополнительные затраты на выработку энергоресурсов. Рассчитаем затраты в первичном условном топливе, используя коэффициенты перерасчета из табл. 1.5. Затраты составят соответственно:

при использовании энергетического угля

$$1,59 \cdot 0,655 = 1,042 \text{ т п.у.т.};$$

при использовании природного газа

$$0,88 \cdot 1,35 = 1,188 \text{ т п.у.т.}$$

Очевидно, что суммарные затраты в первом случае меньше.

Однако при выборе вида энергоресурсов приходится учитывать не только суммарные затраты первичной энергии, но и экономические, экологические, технологические факторы, а также показатели надежности, безопасности и удобства эксплуатации оборудования.

При выполнении сравнительных расчетов нужно помнить, что приведенные выше числа являются средними и не учитывают условий добычи, транспортировки и преобразования энергетических ресурсов на конкретных предприятиях.

Связь между единицами измерения топливно-энергетических ресурсов. На практике постоянно возникает необходимость переводить одни единицы измерения топливно-энергетических ресурсов в другие, находить соответствующие им значения в единицах условного топлива, первичного условного топлива, нефтяного эквивалента.

Как известно, существует тепловой эквивалент механической работы, позволяющий сопоставлять затраты тепловой, механической и электрической энергии: 1 кал теплоты может быть получена при переводе в теплоту 4,19 Дж механической энергии. Перевод различных энергетических единиц нетрудно провести, используя приведенные выше данные по теплоте сгорания различных видов топлива. В России тепловая энергия чаще всего измеряется в гигакалориях (10⁹ калорий), а электрическая энергия — в киловатт-часах. Эти единицы измерения используются при финансовых расчетах между поставщиками и потребителями энергоресурсов. Соотношения между единицами энергии приведены в табл. 1.5.

Кроме единиц, указанных в табл. 1.5, в зарубежных странах широко используются также британская тепловая единица Btu и метрическая тепловая единица Mtu, связанные с общепринятыми единицами измерения энергии следующим образом: 1 Btu = 0,252 ккал = 1,055 кДж; 1 Mtu = 1,8 Btu = 0,453 ккал = 1,9 кДж.

Необходимо различать теоретический эквивалент электрической энергии и теплоты в условном топливе (см. табл. 1.5) и реальные затраты условного топлива, необходимые на их выработку.

При пересчете первичных энергоресурсов на произведенные (например, различных видов топлива на тепловую или электрическую энергию) и наоборот, необходимо иметь в виду, что реальный процесс преобразования осуществляется с необратимыми потерями энергии.

Предприятие может получать тепловую и электрическую энергию от внешних источников: например, электрическую энергию из энергосистемы. Тогда при расчете суммарных затрат энергии предприятием на производство продукции необходимо для перевода электроэнергии в условное топливо использовать не теоретический эквивалент, а затраты условного топлива в энергосистеме на получение данного количества электрической энергии. Электростанции, входящие в состав энергосистемы, используют различные виды топлива и имеют разные КПД. Поэтому для получения единицы электроэнергии на этих электростанциях требуется затратить различное количество топлива, по этим данным определяется средние значения затрат топлива для каждой энергосистемы. Аналогично при использовании на предприятии тепловой энергии, поставляемой централизованно из энергосистемы, требуется знать, сколько топлива затрачено для ее производства, поскольку при этом также существуют потери. Таким образом, при вычислении энергопотребления объекта в условном топливе нужно использовать данные энергосистемы, а если их нет — то средние по стране значения. При этом

$$M_Q = b_Q Q; \quad (1.3)$$

$$M_{\mathcal{E}} = b_{\mathcal{E}} \mathcal{E}, \quad (1.4)$$

где M_Q , $M_{\mathcal{E}}$ — массовые эквиваленты теплоты и электрической энергии в условном топливе, т; Q , \mathcal{E} — теплота, Гкал, и электрическая энергия, тыс. кВт · ч; b_Q , $b_{\mathcal{E}}$ — удельные расходы условного топлива на выработку единицы теплоты, т у.т./Гкал, и электрической энергии, т у.т./(тыс. кВт · ч).

В среднем по стране по итогам 2018 г. на выработку 1 кВт · ч электроэнергии затрачено $b_{\mathcal{E}} = 306,2$ г условного топлива, а средневзвешенный расход условного топлива на 1 Гкал отпускаемой тепловой энергии от ТЭС составил $b_Q = 157,9$ кг у.т. (данные Министерства энергетики России по итогам 2018 г.) [5]. Эти удельные расходы соответствуют средним по стране КПД при производстве электрической и тепловой энергии. Однако при планировании и внедрении энергосберегающих мероприятий принято, что 1000 кВт · ч электроэнергии соответствует $b_{\mathcal{E}} = 0,3445$ т у.т., а 1 Гкал теплоты соответствует $b_Q = 0,1486$ т у.т. [6].

При переводе в условное топливо электроэнергии, полученной на гидро- и атомных электростанциях, а также при использовании возобновляемых источников энергии предполагается, что эта электроэнергия выработана

на тепловых электростанциях со средним по стране расходом топлива на выработку электроэнергии.

При получении тепловой или электрической энергии от известных источников энергии или при их выработке на самом предприятии для определения затрат расходуемого топлива используется удельный расход топлива на единицу выработанной энергии, взятый для конкретной энергетической установки.

С другими расчетными примерами по данной главе можно ознакомиться на интернет-ресурсе «Электронный сетевой сборник задач по курсу «Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях» на сайте http://twt.mpei.ru/ochkov/VPU_Book_New/ES/index.html.

Контрольные вопросы

1. Назовите топливно-энергетические ресурсы, которые можно отнести к первичным и которые нельзя отнести к первичным.
2. В чем отличие сланцевого газа от традиционного природного газа?
3. Назовите ориентировочные значения теплоты сгорания различных видов органического топлива.
4. Какие из нетрадиционных и возобновляемых энергетических ресурсов с вашей точки зрения наиболее перспективны для использования в энергетике России?
5. Равна ли высшая теплота сгорания низшей при сжигании сухого угля? Сухого газа?
6. Какие виды ресурсов относятся к моторному топливу?
7. К какой категории топлива относится природный газ — моторному топливу или котельно-печному?
8. Для каких целей используется тепловая энергия в промышленности и жилищно-коммунальном хозяйстве?
9. Какая часть получаемой в России электрической энергии вырабатывается на атомных электростанциях?
10. В каких единицах измеряется теплота сгорания газообразного топлива?
11. Что является основным производителем тепловой энергии в России — ТЭЦ или котельные?
12. Назовите основные виды вторичных энергетических ресурсов.
13. Для чего вводятся понятия «условное топливо», «первичное условное топливо»?
14. Поясните разницу между понятиями «ядерное топливо» и «ядерное горючее».
15. Поясните особенности взаимного перевода энергетических единиц первичного топлива, тепловой и электрической энергии.
16. Назовите средние по стране значения удельных расходов условного топлива на выработку электрической и тепловой энергии.

Глава 2

ЭНЕРГЕТИКА РОССИИ И АКТУАЛЬНОСТЬ РАЦИОНАЛЬНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ

2.1. Потребление энергоресурсов в России и в мире. Динамика топливно-энергетического баланса

Энергопотребление в мире, топливно-энергетический баланс

История человечества сопровождается ростом потребления энергоресурсов. Они необходимы для обеспечения всех сторон жизнедеятельности человека: для выпуска промышленной и сельскохозяйственной продукции, строительства, в коммунальном хозяйстве, быту, в общественной жизни и пр. Увеличение потребности в энергоресурсах обусловлено прежде всего ростом населения Земли. В начале XX в. оно составляло 1,85 млрд чел., а к началу XXI в. возросло в 3,3 раза, достигнув значения 6,05 млрд чел. К настоящему моменту население выросло до 7,9 млрд чел. Суммарное потребление энергоресурсов за год можно оценить, если известно, сколько составляет удельное потребление в расчете на одного человека. Эта величина, которая росла на протяжении многих лет, в последние 30 лет обнаруживает тенденцию к стабилизации на уровне 2,2—2,6 т у.т./чел. · год (рис. 2.1) [1]. Определенный вклад в стабилизацию внес энергетический кризис, разразившейся в конце 70-х годов прошлого столетия, который заставил гораздо более ответственно относиться к имеющимся энергетическим ресурсам. Произошло осознание того, что удовлетворение постоянно растущей потребности в энергии можно обеспечить не только наращиванием ее производства, но и за счет ее более эффективного использования. При этом второе решение во многих случаях оказывается экономически более выгодным. Таким образом, в наши дни увеличение энергопотребления определяется главным образом ростом народонаселения. Среднегодовой темп роста энергопотребления за первые 20 лет XXI в. примерно соответствует темпу роста населения планеты и составляет 1,3 % в год. В 2019 г. суммарное энергопотребление достигло 19,7 Гт у.т. (см. рис. 2.1) [1].

В обозримом будущем увеличение мирового энергопотребления продолжится. Но его темп должен уменьшиться, поскольку замедляется темп прироста населения. В первые двадцать лет нынешнего века ежегодный прирост населения составил 1,15 %, при этом за последние 5 лет он составил всего 1,05 %, тогда как в середине прошлого века (1965—1970 гг.) достигал 2 %. По прогнозам ООН в дальнейшем замедление роста продолжится и численность населения Земли к концу нынешнего века стабилизируется на уровне 11,2 млрд чел.

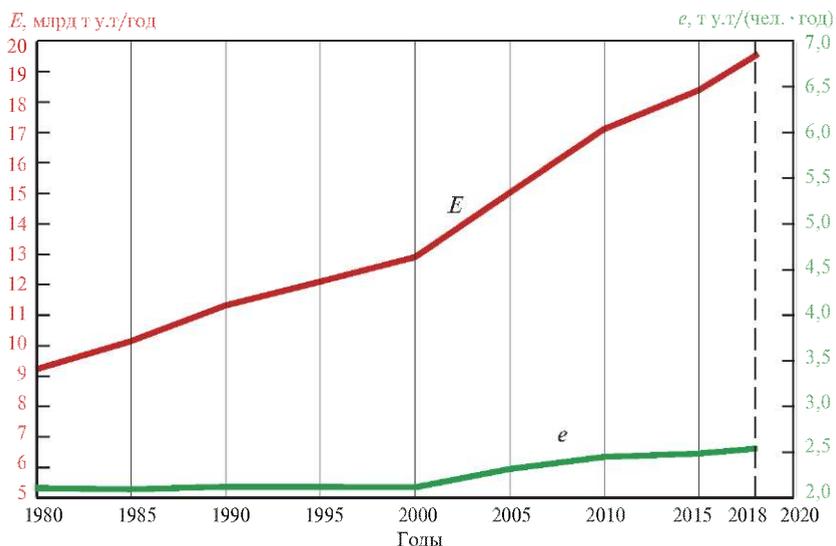


Рис. 2.1. Динамика мирового потребления энергии (E) и потребления энергии на душу населения (e) в 1980—2018 гг.

Другим серьезным фактором ограничения энергопотребления, который всё яснее осознается человечеством, является близкая к предельной нагрузка на окружающую среду, влияющая в первую очередь на изменение климата. Подтверждением обеспокоенности складывающейся ситуацией и готовности к принятию мер по предотвращению изменений климата стала беспрецедентная по числу стран-участников (192 страны) Парижская конференция 2015 г. Многие страны планируют решительные меры по ограничению использования органического топлива, вплоть до отказа от его использования к 2050 г. (страны Евросоюза) [2] и к 2060 г. (Китай, Япония) [3]. Это может привести к кардинальному изменению мирового энергетического рынка и оказать существенное влияние на мировой энергетический баланс.

В структуре мирового потребления энергоресурсов на настоящий момент (данные 2019 г.) доминирующую роль играет ископаемое органическое топливо: нефть (28 %), уголь (25 %) и газ (25 %). Примерно 8 % составляет вклад биомассы. Лишь около 15 % приходится на источники, не использующие органическое топливо (ГЭС, АЭС, солнечные и ветроэнергетические установки). По прогнозам Международного энергетического агентства (МЭА) и научно-исследовательской лаборатории глобальных проблем энергетики (НИЛ ГПЭ) НИУ «МЭИ», в ближайшие десятилетия будет происходить изменение структуры потребления энергетических ресурсов, при этом сохранится преобладание органических видов топлива (табл. 2.1).

Ожидается, что доля угля в мировом энергопотреблении к 2040 г. существенно снизится, поскольку всё больше стран постепенно осуществляют переход на малоуглеродную и безуглеродную энергетику. Напомним, что именно при сжигании угля выделяется наибольшее количество диоксида

Таблица 2.1

Структура и прогноз потребления энергии в мире, %
(по данным НИИ ГПЭ НИУ «МЭИ»)

Энергетический ресурс	Годы	
	2019	2040 (прогноз)
Нефть	28	26
Уголь	25	10
Природный газ	25	29
Биотопливо	8	8
Ядерная энергия	4	5
Гидроэнергия*	6	8
Возобновляемые источники энергии	4	15

* Энергия, выработанная на ГЭС мощностью свыше 20 МВт.

углерода, главного виновника возникновения парникового эффекта (примерно в 2 раза больше, чем при сжигании газа). Замещение этого энергоносителя происходит в настоящее время в результате увеличения потребления природного газа и энергии, произведенной на возобновляемых источниках.

В мировом топливно-энергетическом балансе наметилась устойчивая тенденция к снижению доли нефти при общем абсолютном росте ее потребления. Тем не менее роль нефти в обозримом будущем останется значительной из-за развития автомобильного транспорта (особенно в странах с переходной экономикой), судоходства и авиаперевозок.

Темпы роста выработки энергии на возобновляемых источниках (ВИЭ) в относительных единицах очень высоки (например, в 2019 г. рост составил 12 % в ветроэнергетике и 24 % в солнечной энергетике). Примерно такими они сохраняются в мире уже на протяжении 30 лет. Даже в абсолютных единицах они в настоящий момент превосходят темпы роста потребления нефти и сравнялись с темпами роста потребления газа. Доля ВИЭ в мировом энергобалансе будет постоянно расти. Особенно существенным вклад ВИЭ станет в производстве электроэнергии, достигнув примерно 11 трлн кВт·ч (27 % общего производства электроэнергии) к 2040 г. и превзойдя, таким образом, суммарную гидро- и атомную генерацию.

Нужно отметить опережающий рост потребления электрической энергии относительно общего потребления энергии (рис. 2.2) [1]. В будущем эта тенденция усилится, учитывая расширение доступа к электроэнергии в развивающихся странах, бурное развитие технологий хранения и передачи информации, развитие электрического транспорта и, возможно, масштабное использование электроэнергии для получения водорода.

На этом фоне всё острее встает вопрос о необходимости более эффективных технологий производства, транспортировки, хранения и потребления электрической энергии. Страны — обладатели таких технологий будут находиться в привилегированном положении по сравнению с другими странами.

2.1. Потребление энергоресурсов в России и в мире.

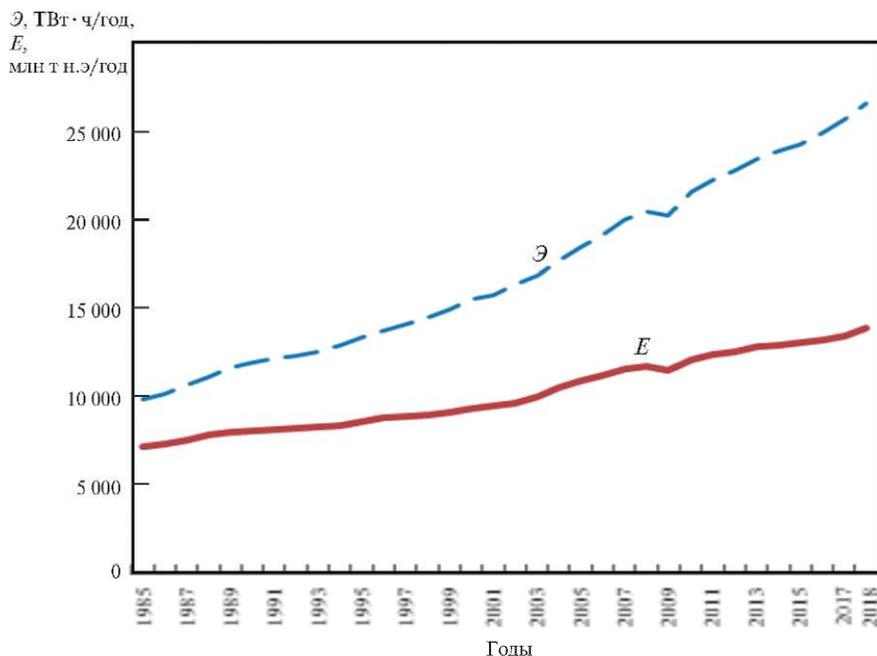


Рис. 2.2. Сравнительный рост энергопотребления E и потребления электроэнергии \mathcal{E} в мире

Одной из важных черт современного периода является расширение применения энергосберегающих технологий в мировой энергетике. Имеющийся опыт европейских стран, США и Японии показал, что в результате эффективной энергетической политики государств, направленной на экономическое стимулирование энергосбережения, внедрение новых технологий, активную информационную работу, связанную с воспитанием общества в духе рационального использования энергии, удалось добиться минимального роста ее потребления при значительном увеличении материального производства.

Исходя из того, что люди еще достаточно длительное время будут использовать органическое топливо, а внедрение нетрадиционных источников энергии связано с рядом проблем, энергосбережение можно считать наиболее рациональной мерой по поддержанию устойчивого развития человечества при продолжающемся росте производства.

Производство и потребление энергетических ресурсов по странам

В мире наблюдается усиление неравномерности развития различных регионов по производству и потреблению энергоресурсов. Страны Западной Европы, а также такие страны, как США и Япония, из-за изменения структуры экономики, уменьшения доли энергоемких производств, стабилизации и даже уменьшения населения постепенно уступают лидирующие позиции

Таблица 2.2

Страны — лидеры в производстве и потреблении энергоресурсов (данные 2019 г.) [1]

Страна	Потребление энергоресурсов, млн т н.э.	Страна	Производство энергоресурсов, млн т н.э.
Китай	3284	Китай	2684
Соединенные Штаты Америки	2213	Соединенные Штаты Америки	2303
Индия	913	Россия	1506
Россия	779	Саудовская Аравия	637
Япония	421	Индия	577
Южная Корея	298	Канада	530
Германия	296	Индонезия	501
Канада	295	Австралия	443
Бразилия	288	Иран	348
Индонезия	269	Бразилия	310

в потреблении энергии. В течение последних 10 лет первое место по энергопотреблению занимает Китай, на долю которого в настоящий момент приходится 23,7 % мирового энергопотребления. Это примерно в 1,5 раза больше, чем в США (16,0 %). На третье место в ряду потребителей поднялась Индия (6,6 %). Другими крупными потребителями энергии являются Россия (5,6 %) и Япония (3,1 %) (табл. 2.2).

Согласно прогнозам, в ближайшее время рост мирового энергопотребления будет вызван быстрыми темпами экономического развития стран Азии, прежде всего Индии и Китая, и стран Ближнего Востока.

Страны — потребители энергетических ресурсов стремятся обеспечить свою энергетическую независимость. Она характеризуется коэффициентом обеспеченности $K_{об}$, представляющим собой отношение количества первичных энергоресурсов, производимых в стране, к количеству энергоресурсов, потребляемых этой страной.

После энергетического кризиса 70-х годов прошлого века проводимая промышленно развитыми странами энергетическая политика позволила им заметно увеличить самообеспеченность энергоресурсами (рис. 2.3). Однако многие страны-лидеры в энергопотреблении имеют значение коэффициента самообеспеченности менее единицы, т.е. вынуждены прибегать к импорту энергоресурсов для сведения баланса. Из пяти лидеров по объему потребления энергоресурсов только Россия полностью удовлетворяет свои потребности.

2.1. Потребление энергоресурсов в России и в мире.

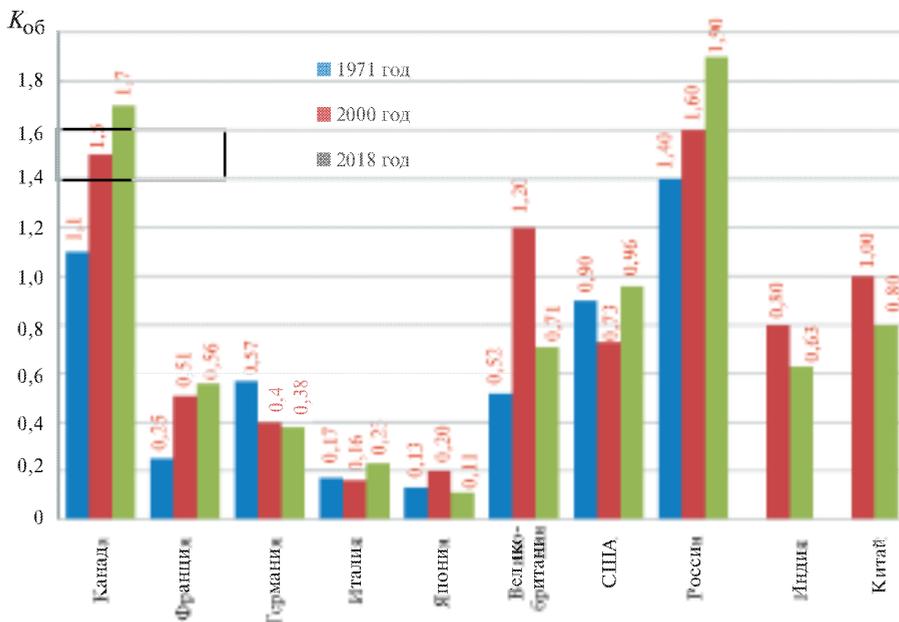


Рис. 2.3. Динамика самообеспеченности энергоресурсами различных стран мира

Стремление к энергетической независимости является серьезным стимулом проведения политики рационального использования энергетических ресурсов.

Важным фактором, влияющим на проведение энергосберегающей политики, являются цены на энергетические ресурсы. В последние десятилетия они крайне нестабильны, зависят от состояния мировой экономики, а также от политической конъюнктуры. С одной стороны, растет трудоемкость добычи ископаемых энергетических ресурсов и их доставки потребителю из-за истощения старых и сложности освоения новых месторождений. С другой — спрос на энергетические ресурсы заметно колеблется в зависимости от темпов развития мировой экономики. В результате цены на энергетические ресурсы подвержены значительным колебаниям. В качестве примера на рис. 2.4 приведены данные об изменении цен на нефть в течение последнего десятилетия. Максимальное значение цены за этот период в 5 раз больше минимального! В этих условиях потребители энергетических ресурсов стремятся снизить зависимость от колебания цен, снижая затраты энергии на производство продукции.

Таким образом, существует объективная потребность рационального использования энергии как в мире в целом, так и на уровне отдельных стран и регионов.

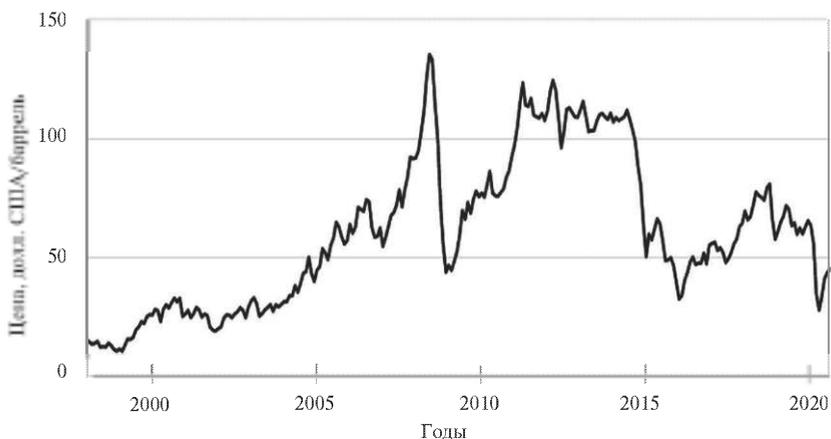


Рис. 2.4. Динамика цен на нефть Brent (по данным Московской биржи)

Структура энергетического баланса России

В 2019 г., по данным Минэкономразвития России [4], потребление первичных энергоресурсов в России составило 1129 млн т у.т.

Топливо-энергетический баланс России и тенденции его изменения за последние годы проанализированы в Государственном докладе о состоянии энергосбережения и повышении энергетической эффективности [4]. Прогноз энергетического баланса России для двух сценариев развития экономики отражен в Энергетической стратегии Российской Федерации до 2035 г. (далее ЭС-2035) [5], принятой в июне 2020 г. Рассмотрим данные, представленные в этих документах.

Средний темп роста потребления первичной энергии в Российской Федерации составляет 1,9 % в год, что в 1,5 раза превышает среднемировой уровень. Структура потребления первичной энергии в Российской Федерации существенно отличается от мировой (табл. 2.1). Её основой является газ, объем потребления которого увеличивается и в 2019 г. составил 54 % всего энергопотребления. Потребление угля и нефтепродуктов сокращается, их совокупная доля снизилась с 36 до 34 % за период 2015—2019 гг.

Ископаемое углеводородное топливо — основной вид энергетических ресурсов, оно обеспечивает 88 % потребления первичной энергии. Объем потребления «неуглеводородной» первичной энергии (гидроэнергия, ядерное топливо и ВИЭ) прирастает в среднем на 2,0 % ежегодно с 2015 г.

Более 60 % совокупного объема производства электрической энергии в Российской Федерации приходится на тепловые электрические станции (ТЭС), сжигающие ископаемое топливо (рис. 1.2). Объем электроэнергии, выработанной на АЭС, составляет около 19 %, на ГЭС — 17 %. Доля ветровых, солнечных и геотермальных электростанций не превышает 0,1 %.

Производство тепловой энергии в Российской Федерации за счет сжигания ископаемого топлива осуществляется на тепловых электростанциях с комбинированной выработкой электрической энергии и теплоты, а также в котельных в соотношении 40 % на 60 % (рис. 1.4). Примерно половина произведенной тепловой энергии потребляется промышленностью для технологических нужд, другая половина расходуется на нужды отопления и горячего водоснабжения потребителей. Промышленное потребление тепловой энергии сосредоточено в основном в химической, нефтехимической, топливной, машиностроительной, обрабатывающей и пищевой промышленности.

Более 80 % совокупного потребления ТЭР приходится на четыре наиболее энергоемких сектора экономики России: электро- и теплоэнергетика (28 %), обрабатывающая промышленность (22 %), жилищно-коммунальное хозяйство (17 %), транспорт (16 %).

Характерной чертой энергетики России является значительная доля экспорта, которая в 2019 г. составляла 48 % всех производимых в стране первичных энергоресурсов.

Эффективность использования ТЭР в России и в мире

Важнейшим показателем рационального использования энергии является *энергоёмкость внутреннего валового продукта*, представляющая собой отношение затраченной в стране энергии, выраженной в тоннах условного топлива, к внутреннему валовому продукту (ВВП), выраженному в денежных единицах.

За последние 15—20 лет энергоёмкость внутреннего валового продукта в большинстве индустриально развитых стран мира снизилась, тогда как по его *электроёмкости* (отношению затраченной в стране электроэнергии к ВВП) во многих странах проявилась тенденция к росту. В России из-за глубокого экономического кризиса в 90-х годах прошлого века энергоёмкость ВВП не снижалась, а увеличивалась. За период 1990—1998 гг. ее рост составил 18 % [4].

За период 2000—2018 гг. энергоёмкость ВВП России снизилась примерно на 30 %. Это снижение в основном пришлось на 2000—2008 гг. и произошло благодаря заметным сдвигам в пользу менее энергоемких видов экономической деятельности, роста энергоэффективности энергопотребляющего оборудования. Затем темпы снижения энергоёмкости ВВП существенно замедлились. За последующие 10 лет энергоёмкость ВВП Российской Федерации снизилась всего на 9 %, последние 4 года она остается практически постоянной (рис. 2.5).

В течение последних десятилетий самыми энергоэффективными остаются экономики стран Европейского союза и Японии, тогда как наиболее энергорасточительными являются экономики стран СНГ. По данным МЭА, Россия по этому показателю в настоящее время отстает не только от развитых стран, но и от среднемирового уровня (табл. 2.3).

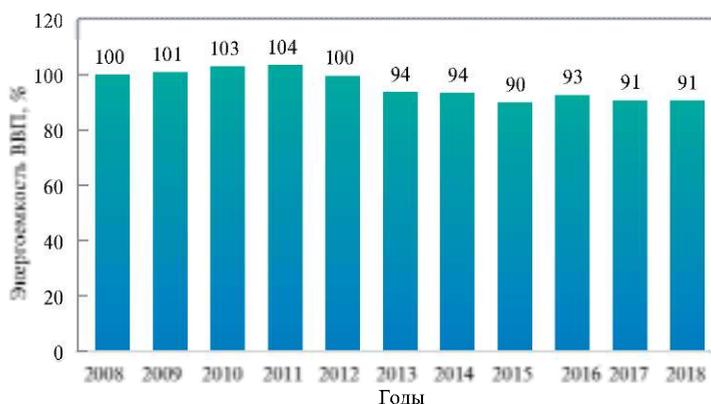


Рис. 2.5. Динамика энергоемкости ВВП относительно уровня 2008 г. [4]

Таблица 2.3

Энергоемкость ВВП и потребление энергоресурсов различных стран (2016 г.)

Страна	Энергоемкость ВВП, т у.т./1000 долл. США	Удельное потребление энергоресурсов, т у.т./ (чел. · год)	Удельное потребление электроэнергии, кВт · ч/ (чел. · год)
Украина	1,09	2,89	3204
Россия	0,64	6,86	6715
Беларусь	0,60	3,47	3546
Индия	0,50	0,77	918
Египет	0,47	1,34	1783
Китай	0,43	3,10	3110
Бангладеш	0,34	0,29	353
Аргентина	0,27	2,80	3109
Филиппины	0,27	0,59	799
Канада	0,21	13,31	14 844
США	0,19	9,81	12 825
Турция	0,17	2,60	3114
Франция	0,13	5,26	7148
Германия	0,11	5,73	6956
Испания	0,11	4,21	5505
Италия	0,10	3,71	5081
Япония	0,10	5,04	7974
Норвегия	0,09	12,84	23 692
Великобритания	0,09	4,20	5033
Дания	0,07	4,27	5882
Мир в целом	0,26	3,61	4290

Однако нельзя считать этот критерий единственной и абсолютной характеристикой эффективности использования энергии. На энергоёмкость ВВП влияют следующие факторы: структура ВВП, т.е. доля доходов от высокотехнологичных производств (например, микроэлектроники, приборостроения, авиастроения, разработки программного обеспечения и др.), доля доходов от услуг (например, туризма); климатические условия страны, которые определяют затраты на теплоснабжение как населения, так и промышленных потребителей; затраты на транспортировку ТЭР внутри страны; внутренние цены на энергетические ресурсы; энергетическое совершенство используемых технологических процессов; технологическая культура; использование экономических стимулов для энергосбережения и др. Например, из табл. 2.3 видно, что низкую энергоёмкость ВВП имеют такие страны, как Бангладеш и Филиппины, экономика которых существенно отстает от экономики стран Европы и США.

Высокая энергоёмкость ВВП России во многом объясняется суровыми климатическими условиями и структурой экономики, ориентированной на энергоёмкие производства. Из-за климатических условий затраты топлива как на обеспечение населения теплом, так и на выпуск продукции в России наиболее высоки. Россия опережает все страны мира как по длительности отопительного периода, так и по доле населения, проживающего в областях, где наблюдается отрицательная среднегодовая температура. Обогрев, снабжение горячей водой и теплым вентиляционным воздухом каждого жителя России требуют более значительных затрат топлива, чем в Канаде и Скандинавии. Больших затрат энергии требует обогрев общественных зданий и промышленных предприятий. Потери тепловой энергии при передаче ее по тепловым сетям в России в несколько раз превышают аналогичные показатели в странах Европы. Добываемое в холодное время года природное топливо и сырьевые ресурсы имеют более низкую температуру, что приводит к большим затратам энергии в технологических процессах.

Экономика России в основном направлена на выпуск продукции с высокой энергоёмкостью (топливо, металлопродукция, лес, зерно) и низкой добавленной стоимостью. Сложившееся соотношение между стоимостью продуктов материального производства и услуг также является одной из причин высокой энергоёмкости ВВП. Более низкая стоимость энергоресурсов внутри страны по сравнению с другими государствами снижает мотивацию их экономии, что также влияет на энергоёмкость ВВП.

Для объективной оценки эффективности использования энергии также необходимо сравнивать КПД выработки тепловой и электрической энергии в стране, потери при ее транспортировке, энергоёмкость различных производств, а также эффективность использования теплоты коммунальными потребителями. Значительная часть электроэнергии в странах Европы вырабатывается на парогазовых электростанциях, имеющих КПД до 60 %. В России основными производителями электроэнергии являются паротурбинные

электростанции, КПД которых составляет 30—35 % для электростанций малой и средней мощности и 40—43 % для электростанций большой мощности (с энергоблоками единичной мощностью 800—1200 МВт).

В ЭС-2035 констатируется, что уровни энергоемкости производства важнейших отечественных промышленных продуктов выше (хуже) среднемировых в 1,2—2 раза, а по отношению к лучшим мировым практикам — в 1,5—4 раза.

Превышение расходов ТЭР на единицу продукции в России по сравнению со среднемировыми показателями составляет: стальной прокат — в 1,5—2,0 раза, полимеры — в 1,5—3,0 раза, алюминиевый прокат — в 1,3 раза, огнеупоры — в 2 раза [5]. Расход тепловой энергии на обогрев зданий в несколько раз выше, чем в наиболее близких по климатическим условиям Финляндии и Норвегии. Также в несколько раз выше удельный фактический расход горячей воды у коммунальных и промышленных потребителей.

Россия значительно отстает от западных стран по КПД теплоиспользующих установок и промышленных печей, степени использования вторичных энергетических ресурсов, материалоемкости промышленной продукции, потреблению топлива автомобилями и электроэнергии бытовыми приборами и пр.

Помимо энергоемкости ВВП, важное значение для оценки уровня использования энергии имеют также потребление энергетических ресурсов на душу населения и доля электрической энергии в общем энергетическом балансе. Высокое потребление энергии на душу населения связано с развитым промышленным производством и энерговооруженностью труда. Высокая доля электроэнергии в общем энергетическом балансе свидетельствует о ее широком потреблении в промышленности, автоматизации значительного объема производственных процессов. По этому показателю Россия также отстает от промышленно развитых стран (см. табл. 2.3).

Таким образом, высокая энергоемкость внутреннего валового продукта в России лишь частично может быть объяснена более суровыми климатическими условиями и ориентированной на энергоемкие производства структурой экономики. Имеется существенное отставание России от промышленно развитых стран в области эффективности использования энергии.

2.2. Актуальность энергосбережения в России

Энергосбережение, его необходимость и пути реализации

Энергосбережение — реализация организационных, правовых, технических, технологических, экономических и иных мер, направленных на уменьшение объема используемых энергетических ресурсов при сохранении соответствующего полезного эффекта от их использования (в том числе объема произведенной продукции, выполненных работ, оказанных услуг) [6].

Энергетическая эффективность — совокупность характеристик, отражающих отношение полезного эффекта от использования энергетических ресурсов к затратам энергетических ресурсов, произведенным в целях получения такого эффекта, применительно к продукции, технологическому процессу, юридическому лицу, индивидуальному предпринимателю [6].

Актуальность энергосбережения в России обусловлена следующими основными причинами:

- необходимостью обеспечения устойчивых темпов развития экономики и конкурентоспособности отечественных товаров;
- потребностью обеспечения населения страны и ее хозяйственного комплекса необходимыми топливно-энергетическими ресурсами;
- важностью сохранения топливно-энергетических ресурсов для будущих поколений;
- необходимостью обеспечения экологической безопасности;
- большими, чем в других странах, затратами на обеспечение жизнедеятельности;
- усложнением условий добычи и транспортировки ТЭР;
- высокими затратами на ввод в действие новых энергетических объектов.

Энергосбережение следует рассматривать в двух аспектах.

Первый аспект состоит в *структурной перестройке российской экономики* в пользу малоэнергоёмких обрабатывающих отраслей, наукоемких производств (таких как производство медицинского оборудования, средств автоматизации, информационных технологий, авиационной и космической техники) и сферы услуг.

Второй аспект включает в себя *реализацию потенциала организационного и технологического энергосбережения*, т.е. внедрение передовых технологий, техническое перевооружение существующих производств, рациональное использование энергетических потоков на предприятии, внедрение энергосберегающих мероприятий, позволяющих существенно снизить затраты энергии на выпуск единицы продукции.

Экономия энергии неразрывна со *сбережением ресурсов*. На добычу руды и выплавку металла, на производство бумаги, ткани, пищевых продуктов требуется значительное количество топлива, тепловой и электрической энергии. Важнейшим ресурсом, который необходимо экономить, является пресная вода, потребляемая в огромных количествах. В стоимость пресной воды входит значительная энергетическая составляющая (затраты энергии на перекачивание, очистку и др.). Экономия ресурсов во всех отраслях хозяйственной деятельности влечет за собой существенную экономию первичного топлива.

Среди *экономических мер*, стимулирующих рациональное использование энергии, следует выделить обоснованное регулирование внутренних цен на энергоносители, создание дополнительных хозяйственных стимулов энергосбережения, превращающих его в эффективную сферу бизнеса.

В число *информационных мер* входят широкая *популяризация государством эффективного использования энергии среди населения*, массовое обучение персонала, пропаганда идей энергосбережения в средствах массовой информации.

Проведение энергосберегающих мероприятий должно сопровождаться их всесторонним анализом, который не должен ограничиваться технико-экономической оценкой эффективности этих мероприятий для одного конкретного потребителя энергии. Необходимо знать, как скажутся эти мероприятия на работе источника теплоты и других потребителей, а также систем тепло- и электроснабжения. В результате проведения этих мероприятий возможны такие негативные последствия, как работа генерирующих мощностей у источников энергии на ненормальных режимах (с уменьшением КПД и срока службы), разбалансировка тепловых сетей и др. Одновременно необходимо рассматривать технологические, экологические, социальные последствия выполнения энергосберегающих мероприятий. Таким образом, вопросы энергосбережения необходимо рассматривать в комплексе, т.е. при их решении необходим *системный подход*.

Потенциал энергосбережения в России

Потенциал энергосбережения можно определить, как количество энергетических ресурсов, которое может быть сокращено при выпуске одного и того же объема и перечня товаров и услуг неизменного качества за счет проведения самокупаемых организационно-технологических мероприятий при заданных уровнях развития техники и цен на энергоносители.

Потенциал энергосбережения зависит от таких факторов, как состояние научно-технического прогресса, цены на оборудование и энергоносители, и меняется во времени.

Выделяют технический и экономический потенциал энергосбережения. *Технический потенциал* энергосбережения представляет собой общее количество энергетических ресурсов, которое теоретически (т.е. не нарушая законов термодинамики) можно сэкономить при проведении энергосберегающих мероприятий. Когда говорят об *экономическом потенциале* энергосбережения, имеют в виду ту часть технического потенциала, реализация которого окупит вложенные средства и принесет прибыль инвестору, т.е. будет экономически эффективна.

При определении потенциала энергосбережения на промышленных предприятиях обычно имеют в виду экономический потенциал энергосбережения. Научные исследования и технологические разработки в области энергосбережения во многом направлены на то, чтобы приблизить технический потенциал энергосбережения к экономическому.

В Российской Федерации имеется потенциал энергосбережения, достигающий трети текущего энергопотребления. Существуют возможности значительного повышения экономической эффективности проектов в сфере энерге-

тики [5]. Часть потенциала энергосбережения, который имел место в начале 2000-х годов, на настоящий момент реализована.

В России около 80 % потенциала энергосбережения сосредоточено в сфере производства. Примерное распределение, %, этого потенциала по отраслям хозяйственной деятельности в стране в первом приближении соответствует уровню потребления энергетических ресурсов в них и составляет:

Топливо-энергетический комплекс	36
Промышленность, строительство и сфера услуг	24
Транспорт	13
Сельское хозяйство	4
Жилищные здания и общественные здания	23
Всего	100

Главным потребителем энергетических ресурсов в России является топливо-энергетический комплекс. Он же обладает и наибольшим потенциалом энергосбережения. Прежде всего это относится к тепловым станциям, производящим электрическую энергию, где наблюдаются относительно невысокие значения КПД энергоустановок и низкие коэффициенты использования установленной мощности, а также к системам транспортировки и распределения энергоносителей: газа, нефти, горячей воды, передаваемой по тепловым сетям, и электрической энергии.

В промышленности основные причины сравнительно низкой эффективности использования энергии заключаются в применении устаревших технологий, в эксплуатации устаревшего и изношенного оборудования, его нерациональной загрузке.

Важнейшим резервом энергосбережения в России является повышение энергетической эффективности зданий, причем не только жилых и общественных, но также и промышленных. Высокие потери энергии в зданиях обусловлены в первую очередь низким термическим сопротивлением ограждающих конструкций, недостаточным уровнем регулирования и автоматизации инженерных систем зданий.

Примерно 20 % запланированной экономии энергии может быть получено в результате проведения малозатратных и организационных мероприятий (при затратах до 20 долл. США на экономию 1 т у.т.).

Реализация остальной части потенциала энергосбережения потребует значительных инвестиций. В основном (55 %) экономия может быть достигнута после внедрения современных технологических процессов. Еще 25 % экономии могут быть получены за счет проведения целенаправленной инвестиционной политики и совершенствования структуры производства.

В ЭС-2035 [5] отмечается, что технологическое обновление, дающее значительный эффект в энергосбережении, сдерживается дефицитом инвестиций, недостаточной эффективностью мер государственной политики по их мобилизации и ограниченной мотивацией потребителей энергии к повышению энергоэффективности.

Роль энергосбережения в развитии экономики и обеспечении энергетической безопасности страны

Развитие отечественной энергетики происходит в трудных условиях. Новые месторождения нефти и газа сосредоточены в отдаленных и труднодоступных местах (Западная Сибирь, Заполярье, шельф Северного Ледовитого океана) и требуют больших затрат на их освоение и прокладку магистралей для транспортировки топлива. В результате затраты на освоение новых месторождений, добычу топлива, его транспортировку в России выше, чем в других нефтедобывающих странах — Иране, Мексике, Венесуэле, Брунее, странах Арабского Востока. В настоящее время затраты на экономию энергии в местах ее использования в 4—6 раз ниже, чем на добычу первичного топлива.

Происходит старение и уменьшение эффективности оборудования электростанций, котельных, тепловых сетей, теплоиспользующих установок. Для его обновления и реконструкции нужны огромные средства и значительное время. Частично выходом из этой ситуации является как можно более рациональное использование энергетических ресурсов.

В этих условиях возможно возникновение угроз, связанных с обеспечением страны и отдельных регионов энергоресурсами нужного вида в необходимом количестве. В [5] введено понятие энергетической безопасности страны, которая является важнейшей составляющей национальной безопасности России.

Энергетическая безопасность — это состояние защищенности страны, ее граждан, общества, государства, экономики от угроз надежному топливно-энергообеспечению. Эти угрозы определяются как внешними (геополитическими, макроэкономическими, конъюнктурными) факторами, так и состоянием и функционированием энергетического сектора страны.

Недостаточная эффективность использования энергии приводит к высокой энергетической составляющей в себестоимости отечественных товаров и услуг — доли себестоимости продукции предприятия на приобретение и использование топливно-энергетических ресурсов. Это делает многие из них неконкурентоспособными не только на мировом, но часто и на внутреннем рынке. Для того чтобы обеспечить конкурентоспособность производства, подъем экономики и уровня жизни населения, необходимо снижать затраты энергии на единицу продукции и ее потери в коммунальном хозяйстве. Известно, что в России каждый процент экономии топлива и энергии может дать 0,35—0,40 % прироста национального дохода [7].

Проведение энергосберегающих мероприятий обходится намного дешевле ввода в действие новых энергетических мощностей и быстро окупается. Можно наращивать добычу топлива и выработку энергии, затрачивая большие средства, загрязняя окружающую среду, но при этом непроизводительно терять значительную часть полученной энергии, как говорится, черпать воду решетом. Без перевода экономики на путь развития, основанный на эффективном использовании топливно-энергетических ресурсов, Россия никогда не сможет стать в ряд промышленно развитых стран.

Энергосбережение и экологическая ситуация

Существует тесная взаимосвязь между ростом производства энергии и загрязнением окружающей среды. Основная доля энергии вырабатывается при сжигании органического топлива. При сжигании различных видов топлива в атмосферу с отходящими газами попадают вредные вещества, такие как оксид углерода, диоксид серы, оксиды азота, полициклические ароматические углеводороды, пылевые выбросы. Существующие методы очистки не могут полностью избавить от вредных выбросов. Выбросы в атмосферу продуктов сгорания приводят не только к прямому токсическому и канцерогенному воздействию на организмы живых существ, но и к глобальным экологическим проблемам: парниковому эффекту, разрушению озонового слоя атмосферы, кислотным осадкам. Наибольшую озабоченность вызывает то, что накопление углекислого газа и других многоатомных газов (метана, диоксида азота) в атмосфере приводит к возникновению парникового эффекта и глобальному потеплению климата с возможными катастрофическими последствиями. Выбросы углекислого газа постоянно растут, его концентрация в атмосфере в настоящее время превышает 400 ppm, что является наибольшим значением за последние 3 млн лет. Международное сообщество пытается принимать меры по ограничению выбросов парниковых газов. Результатом этих усилий стал Киотский протокол, подписанный в 1997 г. и устанавливающий квоты выбросов парниковых газов для стран-участников. В 2015 г. состоялась Парижская конференция по климату, которая поставила задачу не допустить повышение средней глобальной температуры более 2 °С к 2100 г. по сравнению с доиндустриальной эпохой (начало XIX в.). Главным экономическим механизмом сокращения выбросов парниковых газов является введение углеродного налога, взимаемого с содержания углерода в топливе. Введение такого налога обсуждается в России. Евросоюз может ввести пограничный углеродный налог уже в ближайшем будущем [8].

Одновременно с загрязнением воздушной среды происходит загрязнение гидросферы. На долю ТЭК приходится 45 % общего водопотребления России и 27 % сброса загрязненных сточных вод в поверхностные водоемы.

Энергетика — главный источник теплового загрязнения окружающей среды. В зависимости от типа тепловой электростанции и от того, осуществляется ли на ней комбинированная выработка тепловой и электрической энергии, количество теплоты, поступающей в окружающую среду, составляет 10—70 % теплоты, полученной при сжигании топлива. При работе котельных установок этот показатель составляет 10—30 %. Эта теплота выбрасывается в атмосферу с отходящими газами и влажным воздухом, уходящим из градирен, либо отводится в искусственные или естественные водоемы. Повышение температуры воды в водоемах является причиной снижения растворимости кислорода, что затрудняет жизнедеятельность флоры и фауны. Если в глобальном смысле доля этой теплоты на настоящий момент невелика по сравнению с поступающей на Землю солнечной радиацией (в 2000 г.

она составляла лишь 0,02 %), то локальные тепловые загрязнения в крупных городах могут составлять десятки ватт на квадратный метр, т.е. несколько процентов от поступающего потока солнечного излучения. Это приводит к локальным изменениям климата.

Значительный вред окружающей среде наносится не только при сжигании топлива, но и при его добыче, переработке, транспортировке, хранении. Происходит отчуждение территорий под угольные терриконы, золоотвалы, газо- и нефтепроводы.

Возобновляемые источники энергии — гидроэнергетика, биомасса, ветроэнергетические и солнечные энергетические установки оказывают во много раз меньшую нагрузку на окружающую среду, но и их нельзя считать полностью экологически безопасными. Так, строительство крупных гидроэлектростанций может приводить к выводу ценных земель из хозяйственного оборота, ухудшению условий для рыбоводства, вызвать нежелательные региональные изменения климата. Существуют данные, что ветроэнергетические установки создают инфразвуковые колебания, пагубно влияющие на птиц и животных.

Энергосбережение дает возможность сократить выбросы вредных веществ и тепловое загрязнение. Количество выбрасываемых в атмосферу вредных веществ зависит от организации процесса горения, качества очистных сооружений и вида сжигаемого топлива (табл. 2.4).

Используя данные табл. 2.4 о примерных выбросах вредных веществ, можно оценить уменьшение выбросов, которое обеспечивает проведение энергосберегающих мероприятий.

Таблица 2.4

Удельные выбросы продуктов сгорания при факельном сжигании органического топлива в энергетических котлах

Выбросы и низшая теплота сгорания	Топливо		
	Газ, г/м ³	Мазут, кг/т	Уголь, кг/т
SO _x (SO ₂)	0,006—0,01	21S ^P	17—19S ^P
NO _x (NO ₂)	5—11	5—14	4—14
CO	0,002—0,005	0,005—0,05	0,10—0,45
Углеводороды	0,016	0,1	0,45—1,0
H ₂ O (пар)	1000	700	230—360
CO ₂	2000	3000	2200—3000
Твердые частицы	—	10A ^P	10A ^P
Q _n ^P , МДж/кг	32—35	38—40	15—25

Примечание. S^P — норма содержания серы в сухом топливе, %; A^P — норма содержания золы в сухом топливе, %.

Пример 2.1. Требуется оценить сокращение выбросов диоксида углерода, если в результате проведения энергосберегающих мероприятий в системе отопления предприятия удалось снизить потребление тепловой энергии на $Q = 0,1$ Гкал/ч.

Предприятие получает тепловую энергию по тепловой сети от котельной, использующей в качестве топлива природный газ с низшей теплотой сгорания $Q_H = 31$ МДж/м³. Коэффициент полезного действия котельной $\eta_1 = 0,9$. Следует считать, что при передаче теплоты теряется 10 % энергии, т.е. КПД передачи теплоты по тепловой сети $\eta_2 = 0,9$.

Решение. Определим расход газа, который необходимо затратить в котельной, чтобы предприятие получило 0,1 Гкал/ч тепловой энергии. Для этого количество сэкономленной энергии выразим через мегаватты:

$$0,1 \text{ Гкал/ч} = 0,1 \cdot 4,19 \cdot 10^9 / 3600 = 116\,400 \text{ Вт} = 0,1164 \text{ МВт.}$$

Тогда снижение расхода топлива составит

$$G = Q / (\eta_1 \eta_2 Q_H) = 0,1164 / (0,9 \cdot 0,9 \cdot 31) = 0,0046 \text{ м}^3/\text{с.}$$

В течение года количество потребленного газа сократится на

$$V = 0,0046 \cdot 3600 \cdot 24 \cdot 365 = 145 \cdot 10^3 \text{ м}^3.$$

Используя данные табл. 2.4, оцениваем сокращение выбросов диоксида углерода:

$$M_{\text{CO}_2} = V \cdot 2000 = 0,29 \cdot 10^9 \text{ г} = 290 \text{ т.}$$

Таким образом, снижение выбросов диоксида углерода составит 290 т в год.

2.3. Структура энергетики страны

Россия является одной из ведущих энергетических держав как по располагаемым энергетическим ресурсам, так и по развитию топливно-энергетического комплекса.

Располагая 1,8 % населения и 12,8 % территории мира, Россия имеет около 6 % разведанных мировых запасов нефти, 19 % природного газа, около 15 % мировых запасов каменного и бурого угля [9]. Прогнозируемые ресурсы по нефти и газу составляют соответственно 14 и 42 % мировых. Обеспеченность разведанными запасами нефти и газа оценивается в несколько десятков лет, а по углю — в 200—250 лет.

Потенциал гидроресурсов в стране оценивается в 7,2 % от имеющихся в мире.

Российская Федерация в 2019 г. занимала второе место в мире по добыче природного газа (17,1 % мировой добычи), третье место по добыче нефти (10,5 %), четвертое место по выработке электроэнергии (4,0 %) и шестое по добыче угля (5,4 %) [9].

Энергетика в России, как и во всем мире, является основой, фундаментом экономики. Структурная схема функционирования энергетики страны (рис. 2.6) может рассматриваться как совокупность четырех производственно-технологических комплексов [10].



Рис. 2.6. Структурная схема функционирования энергетики России

Первый комплекс обеспечивает добычу, обогащение и транспортировку органического топлива. Он включает в себя газо- и нефтедобывающие предприятия, угольные разрезы и шахты, предприятия по добыче и обогащению урановой руды, газо- и нефтеперерабатывающие заводы, предприятия по переработке угля (коксование, газификация и др.), магистральные газопроводы и нефтепроводы, нефтеналивные суда, железнодорожный транспорт, перевозящий различные виды топлива и др.

Предприятия этого комплекса обеспечивают энергоресурсами как российских потребителей, так и потребителей зарубежных стран. За счет продукции этих предприятий формируется почти 40 % доходной части бюджета.

Облагороженное и готовое к использованию топливо передается на предприятия второго и третьего комплексов.

Второй комплекс включает в себя крупные тепловые электростанции различных видов (паротурбинные, газотурбинные, парогазовые), в том числе ТЭЦ, вырабатывающие одновременно тепловую и электрическую энергию, атомные электростанции, крупные электростанции, использующие возобновляемые источники энергии (гидроэлектростанции, геотермальные электростанции), а также магистральные тепловые и электрические сети, по которым передаются большие потоки энергии.

Этот комплекс — технологически наиболее важная часть энергетики страны. Для его создания потребовались многие десятилетия и большие материальные ресурсы. В России в комплекс входят более 600 тепловых электростанций, использующих различные виды органического топлива, более 100 гидроэлектростанций и 11 атомных электростанций (включая одну плавучую). Установленная мощность электростанций Единой энергосистемы России на начало 2020 г. составила 246,2 тыс. МВт [11]. В число тепловых электростанций входят 13 крупнейших электростанций с мощностью более 2000 МВт. Их суммарная электрическая мощность составляет более 17 % установленной мощности всех объектов российской энергетики.

Третий комплекс составляют небольшие электростанции, работающие как на органическом топливе, так и с использованием ВИЭ; районные и местные котельные, обслуживающие небольшие населенные пункты, городские районы, отдельных крупных потребителей (например, электростанции и котельные промышленных предприятий). В этом же комплексе производится преобразование потоков энергии большой мощности в менее мощные. Он включает в себя трансформаторные подстанции, тепловые и газораздаточные пункты, на которых происходит понижение электрического напряжения, температуры теплоносителя, давления потока газа соответственно. Кроме того, в него входят энергетические сети для передачи потоков энергии средней и малой мощности потребителям.

Россия — страна с развитой системой централизованного теплоснабжения, имеющая самую большую в мире протяженность тепловых сетей.

Четвертый комплекс — это потребители топлива, тепловой и электрической энергии, которых можно разделить на две группы. К первой группе относятся предприятия промышленности, агропромышленного комплекса, строительные предприятия, транспорт, объекты оборонного комплекса, ко второй — потребители жилищно-коммунальной сферы: жилые и общественные здания, организации сферы образования, медицинского обслуживания, торговли, сферы услуг и др.

Установки потребителей энергии включают в себя электродвигатели и двигатели внутреннего сгорания, тепло- и электроиспользующие установки промышленных предприятий, промышленные печи, отопительные приборы систем отопления, подогреватели систем вентиляции и горячего водоснабжения, осветительные приборы и др.

На всех стадиях добычи, транспортировки, преобразования, распределения и конечного использования энергии имеют место ее потери. Некоторые

из этих потерь являются вынужденными. Они обусловлены термодинамическими, техническими или экономическими причинами: например, КПД получения электрической энергии на тепловых электростанциях ограничен параметрами термодинамического цикла; технически нельзя охлаждать газы, отходящие из дымовых труб, ниже определенной температуры, поскольку это может привести к конденсации влаги на внутренней поверхности труб, что будет вызывать их постепенное разрушение; экономически нецелесообразно увеличивать толщину ограждающих конструкций зданий выше определенного значения, поскольку это мало сократит потери, но резко увеличит стоимость конструкций.

Другая часть потерь энергии связана с ее нерациональным расходом. Эти потери могут быть уменьшены за счет применения современных технологий (использование бинарных циклов в энергетике, непрерывная разливка стали в металлургии и т.п.), специального энергосберегающего оборудования (утилизационные теплообменники, тепловые насосы, регуляторы частоты вращения электродвигателей, электрические лампы с малым потреблением энергии и др.), а также за счет рациональной организации процессов получения, передачи и использования энергии. Многие из этих мероприятий не требуют крупных вложений материальных ресурсов.

Разница используемой энергии и производственно необходимых ее затрат составляет потенциал энергосбережения конкретных материальных производств и услуг.

Основные непроизводительные потери энергии чаще всего происходят на стадии ее использования. К ним можно отнести потери, связанные с низким КПД технологических энергопотребляющих установок в промышленности; потери теплоты через ограждающие конструкции зданий; потери электроэнергии в электродвигателях, связанные с их неправильным выбором (с существенным запасом по мощности) или отсутствием регулирования. Другими причинами этих потерь являются плохая работа по организации энергетического хозяйства у потребителей, а также расточительное использование энергии, связанное с относительно низкой стоимостью энергоресурсов по сравнению с другими странами. Потери энергии на стадии использования всегда приводят к наибольшим абсолютным потерям первичного топлива. Из рис. 2.7 видно, что для полезного использования 1 т у.т. топливно-энергетических ресурсов с учетом их потерь при добыче, транспортировке, распределении, облагораживании и производстве при указанных значениях КПД требуется затратить 3,84 т п.у.т.

Пример 2.2. Допустим, добывается 1000 м^3 природного газа, что соответствует 1,15 т условного топлива. С учетом затрат на добычу 1000 м^3 газа будут соответствовать 1,157 т первичного условного топлива. После добычи, переработки и транспортировки 1000 м^3 природного газа будут соответствовать уже 1,35 т первичного условного топлива (см. табл. 1.5). Тогда потери 10 м^3 газа на добывающем предприятии соответствуют потерям 11,5 кг первичного условного топлива, а у потребителя — потерям 13,5 кг первичного условного топлива.

2.3. Структура энергетики страны

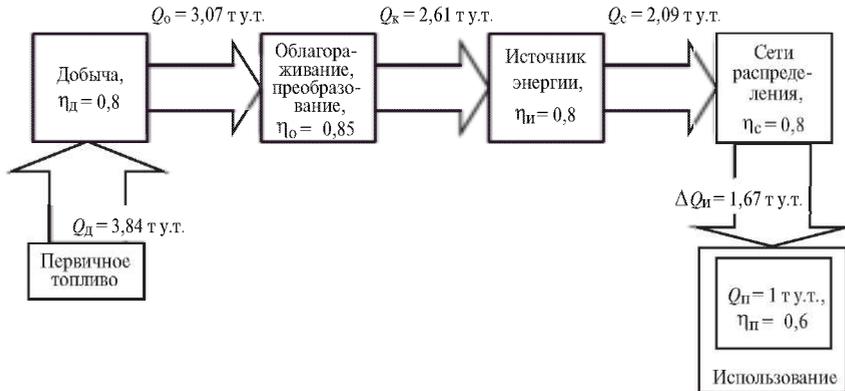


Рис. 2.7. Потери ТЭР на различных этапах преобразования

Таким образом, рациональное использование энергетических ресурсов связано в первую очередь с конечными стадиями рассмотренной выше технологической цепочки, т.е. с третьим и четвертым комплексами в рассмотренной структуре функционирования энергетики страны.

Контрольные вопросы

1. Почему энергосбережение особенно актуально в России?
2. Каково общее потребление энергоресурсов в мире и в России?
3. Каковы причины большей энергоемкости ВВП в России по сравнению с промышленно развитыми странами?
4. Дайте определение понятию «энергосбережение».
5. Дайте определение понятию «энергетическая эффективность».
6. Что такое потенциал энергосбережения?
7. Каков потенциал энергосбережения экономики России? Как он распределяется по отраслям хозяйственной деятельности?
8. Каковы изменения потребления различных энергетических ресурсов в мировой экономике и в экономике России?
9. Что означает понятие «энергетическая безопасность страны»?
10. Почему экономия материалов и уменьшение количества отходов приводят к экономии энергии?
11. Охарактеризуйте структурные комплексы, входящие в структурную схему функционирования энергетики России.
12. Почему при экономии энергии необходимо рассматривать систему «производитель — потребитель» как единое целое?
13. Почему потребление энергоресурсов связано с состоянием окружающей среды?
14. Оцените сокращение выбросов в атмосферу оксидов азота при экономии 1000 т мазута в год.
15. Почему экономия единицы энергии у потребителей энергетических ресурсов дает больший эффект, чем ее экономия при производстве и распределении?
16. По каким показателям можно судить об эффективности использования энергии в той или иной стране?

Глава 3

МЕТОДЫ И КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГИИ

3.1. Общие положения

Для того чтобы охарактеризовать эффективность процессов производства, преобразования, передачи и потребления энергии, оценить потенциал энергосбережения на различных объектах, обосновать правильность выбора энергосберегающих мероприятий, применяются критерии (показатели) энергетической эффективности.

Используемые на практике виды энергии — тепловая, электромагнитная, механическая — различаются по своим свойствам. Физические процессы производства и потребления энергии также очень многообразны: это сжигание топлива, получение пара, плавление, термическая обработка металлов, различные способы обогрева зданий, выпаривание, сушка, перегонка, ректификация, получение холода, электрический привод, освещение и др. Очевидно, что для оценки эффективности этих разнообразных процессов используют разные критерии.

Поскольку основные нерациональные потери энергии происходят при ее потреблении (в промышленности, сельском хозяйстве, быту и общественной деятельности), то наибольший интерес представляют критерии энергетической эффективности, связанные с потреблением энергоресурсов.

Согласно определению, данному в ГОСТ Р 53905—2010 [1], **показатель энергоэффективности** — абсолютная, удельная или относительная величина потребления или потерь энергоресурсов для продукции любого назначения или технологического процесса.

Выделяют фактические, планируемые и прогнозируемые показатели.

Показатели энергетической эффективности могут применяться для характеристики самых различных объектов, таких как аппарат, установка, цех, предприятие, жилой район, регион, государство.

Они могут быть представлены в абсолютной или удельной форме. *Абсолютная форма* характеризует расход ТЭР в регламентированных условиях (режимах) работы. *Удельная форма* характеризует отношение расхода ТЭР к вырабатываемой или потребляемой энергии, произведенной продукции, выполняемой работе в регламентированных условиях (режимах).

Показатели (критерии) энергетической эффективности можно разделить на три группы: термодинамические, технические (натуральные) и экономические. В *первой группе* выделяют:

коэффициент полезного действия установок, вырабатывающих, передающих, преобразующих и использующих энергию (энергетический КПД);

коэффициент полезного использования (КПИ) энергии;

коэффициенты полезного действия или полезного использования энергии по отдельным видам энергоносителей;

эксергетический коэффициент полезного действия (степень термодинамического совершенства установки).

Вторая группа показателей наиболее разнообразна. Ее можно в свою очередь разделить на три подгруппы:

нормируемые показатели энергетической эффективности продукции, которые вносятся в государственные стандарты, технические паспорта продукции, техническую и конструкторскую документацию и используются при сертификации продукции и энергетической экспертизе. Показатели данной группы относятся к готовым изделиям и характеризуют их техническое совершенство;

показатели энергетической эффективности производственных процессов, которые вносятся в стандарты и энергетические паспорта предприятий и используются в ходе осуществления государственного надзора за эффективным использованием топливно-энергетических ресурсов и при проведении энергетических обследований;

показатели (индикаторы) реализации программ энергосбережения, которые отражаются в статистической отчетности, нормативных правовых и программно-методических документах, контролируются структурами государственного управления и надзора.

В настоящее время наряду с государственными стандартами по энергосбережению [1—4] имеется целый ряд государственных стандартов на промышленное оборудование, машины, приборы, которые с полным основанием можно отнести к стандартам по энергетической эффективности, поскольку основное их назначение состоит в регламентации показателей энергопотребления (энергоэффективности) этого оборудования.

Среди основных показателей *третьей группы* можно выделить:

энергоёмкость валового внутреннего продукта страны;

энергоёмкость производства выпускаемой продукции и оказываемых услуг для предприятия, региона, страны;

энергоёмкость добавленной стоимости выпускаемой продукции и оказываемых услуг для предприятия, региона, страны;

долю стоимости энергетических ресурсов в себестоимости продукции;

простые критерии эффективности инвестиционных проектов в энергетике;

критерии эффективности инвестиционных проектов в энергетике с учетом фактора времени.

Часто рассматриваемый объект или процесс нельзя достаточно полно охарактеризовать с помощью показателей одной группы.

Схема разделения показателей энергетической эффективности, рассмотренных в данной главе, на группы и подгруппы приведена на рис. 3.1.

Помимо числовых показателей (критериев) энергетической эффективности существует еще один вид показателей — *классы энергетической эффективности*. Они введены в странах Евросоюза и в ряде других стран

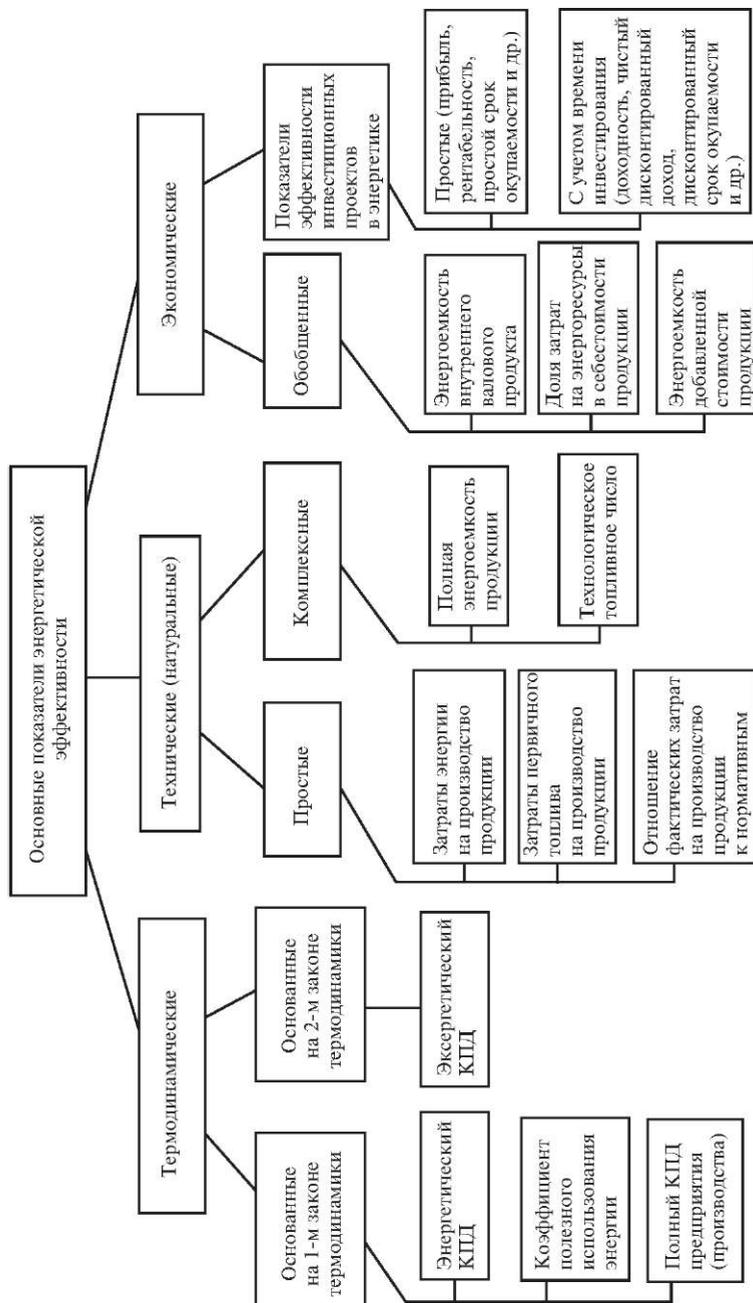


Рис. 3.1. Основные критерии энергетической эффективности

для бытовой техники, промышленного и торгового оборудования, автомобилей, а также зданий и имеют обозначения в виде латинских букв.

Для отнесения объектов к тому или иному классу энергетической эффективности необходимо, чтобы показатели данного объекта попадали в определенный диапазон значений показателей энергетической эффективности, характерных для данного класса объектов. Например, для кондиционеров таким показателем является холодильный коэффициент (EER) и коэффициент трансформации теплоты (COP), если кондиционер может быть использован для нагрева. Для товаров, зданий, строений и сооружений в России введение классов энергетической эффективности регламентировано Федеральным законом от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности...».

3.2. Термодинамические показатели оценки энергетической эффективности и особенности их применения в теплотехнике и теплотехнологиях

Термодинамические критерии оценивают степень совершенства процесса производства, трансформации, передачи и потребления энергии и количественно отражают потери энергии в ходе этого процесса. Они показывают, насколько отличается рассматриваемый процесс от идеального, в котором достигаются теоретически достижимые минимальные затраты энергии. Такие критерии, как эксергетический КПД, учитывают не только количество, но и качество полезно получаемой энергии, определяемое возможностью ее преобразования в механическую работу.

Критерии, получаемые на основе энергетического анализа

В общем виде КПД определяется как отношение полученного полезного результата к общим затратам. Для оценки полноты энергетических превращений при различных процессах используется энергетический КПД:

$$\eta_3 = \frac{Q_{\text{пол}}}{Q_3} = 1 - \frac{Q_{\text{бесп}}}{Q_0}, \quad (3.1)$$

где $Q_{\text{пол}}$ — полезно использованная энергия; Q_0 — израсходованная энергия; $Q_{\text{бесп}}$ — бесполезные затраты (потери) энергии.

Этот КПД может быть определен на основании энергетического баланса рассматриваемого объекта. Его можно вычислить либо по затратам полезной энергии на проведение процесса, либо через бесполезные затраты (потери) подведенной энергии (по обратному балансу) в зависимости от того, что более точно определено в конкретных условиях. Из закона сохранения энергии известно, что энергия никуда не теряется, а лишь переходит из одной формы в другую. Когда говорят о потерях энергии, имеют в виду, что часть энергии отводится из открытой системы (котла, тепловой сети,

теплообменного аппарата, технологической установки) в окружающую среду и не используется на получение полезного эффекта.

Во многих случаях часть теряемой энергии может быть возвращена в систему, при этом снижается количество расходуемой энергии.

Несмотря на простую форму записи существуют трудности в вычислении энергетического КПД, связанные с определением полезного эффекта и общих затрат.

Согласно [1] **полезная энергия** — энергия, необходимая для осуществления заданных операций, технологических процессов или выполнения работы и оказания услуг. Полезная энергия в различных процессах определяется [3]:

а) в освещении — по световому потоку ламп;

б) в силовых процессах:

для двигательных процессов — по рабочему моменту на валу двигателя;

для процессов прямого воздействия — по расходу энергии, необходимому в соответствии с теоретическим расчетом для заданных условий;

в) в электрохимических и электрофизических процессах — по расходу энергии, необходимому в соответствии с теоретическим расчетом (для заданных условий);

г) в термических процессах — по теоретическому расходу энергии на нагрев, плавку, испарение материала и проведение эндотермических реакций;

д) в системах отопления, вентиляции, кондиционирования, горячего водоснабжения, холодоснабжения — по количеству теплоты (холода), полученному пользователями;

е) в системах преобразования, хранения, транспортировки топливно-энергетических ресурсов — по количеству ресурсов, получаемых из этих систем.

Существуют различные подходы к определению затрат энергии. Израсходованной (затраченной) нередко считается энергия, подведенная с энергоносителями. Однако при этом часто не учитывается поступление теплоты с физической теплотой топлива, окислителя, исходного материала. Также часто не учитываются теплота экзотермических химических реакций, протекающих в ходе производственного процесса (например, в ряде химических и металлургических производств), и теплота конденсации водяных паров, образующихся при сжигании топлива либо содержащихся во влажном воздухе. Все это может приводить к ошибочным результатам. Корректно определенный КПД не может быть больше единицы. Обычно КПД вычисляется при номинальном режиме работы оборудования или при номинальной нагрузке предприятия (производства). Он также может быть представлен в виде графической зависимости от нагрузки.

Рассмотрим способы определения КПД при производстве, передаче и использовании энергии.

КПД тепловой электростанции равен отношению получаемой электрической мощности к затратам тепловой мощности:

$$\eta_{ст} = \frac{N}{BQ_n^p} \quad (3.2)$$

Здесь N — вырабатываемая электрическая мощность; B — расход топлива; Q_n^p — низшая теплота сгорания топлива.

Для паротурбинной установки основными потерями энергии являются теплота, отводимая в конденсаторе, а также теплота, удаляемая с уходящими газами. Для ТЭЦ вычисляются два КПД: по выработке электрической энергии и по выработке теплоты. Для разделения затрат топлива на выработку этих энергетических ресурсов используются различные методики [5].

КПД парового котла (рассчитанный по низшей теплоте сгорания топлива)

$$\eta_{п.к} = \frac{D(h_{п} - h_{п.в})}{BQ_n^p} \quad (3.3)$$

Здесь D — расход получаемого пара; $h_{п}$ — энтальпия пара; $h_{п.в}$ — энтальпия питательной воды.

Для водогрейного котла

$$\eta_{в.к} = \frac{G(h_{н.в} - h_{п.в})}{BQ_n^p} \quad (3.4)$$

Здесь G — расход нагретой воды; $h_{н.в}$ — энтальпия нагретой воды.

Основными потерями при работе котлов являются потери с уходящими газами, с химическим и механическим недожогами топлива, с удаляемыми шлаками и потери через ограждение котла. Подробнее о вычислении КПД котлов см. гл. 6.

КПД передачи теплоты по тепловой сети можно выразить как отношение теплоты, полученной потребителем, к теплоте, затраченной ее источником:

$$\eta_{т.с} = \frac{Q_{получ.п}}{Q_{затр}} \quad (3.5)$$

Основные потери в тепловой сети — потери через теплоизоляцию трубопроводов и с утечками теплоносителя.

В закрытой водяной системе теплоснабжения, где расход воды по подающему трубопроводу равен расходу ее по обратному трубопроводу (см. гл. 6), КПД вычисляется по формуле

$$\eta_{т.с}^3 = \frac{Q}{G_1(h_1 - h_2)}, \quad (3.6)$$

где Q — тепловой поток, поступающий потребителю; G_1 — расход теплоносителя в подающем трубопроводе; h_1, h_2 — энтальпии теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах.

Для открытой водяной системы теплоснабжения, в которой существуют утечки или разбор теплоносителя, КПД определяется в виде

$$\eta_{т.с}^4 = \frac{Q}{G_1 h_1 - G_2 h_2 - (G_1 - G_2) h_{х.в}}, \quad (3.7)$$

где $h_{х.в}$ — энтальпия холодной воды, используемой для подпитки системы теплоснабжения у источника теплоты; G_2 — расход теплоносителя в обратном трубопроводе.

Количество затраченной теплоты определяется в этом случае из теплового баланса источника теплоты. Холодная вода, которая идет на приготовление подпиточной воды, должна восполнить потери в тепловой сети с ее утечками и на водоразбор (рис. 3.2).

Тепловая мощность, получаемая потребителем, может быть определена по показаниям теплосчетчика.

Рассмотрим критерии эффективности передачи теплоты в рекуперативных теплообменных аппаратах — наиболее распространенном типе теплообменников. В соответствии с приведенным ранее определением энергетического КПД, для **рекуперативного теплообменника** эта величина ($\eta_{рек}$) определяется как отношение теплоты $Q_{получ}$, полученной холодным теплоносителем, к теплоте $Q_{отд}$, отданной горячим теплоносителем. Теплота $Q_{пот}$, теряемая в окружающую среду через корпус аппарата, будет равна разнице между $Q_{отд}$ и $Q_{получ}$. Таким образом, если не учитывать затраты электроэнергии на перемещение теплоносителей по тракту теплообменника, фор-

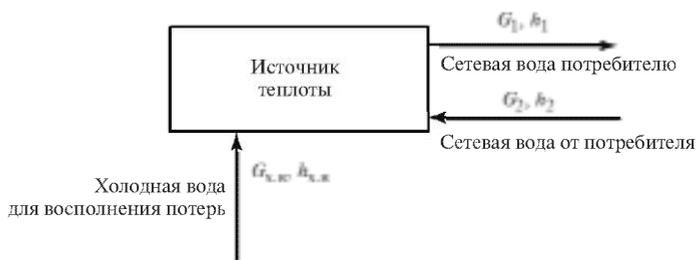


Рис. 3.2. К определению КПД передачи теплоты по тепловой сети

мула для энергетического КПД рекуперативного теплообменника может быть записана как

$$\eta_{\text{рек}} = \frac{Q_{\text{получ}}}{Q_{\text{отд}}} = \frac{Q_{\text{отд}} - Q_{\text{пот}}}{Q_{\text{отд}}}. \quad (3.8)$$

Так как потери теплоты, уходящей от наружной поверхности аппарата в окружающую среду, составляют обычно 1—2 % переданной теплоты, то КПД теплообменного аппарата равен 98—99 %.

Этот показатель не представляет большого практического интереса для характеристики теплообменника и редко используется.

В качестве показателя эффективности передачи теплоты в рекуперативном теплообменнике можно использовать отношение теплового потока, переданного от горячего теплоносителя холодному $Q_{\text{получ}}$, к его максимально возможному значению Q_{max} , которое может быть передано только в идеальном противоточном теплообменнике с бесконечно большой поверхностью теплопередачи, при заданных расходах теплоносителей и их температурах на входе в аппарат. Данный критерий был предложен В.М. Кэйсом и М.М. Лондоном [6] и получил название **коэффициента эффективности теплообменного аппарата**:

$$\varepsilon_{\tau} = \frac{Q_{\text{получ}}}{Q_{\text{max}}} = \frac{C_1(t_1' - t_1'')}{C_{\min}(t_1' - t_2')} = \frac{C_1(t_2'' - t_2')}{C_{\min}(t_1' - t_2')}, \quad (3.9)$$

где C_1, C_2 — водяные эквиваленты горячего и холодного теплоносителя; t_1' , t_2' — температуры горячего и холодного теплоносителей на входе в теплообменник; t_1'' , t_2'' — то же на выходе из теплообменника; C_{\min} — водяной эквивалент, наименьший из величин C_1 и C_2 . Под водяным эквивалентом теплоносителя подразумевается произведение его расхода на удельную теплоемкость.

При вычислении ε_{τ} считают, что тепловой поток, переданный горячим теплоносителем, равен тепловому потоку, принятому холодным теплоносителем, т.е. тепловыми потерями пренебрегают вследствие их малости. Распределение температур в реальном и идеальном теплообменных аппаратах при одинаковых температурах теплоносителей на входе приведено на рис. 3.3.

Формула (3.9) представляет собой отношение фактической тепловой мощности теплообменника к максимально возможной, которая может быть реализована в противоточном теплообменнике с коэффициентом теплопередачи $k \rightarrow \infty$ или с площадью поверхности теплообмена $F \rightarrow \infty$ (в идеальном теплообменнике).

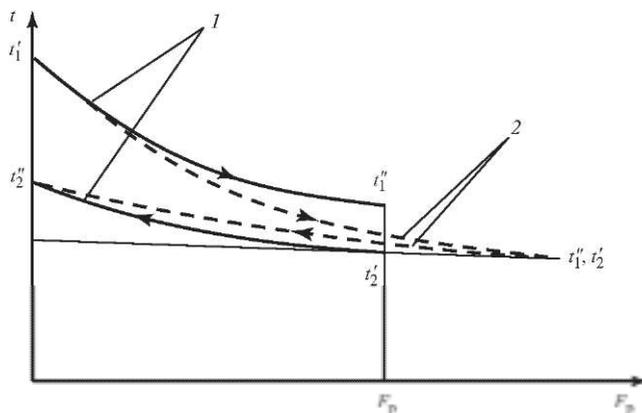


Рис. 3.3. К определению коэффициента эффективности теплообменника: 1 — изменение температур теплоносителей в реальном теплообменнике; 2 — то же в идеальном теплообменнике; F_p — площадь поверхности теплообмена в реальном теплообменнике

Коэффициент эффективности рекуперативного теплообменника при известном показателе — числе единиц переноса $S = kF/C_{\min}$ — можно определить следующим образом:

для прямоточного теплообменника

$$\varepsilon_T = \frac{1 - \exp[-S(1 + A)]}{1 + A}, \quad (3.10)$$

для противоточного теплообменника

$$\varepsilon_T = \frac{1 - \exp[-S(1 - A)]}{1 - A \exp[-S(1 - A)]}, \quad (3.11)$$

где $A = C_{\max}/C_{\min}$.

При изменении в теплообменнике агрегатного состояния одного из теплоносителей

$$\varepsilon_T = 1 - \exp(-S). \quad (3.12)$$

В данном выражении число единиц переноса S берется для теплоносителя, не испытывающего фазовый переход.

Коэффициент эффективности приобретает смысл КПД только в системах утилизации теплоты отходящих газов ($Q_{отг}$), когда теплообменник играет роль утилизатора теплоты. В этом случае утилизируемая в аппарате теплота возвращается в установку (например, с потоками сырья, воздуха, направляемого в систему вентиляции или на сжигание топлива, воды для горячего водоснабжения) и полезно используется, а оставшаяся часть теплоты $Q_{пот}$ выбрасывается вместе с потоком теплоносителя в окружающую среду и представляет собой потери энергии (рис. 3.4).

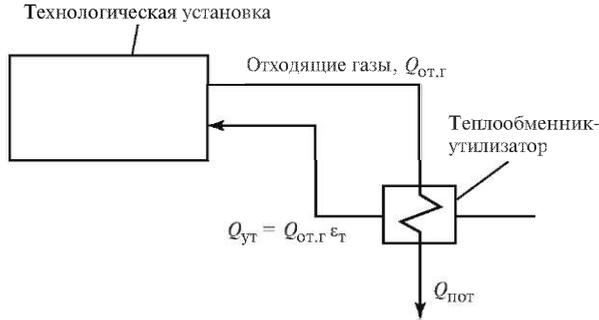


Рис. 3.4. К определению КПД теплообменника-утилизатора

В данном случае КПД зависит от площади поверхности теплообмена аппарата и от коэффициента теплопередачи, характеризующего интенсивность передачи теплоты от горячего теплоносителя к холодному. Рост КПД и экономии теплоты в теплоутилизационной установке могут достигаться за счет увеличения как поверхности теплообмена, так и коэффициента теплопередачи. В обоих случаях это требует, как правило, дополнительных финансовых затрат.

Физические процессы, протекающие в технологических установках различных типов, отличаются большим разнообразием, и для каждой из них можно определить частные критерии энергетической эффективности, неприменимые к установкам других типов.

Рассмотрим КПД технологических установок на примере конвективной сушильной установки. Для многих физических процессов формально записанное выражение для вычисления КПД имеет не более чем условный характер. В частности, для сушки обычно в качестве полезно израсходованной теплоты рассматривают теплоту, затраченную на испарение влаги и нагрев сушимого материала, и уже в этом заключена известная условность.

Для конвективной сушильной установки (рис. 3.5) с однократным использованием сушильного агента (воздуха) и при отсутствии потерь через ограждения сушильной камеры формула для определения КПД имеет вид

$$\eta_c = \frac{Q_{\text{пол}}}{Q_{\text{подв}}} = \frac{Gc_p(t_1 - t_2)}{Gc_p(t_1 - t_0)} = \frac{t_1 - t_2}{t_1 - t_0}, \quad (3.13)$$

где t_0, t_1, t_2 — температуры атмосферного воздуха на входе в подогреватель, в сушильную камеру и на выходе из нее соответственно; $Q_{\text{пол}}$ — полезно использованный тепловой поток; $Q_{\text{подв}}$ — тепловой поток, подведенный к воздуху в подогревателе; G, c_p — расход и удельная теплоемкость воздуха.

Потери теплоты в данном случае представляют собой потери в окружающую среду и потери с отходящим сушильным агентом. Последний не полностью отдает теплоту сушимому материалу и при этом не полностью насыщается влагой. Однако эта формула не учитывает, что при сушке материала

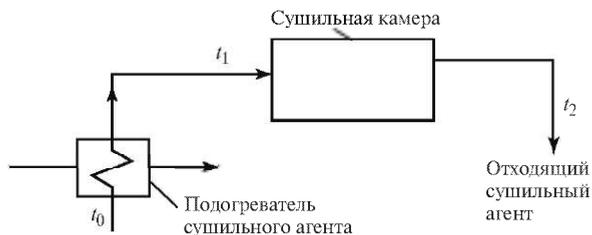


Рис. 3.5. К определению КПД сушильной установки

полезно используется не только теплота, подведенная к калориферу, но и физическая теплота сушильного агента до его подогрева, а также его влаго-содержание, которые не учитываются при расчете КПД. Также в ней не учитываются силы связи материала и содержащейся в нем влаги, которые необходимо разорвать в процессе сушки.

Таким образом, термодинамические показатели далеко не всегда могут быть использованы для оценки эффективности технологических процессов, поскольку с их помощью сложно учесть все факторы, определяющие энергетическое совершенство процесса. Как будет показано далее, для технологических процессов большее распространение получили технические (натуральные) показатели эффективности использования энергии.

Помимо энергетического КПД еще одним термодинамическим показателем эффективности использования энергии является **коэффициент полезного использования энергии (КПИ)** — отношение всей полезно используемой в производственном процессе (на установленном участке, в энергоустановке и т.п.) энергии к суммарному количеству израсходованной энергии в пересчете ее на первичную. Если потребитель использует только топливо, то данный показатель рассматривается как **коэффициент полезного использования теплоты топлива**.

Коэффициент полезного использования энергии потребителем вычисляется в виде [6]

$$\eta_c = \frac{Q_{\text{пол}} + Q_{\text{ВЭР}}}{Q_0}, \quad (3.14)$$

где $Q_{\text{пол}}$ — полезно использованная энергия у потребителя; $Q_{\text{ВЭР}}$ — полезно использованные вне потребителя вторичные энергетические ресурсы (ВЭР); Q_0 — израсходованная энергия.

Например, отходами, полезно использованными вне потребителя, могут являться пар низких параметров, полученный в технологической установке (потребителе теплоты) в результате процесса выпаривания растворов, или горячая вода, полученная при охлаждении тепловыделяющего оборудования. В обоих случаях теплота отходов может быть направлена, например, на нужды теплоснабжения предприятия.

Оценку общей эффективности использования ТЭР на промышленных предприятиях или отдельных производствах можно осуществлять по **полному энергетическому КПД предприятия (производства)** [6], определяемому по следующей формуле:

$$\eta_{\text{пр}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{пол}} + \mathcal{E}_{\text{доп}}}{\mathcal{E}_{\text{подв}} + \mathcal{E}_{\text{внутр}}}, \quad (3.15)$$

где $\mathcal{E}_{\text{пол}}$ — суммарная полезно использованная энергия; $\mathcal{E}_{\text{доп}}$ — дополнительная энергия, выработанная и используемая внутри рассматриваемого объекта, а также отпускаемая на сторону; $\mathcal{E}_{\text{подв}}$ — суммарная подведенная энергия; $\mathcal{E}_{\text{внутр}}$ — суммарная энергия, полученная за счет экзотермических реакций, происходящих в технологических процессах, а также вторичных энергоресурсов других производств.

Поясним понятие полного энергетического КПД производства, используя рис. 3.6.

На производство 1 промышленного предприятия поступают энергетические ресурсы \mathcal{E}_1 в виде теплоты, электроэнергии, топлива. Часть из них $\mathcal{E}_{\text{пол}}$ полезно используется на проведение технологического процесса. Во время производственного процесса выделяется теплота экзотермических реакций $\mathcal{E}_{\text{экз}}$. На производстве 1 вырабатывается энергия, часть которой $\mathcal{E}_{\text{доп1}}$ используется в производстве 2, а часть $\mathcal{E}_{\text{доп2}}$ направляется потребителям, находящимся вне предприятия. На производство 1 поступают вторичные энергетические ресурсы $\mathcal{E}_{\text{ВЭР}}$ производства 3. Тогда полный энергетический КПД производства 1 составит

$$\eta_{\text{пр1}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{пол}} + (\mathcal{E}_{\text{доп1}} + \mathcal{E}_{\text{доп2}})}{\mathcal{E}_1 + (\mathcal{E}_{\text{экз}} + \mathcal{E}_{\text{ВЭР}})}. \quad (3.16)$$

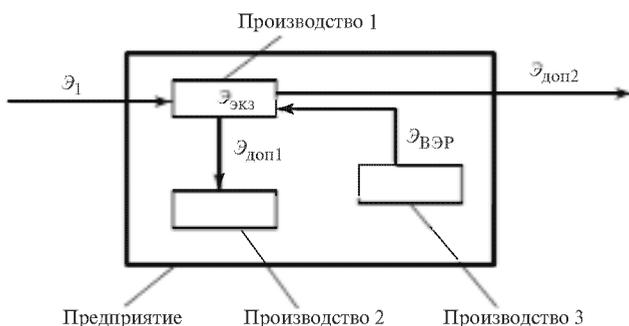


Рис. 3.6. К определению полного энергетического КПД производства 1

Энергетический КПД можно увеличить следующими способами:

сокращением потерь, например, в системе отопления за счет улучшения теплоизоляции здания, в котельной установке за счет уменьшения присосов воздуха по тракту котла и т.п.;

уменьшением потерь теплоты, аккумулированной конструкцией установки либо обрабатываемыми материалами, в окружающую среду благодаря лучшей организации технологического процесса;

возвратом части уходящей из установки теплоты обратно в установку и ее полезным использованием (регенеративное использование энергии);

переходом на более совершенное оборудование и технологические процессы.

Проведению мероприятий по сокращению потерь энергии до их минимально возможного теоретического значения, как правило, препятствуют ограничения экономического, экологического, санитарно-гигиенического и технологического характера. Так, например, увеличение толщины тепловой изоляции поверхности трубопроводов сокращает потери теплоты, но не всегда оправдано экономически; сокращение потерь энергии при снижении температуры выбрасываемых в атмосферу через дымовые трубы продуктов сгорания топлива приводит к ухудшению их рассеивания в атмосфере и осложнению экологической обстановки; за счет уменьшения площади оконных проемов сокращаются потери теплоты зданием, но одновременно снижается освещенность в помещениях и пр. Проведение энергосберегающих мероприятий в любом случае не должно вступать в противоречие с технологическими требованиями и ухудшать качество продукции.

Любой процесс, связанный с передачей, преобразованием и использованием теплоты, является необратимым. Необратимые потери в теплосиловых установках обычно связаны с наличием трения при течении рабочих тел и теплоносителей, с необратимостью процессов горения, смешения, теплообмена между теплоносителями и др. Последний тип потерь обусловлен тем, что передачу теплоты от более нагретого тела к более холодному можно осуществить, а обратный процесс невозможен без дополнительных затрат энергии.

Энергия системы при передаче теплоты внутри нее не теряется, но та ее часть, которую можно перевести в механическую работу, т.е. эксергия, сокращается. При этом теряемая часть тем выше, чем больше разность между температурами источника и приемника теплоты.

Как известно, **эксергия** — максимальная работа, которая может быть совершена термодинамической системой при переходе в состояние равновесия с окружающей средой в обратимом термодинамическом процессе. Поскольку потенциальная и кинетическая энергия так же, как и электроэнергия, могут быть полностью преобразованы в работу, то они совпадают с эксергией.

Для анализа тепловых схем наибольший интерес представляет **эксергия потока теплоты**, отдаваемая телом с температурой T . Эксергия потока

теплоты E_0 , Вт, представляет собой часть тепловой мощности, которая может быть преобразована в механическую мощность и может быть вычислена как [7]

$$E_0 = (1 - T_0/T)Q, \quad (3.17)$$

где T_0 — абсолютная температура окружающей среды, К; T — абсолютная температура источника теплоты, К; Q — передаваемый тепловой поток, Вт. В том случае, если температура источника или среды меняется от T_1 до T_2 , в качестве T используется средняя температура T_{cp} :

$$T_{\text{cp}} = \frac{T_1 - T_2}{\ln(T_1/T_2)}. \quad (3.18)$$

Среди термодинамических показателей энергоэффективности можно рассматривать и **эксергетический коэффициент полезного действия**, который определяется на основе эксергетического баланса, составленного для термодинамического цикла или процесса. Если рассмотренное ранее выражение для энергетического КПД отражает первый закон термодинамики, записанный с помощью тепловых балансов, то выражение для эксергетического КПД — второй закон термодинамики.

Первоначально эксергетический анализ выполняется для теплосиловых установок, используемых для совершения механической работы. Если на вход в такую установку поступает поток рабочего тела с эксергией E' , на выходе имеется поток рабочего тела с эксергией E'' и установка совершает техническую работу L , ее эксергетический КПД определяется следующим образом:

$$\eta_E = \frac{L}{E' - E''} = \frac{L}{L + D}, \quad (3.19)$$

где $D = E' - E'' - L$ — потери эксергии в результате необратимости термодинамического процесса.

Такое определение эксергетического КПД не имеет смысла для технологических установок, не предназначенных для совершения технической работы, поскольку для любой такой установки $L = 0$, и формально записанный в виде формулы (3.19) эксергетический КПД будет равен нулю.

Эксергетический КПД установок, в которых не совершается механическая работа и которые предназначены для трансформации энергии, в [7] было предложено вычислять по формуле

$$\eta_E = E''/E', \quad (3.20)$$

где E' — эксергия потока теплоты на входе в установку; E'' — то же на выходе из установки.

Рассмотрим примеры определения эксергетического КПД. Для рекуперативного теплообменного аппарата эксергетический КПД может быть вычислен как отношение эксергии потока теплоты, отводимого из теплообменного

аппарата холодным теплоносителем для дальнейшего использования потребителем, к эксергии потока теплоты, подводимого в аппарат с горячим теплоносителем:

$$\eta_E = \frac{E''}{E'} = \frac{1 - T_0/T_x}{1 - T_0/T_r}, \quad (3.21)$$

где T_x, T_r — средние температуры холодного и горячего теплоносителей.

Пример 3.1. Сравните эксергетический КПД двух теплообменных аппаратов, использующихся для подогрева воды от 70 до 95 °С дымовыми газами. В первом из них температура дымовых газов на входе в аппарат составляет 450 °С, а на выходе из него — 320 °С. Во втором аппарате температуры дымовых газов на входе и выходе равны 250 и 120 °С.

Решение. Средние температуры холодного теплоносителя для обоих теплообменных аппаратов одинаковы и составляют

$$T_{x1} = T_{x2} = \frac{T_x' - T_x''}{\ln(T_x'/T_x'')} = \frac{(273 + 95) - (273 + 70)}{\ln[(273 + 95)/(273 + 70)]} = 355,4 \text{ К.}$$

Средняя температура горячего теплоносителя для первого теплообменного аппарата

$$T_{r1} = \frac{T_r' - T_r''}{\ln(T_r'/T_r'')} = \frac{(273 + 450) - (273 + 320)}{\ln[(273 + 450)/(273 + 320)]} = 655,9 \text{ К.}$$

Средняя температура горячего теплоносителя для второго теплообменного аппарата

$$T_{r2} = \frac{T_r' - T_r''}{\ln(T_r'/T_r'')} = \frac{(273 + 250) - (273 + 120)}{\ln[(273 + 250)/(273 + 120)]} = 454,9 \text{ К.}$$

Эксергетический КПД первого теплообменного аппарата

$$\eta_{E1} = \frac{1 - T_0/T_{x1}}{1 - T_0/T_{r1}} = \frac{1 - 273/355,4}{1 - 273/655,9} = 0,40.$$

Эксергетический КПД второго теплообменного аппарата

$$\eta_{E1} = \frac{1 - T_0/T_{x2}}{1 - T_0/T_{r2}} = \frac{1 - 273/355,4}{1 - 273/454,9} = 0,58.$$

Таким образом, эксергетический КПД теплообменного аппарата, передающего заданную тепловую мощность, ниже в том случае, если средние температуры теплоносителей будут больше различаться. Это связано с тем, что растрчивается больший температурный потенциал, который может быть потенциально превращен в механическую работу.

В тепловом насосе подведенной эксергией является электрическая мощность N , затраченная на привод компрессора. Отведенной эксергией является эксергия потока теплоты, передаваемая в конденсаторе от хладагента

потребителю. Тогда эксергетический КПД теплового насоса, можно определить по формуле

$$\eta_E = \frac{E''}{E'} = \varepsilon (1 - T_0/T), \quad (3.22)$$

где ε — коэффициент трансформации теплоты в тепловом насосе.

Из последнего выражения видно, что далеко не всегда тепловой насос с наивысшим коэффициентом трансформации теплоты будет наиболее эффективен с термодинамической точки зрения.

Пример 3.2. Найдите эксергетический КПД теплового насоса, использующего теплоту сточных вод с температурой 20 °С для подогрева воды, идущей на горячее водоснабжение, до температуры 55 °С. Коэффициент трансформации теплоты $\varepsilon = 3,5$. Температура окружающей среды составляет 5 °С.

Решение. Эксергетический КПД теплового насоса при заданных условиях

$$\eta_E = \frac{E''}{E'} = \varepsilon (1 - T_0/T) = 3,5 \left(1 - \frac{273 + 5}{273 + 55} \right) = 0,534.$$

Как мы видим, значение эксергетического КПД напрямую не зависит от температуры сточных вод, являющихся источником теплоты для работы теплового насоса, однако эта температура определяет коэффициент трансформации теплоты и, таким образом, влияет на эксергетический КПД.

Примеры вычисления эксергетического КПД для различных аппаратов, входящих в состав паротурбинной энергетической установки, приведены в [7].

По условиям минимальных потерь эксергии в технологическом процессе, где используются несколько теплоносителей, следует передавать теплоту ступенчато: от горячего теплоносителя к теплоносителю с температурой, которая наиболее близка к температуре горячего теплоносителя. Однако при этом требуются большая площадь теплообменных поверхностей и большие затраты энергии на прокачивание теплоносителя через теплообменные аппараты.

Некоторые процессы имеют весьма низкий эксергетический КПД даже при использовании современных технических решений. Так, низкое значение эксергетического КПД водогрейного котла вызвано прежде всего необратимостью процессов горения и теплообмена между продуктами сгорания и нагреваемой водой. Коэффициент полезного действия можно несколько повысить, например, уменьшив коэффициент избытка воздуха в продуктах сгорания, улучшив теплоизоляцию котла и т.п. Однако для значительного снижения потерь от необратимости процесса теплообмена между высокотемпературными продуктами сгорания и относительно низкотемпературной водой необходимо применять нагреватели других типов, использующие уходящую из технологической установки теплоту потоков рабочего тела с более низкой температурой.

Эксергетический анализ эффективности использования энергии в необратимых процессах применяют для решения двух основных задач:

установления максимальных термодинамических возможностей и вычисления безвозвратных потерь эксергии в результате необратимости процессов и циклов;

обоснования рекомендаций по совершенствованию процессов, протекающих в энергетических (в частности, теплотехнологических) аппаратах и установках.

При решении первой из этих задач эксергетический анализ позволяет определить общую степень совершенства схемы и численно найти потери эксергии в отдельных ее узлах. В ряде случаев на основе эксергетического анализа можно определить условия, соответствующие минимальным потерям эксергии в отдельных узлах схемы, а иногда и во всей схеме. В разветвленных системах можно уменьшить потери эксергии в узлах с наибольшей необратимостью, снизив потери в предыдущих узлах.

Для анализа установок, включающих в себя большое число аппаратов, в которых происходит преобразование теплоты, используют диаграммы потоков эксергии [8].

Очевидный недостаток эксергетических критериев применительно к технологическим аппаратам заключается в том, что эксергетический анализ трактует технологический аппарат как черный ящик [9]. Об эффективности технологического процесса этот анализ позволяет судить только по состоянию рабочих сред на входе и выходе. При этом известно, что температурный уровень процесса может существенно влиять на выход готового продукта, его качество и время протекания процесса.

Другим важным недостатком метода эксергетического анализа является то обстоятельство, что в отличие от энергетического анализа на основе этого метода не разработаны способы проведения технико-экономического обоснования выбираемых технических решений.

Возникает закономерный вопрос: имеет ли какие-то преимущества теплоноситель с большим значением эксергии, если он заведомо не будет использоваться для совершения механической работы? Должен ли теплоноситель, имеющий более высокую температуру и, следовательно, более высокую эксергию, иметь более высокую стоимость? Да, должен. Это связано с тем, что теплоноситель с более высокой температурой можно использовать для большего числа случаев применения. Например, горячую воду температурой 60 °С можно использовать для подогрева воды, идущей на нужды горячего водоснабжения, но не всегда можно использовать для нагрева воды, направляемой в отопительные приборы. Воду, которая имеет температуру 80 °С, можно использовать для подогрева воды как для нужд отопления, так и для горячего водоснабжения. Вода с такой температурой более широко будет использоваться и на промышленных предприятиях, например для промывки деталей на машиностроительном заводе.

Еще одним преимуществом теплоносителя с высокой температурой является то обстоятельство, что для передачи его теплоты другому теплоноси-

телю потребуется существенно меньшая поверхность теплообмена в теплообменном аппарате. Это означает, что теплообменное оборудование будет иметь меньшую массу и габариты, а также более низкую стоимость.

Кроме того, для передачи одной и той же тепловой энергии при использовании теплоносителя с более высокой температурой потребуется обеспечить меньший его расход, а значит, на его перекачивание будет затрачено меньше энергии.

У специалистов, работающих в энергетике, имеется понимание того, что теплота, переносимая теплоносителем с высокой температурой, имеет большую ценность, чем низкопотенциальная теплота, однако хорошо экономически обоснованных зависимостей, связывающих уровень температур теплоносителей и тариф на тепловую энергию, в настоящее время нет.

Применение методов эксергетического анализа целесообразно в первую очередь при рассмотрении тех процессов, в которых производятся, преобразуются или используются разнородные виды энергии — теплота, механическая и электрическая энергия, например, в энергетических установках различных типов, в холодильных установках и тепловых насосах, в турбодетандерных агрегатах. В [9, 10] показана эффективность метода эксергетического анализа при разработке сложных тепловых схем, в которых происходят смешение потоков теплоносителей и разделение газовых смесей.

Система термодинамически объективных показателей эффективности тепловых процессов позволяет значительно расширить рамки инженерных применений законов технической термодинамики, способствует осмысливанию особенностей тепломеханических взаимодействий и преобразований и дает возможность предотвратить ошибки в оценке фактического использования энергии и истинной эффективности тепловых процессов и установок.

3.3. Технические (натуральные) показатели оценки энергетической эффективности

Простые натуральные показатели

Рассмотренные ранее термодинамические показатели не всегда могут быть успешно применены для оценки энергетической эффективности процессов. Так, например, в системах отопления и вентиляции вся теплота, затраченная на обеспечение требуемых параметров среды в помещениях, в конечном итоге уходит в окружающую среду и энергетический КПД системы при этом можно считать равным нулю. Однако затраты теплоты на отопление или вентиляцию помещения одного и того же объема могут существенно различаться, и эффективность потребления теплоты будет различной.

Еще одним примером может служить определение эффективности конвективной сушки. Как было сказано ранее в этой главе, для процесса сушки можно ввести термодинамические критерии, отражающие ее энергетическую эффективность. Однако они не всегда определяют эффективность

процесса для промышленного производства. Так, сушку многих материалов можно осуществлять путем их непосредственного контакта с воздухом окружающей среды. При этом не нужно затрачивать дополнительную энергию для подогрева сушильного агента. Но на практике такой подход чаще всего неприменим, поскольку он не обеспечивает необходимую производительность процесса по готовому продукту. Более полно описать процесс можно таким критерием, как затраты условного топлива на производство единицы продукции при заданных условиях, в том числе при заданной производительности.

К процессам, в которых применение термодинамических критериев использования энергии не дает адекватной оценки эффективности процесса, относятся и многие другие производственные процессы. Ярким примером может служить термическая обработка деталей, при которой практически вся подведенная к изделию теплота в конечном итоге переходит в потери.

Для характеристики таких процессов используются **технические (натуральные) показатели потребления энергии**. Как отмечалось выше, эта группа показателей наиболее многочисленна и разнообразна. Входящие в нее показатели характеризуют потребление энергии на осуществление технологического процесса, выпуск продукции или оказание услуг. Они также могут учитывать качество энергии, например, если затраты энергии выражаются в первичном условном топливе. Критерии этой группы могут быть *простыми* и *комплексными*. В комплексных критериях учитываются затраты не только на выпуск продукции (например, выплавку стали), но и произведенные в предшествующих переделах, а также затраты энергии на организацию и осуществление производственного процесса, т.е. на сырье, производство, монтаж и наладку необходимого технологического оборудования, изготовление инструмента и т.п.

При применении этих показателей в качестве критериев эффективности использования энергии необходимо их сравнение для однотипных технологических аппаратов, установок, технологических процессов.

В государственном стандарте [2] введены следующие основные показатели энергетической эффективности:

экономичность потребления ТЭР (для продукции при ее использовании по прямому функциональному назначению);

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

энергоемкость производства продукции (для процессов).

Экономичность потребления ТЭР является характеристикой готовой продукции при ее использовании по прямому функциональному назначению. Этот показатель характеризует эксплуатационные свойства изделия, отражающие его техническое совершенство, определяемое конструкцией и качеством изготовления, уровнем или степенью потребления им энергии и (или) топлива.

В качестве показателей экономичности энергопотребления обычно выбирают такие удельные показатели, как количество энергии или топлива,

затрачиваемое машиной, механизмом на производство единицы продукции или выполнение работы, либо отношение расхода топлива или энергии к величине, косвенно характеризующей совершаемую работу. Например, для автомобиля таким критерием может служить расход топлива на перевозку 1 т груза на расстояние 1 км. Для технологической линии используют показатель расхода энергии на выпуск одного изделия.

Показатели **эффективности передачи энергии** задают в виде абсолютных или удельных потерь энергии (энергоносителя) в системе ее передачи. Например, в качестве показателя эффективности передачи энергии для системы теплоснабжения используют тепловые потери (снижение энтальпии рабочего тела) на 1 км теплотрассы, а для сети электроснабжения — допустимые потери энергии в сети. Сравнение систем передачи энергии по этим показателям должно проводиться при известных исходных параметрах энергоносителя и характеристиках канала передачи энергии.

Наиболее распространенным натуральным показателем для технологических процессов является **энергоёмкость производства продукции** — значение потребления энергии и (или) топлива на основные и вспомогательные технологические процессы изготовления продукции, выполнение работ, оказание услуг на основе заданной технологической схемы.

Практически при производстве любого вида продукции расходуются ТЭР, и для каждого вида продукции существует соответствующая энергоёмкость технологических процессов производства. При этом энергоёмкость технологических процессов производства одних и тех же видов изделий, выпускаемых различными предприятиями, может быть различна. В общем случае понятие «энергоёмкость» может иметь различное толкование в зависимости от аспекта рассмотрения [2].

Энергоёмкость производства продукции $\mathcal{E}_{\text{пр}}$ вычисляется как расход всех видов топлива и энергии, используемых в основном и вспомогательных технологических процессах, выраженный в тоннах условного топлива, на единицу выпущенной продукции в натуральном выражении (штуки, тонны, квадратные или погонные метры):

$$\mathcal{E}_{\text{пр.н}} = \sum_i \mathcal{E}_i / G_{\text{пр}}, \quad (3.23)$$

или в стоимостном выражении:

$$\mathcal{E}_{\text{пр.с}} = \sum_i \mathcal{E}_i / S_{\text{пр}}. \quad (3.24)$$

Здесь $\mathcal{E}_{\text{пр.н}}$, $\mathcal{E}_{\text{пр.с}}$ — энергоёмкости продукции в натуральном и стоимостном выражениях; $\sum_i \mathcal{E}_i$ — суммарный расход всех видов топлива и энергии,

используемых в основном и вспомогательных технологических процессах, выраженный в тоннах условного топлива; $G_{\text{пр}}$ — количество выработанной продукции в натуральном выражении; $S_{\text{пр}}$ — стоимость выработанной про-

дукции (входит в состав показателей, отражаемых в энергетическом паспорте потребителя энергетических ресурсов).

При расчете значений показателей энергоемкости изготовления продукции учитывают расход ТЭР только в основных и вспомогательных процессах производства. Расход ТЭР на отопление, освещение, различные хозяйственные и прочие нужды не включают в затраты при подсчете значений показателей энергоемкости.

Примером энергоемкости производства продукции являются затраты топлива на выработку единицы электрической энергии на тепловой электростанции и единицы тепловой энергии в котельной установке.

Для учета того, что различные виды ТЭР неравнозначны по своему качеству, используют такой показатель, как **затраты первичного условного топлива на производство единицы продукции** $\mathcal{Q}_{\text{пр.перв}}$. Этот показатель позволяет учесть общие затраты энергии на производство продукции с учетом затрат на добычу, облагораживание и транспортировку различных видов топливно-энергетических ресурсов:

$$\mathcal{Q}_{\text{пр.перв}} = \sum_i \mathcal{Q}_i K_i / G_{\text{пр}} \quad (3.25)$$

Здесь K_i — коэффициенты для пересчета различных видов ТЭР на первичное условное топливо.

Часто минимальные затраты энергии при ее потреблении нельзя оценить на основе термодинамических критериев. Это, например, затраты на отопление помещений, проведение многих технологических процессов, на пробег автомобилей, на эксплуатацию бытовых, промышленных приборов и технических устройств.

В подобных случаях определяется расчетно-нормативное потребление энергии (подробнее о нормах потребления энергии см. в гл. 5). Критерием энергетической эффективности $K_{\mathcal{Q}}$ процесса или устройства может служить отношение расчетно-нормативного потребления энергии к фактическому:

$$K_{\mathcal{Q}} = \mathcal{Q}_{\text{норм}} / \mathcal{Q}_{\text{факт}} \quad (3.26)$$

Часто существуют объективные причины, по которым энергоемкость производства одинаковой продукции на разных предприятиях будет существенно отличаться даже в тех случаях, когда это производство одинаково хорошо организовано. Мало того, бывают случаи, когда на производстве с существенными потерями энергии энергоемкость продукции ниже. Это связано с тем, что условия, при которых производится продукция, различаются. Например, металлургическое предприятие, использующее в качестве сырья металлолом, находится в более выгодном положении с точки зрения потребления энергоресурсов, чем предприятие, использующее железную руду. Таким образом, технические (натуральные) показатели энергетической эффективности нужно сравнивать при сопоставимых условиях. *Сопоставимые условия* — совокупность факторов хозяйственной дея-

тельности, влияющих на энергопотребление, которые нужно учитывать для объективной оценки энергетической эффективности объекта. Приведение к сопоставимым условиям — математическая процедура, позволяющая учесть влияние указанных факторов на энергопотребление.

К сопоставимым условиям относят климатические и погодные условия, степень загрузки оборудования предприятия или режим работы организации, изменение структуры производимой продукции, качество используемого сырья, качество применяемого топлива и т.д. Например, при добыче нефти к перечисленным выше факторам следует добавить способ добычи нефти, обводненность добываемой нефти, объем воды, закачиваемой в пласт.

В настоящее время действуют региональные программы в области энергосбережения, а также программы повышения энергетической эффективности предприятий. Для оценки их реализации разработаны методики, в которых представлено большое количество технических критериев. Они учитывают не только достигнутые технические показатели, но и деятельность руководства и инженерных служб предприятий, направленную на повышение энергетической эффективности (например, по установке приборов учета энергетических ресурсов) [11—13].

Для расчета значений целевых показателей в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности используются [11]:

официальная статистическая информация;

топливно-энергетические балансы субъектов Российской Федерации (муниципальных образований);

программы социально-экономического развития субъектов Российской Федерации (муниципальных образований);

сведения о наличии возобновляемых источников энергетических ресурсов, а также местных видов топлива на территории субъектов Российской Федерации (муниципальных образований);

сведения о состоянии инженерной инфраструктуры, в том числе тепло-, электро-, газо-, водоснабжения на территории субъектов Российской Федерации (муниципальных образований);

сведения о показаниях приборов учета.

Производственную (хозяйственную) деятельность в области энергосбережения характеризуют показателями энергопотребления и энергоемкости производства продукции в отчетном году в сравнении с базовым годом в сопоставимых условиях — при приведении к равным объемам и структуре производства продукции.

Для оценки деятельности предприятия в области энергосбережения вычисляется **изменение затрат энергии на выпуск единицы продукции за расчетный период.**

Комплексные критерии

Помимо указанных ранее натуральных показателей существуют показатели энергетической эффективности, которые отражают совокупные затраты энергии на производство продукции данного вида. Такие показатели называют комплексными.

Эти критерии нужны при планировании производства, строительстве и модернизации предприятий.

Совокупные затраты учитывают не только текущие затраты топлива и энергии на производство продукции, но вообще все затраты энергии, израсходованной на различных этапах, чтобы организовать производство и обеспечить его функционирование.

Часто экономия энергетических ресурсов в технологическом процессе достигается ценой большего расхода условного топлива, затраченного на создание тех самых материальных или энергетических ресурсов, за счет которых осуществляется эта экономия (например, на создание более совершенной технологической установки, на подготовку более качественного сырья и т.п.).

Если стоит задача минимизировать затраты энергии в технологическом процессе, то в качестве критерия оптимизации может рассматриваться только совокупный расход условного топлива на организацию технологического процесса во всем хозяйственном комплексе, приведенный к постоянному сопоставимому потребительскому эффекту. Отдельные составляющие совокупного расхода условного топлива различаются по меньшей мере по двум признакам.

Во-первых, они занимают разные места в структуре хозяйственного комплекса. Условное топливо может затрачиваться на добычу, транспортировку и переработку самого топлива и минерального сырья, из которого изготавливаются конструкционные материалы, на создание средств производства в самом топливно-энергетическом комплексе, а также самого рассматриваемого технологического оборудования, на его монтаж, наладку и эксплуатацию.

Если в сравниваемых вариантах технологического процесса при постоянных свойствах готового продукта различается технология приготовления сырья, обрабатываемого технологической установкой, то уже нельзя при решении задачи оптимизации ограничиваться анализом расхода условного топлива на организацию технологического процесса. В этом случае необходимо анализировать расход условного топлива на производство конечной продукции, включая и расход условного топлива на производство сырья, потребляемого этим технологическим процессом, и т.д.

Затраты условного топлива в каждом из звеньев хозяйственного комплекса входят в совокупный расход условного топлива на организацию технологического процесса или на производство готовой продукции так же, как затраты постоянного и переменного капитала входят в издержки производ-

ства во всех звеньях хозяйственного комплекса за весь предшествующий времени анализа период.

Во-вторых, отдельные составляющие совокупного расхода условного топлива различаются временной динамикой, что аналогично различию между затратами постоянного и переменного капитала. Они могут быть постоянными, как затраты ТЭР на подготовку сырья и организацию процесса (аналогично затратам переменного капитала), и единовременными [например, затраты ТЭР на создание технологической установки (аналогично затратам постоянного капитала)]. Таким образом, совокупный расход условного топлива следует вычислять по формуле

$$B_c = B_{\Pi} + E_{\text{в}} B_e, \quad (3.27)$$

где B_{Π} — постоянный расход условного топлива; B_e — единовременный расход условного топлива; $E_{\text{в}}$ — коэффициент приведения.

Определение коэффициента приведения является наиболее сложной задачей, и именно его вычислением главным образом и различаются методы оптимизации по совокупному расходу условного топлива. Логика нахождения коэффициента приведения должна воспроизводить логику определения средней нормы прибыли.

Коэффициент приведения $E_{\text{в}}$ должен быть величиной, обратной сроку возврата вложений условного топлива $\tau_{\text{в}}$, направленных на его экономию, так что $E_{\text{в}} B_{\text{в}} = 1$, аналогично тому, как средняя норма прибыли E является величиной, обратной сроку возврата капиталовложений T , направленных на экономию издержек производства, так что $E\tau = 1$.

Чтобы снизить расход условного топлива, необходимо вкладывать в производство денежные средства, которые могут быть направлены на обновление средств производства (изменение технологий, покупку нового оборудования, автоматизацию и др.) или на сокращение текущих затрат энергоносителей на проведение технологических процессов.

Эти капиталовложения имеют различную топливоемкость, т.е. в них входят различные суммарные затраты на ТЭР, приходящиеся на вложенные средства. Например, затраты на строительство имеют большую топливоемкость, чем затраты на привлечение более квалифицированного персонала.

Очевидно, что срок возврата вложений условного топлива будет тем больше, чем выше средняя топливоемкость капиталовложений, направленных на экономию условного топлива $B_{\text{к}}$, и чем больше замыкающие затраты на условное топливо $Z_{\text{у.т}}$, по которым издержки производства на приобретение постоянно затрачиваемого топлива пересчитываются из стоимостной формы в натуральную, и наоборот. Следовательно, будут справедливы простые формулы:

$$\tau_{\text{в}} = \tau Z_{\text{у.т}} B_{\text{к}}; \quad E_{\text{в}} = E / (Z_{\text{у.т}} B_{\text{к}}). \quad (3.28)$$

Срок возврата вложений условного топлива, направленных на его экономию, оказывается значительно меньше срока окупаемости капиталовложе-

ний, т.е. обращение топлива совершается значительно быстрее обращения капитала. Поэтому совокупный приведенный расход условного топлива следует вычислять по формуле

$$B_c = B_{\Pi} + \frac{E + \alpha_t + \alpha_k + \alpha_p}{3_{y.t} B_k} B_e, \quad (3.29)$$

где α_t , α_k , α_p — нормы отчислений соответственно на текущий и капитальный ремонт, на реновацию; причем в постоянный расход условного топлива B_{Π} эти отчисления уже не включаются.

Приведенный натуральный показатель соответствует термину «**полная энергоемкость продукции**», т.е. расходу энергии и (или) топлива на изготовление продукции, в том числе расходу на добычу, транспортировку, переработку полезных ископаемых и производство сырья, материалов, деталей с учетом коэффициента использования сырья и материалов.

Аналогичный показатель, исключаящий из полной энергоемкости продукции все виды используемых ВЭР, называется технологическим топливным числом D [10].

Технологическое топливное число D — это затраты всех видов энергии в данном и во всех предшествующих пределах технологического процесса, пересчитанные на необходимое для их получения топливо (в килограммах условного топлива, килограммах условного топлива на единицу продукции), за вычетом энергии тепловых, топливных, материальных и других вторичных энергоресурсов.

Технологическое топливное число отражает объективные энергетические затраты технологического процесса, является показателем полной энергоемкости готовой продукции.

Оно может быть вычислено не только для промышленной продукции, получаемой в каком-либо технологическом процессе, но и для процессов, таких как, например, транспортировка топлива, строительство капитальных сооружений, проведение ремонтов оборудования и др.

Согласно определению технологическое топливное число выражается в виде [10]

$$D = \mathcal{E}_1 + \mathcal{E}_2 + \mathcal{E}_3 - \mathcal{E}_4, \quad (3.30)$$

где \mathcal{E}_1 — первичная энергия; \mathcal{E}_2 — энергия произведенных энергоносителей; \mathcal{E}_3 — скрытая энергия; \mathcal{E}_4 — энергия ВЭР.

Энергия вторичных энергоресурсов при вычислении технологического топливного числа вычитается из общих энергетических затрат потому, что энергия ВЭР будет расходоваться на выпуск другой продукции или на производство энергии, используемой в других технологических процессах. Технологическое топливное число учитывает общие затраты энергии, произведенные только на выпуск данной конкретной продукции.

Первичная энергия \mathcal{E}_1 представляет собой химическую энергию ископаемого первичного топлива за вычетом затрат энергии на добычу, подготовку (обогащение), транспортировку и т.п. Таким образом, при ее вычислении кроме удельного расхода топлива (или нескольких топлив) учитываются: технологическое топливное число добычи, зависящее от способа добычи, геологических, климатических и прочих условий, степени обустроенности промысла (шахты, разрезы), применяемого оборудования, источника энергии и других факторов; технологическое топливное число подготовки, зависящее от ее способа, количества отходов, степени их утилизации, источника энергии и других показателей; технологическое топливное число транспортировки, зависящее от взаимного расположения промысла и потребителя, способа транспортировки, потерь при этом и пр.

Первичная энергия больше, чем просто химическая энергия данного топлива, например, затраты на добычу могут составить около 2 % теплоты сгорания топлива, на транспортировку — 10 %, а на подготовку — 1—2 % [9].

Энергия производных (произведенных) энергоносителей \mathcal{E}_2 — это тепловая энергия воды, пара, электроэнергия, энергия сжатого воздуха и др. с учетом затрат энергии на их преобразование из первичных энергоносителей.

Как показывает практика, наибольшей величиной в затратах энергии на получение произведенных энергоносителей является расход первичной энергии. В энергию произведенных энергоносителей не входят ее затраты на собственные нужды при их производстве, потери в сетях, утечки и т.п.

Скрытая энергия \mathcal{E}_3 — это энергия, израсходованная в предшествующих технологиях и овеществленная в сырьевых исходных материалах процесса, технологическом, энергетическом и другом оборудовании, капитальных сооружениях, инструменте и т.п. К этой же форме энергии относятся энергозатраты на поддержание оборудования в работоспособном состоянии (на ремонты), энергозатраты внутри- и межзаводских перевозок и других вспомогательных операций.

Энергия вторичных ресурсов \mathcal{E}_4 складывается из фактически сэкономленных энергозатрат при использовании в данном или других производствах тепловых, топливных, материальных и других вторичных ресурсов.

При использовании технологических топливных чисел для энергетического анализа технологических процессов технологию следует рассматривать в определенной последовательности от простого к сложному. Технологическое топливное число каждого отдельного передела включает в себя отдельно взятые формы потребления энергии внутри этого передела, технологическое топливное число последующего передела включает в себя технологическое топливное число предыдущего передела, отраслевое технологическое топливное число должно учитывать технологическое топливное число любой технологической цепи внутри отрасли, межотраслевое технологическое топливное число учитывает отраслевые числа и т.д. Такая схема энергетического анализа позволяет определить конечное технологическое топливное число в масштабах страны, которое представляет собой удельный

расход энергии, выраженный в килограммах условного топлива, на 1 руб. национального дохода (или внутреннего валового продукта) [10]. Отметим, что такой подход является сложным и применяется в основном при необходимости глубокого анализа потребления энергии на металлургических предприятиях.

3.4. Экономические показатели оценки энергетической эффективности

Экономические показатели оценки энергоэффективности можно разделить на две группы. Это *обобщенные экономические показатели энергоэффективности* и *критерии эффективности инвестиционных проектов*, направленных на повышение энергоэффективности.

Первые дают возможность определить, насколько эффективно используются энергетические ресурсы в экономической деятельности производителей продукции (предприятие, муниципальное образование, регион, страна).

С помощью вторых можно узнать, насколько экономически выгодны инвестиции в установку оборудования с лучшими энергетическими характеристиками или в проведение энергосберегающих мероприятий при существующем и прогнозируемом в ближайшее время уровнях цен на оборудование и энергоносители. Особенностью этих показателей является то, что при их расчете обычно учитываются средства от экономии топливно-энергетических ресурсов.

К обобщенным показателям энергоэффективности относят:

энергоёмкость производства продукции (для страны, региона, предприятия);

энергоёмкость добавленной стоимости (страны, региона, предприятия);

затраты на энергетические ресурсы в себестоимости продукции.

Энергоёмкость производства продукции вычисляется как отношение затрат энергоресурсов при производстве продукции (товаров и услуг) к стоимости выпущенной продукции. Для страны или региона этот показатель представляет собой уже знакомую нам энергоёмкость внутреннего валового продукта. Как мы уже видели, этот показатель не всегда является достаточно объективным. Например, в современной России он в большей степени зависит от цен на нефть, газ и уголь, чем от уровня развития энергосберегающих технологий, поскольку в основном эти цены определяют величину внутреннего валового продукта.

На практике одного этого показателя часто бывает недостаточно, чтобы сравнить производителей продукции по их энергетической эффективности. Например, при выпуске автомобилей на предприятиях, на одном из которых осуществляются только операции по сборке автомобилей из готовых деталей, а на другом — как производство деталей автомобилей в металлообрабатывающих цехах, так и сборка, нужно использовать другой показатель. Им может быть *энергоёмкость добавленной стоимости*, т.е. отношение затрат энергоресурсов при производстве продукции (товаров и услуг)

к добавленной стоимости выпущенной продукции. *Добавленной стоимостью* называют часть стоимости продукции, созданной на данном предприятии. Она рассчитывается как разность между стоимостью товаров и услуг, произведенных предприятием, и стоимостью товаров и услуг, приобретенных им у внешних организаций.

Еще одним важным показателем любого производства являются *затраты на энергетические ресурсы в себестоимости продукции*. Этот показатель отражает не только энергетическое совершенство производственного процесса и энергоемкость производства, но и стоимость энергоносителей, промышленного оборудования, сырья и рабочей силы. Он отражается в энергетическом паспорте потребителя энергоресурсов.

Оценочные значения данного критерия для продукции, производимой на предприятиях различных отраслей хозяйственной деятельности России, приведены в табл. 3.1 (данные Научно-технического инновационного центра энергосберегающих технологий и техники НИУ «МЭИ»).

Таблица 3.1
Затраты на ТЭР в себестоимости промышленной продукции

Отрасль	Значение, %
Электроэнергетика (производство электроэнергии)	48—52
Сельское хозяйство	18—22
Транспорт и связь	7—16
В том числе:	
трубопроводный транспорт нефти	6—8
трубопроводный транспорт газа	14—17
Добыча топливно-энергетических ресурсов	4—5
В том числе:	
угля и торфа	13—15
нефти	3—4
газа	3—4
Нефтяная промышленность (производство нефтепродуктов)	3—4
Строительство	5—7
Целлюлозно-бумажная промышленность	8—12
Химическая промышленность	9—12
Пищевая промышленность	3—5
Лесопромышленный комплекс	5—10
Цветная металлургия	15—20
Черная металлургия	8—10
Производство минеральных удобрений	25—30
Машиностроение	5—15

Сопоставление по этому показателю дает возможность определить потребителей, для которых рациональное использование энергии может привести к наилучшим финансовым результатам.

Обобщенные экономические показатели энергоэффективности дополняют друг друга. Их совместное применение позволяет проводить более глубокий анализ использования энергетических ресурсов в хозяйственной деятельности, который необходим для разработки действенных мер по повышению ее энергоэффективности.

К *простым показателям эффективности инвестиционных проектов в энергетике* относят чистую прибыль, рентабельность инвестиций, простой срок окупаемости капитальных вложений, срок предельного возврата кредитов и процентов по ним. Эти критерии являются упрощенными, поскольку не учитывают то обстоятельство, что как инвестиции, так и получаемый доход приходятся на различные периоды времени и, кроме того, распределены во времени. Их удобно применять для оценки малозатратных и быстро реализуемых проектов.

К *критериям эффективности инвестиционных проектов в энергетике с учетом фактора времени* относят чистый дисконтированный доход, доходность инвестиций, внутреннюю норму рентабельности, дисконтированный срок окупаемости, суммарные дисконтированные затраты. При определении этих критериев вложенные в проект средства и средства, получаемые при его реализации, приводятся к базовому периоду времени (дисконтированы).

Вычисление показателей может проводиться не только в существующих на текущий период (базисных), но и в прогнозных ценах, что позволяет учитывать инфляцию.

Контрольные вопросы

1. Укажите термодинамические критерии, позволяющие оценить эффект энергосбережения.
2. Какими показателем можно охарактеризовать энергетическую эффективность ТЭЦ?
3. Приведите выражение коэффициента эффективности теплообменника-утилизатора и объясните его сущность.
4. Назовите возможные способы повышения КПД энергетической или теплотехнологической установки.
5. Поясните преимущества и недостатки энергетического анализа при оценке эффективности работы теплотехнологической установки.
6. Почему одновременно с термодинамическими показателями вводятся технические (натуральные) показатели эффективности использования энергии?
7. Приведите примеры нескольких частных натуральных показателей энергоэффективности, которые можно использовать для характеристики процессов, связанных с производством, транспортировкой и использованием энергии в различных областях.
8. Дайте определения нескольким натуральным показателям энергоэффективности промышленных предприятий.
9. Что подразумевают под термином «сопоставимые условия» при оценке энергетической эффективности с использованием технических критериев?

10. Поясните понятие «технологическое топливное число», перечислите входящие в него составляющие.
11. Поясните, когда нужно использовать такой показатель, как энергоемкость добавленной стоимости продукции.
12. В чем заключается роль энергии, полученной за счет вторичных энергоресурсов, в определении технологического топливного числа?
13. Укажите примерные затраты на ТЭР в себестоимости продукции на предприятиях различных отраслей промышленности.
14. Назовите технико-экономические показатели, которые можно использовать при оценке энергосберегающих проектов.

Глава 4

ЭНЕРГОБАЛАНСЫ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ

4.1. Виды энергобалансов

Энергетические балансы составляются с целью определения потребности в топливно-энергетических ресурсах (ТЭР), анализа и оценки эффективности их использования в стране, в отдельном регионе, в отрасли народного хозяйства, на предприятии, в технологической установке и на других объектах, потребляющих ТЭР. Энергетический баланс, наряду с материальным, финансовым и другими видами балансов, является важнейшим инструментом для анализа процессов, происходящих в энергетических, промышленных и коммунальных объектах.

Энергетический баланс по физической сути представляет собой частное выражение фундаментального закона сохранения энергии, означающее равенство между суммарной подведенной энергией и суммарной полезной и потерянной энергией.

Полезная энергия — это количество энергии, теоретически необходимое для реализации различных процессов, проведение которых требует затрат энергии, или получаемое на стадиях переработки, преобразования и транспортировки энергетических ресурсов.

Потери энергии — это разность подведенной и полезной энергии [1, 2]. Различают **производительные потери**, которые технологически неизбежны и нормируются, и **непроизводительные потери**, которые возникают в результате неправильной эксплуатации оборудования при добыче, транспортировке, хранении, преобразовании и конечном потреблении энергоресурсов. Последние потери могут быть устранены в результате применения организационных или технологических энергосберегающих мероприятий. Например, потери теплоты с поверхности изолированного трубопровода не могут быть полностью устранены даже при использовании самой совершенной тепловой изоляции. Их некоторая рациональная величина представляет собой производительные потери, уровень которых устанавливается путем нормирования толщины изоляции для различных теплоизоляционных материалов. Если изоляция трубопровода нарушена, то мы имеем дело с существенным нерациональным перерасходом энергии. Это непроизводительные потери. При восстановлении изоляции их можно устранить.

Энергетические балансы составляются для **потребителей ТЭР**. Среди потребителей ТЭР в зависимости от масштаба рассматриваемого объекта можно выделить:

- экономику страны в целом;
- отрасли экономики страны;

энергопотребляющие объекты, объединенные по территориальному или производственно-отраслевому признаку;

общественные, административно-бытовые и жилые здания;

промышленные, энергетические (электростанции, котельные и т.д.) и транспортные предприятия, объекты сельского хозяйства в целом;

отдельные цеха предприятий;

технологические линии;

установки и аппараты.

Энергетические балансы могут составляться по суммарному потреблению всех видов энергоресурсов (топливо, электрическая и тепловая энергия и др.). Такие балансы называются сводными. **Сводные энергетические балансы** отражают равенство приходной и расходной частей всех видов энергетических ресурсов. **Частные энергетические балансы** составляются по одному из видов энергоресурсов, например по электроэнергии.

Приходная часть энергетического баланса характеризует структуру добычи и производства всех видов энергетических ресурсов и их поступление от внешних потребителей. *Расходная* часть энергетического баланса характеризует структуру и направления использования различных энергетических ресурсов, включая потери, отпуск энергетических ресурсов внешним потребителям топлива, а также сокращение запасов [2].

Особенность энергетического баланса и его отличие, например, от бухгалтерского баланса состоит в том, что такие энергетические ресурсы, как тепловая и электрическая энергия, не могут накапливаться в существенных объемах и должны быть использованы сразу после их выработки. По способам составления различают опытный (инструментальный), расчетный или опытно-расчетный энергобалансы [1]. **Опытный энергетический баланс** составляется с использованием показаний стационарных или мобильных средств измерений, **расчетный** — на основе теплотехнических, технологических и других видов расчета.

При проектировании энергопотребляющих объектов определение составляющих энергобалансов выполняется, как правило, по укрупненным показателям, т.е. по удельным нормам расхода каждого вида ТЭР на производство продукции или осуществление технологического процесса.

По содержанию выделяют синтетический и аналитический энергобалансы. **Синтетический баланс** отражает общее потребление и распределение ТЭР по отдельным объектам или направлениям использования. Например, объектами для энергобаланса предприятия могут быть отдельные цеха, для энергобаланса региона — муниципальные образования. Направлениями использования для региона могут быть потребители различных видов: промышленные, жилищно-коммунальные, транспортные предприятия, сельское хозяйство. Для жилого здания — отопление, горячее водоснабжение, вентиляция и кондиционирование воздуха, освещение, электроснабжение оборудования.

При составлении **аналитического баланса** помимо этого оценивается эффективность энергоиспользования выделением производительных затрат

ТЭР (полезной энергии) и их потерь, которые в статьях баланса могут быть разделены на производительные, или обоснованные (нормативные), и непроизводительные потери ТЭР. Аналитические балансы важны при проектировании предприятий и планировании мероприятий по повышению энергетической эффективности.

Энергетические балансы могут быть представлены в двух видах: в виде потоковой диаграммы (диаграмма Сэнки) (рис. 4.1) или в виде таблицы. Представление энергетического баланса в виде потоковой диаграммы является, с одной стороны, более наглядным и позволяет отразить промежуточные этапы преобразования энергии на объекте. С другой стороны, табличная форма более компактна и ее составление требует меньших трудозатрат.

Согласно [2] аналитические балансы подразделяются:

- на проектный, который отражает потребление энергоресурсов при условии устранения необоснованных (непроизводительных) потерь и при неизменных производительных потерях, заложенных в проекте;

- на проектный приведенный, который составляется по всем видам потребляемых энергоносителей в расчете на условное топливо;

- на проектный рационализированный, составляемый с учетом отдельных энергосберегающих мероприятий, не изменяющих технологии производственного процесса;

- на проектный оптимальный, составляемый с учетом энергосбережения при применении новых технологий.

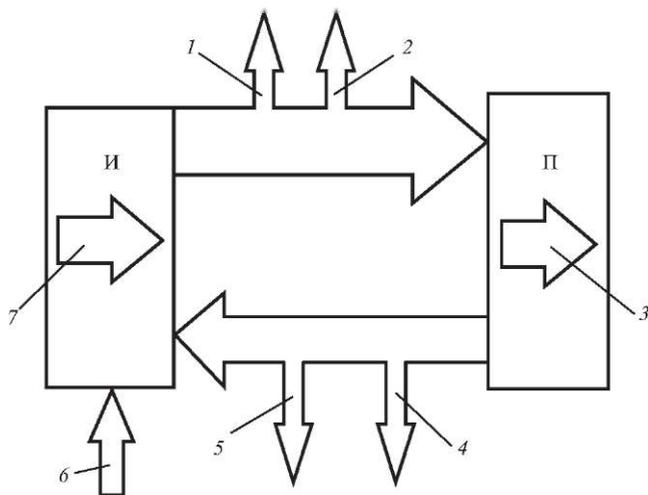


Рис. 4.1. Пример схемы тепловых потоков системы теплоснабжения для составления ее энергетического баланса:

И — источник теплоты; П — потребитель теплоты; 1 — потери теплоты с поверхности подающих трубопроводов; 2 — потери теплоты с утечками из подающих трубопроводов; 3 — тепловая энергия, затраченная потребителем; 4 — потери теплоты с утечками из обратных трубопроводов; 5 — потери теплоты с поверхности обратных трубопроводов; 6 — теплота, вносимая с холодной водой, направляемой на подпитку; 7 — тепловая энергия, выработанная на источнике

4.2. Энергетический баланс региона

Энергетические балансы региона дают возможность проводить анализ энергопотребления для его последующей рационализации и снижения потерь. По энергетическому балансу опытный специалист может сделать важные выводы о состоянии энергетики и экономики региона.

Общий вид аналитического энергобаланса региона представлен на рис. 4.2. Эффективность использования энергоносителей в регионе определяется долей потерь энергии в его расходной части. Как правило, при составлении такого баланса для региона не производится разделение потерь на производительные и непроизводительные. Наличие переходящих остатков топлива также часто не учитывается.

Отметим, что процесс преобразования энергии в табличной форме энергобаланса не отображается и доступен для анализа только при представлении баланса в виде потоковой диаграммы. Отдельные статьи расходной части могут быть расшифрованы как по видам энергетических ресурсов, так и по направлениям использования.

Ниже представлены примеры составления синтетического и аналитического баланса для регионов. В качестве примера сводного синтетического баланса, составленного для региона, рассмотрим энергетический баланс Тверской области за 2000 г. по данным, приведенным в [3].

Пример 4.1. Составить синтетический топливно-энергетический баланс Тверской области за 2000 г. по данным, приведенным в [3]. В области производится и добывается 4,6 млн т у.т., в том числе ядерного топлива, служащего источником производства электроэнергии на АЭС, 4,2 млн т у.т., природного топлива 0,4 млн т у.т. Ввоз энергоресурсов в виде котельно-печного и моторного топлива составляет, млн т у.т.: угля — 0,1; природного газа — 4,8; мазута — 0,5; автобензина — 0,2; дизельного топлива — 0,3; продуктов нефтепереработки — 0,4. Вся производимая на АЭС электроэнергия передается потребителям за пределы области. Внутреннее потребление топлива составляет 6,7 млн т у.т., распределение

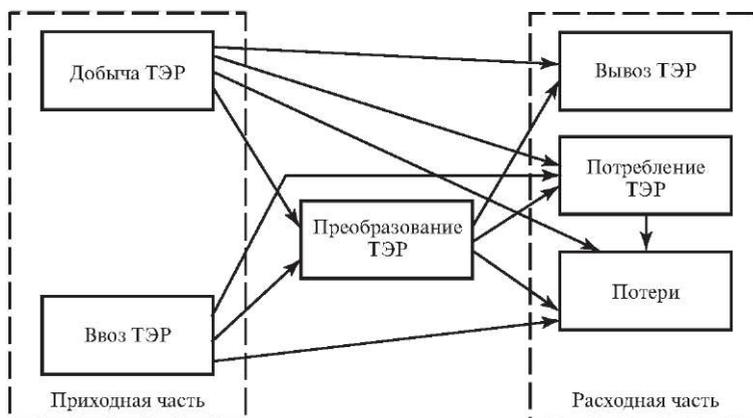


Рис. 4.2. Общий вид аналитического энергобаланса региона

потребления котельно-печного и моторного топлива по отраслям представлено на рис. 4.3. Потребляемое в области топливо состоит из добываемого в самой области и ввозимого из-за ее пределов.

Решение. Представим синтетический энергетический баланс Тверской области в виде таблицы (табл. 4.1). Собственное производство и добыча топлива составляют его приходную часть, вывоз и внутреннее потребление ТЭР — расходную. Приведенный баланс представляет собой пример синтетического баланса, поскольку не включает в себя потери энергетических ресурсов. Баланс является сводным, поскольку в нем присутствуют различные виды энергетических ресурсов — как топливо, так и электрическая энергия. Внутреннее потребление, входящее в состав расходной части, не расшифровано. Оно содержит различные виды ТЭР, например, тепловую энергию и энергию моторного топлива, используемого для движения транспортных средств.

Потребление привозного котельно-печного и моторного топлива в области представлено на рис. 4.3 в виде круговой диаграммы, которая дополняет табл. 4.1.

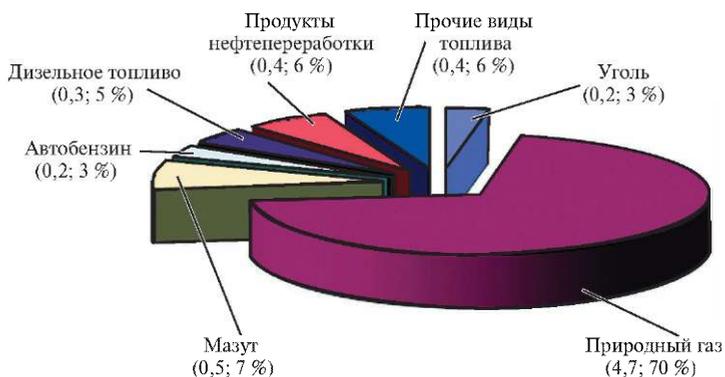


Рис. 4.3. Потребление котельно-печного, моторного и прочего органического топлива в Тверской области в 2000 г. по данным [3]:

числовые значения на диаграмме соответствуют объемам потребления, млн т у.т., и долям общего объема потребленного топлива, %

Таблица 4.1

Энергетический баланс Тверской области за 2000 г., млн т у.т.

Приход	Значение	Расход	Значение
1. Производство и добыча	4,6	1. Вывоз ТЭР	4,2
В том числе:		В том числе по видам ТЭР:	
ядерного топлива для АЭС	4,2	электроэнергии	4,2
органического топлива	0,4	2. Внутреннее потребление	6,7
2. Ввоз ТЭР	6,3		
В том числе:			
котельно-печного топлива (уголь, природный газ, мазут)	5,4		
моторного топлива (автобензин, дизельное топливо, продукты нефтепереработки)	0,9		
Итого	10,9	Итого	10,9

Рассмотрим особенности составления и анализа энергетического баланса (синтетического и аналитического) на примере произвольного региона — Энской области [4].

Пример 4.2. Составить энергетический баланс Энской области. Примем следующие условия. В области добываются нефть и природный газ. Почти вся нефть транспортируется за пределы области. Добываемый газ используется для нужд энергоснабжения области.

Электроснабжение осуществляется в основном от внешних источников и частично от предприятий энергосистемы области. Теплопотребляющие объекты снабжаются теплотой от предприятий энергосистемы, муниципальных и промышленных котельных, которые используют ввозимое топливо (газ, уголь), электроэнергию и теплоту на собственные нужды. Транспортные средства обеспечиваются ввозимыми нефтепродуктами. Часть ввозимого топлива (газ и нефтепродукты) используется также промышленным комплексом области. Потребителями произведенных (электроэнергия, тепловая энергия, механическая энергия) и первичных (газ, нефтепродукты) энергоресурсов являются: промышленный, коммунально-бытовой, агропромышленный, транспортный комплекс и связь области. Располагаемые произведенные энергоресурсы оцениваются в 5698 тыс. т у.т. За вычетом потерь до потребителей доходит 3002 тыс. т у.т. энергоресурсов, а также 1200 тыс. т у.т. в виде котельно-печного и моторного топлива. Потери энергии у потребителей оцениваются в 1801 тыс. т у.т.

Решение. Приходная и расходная части энергетического баланса области даны в табл. 4.2. Баланс удобно представить также в виде диаграммы энергетических потоков [4], приведенной на рис. 4.4. В табл. 4.2 и на рис. 4.4 и 4.6 под энергией движения подразумевается механическая энергия, вырабатываемая в тепловых двигателях и электродвигателях

Составленный энергетический баланс Энской области позволяет увидеть, что в регион, который богат нефтью, ввозится значительное количество нефтепродуктов. Создание собственного нефтеперерабатывающего предприятия позволило бы обеспечить потребителей региона нефтепродуктами и создать новые рабочие места. Необходим также анализ возможностей использования в регионе дополнительного количества попутного газа для замещения газа, ввозимого из других регионов. В балансе отражены поставки тепловой энергии из соседних регионов. Это может быть связано с географическими особенностями расположения потребителей данного региона и источников в соседних регионах. Тем не менее целесообразность поставок тепловой энергии требует более глубокого рассмотрения. Анализ энергетического баланса показывает, что основная потребность в энергоресурсах области покрывается за счет произведенных энергоносителей на ввозимом топливе (более 70 %), а объемы потребления основных энергоресурсов (электроэнергии, тепловой энергии и топлива) конечными потребителями сопоставимы (рис. 4.5). Это означает, что мероприятия по энергосбережению у потребителей должны охватывать все направления использования топлива и энергии. Особенностью приведенного баланса является выделение в явном виде потерь энергии по всем энергоресурсам (рис. 4.6).

Основные потери имеют место при теплоснабжении и использовании моторного топлива. Это может свидетельствовать об устаревшем оборудовании котельных и ТЭЦ, а также о сильной изношенности тепловых сетей. Более глубокий анализ потребует разделения потерь на производительные и непроизводительные, который осуществляется на уровне энергетического баланса промышленных предприятий региона.

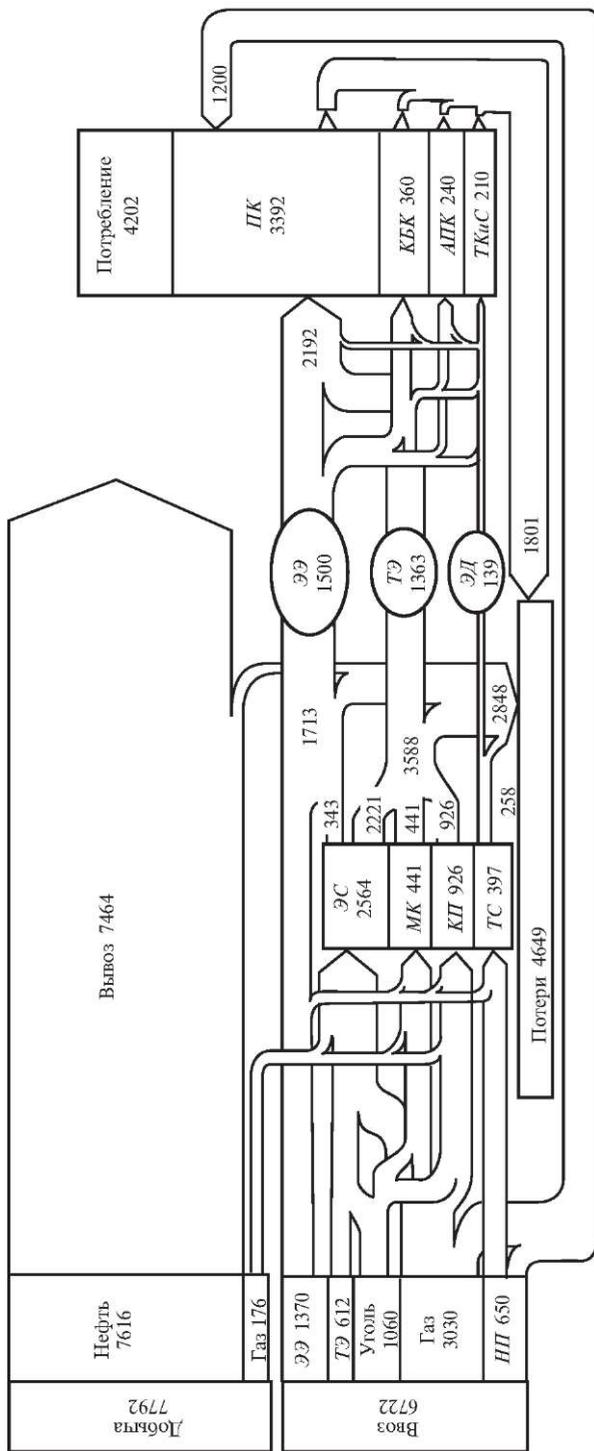


Рис. 4.4. Энергетический баланс, тыс. т у.т., Энской области [4]:

ЭЭ — электроэнергия; ТЭ — тепловая энергия; ЭД — энергия движения (транспортные средства, электрические приводы); НП — нефтепродукты; ЭС — энергосистема; МК — муниципальные котельные; КП — промышленные котельные; ТС — транспортные средства; ПК — промышленный комплекс; КБК — коммунально-бытовой комплекс; АПК — агропромышленный комплекс; ТКиС — транспортный комплекс и связь

4.2. Энергетический баланс региона

Таблица 4.2

Энергетический баланс Энской области, тыс. т у.т. (по данным [3])

Приход	Значение	Расход	Значение
1. Добыча	7792	1. Вывоз нефти	7464
В том числе:		2. Потребление энергоресурсов (всего)	4202
нефти	7616	В том числе по отраслям	
газа	176	в промышленном комплексе	3392
2. Ввоз ТЭР (всего)	6722	в коммунально-бытовом комплексе	360
В том числе:		в агропромышленном комплексе	240
электроэнергии	1370	на транспорте и в связи	210
тепловой энергии	612	В том числе по видам ТЭР:	
угля	1060	электроэнергии	1500
газа	3030	тепловой энергии	1363
нефтепродуктов	650	энергии движения	139
		котельно-печного и моторного топлива	1200
		потери у потребителей	1801
		3. Потери при преобразовании, передаче и транспортировке ТЭР (всего)	2848
		В том числе:	
		нефти	152
		электрической энергии	213
		тепловой энергии	2225
		энергии движения	258
Итого	14 514	Итого	14 514

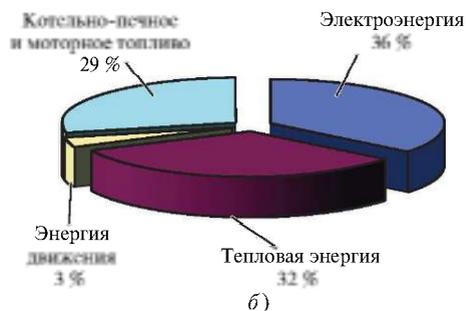
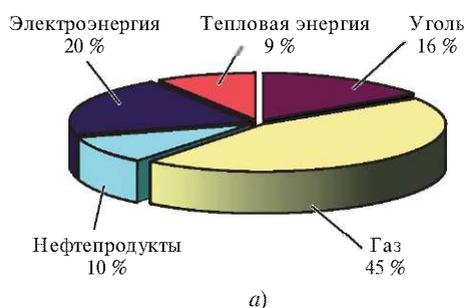


Рис. 4.5. Структура потребления энергоресурсов, поступающих от внешних источников (а) и расходуемых конечными потребителями (б) в энергетическом балансе Энской области

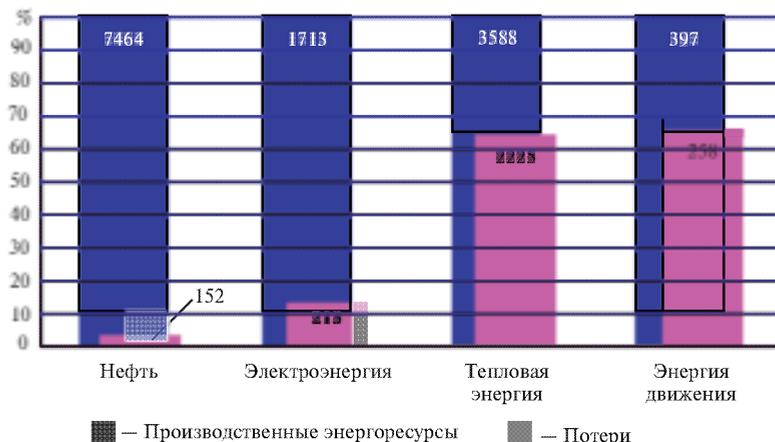


Рис. 4.6. Соотношения между производственными энергоресурсами и их потерями, %, в энергобалансе Энской области (числа в столбцах диаграммы обозначают объемы расходуемых ресурсов и их потерь, тыс. т. у.т.)

4.3. Балансы потребления и использования энергии на промышленном предприятии

Энергетические балансы промышленных предприятий необходимы не только для планирования потребления энергетических ресурсов при выпуске продукции, но и для организации работ по повышению энергетической эффективности, а следовательно, экономических и экологических показателей предприятия.

Энергетический баланс предприятия, как и энергетический баланс региона, может составляться по объектам потребления (цеха, производственные участки, энергопотребляющие установки) и по направлениям использования энергии (технологические процессы, коммунальные нужды). Формы представления указанных балансов также совпадают.

Отличие баланса региона и предприятия может проявляться в большей детализации последнего:

- на уровне предприятия могут быть выделены производительные (расчетно-нормативные) и непроизводительные потери;

- в статье расхода разделяют потребление теплоты на осуществление технологических процессов и на собственные нужды;

- отражается выработка и дальнейшее использование вторичных энергетических ресурсов;

- отдельной строкой может отражаться использование местных (альтернативных) видов топлива и нетрадиционных источников энергии;

- выделяются передача энергетических ресурсов сторонним потребителям (субабонентам).

Существуют также отличия, связанные с количественным соотношением различных статей. Например, в составе потерь промышленного предприятия потери на транспортировку энергоресурсов имеют относительно меньшие значения, поскольку протяженность энергетических сетей на предприятии существенно меньше чем в регионе.

В общем случае сводный энергетический баланс промышленного предприятия (или отдельного объекта промышленного предприятия: цеха, производственного участка и т.д.) может быть представлен уравнением вида

$$\sum_i Q_i = \sum_i Q_i^{\text{пол}} + \sum_i Q_i^{\text{пот}} + \sum_j Q_j^{\text{пр}}, \quad (4.1)$$

где Q_i — энергия i -го вида, подведенная к предприятию; $\sum_i Q_i^{\text{пол}}$ — полезное потребление энергии i -го вида; $\sum_i Q_i^{\text{пот}}$ — потери энергии i -го вида; $\sum_j Q_j^{\text{пр}}$ — произведенный на предприятии энергетический ресурс j -го вида (включая вторичные энергетические ресурсы), передаваемый сторонним потребителям.

Для определения входящих в уравнение (4.1) составляющих оно должно быть дополнено уравнениями материальных балансов, вид которых определяется спецификой технологических процессов.

Исходными данными для составления энергобаланса предприятия могут являться статистические источники информации, документы о взаиморасчетах с поставщиками ТЭР и показания приборов учета энергетических ресурсов. К статистическим источникам информации относится статистическая форма 4-ТЭР «Сведения об использовании топливно-энергетических ресурсов». Ее заполняют юридические лица (кроме субъектов малого предпринимательства), являющиеся потребителями топлива и энергии, вторичных ресурсов, а также осуществляющие их реализацию юридическим и физическим лицам. Форма является конфиденциальной и ее конфиденциальность гарантируется получателем информации. Еще одним источником данных для составления энергетического баланса может быть декларация о потреблении энергетических ресурсов, которую заполняют государственные и муниципальные учреждения.

Конкретные виды форм для составления энергетического баланса могут быть установлены различными документами (например, энергетическим паспортом). Но для анализа энергетической эффективности объекта могут быть использованы и другие формы представления энергетического баланса, часто более наглядные и информативные.

Структура энергобаланса предприятия, приведена на рис. 4.7. Топливо, тепловая и электрическая энергия поступают на предприятие от сторонних источников: электрических станций различных видов, котельных и топливодобывающих предприятий. Проходя границу балансовой принадлежности

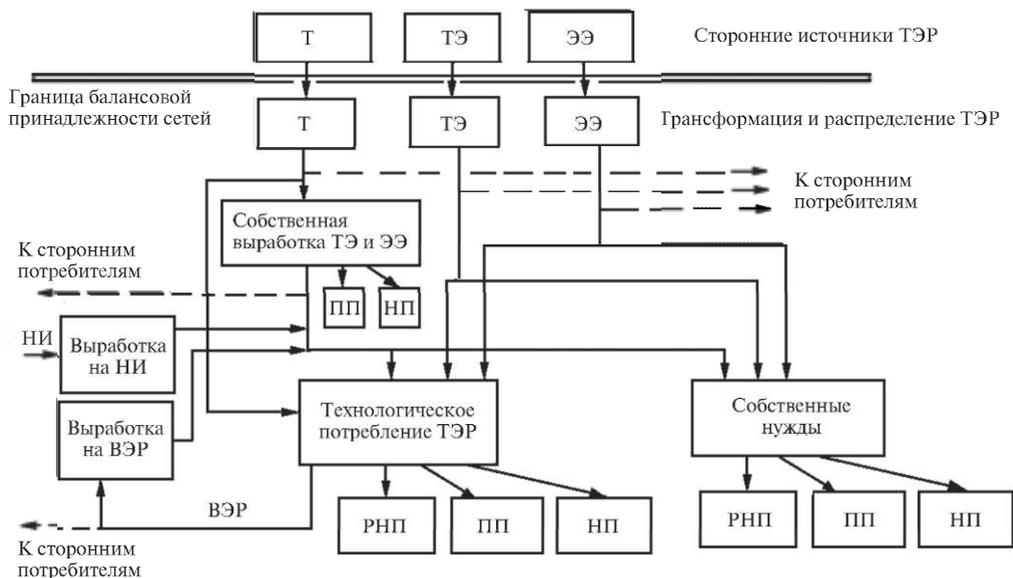


Рис. 4.7. Распределение энергетических потоков на промышленном предприятии:

Т — топливо; ТЭ — тепловая энергия; ЭЭ — электроэнергия; НИ — нетрадиционные источники; РНП — расчетно-нормативное потребление; ПП — производительные потери; НП — непроизводительные потери

сетей, эти потоки энергетических ресурсов поступают на преобразование в трансформаторные подстанции, тепловые и газораздаточные пункты. Далее потоки с необходимыми для работы потребителей параметрами (сила тока, напряжение, давление и температура) распределяются по внутренним и сторонним потребителям.

Часть топлива может быть направлена на выработку тепловой и электрической энергии на собственных источниках предприятия — входящих в его состав ТЭЦ или котельных, другая его часть может быть использована в технологических процессах (нагрев, обжиг, плавление, сушка материалов и пр.).

Определенное количество электрической и тепловой энергии на предприятии может быть получено от собственных установок, использующих нетрадиционные источники энергии, в том числе ветроэнергетических и солнечных энергетических установок, установок, использующих сжигание биогаза или биомассы.

Получение энергии связано с затратами энергии на собственные нужды, производительными и непроизводительными потерями. Часть произведенной энергии также может отпускаться сторонним потребителям.

Полученная от сторонних и собственных источников тепловая и электрическая энергии, а также часть топлива направляются к технологическим потребителям (которые могут быть очень разнообразными в зависимости от отрасли промышленности или сферы услуг), а также на собственные

нужды предприятия, обеспечивающие производственный процесс (отопление, вентиляцию, горячее водоснабжение, кондиционирование воздуха, освещение помещений и др.).

Потребляемая энергия может быть разделена на расчетно-нормативное потребление (условно полезный расход), производительные (нормативные) потери и непроизводительные (сверхнормативные) потери. Расчетно-нормативное потребление на технологию и собственные нужды определяется исходя из норм расхода ТЭР, которые описаны в гл. 5.

В процессе работы технологических потребителей могут образоваться вторичные энергетические ресурсы. Их потенциал можно использовать либо непосредственно, либо для получения тепловой и электрической энергии (например, в котлах утилизаторах, установках, использующих органический цикл Ренкина и др.). В некоторых случаях они могут быть отпущены на сторону. Энергия, выработанная на предприятии путем использования полученных на его объектах вторичных энергоресурсов, не учитывается при расчете энергопотребления. В этом случае имеет место лишь сокращение потерь энергии на предприятии за счет ее более рационального использования.

Реальные процессы преобразования энергии на предприятиях могут быть более сложны и многообразны, чем указанные на рис. 4.7. Тем не менее на рисунке отражена основная часть энергетических потоков предприятия. Взяв ее за основу, можно существенно облегчить работу по составлению энергетического баланса.

Ниже приведен пример сводного баланса потребления ТЭР промышленным предприятием за год [5]. Баланс составлен в единицах условного топлива.

Пример 4.3. Предприятие на технологический процесс и выработку тепловой и электрической энергии на собственной ТЭЦ использует мазут с $Q_n^p = 12\,100$ ккал/кг, дополнительное потребление электроэнергии предприятием от стороннего источника составляет $\mathcal{E}_{AO} = 80$ млн кВт·ч/год. Потребление мазута на технологические нужды составляет $M = 400$ т/год. ТЭЦ вырабатывает $Q = 50 \cdot 10^3$ Гкал/год тепловой энергии с удельным расходом условного топлива $\epsilon_r = 160$ кг у.т./Гкал и $\mathcal{E} = 20 \cdot 10^6$ кВт·ч/год электроэнергии с удельным расходом условного топлива $\epsilon_3 = 320$ г у.т./(кВт·ч). Требуется определить годовое потребление энергоресурсов предприятием в расчете на условное топливо.

Решение. Годовое потребление энергии

$$B_{\Sigma} = B_r + B_{TЭ} + B_{ЭЭ} + B_{АО}, \text{ т у.т./год,}$$

где B_r — расход условного топлива на технологический процесс; $B_{TЭ}$, $B_{ЭЭ}$ — то же на производство тепловой и электрической энергии; $B_{АО}$ — потребление электроэнергии из энергосистемы.

Годовое потребление мазута на технологический процесс в условном топливе

$$B_r = M \frac{Q_n^p}{7000} = \frac{400 \cdot 12\,100}{7000} = 691,4 \text{ т у.т./год.}$$

Годовое потребление условного топлива на выработку тепловой энергии

$$B_{ТЭ} = Q_{\epsilon_T} = 50 \cdot 10^3 \cdot 160 = 8 \cdot 10^6 \text{ кг у.т/год.}$$

Годовое потребление условного топлива на выработку электроэнергии на собственной ТЭЦ

$$B_{ЭЭ} = \mathcal{E}_{\epsilon_3} = 20 \cdot 10^6 \cdot 0,32 = 6,4 \cdot 10^6 \text{ кг у.т/год.}$$

Годовое потребление электроэнергии из энергосистемы в расчете на условное топливо

$$B_{АО} = \mathcal{E}_{АО\epsilon_3} = 80 \cdot 10^6 \cdot 0,3445 = 27,56 \cdot 10^6 \text{ кг у.т/год,}$$

где ϵ_3 — удельный расход условного топлива для выработки 1 кВт · ч. Тогда суммарное потребление энергоресурсов предприятием составляет

$$B_{\Sigma} = 691,4 + 8 \cdot 10^3 + 6,4 \cdot 10^3 + 27,56 \cdot 10^3 = 42 \text{ 651 т у.т/год}$$

Используя данные этого примера представим сводный баланс потребления ТЭР в виде табл. 4.3. Сводный баланс составляется с учетом поступления всех видов ТЭР и распределения их на технологические и собственные нужды (отопление, вентиляция, горячее водоснабжение), которые в приведенном примере не указываются.

В данном примере можно выделить частный баланс потребления мазута по направлениям использования. Структура такого баланса представлена на рис. 4.8. Баланс позволяет выделить наиболее энергоемкие направления использования по данному виду энергоресурса.

Рассмотрим сведения, которые предоставлялись при составлении энергетического паспорта предприятия [6]. Федеральный Закон ФЗ-261 «Об энергосбережении и повышение энергетической эффективности...» [7] предполагает наличие энергетического паспорта у потребителей энергетических ресурсов, которые прошли энергетические обследования. В настоящее время энергетические обследования являются добровольными, а заполнение

Таблица 4.3

Сводный баланс потребления ТЭР, т у.т.

Приход	Значение	Расход	Значение
1. Топливо (мазут)	15 091,4	1. Топливо (мазут)	15 091,4
2. Электроэнергия	27 560	В том числе:	
		в том числе на технологию	691,4
		на производство тепловой энергии на ТЭЦ	8000
		на производство электрической энергии	6400
		2. Тепловая энергия	8000
		3. Электроэнергия	33 960
		В том числе:	
		полученная из энергосистемы	27 560
		произведенная на собственной ТЭЦ	6400
Итого	42651,4	Итого	42 651,4

Примечание. В итоговый расход включены расходы топлива на технологический процесс, тепловой и электрической энергии.

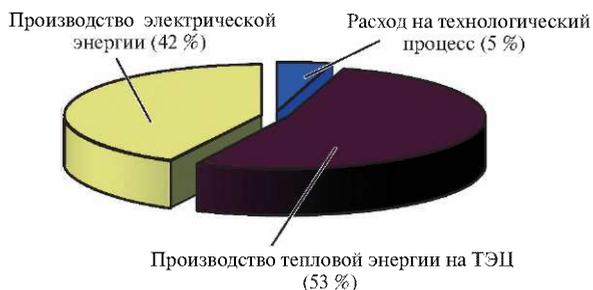


Рис. 4.8 Структура потребления мазута по направлениям использования (к примеру 4.3)

энергетического паспорта необязательно [8]. Тем не менее составление энергетических балансов является неотъемлемой частью работ по повышению энергетической эффективности.

Энергетический паспорт предприятия включает сведения:

о потреблении энергетических ресурсов и его изменениях;

об использовании вторичных энергетических ресурсов, альтернативных (местных) топлив и возобновляемых источников энергии;

по балансам всех видов энергетических ресурсов (в том числе электрической и тепловой энергии, котельно-печного и моторного топлива) и их изменениях.

Все эти формы заполняются по итогам годовой деятельности предприятия.

Последняя из перечисленных групп сведений представляет собой **частные энергетические балансы по отдельным видам энергоресурсов**, составленные по направлениям их использования.

Эти балансы по своему содержанию являются аналитическими, т.е. составляются с выделением потерь, а по способу составления — расчетно-инструментальными. Расчетно-нормативное потребление (с учетом нормативных потерь) находится расчетным путем, а фактическое потребление определяется по показаниям стационарных или мобильных приборов коммерческого учета энергоресурсов. Обязательным является разделение фактических потерь и непроизводительных (сверхнормативных) потерь энергии. В приходной части поступление энергоресурсов разделяется по источникам энергоснабжения: от сторонних и от собственных источников. В расходной части содержатся статьи расхода по направлениям использования энергоресурсов: технологический процесс, собственные нужды (отопление, приточная вентиляция, кондиционирование воздуха, горячее водоснабжение), сторонние потребители (субабоненты).

В качестве примера ниже приведены балансы потребления тепловой энергии и котельно-печного топлива промышленным предприятием в течение года. Эти балансы являются составной частью упомянутых выше форм энергетического паспорта.

Пример 4.4. Составить балансы потребления и использования котельно-печного топлива и тепловой энергии предприятием за год.

От сторонних источников предприятие получает котельно-печное топливо: природный газ с расходом $B_{\Gamma} = 2179,6$ т у.т/год и мазут с расходом — $B_{\text{М}} = 291,8$ т у.т/год. Природный газ используется при производстве продукции в технологических процессах нагрева $B_{\text{Н}} = 345$ т у.т/год и сушки $B_{\text{С}} = 1088,7$ т у.т/год, а также в котельной при производстве тепловой энергии $B_{\Gamma, \text{К}} = 745,9$ т у.т/год. Мазут используется только для выработки тепловой энергии в котельной.

Предприятие получает тепловую энергию с сетевой водой от ТЭЦ (3050 Гкал/год). Собственное производство тепловой энергии в котельной осуществляется в водогрейных и электрических котлах и составляет соответственно 4635,7 Гкал/год и 670 Гкал/год. Тепловая энергия используется на предприятии в технологическом процессе, а также на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения производственных и вспомогательных помещений. Сторонние потребители (субабоненты) получают от предприятия 1057 Гкал/год тепловой энергии в виде горячей воды.

Решение. Фактическое потребление энергоресурсов определяется по показаниям приборов технического учета и опытно-расчетным методом (по результатам инструментального обследования предприятия). По приведенным выше данным вычисляем:

Суммарный приход котельно-печного топлива

$$B_{\Sigma} = B_{\Gamma} + B_{\text{М}} = 2179,6 + 291,8 = 2471,4 \text{ т у.т/год,}$$

Затраты топлива на технологическое использование

$$B_{\Gamma} = B_{\text{Н}} + B_{\text{С}} = 345 + 1088,7 = 1433,7 \text{ т у.т/год,}$$

Затраты топлива на выработку тепловой энергии в котельной

$$B_{\text{ТЭ}} = B_{\Gamma, \text{К}} + B_{\text{М}} = 745,9 + 291,8 = 1037,7 \text{ т у.т/год,}$$

При составлении баланса потребления котельно-печного топлива энергетического паспорта учтено только его фактическое потребление без определения расчетно-нормативного потребления и выделения потерь.

Для составления баланса потребления тепловой энергии, в отличие от потребления котельно-печного топлива, необходимо выполнить предварительные расчеты нормативного потребления теплоты, включая ее расчетно-нормативное потребление технологическими установками, системами отопления, вентиляции и горячего водоснабжения зданий производственного и общего назначения, котельными на собственные нужды. Примеры расчетов планируемого теплоснабжения зданиями и технологическими установками, а также нормативных потерь в тепловых сетях приведены в гл. 5. Будем полагать, что приводимые в данном примере значения нормативного потребления теплоты и нормативных потерь получены расчетным путем и составляют: на технологию $Q_{\text{технолог}} = 6315$ Гкал/год; на системы отопления и вентиляции $Q_{\text{ОВ}} = 2435$ Гкал/год и на горячее водоснабжение $Q_{\text{ГВС}} = 148$ Гкал/год. Нормативные потери теплоты составляют $Q_{\text{норм,п}} = 103$ Гкал/год.

Приход тепловой энергии от собственных источников

$$Q_{\text{собств}} = Q_{\text{котельной}} + Q_{\text{эл.котл}} = 4635,7 + 670 = 7083 \text{ Гкал/год.}$$

Общий приход тепловой энергии

$$Q_{\text{приход}} = Q_{\text{сторонн}} + Q_{\text{собств}} = 7083 + 3050 = 10\,133 \text{ Гкал/год.}$$

4.3. Балансы потребления и использования энергии на промышленном предприятии

Затраты на предприятии за вычетом тепловой энергии, отпущенной потребителю:

$$Q_{\text{предпр}} = Q_{\text{приход}} - Q_{\text{сторонн}} = 10\,133 - 1057 = 9076 \text{ Гкал/год.}$$

Расчетно-нормативное потребление тепловой энергии предприятием $Q_{\text{РНП}}$ вычисляется как сумма расчетно-нормативного потребления на технологические нужды, отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение:

$$Q_{\text{РНП}} = Q_{\text{технолог}} + Q_{\text{ОВ}} + Q_{\text{ГВС}} = 6315 + 2435 + 148 = 8898 \text{ Гкал/год.}$$

Фактические потери будут равны разности фактического и расчетно-нормативного потребления:

$$Q_{\text{пот}} = Q_{\text{факт}} - Q_{\text{РНП}} = 9076 - (6315 + 2435 + 148) = 178 \text{ Гкал/год.}$$

Непроизводительные потери вычисляются как разность фактических и нормируемых потерь:

$$Q_{\text{НП}} = Q_{\text{пот}} - Q_{\text{норм.п}} = 178 - 103 = 75 \text{ Гкал/год.}$$

Таким образом, суммарное потребление энергии на предприятии (10 133 Гкал/год) за вычетом тепловой энергии, отпущенной потребителю (9076 Гкал/год), складывается из расчетно-нормативного потребления (8898 Гкал/год), эксплуатационно-неизбежных (нормируемых) потерь (103 Гкал/год) и непроизводительных потерь (75 Гкал/год): технологических потерь и потерь в системах отопления, вентиляции и горячего водоснабжения.

Балансы потребления и использования тепловой энергии и котельно-печного топлива приведены в табл. 4.4 и 4.5.

Таблица 4.4

Баланс потребления тепловой энергии, Гкал/год

Статья приход/расход	Отчетный (базовый) 2019 г.
1. Приход	
1.1. Собственная котельная	7083
1.2. Сторонний источник	3050
Итого суммарный приход	10 133
2. Расход	
2.1. Технологические расходы, всего	6315
В том числе:	
пара, из них контактным (острым) способом	—
горячей воды	6315
2.2. Отопление и вентиляция, в том числе калориферы воздушные	2435
2.3. Горячее водоснабжение	148
2.4. Сторонние потребители (субабоненты)	1057
2.5. Суммарные сетевые потери	103
Итого производственный расход	10 058
2.6. Нерациональные технологические потери в системах отопления, вентиляции и горячего водоснабжения	75
Итого суммарный расход	10 133

Таблица 4.5

Сведения по балансу потребления котельно-печного топлива, т у.т./год

Статья приход/расход	Отчетный (базовый) 2019 г.
1. Приход	
1.1. Природный газ	2179,6
1.2. Мазут	291,8
Итого суммарный приход	2471,4
2. Расход	
2.1. Технологическое использование, всего	1433,7
В том числе:	
нетопливное использование (в виде сырья)	—
нагрев	345
сушка	1088,7
обжиг (плавление, отжиг)	—
2.2. На выработку тепловой энергии, всего	1037,7
В том числе:	
в котельной	1037,7
в собственной ТЭС (включая выработку электроэнергии)	—
Итого суммарный расход	2471,4

Следует иметь в виду, что требуемые государственными органами формы представления информации о балансах потребителей энергетических ресурсов часто меняются, но на практике нужно знать не только правила их заполнения, но и понимать общую картину производства и использования энергии на предприятии.

4.4. Энергетический баланс здания

Наряду с промышленными предприятиями, здания и сооружения относятся к наиболее распространенным объектам, для которых составляются энергетические балансы. Это связано с тем, что здания являются достаточно крупными потребителями энергетических ресурсов, которые необходимы для обеспечения жизнедеятельности людей.

Назначение энергетического баланса здания состоит не только в определении затрат энергии для обеспечения их инженерных систем. Он нужен также для оценки энергетической эффективности и определения возможной экономии при внедрении энергосберегающих мероприятий, таких как: утепление ограждающих конструкций, замена окон, автоматизация систем отопления, применение утилизаторов теплоты вентиляционных выбросов, аккумуляторов теплоты и холода, а также других мероприятий, описанных в гл. 10.

Потребителями энергоресурсов зданий являются системы отопления, вентиляции, кондиционирования воздуха, водоснабжения, электроснабже-

ния, канализации и газоснабжения. В общем случае сводный энергетический баланс здания также, как и для промышленного объекта, может быть представлен уравнением (4.1). В данном разделе основное внимание уделено тепловому балансу, поэтому круг рассматриваемых здесь энергетических систем здания ограничен системами, потребляющими теплоту, т.е. системами отопления, вентиляции, кондиционирования воздуха и горячего водоснабжения. То есть, топливо и электрическая энергия, поступающие в здание, в его балансе не учитываются, а учитывается только теплота, которая выделяется при их использовании в бытовом или технологическом оборудовании.

Тепловой баланс здания может быть составлен для текущего момента или для средних условий, наблюдаемых за рассматриваемый период (внешние и внутренние температуры, режимы работы оборудования, количество людей, находящихся в помещениях и др.). Наиболее часто тепловой баланс здания составляется за время отопительного периода. Если баланс составляется за достаточно длительный период (несколько суток и больше), то аккумулярование теплоты ограждающими конструкциями здания можно не учитывать.

Тепловой баланс здания в таком случае может быть представлен в виде выражения

$$\sum Q_{\text{пот}} = \sum Q_{\text{тп}} + \sum Q_{\text{ж.зд}} \quad (4.2)$$

где $\sum Q_{\text{пот}}$ — суммарные тепловые потери здания; $\sum Q_{\text{тп}}$ — суммарные теплопоступлений извне и тепловыделения внутри здания; $\sum Q_{\text{ж.зд}}$ — суммарные теплопоступления от систем жизнеобеспечения здания.

Суммарное теплопоступление от систем жизнеобеспечения здания ($\sum Q_{\text{ж.зд}}$) складывается из теплопоступлений от систем отопления (Q_o), приточных систем вентиляции (Q_v) и кондиционирования воздуха ($Q_{\text{СКВ}}$), горячего водоснабжения ($Q_{\text{ГВС}}$). Суммарные тепловые потери здания включают: потери теплоты через ограждающие конструкции ($Q_{\text{огр}}$), потери теплоты с инфильтрацией холодного воздуха ($Q_{\text{инф}}$), потери с удаляемым вытяжными системами вентиляции и кондиционирования воздуха ($Q_{\text{в.в}}$ и $Q_{\text{СКВ.в}}$), потери с горячей водой в системе водоотведения ($Q_{\text{во}}$). Тепловой баланс здания в развернутом виде может быть представлен как

$$Q_{\text{огр}} + Q_{\text{инф}} + Q_{\text{в.в}} + Q_{\text{СКВ.в}} + Q_{\text{во}} = \sum Q_{\text{тп}} + Q_o + Q_v + Q_{\text{СКВ}} + Q_{\text{ГВС}}. \quad (4.3)$$

Поскольку тепловые балансы составляют как для холодного, так и для теплого периода года, то разность тепловых потерь и теплопоступлений за период $Q_{\text{пер}} = \sum Q_{\text{пот}} - \sum Q_{\text{тп}}$ может быть как положительной, так и отрицательной в зависимости от количественных значений составляющих. При положительном значении $Q_{\text{пер}}$ недостаток теплоты восполняется работающими системами отопления, кондиционирования воздуха или вентиляции (воздушное отопление). Если тепловые потери меньше, чем

теплопоступления ($Q_{\text{пер}} < 0$), то избытки теплоты удаляются из помещения в результате работы систем вентиляции или кондиционирования воздуха.

Между тепловыми балансами жилых, общественных и промышленных зданий существуют различия. Тепловыделения от оборудования в промышленных и жилых зданиях имеют разный характер. В жилых и общественных зданиях используется бытовое, офисное, а иногда и специальное оборудование. Это бытовые приборы, мультимедийная и множительная техника, плиты для приготовления пищи, медицинская техника больниц и поликлиник и т.д. В промышленных зданиях основным источником теплоты, как правило, является разнообразное технологическое оборудование. Выделяемая тепловая мощность в таких зданиях может различаться на порядки.

Важная особенность тепловых балансов промышленных зданий — наличие тепловых потоков, связанных с входом сырья и вывозом продукции из цехов. Массовый расход сырья и продукции может быть значительным, а их температуры могут существенно отличаться (в большую или в меньшую сторону) от требуемых значений в производственном помещении. Наиболее это характерно для предприятий, в которых используются высокотемпературные технологии. В этих случаях одновременно с тепловым балансом следует обязательно составлять и материальный баланс объекта.

Отметим также, что в промышленных зданиях значительное количество теплоты затрачивается на нагрев холодного инфильтрационного воздуха, поступающего при открытии ворот для провоза грузов в производственные цеха.

Часто расчет тепловых потерь теплопоступлений в здания различного назначения, несмотря на общие черты, имеет свои специфические особенности. Так, в тепловых балансах спортивных сооружений: ледовых дворцов, плавательных бассейнов — необходимо учитывать процессы выделения или поглощения влаги. На практике и промышленным, и другим зданиям свойственно большое разнообразие типов ограждающих конструкций (в том числе и зданиям, имеющим помещение ниже уровня земли), а также видов источников теплоты.

При составлении тепловых балансов зданий следует иметь в виду, что, по сути, существуют два вида таких балансов. При проектировании систем отопления и кондиционирования воздуха здания тепловой баланс нужен для определения теплопроизводительности или холодопроизводительности этих систем. Последние определяется из так называемых расчетных условий [9], т.е. параметров окружающей среды, при которых обеспечиваются нормируемые параметры микроклимата помещений зданий различного назначения в данной местности. Они существенно отличаются от средних температур за холодный или теплый период года. Тепловые балансы, составленные для средних температур наружного воздуха за рассматриваемый период, имеют другую цель — определить реальное потребление тепловой энергии зданиями. Таким образом, тепловые балансы для расчетных и средних наружных температур различаются.

Жилые, общественные, административно-бытовые и производственные здания в холодный период года потребляют теплоту для компенсации тепловых потерь через ограждающие конструкции ($Q_{огр}$) и потерь на нагрев инфильтрующегося воздуха ($Q_{инф}$). В то же время в помещение поступает теплота, выделяемая техникой ($Q_{обор}$), людьми ($Q_{л}$), осветительными приборами ($Q_{осв}$) и отопительной системой (Q_o), а также теплота за счет солнечного излучения ($Q_{сол}$). Схематично на рис. 4.9 [10] представлены тепловые потоки, направленные вовнутрь и вовне здания, учитываемые в тепловом балансе, составляемом с целью определения отопительной нагрузки или теплотребления системой отопления здания за определенный период.

Поддержание расчетного значения температуры воздуха внутри здания (t_B^p) возможно только в тех случаях, когда суммарные теплотери ($\sum Q_{пот} = Q_{огр} + Q_{инф}$) будут компенсированы тепlopоступлениями ($Q_{обор} + Q_{осв} + Q_o + Q_{л} + Q_{сол}$):

$$Q_{огр} + Q_{инф} = Q_{обор} + Q_{осв} + Q_o + Q_{л} + Q_{сол} \quad (4.4)$$

Обозначив суммарные тепlopоступления, как $\sum Q_{тп} = Q_{обор} + Q_{осв} + Q_{л} + Q_o + Q_{сол}$, уравнение (4.4) можно представить в виде

$$Q_{огр} + Q_{инф} = \sum Q_{тп} + Q_o \quad (4.5)$$

Составление тепловых балансов зданий преследует несколько целей, среди которых можно выделить следующие:

определение расчетной отопительной нагрузки здания;

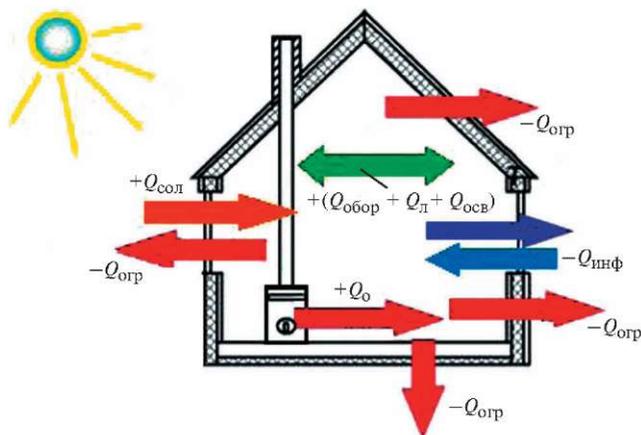


Рис. 4.9. К расчету теплового баланса здания: составляющие тепlopоступлений и внутренних тепловыделений имеют обозначения со знаком «+», тепловых потерь — со знаком «-»

определение расходов воздуха в системах вентиляции и кондиционирования воздуха;

расчет потребления тепловой энергии системами отопления зданий за отопительный период;

анализ составляющих теплового баланса с целью определения направлений наибольших потерь энергии и разработки энергосберегающих мероприятий. При необходимости тепловые балансы дополняются балансами материальными.

Из (4.5) следует, что расчетная (при расчетных температурах наружного и внутреннего воздуха) мощность по отоплению здания, Вт, определяется как

$$Q_o^p = Q_{огр} + Q_{инф} - \Sigma Q_{тп}. \quad (4.6)$$

При составлении теплового баланса за определенный период, например за отопительный, нормативными документами в области проектирования инженерных систем обеспечения микроклимата зданий предусмотрены поправки к отдельным статьям баланса, учитывающие особенности работы подобных систем. Ниже приводится пример составления теплового баланса здания с целью определить расход тепловой энергии на нужды отопления за отопительный период по действующим нормам.

Расчетный расход тепловой энергии на отопление здания за отопительный период, МДж, определяется по формуле [10]

$$Q_{o.п}^p = (Q_{огр} + Q_{инф} - Q_6 \nu K_{рег}) \beta, \quad (4.7)$$

где β — коэффициент, учитывающий дополнительное теплотребление системы отопления, связанное: с отличием расчетного теплового потока от номинального, выбираемого из номенклатурного ряда отопительных приборов; с дополнительными теплотерями через радиаторные участки ограждений; теплотерями трубопроводов, проходящих через неотапливаемые помещения ($\beta = 1,13$ для многосекционных и других протяженных зданий; $\beta = 1,11$ для зданий башенного типа); ν — коэффициент, учитывающий снижение использования теплоступлений в период превышения их над теплотерями, принимается равным 0,8 [11]; $K_{рег}$ — коэффициент, учитывающий эффективность систем автоматического регулирования подачи теплоты на отопление, принимается по [13, прил. Г].

Отдельные составляющие теплового баланса, входящие в соотношение (4.7), рассчитываются по следующим формулам [11]:

теплотери через ограждающие конструкции здания

$$Q_{огр} = 0,0864 K_{пр} (t_v^p - t_n^{cp}) F_{сум} z_{оп}; \quad (4.8)$$

расход теплоты на нагрев инфильтрующегося наружного воздуха

$$Q_{инф} = 0,024 G_{инф} c_p (t_v^p - t_n^{cp}) F_{сум} k z_{оп}; \quad (4.9)$$

бытовые теплопоступления

$$Q_6 = 0,0864q_6F_pz_{оп}, \quad (4.10)$$

где $K_{пр}$ — приведенный коэффициент теплопередачи совокупности ограждающих конструкций здания, Вт/(м² · °C); t_n^{cp} — средняя за отопительный период температура наружного воздуха; t_B^p — расчетная температура воздуха внутри помещений здания; $F_{сум}$ — общая площадь наружных ограждающих конструкций, включая перекрытие верхнего этажа и цокольное перекрытие, м²; $z_{оп}$ — продолжительность отопительного периода, сут; $G_{инф}$ — приведенный массовый расход инфильтрующегося воздуха, кг/(м² · ч), определяемый по [11]; c_p — удельная теплоемкость воздуха, кДж/(кг · °C); k — коэффициент, учитывающий влияние встречного теплового потока в конструкциях (согласно [11], $k = 0,7$ для стыков панелей стен и окон с тройными переплетами, $k = 0,8$ для окон и балконных дверей с отдельными переплетами и $k = 1,0$ для одинарных окон, окон и балконных дверей со спаренными переплетами и открытых проемов); q_6 — удельные бытовые теплопоступления на 1 м² площади помещений для жилых и административных зданий, Вт/м²; F_p — расчетная площадь помещений здания, м². Численные коэффициенты в формулах (4.8) и (4.9) — коэффициенты перевода единиц измерения ($0,0864 = 3600 \cdot 24 \cdot 10^{-6}$ и $0,024 = 24 \cdot 10^{-3}$).

Приведенный коэффициент теплопередачи в зависимости (4.8), определяется по приведенным сопротивлениям теплопередаче R^{np} отдельных ограждающих конструкций и их площадей F по формуле

$$K_{пр} = (F_{ст}/R_{ст}^{np} + F_o/R_o^{np} + F_d/R_d^{np} + nF_n/R_n^{np} + nF_{ц}/R_{ц}^{np})/F_{сум}, \quad (4.11)$$

где $F_{ст}$, F_o , F_d , F_n , $F_{ц}$ — площади соответственно стен, заполнений светопроемов (окон, фонарей), наружных дверей, витражей и ворот, перекрытий верхнего этажа, цокольных перекрытий, м²; $R_{ст}^{np}$, R_o^{np} , R_d^{np} , R_n^{np} , $R_{ц}^{np}$ — приведенные сопротивления теплопередаче соответственно стен, заполнений световых проемов (окон, фонарей), наружных дверей, витражей и ворот, перекрытий верхнего этажа, цокольных перекрытий, м² · °C/Вт. Коэффициент n определяется по формуле $n = (t_{вс} - t_n^p)/(t_B^p - t_n^p)$ [12], где $t_{вс}$ — температура внутреннего воздуха неотапливаемых помещений (подвалы под цокольным перекрытием, чердаки над перекрытием верхнего этажа), которая ниже t_B^p .

По определению, приводимом в [12], приведенное сопротивление теплопередаче ограждения R_i^{np} , $m^2 \cdot ^\circ C / Вт$, — средневзвешенное по площади сопротивление теплопередаче совокупности видов ограждающих фрагментов и их элементов, образующих теплотехнически неоднородную конструкцию. Неоднородная конструкция — отдельный элемент здания (панель, окно, витраж, светпропускающий фонарь, наружная дверь, ворота); часть здания (стена, фасад, покрытие, перекрытие); наружное ограждение здания в целом. Сопротивление теплопередаче через однородную часть наружного ограждения при разности температур воздушных сред, расположенных по обе его стороны, находится из уравнения стационарной теплопередачи через многослойную стенку:

$$Q = K_0 \Delta t F_0 = \Delta t F_0 / R_0, \quad (4.12)$$

$$R_0 = 1/\alpha_{в} + \sum_{i=1}^N \delta_i / \lambda_i + 1/\alpha_{н}, \quad (4.13)$$

где K_0 — коэффициент теплопередачи через однородную стенку, $Вт/(m^2 \cdot ^\circ C)$; R_0 — сопротивление теплопередаче, $m^2 \cdot ^\circ C / Вт$; $\alpha_{в}$, $\alpha_{н}$ — коэффициент теплоотдачи соответственно внутренней и наружной поверхности стенки, $Вт/(m^2 \cdot ^\circ C)$; λ_i — коэффициент теплопроводности материала i -го слоя стенки, $Вт/(m \cdot ^\circ C)$; δ_i — толщина i -го слоя, м. Значения коэффициентов теплоотдачи задаются в расчетах согласно табл. 4 и 6, приводимых в [13]. Учет неоднородностей строительных конструкций в расчетах приведенных сопротивлений теплопередаче приводится в методике, изложенной в [12]. Здесь заметим, что в качестве неоднородностей (линейных и точечных) рассматриваются зоны примыкания двух ограждающих конструкций: стыки между соседними панелями; углы, образованные из двух наружных ограждений или наружного ограждения с внутренним; откосы проемов; соединительные ребра внутри ограждения и пр., а также соединительные элементы многослойного наружного ограждения, обеспечивающие его конструктивную целостность [12].

Удельные бытовые тепlopоступления в формуле (4.10) в жилых зданиях задаются согласно [11] по следующим нормам: для зданий, заселенных по социальной норме (20 m^2 общей площади и менее на человека) $q_6 = 15 Вт/m^2$; для зданий без ограничения площади (с расчетной заселенностью квартиры 45 m^2 общей площади и более на человека) $q_6 = 5 Вт/m^2$; для других жилых зданий — в зависимости от расчетной заселенности квартиры интерполяцией величины q_6 между 15 и 5 $Вт/m^2$.

Удельные бытовые тепlopоступления в общественных и административно-бытовых зданиях Q_6 определяются расчетным путем (с учетом тепло-

поступлений от людей, оргтехники и осветительных приборов) с учетом числа рабочих часов в неделю [11]:

$$q_6 = \frac{q_{\text{чел}} n m_{\text{раб}} p_{\text{чел}} + q_{\text{орг}} F_p m_{\text{орг}} p_{\text{орг}} + Q_{\text{осв}} m_{\text{осв}}}{168 F_p}, \quad (4.14)$$

где $q_{\text{чел}}$ — тепlopоступления от людей (90 Вт/чел.); $m_{\text{раб}}$ — число рабочих часов присутствия людей в помещении за неделю, ч; $p_{\text{чел}}$ — заполняемость помещений людьми (доля одновременно работающих людей); $q_{\text{орг}}$ — средняя по расчетной площади удельная установленная мощность (тепловой поток), Вт/м², от оргтехники и других внутренних источников теплоты (при неизвестной величине принимается 10 Вт/м²); $m_{\text{орг}}$ — число часов работы оргтехники или других внутренних источников теплоты за неделю; $p_{\text{орг}}$ — доля одновременно работающих источников теплоты; $Q_{\text{осв}}$ — проектная мощность освещения, Вт; $m_{\text{осв}}$ — среднее за отопительный период число часов работы освещения в помещениях.

При составлении теплового баланса здания используют расчетные температуры наружного воздуха ($t_{\text{н}}^{\text{р}}$) и воздуха внутри помещений здания ($t_{\text{в}}^{\text{р}}$). Расчетные параметры воздуха внутри помещений задаются в пределах норм, регламентируемых нормативными документами [9, 16—18].

Расчетные параметры наружной среды при проектировании зданий и сооружений, систем отопления, вентиляции, кондиционирования, водоснабжения выбираются в соответствии с рекомендациями СП 60.13330.2020 [9] и устанавливаются в СП 131.13330.2020 [15].

Расчетные параметры наружного воздуха для систем отопления и вентиляции зависят от местоположения здания (климатической зоны). Для холодного периода года им соответствуют параметры Б, принятые по СП 131.13330.2020 [15, табл. 10.1].

Тепловые балансы могут составляться для здания в целом, например (4.6), (4.7), или для отдельных зон здания (отдельных помещений или групп помещений), что связано с возможным отличием требований к микроклимату отдельных помещений или с различными режимами работы в здании [11].

Ниже приведен пример энергетического баланса цеха производственного здания, составленный для теплого периода года.

Пример 4.5. Необходимо составить тепловой баланс помещения цеха производственного здания в летнее время и вычислить мощность тепlopоступлений от технологического оборудования цеха. Здание расположено в Московской области.

В помещении цеха действует системы общеобменной приточно-вытяжной вентиляции и местной технологической вентиляции. Избытки теплоты, поступающей от технологического оборудования и извне, удаляются системами общеобменной и местной вытяжной вентиляции. Расход воздуха, подаваемого системой приточной общеобменной вентиляции, $L_{\text{п}} = 125\ 000\ \text{м}^3/\text{ч}$. Расход воздуха, удаляе-

мого системой вытяжной вентиляции $L_B = 100\,000\text{ м}^3/\text{ч}$, системой местной технологической вытяжной вентиляции $L_M = 25\,000\text{ м}^3/\text{ч}$.

Частично избытки теплоты компенсируются местными аппаратами охлаждения воздуха — фанкойлами. Источником охлажденной воды, циркулирующей в воздухоохладителях фанкойлов, является холодильная машина — чиллер. В режиме номинальной производительности по холоду вода охлаждается с 12 до 7 °С. Расход охлажденной воды $G_B = 7\text{ кг/с}$. Охлаждение внутреннего воздуха фанкойлами происходит в результате рециркуляции внутреннего воздуха через воздухоохладители фанкойлов.

Характеристики ограждающих конструкций здания цеха следующие: площадь стен $F_{ст} = 550\text{ м}^2$, их коэффициент теплопередачи $2,2\text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°С})$; площадь окон стены, обращенной на запад, $F_{ок} = 120\text{ м}^2$, окна имеют двойное остекление в спаренных переплетах, коэффициент теплопередачи остекления $0,35\text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°С})$; площадь крыши здания цеха $F_{кр} = 3500\text{ м}^2$, ее коэффициент теплопередачи $2,2\text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°С})$; площадь остекления крыши (зенитные фонари) $F_{ф} = 350\text{ м}^2$, остекление фонарей двойное из органического стекла для зенитных фонарей, коэффициент теплопередачи остекления фонарей $0,3\text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°С})$.

Решение. Для составления теплового баланса помещения проведены измерения температуры и относительной влажности воздуха. Измерялись параметры наружного воздуха, воздуха внутри помещения, приточного и вытяжного воздуха и воздуха, удаляемого системой местной технологической вентиляции. Результаты приведены в табл. 4.6.

Запишем уравнение теплового баланса помещения цеха:

$$Q_{с.ср} + Q_{об} + Q_{осв} + Q_{огр} + (L_{п}\rho H_{п})/3600 - (L_{у}\rho H_{у})/3600 - (L_{м}\rho H_{м})/3600 - Q_{ф} = 0, \quad (4.15)$$

где $Q_{с.ср}$, $Q_{об}$, $Q_{осв}$, $Q_{огр}$ — теплоступления соответственно через окна за счет солнечной радиации, от технологического оборудования, от осветительных приборов, через ограждающие конструкции, кВт; $Q_{ф}$ — тепловая мощность фанкойлов, кВт; $H_{п}$, $H_{у}$, $H_{м}$ — энтальпия воздуха соответственно приточного, удаляемого системой общеобменной вытяжной вентиляции, удаляемого системой местной вытяжной вентиляции, кДж/кг; $L_{п}$, $L_{у}$, $L_{м}$ — объемный расход воздуха соответственно приточного, удаляемого системой общеобменной вентиляции, удаляемого системой местной вентиляции, $\text{м}^3/\text{ч}$; ρ — плотность воздуха (в расчетах принимается $1,2\text{ кг}/\text{м}^3$).

Таблица 4.6

Параметры воздуха (по результатам измерений)

Показатель	Внутри помещения	Снаружи помещения	Система вентиляции		
			приточная	вытяжная	местная
Температура, °С	22,8	20	21	25	38
Относительная влажность φ, %	31	30	28,2	32,4	21,5
Расход, $10^3\text{ м}^3/\text{ч}$	—	125	125	100	25

Все составляющие баланса, за исключением теплопоступлений от оборудования и освещения, могут быть вычислены по результатам измерений температуры и влажности с использованием приведенных ниже зависимостей. Зависимость давления насыщенного водяного пара p_s , МПа, над поверхностью жидкости от температуры, °С, может быть представлена в виде

$$p_s = e^{9,77 - \frac{4054}{236 + t}} \quad (4.16)$$

Зависимость влагосодержания x , кг/кг сухого воздуха, от атмосферного давления $p_{\text{атм}}$, парциального давления пара p_s при температуре воздуха и его относительной влажности ϕ определяется так:

$$x = 0,622 \frac{p_s \phi}{p_{\text{атм}} - p_s \phi} \quad (4.17)$$

здесь $\phi = p_{\text{п}}/p_s(t)$, где $p_{\text{п}}$ — парциальное давление насыщенного пара.

Зависимость энтальпии влажного воздуха от его влагосодержания и температуры имеет вид

$$H = c_{\text{в}} t + x(r_0 + c_{\text{п}} t) \quad (4.18)$$

где $c_{\text{в}}$ и $c_{\text{п}}$ — удельные средние теплоемкости сухого воздуха и пара; r_0 — удельная теплота парообразования.

Рассчитаем энтальпию приточного воздуха в следующей последовательности:

$$p_s = e^{9,77 - \frac{4054}{236 + t_{\text{п}}}} = e^{9,77 - \frac{4054}{236 + 21}} = 0,00247 \text{ МПа};$$

$$x_{\text{п}} = 0,622 \frac{0,00247 \cdot 0,282}{0,1 - 0,00247 \cdot 0,282} = 0,00436 \text{ кг/кг};$$

$$H_{\text{п}} = c_{\text{в}} t_{\text{п}} + x_{\text{п}}(r_0 + c_{\text{п}} t_{\text{п}}) = 1,005 \cdot 21 + 0,00436(2500 + 1,807 \cdot 21) = 32,2 \text{ кДж/кг}.$$

Найдем энтальпию воздуха, удаляемого из цеха системой общеобменной вытяжной вентиляции:

$$p_s = e^{9,77 - \frac{4054}{236 + t_{\text{в}}}} = e^{9,77 - \frac{4054}{236 + 25}} = 0,00314 \text{ МПа};$$

$$x_{\text{в}} = 0,622 \frac{0,00314 \cdot 0,324}{0,1 - 0,00314 \cdot 0,324} = 0,0064 \text{ кг/кг};$$

$$H_{\text{в}} = c_{\text{в}} t_{\text{в}} + x_{\text{в}}(r_0 + c_{\text{п}} t_{\text{в}}) = 1,005 \cdot 25 + 0,0064(2500 + 1,807 \cdot 25) = 41,4 \text{ кДж/кг}.$$

Вычислим энтальпию воздуха, удаляемого из цеха системой местной технологической вытяжной вентиляции:

$$p_s = e^{9,77 - \frac{4054}{236 + t_{\text{м}}}} = e^{9,77 - \frac{4054}{236 + 38}} = 0,00657 \text{ МПа};$$

$$x_{\text{м}} = 0,622 \frac{0,00657 \cdot 0,215}{0,1 - 0,00657 \cdot 0,215} = 0,0089 \text{ кг/кг};$$

$$H_{\text{м}} = c_{\text{в}} t_{\text{м}} + x_{\text{м}}(r_0 + c_{\text{п}} t_{\text{м}}) = 1,005 \cdot 38 + 0,0089(2500 + 1,807 \cdot 38) = 61,1 \text{ кДж/кг}.$$

Результаты расчетов сведены в табл. 4.7.

Таблица 4.7

Результаты расчетов влагосодержания и энтальпии влажного воздуха

Параметры наружного воздуха				Параметры приточного воздуха				Параметры вытяжного воздуха				Параметры воздуха системы местной вентиляции			
t_n , °С	φ_n , %	d_n , г/кг	h_n , кДж/кг	t_p , °С	φ_p , %	d_p , г/кг	h_p , кДж/кг	t_y , °С	φ_y , %	d_y , г/кг	h_y , кДж/кг	t_m , °С	φ_m , %	d_m , г/кг	h_m , кДж/кг
20	30	4,36	31,2	21	28,2	4,36	32,2	25	32,4	6,40	41,4	38	21,5	8,91	61,1

Примечание. d — влагосодержание, г/кг.

Мощность фанкойлов по охлаждению внутреннего воздуха, кВт, вычислим по формуле

$$Q_{\phi} = L_{\phi} \rho (H_{\phi} - H_B) / 3600 = G_B c_B (t_{\text{вх}} - t_{\text{вых}}) = 7 \cdot 4,2 (12 - 7) = 147 \text{ кВт}, \quad (4.19)$$

где L_{ϕ} — суммарный расход воздуха, проходящего через фанкойлы (по паспортным данным), м³/ч; H_B — энтальпия внутреннего воздуха, вычисляемая по средней температуре воздуха в цехе, кДж/кг; H_{ϕ} — энтальпия воздуха на выходе из фанкойлов, вычисляемая по средней температуре воздуха на выходе из фанкойлов, кДж/кг; G_B — массовый расход охлаждающей воды, кг/с; $c_B = 4,2$ кДж/(кг · °С) — теплоемкость воды; $t_{\text{вх}}$, $t_{\text{вых}}$ — температура воды на входе и выходе холодильной машины.

Теплопоступления через оконные проемы для четырех фасадов зданий, кВт, определяются по формуле

$$Q_{\text{с.ср}} = \tau_F k_F (F_1 I_1 + F_2 I_2 + F_3 I_3 + F_4 I_4) \cdot 10^{-3} + \tau_{\text{scy}} k_{\text{scy}} F_{\text{scy}} I_{\text{hor}} \cdot 10^{-3}, \quad (4.20)$$

где первое слагаемое учитывает теплопоступления через оконные проемы стен здания, ориентированных по четырем направлениям, второе — через зенитные фонари; τ_F — коэффициент, учитывающий затенение светового проема окон непрозрачными элементами конструкции окон; τ_{scy} — то же для зенитных фонарей; k_F , k_{scy} — коэффициенты учитывают долю проникания солнечной радиации соответственно для светопрозрачных элементов окон и зенитных фонарей; F_1, F_2, F_3, F_4 — площади световых проемов каждого из фасадов здания, м²; F_{scy} — площадь световых проемов зенитных фонарей, м²; I_1, I_2, I_3, I_4 — средние за период солнечная радиация на вертикальные поверхности (принимается по климатическим данным), Вт/м²; I_{hor} — средняя за период солнечная радиация на горизонтальную поверхность, Вт/м². При расчете этой составляющей учитывалось, что световые проемы расположены только на стене, ориентированной на запад, при этом формула для расчета теплопоступлений будет иметь вид

$$Q_{\text{с.ср}} = (\tau_F k_F F_1 I_1 + \tau_{\text{scy}} k_{\text{scy}} F_{\text{scy}} I_{\text{hor}}) \cdot 10^{-3}. \quad (4.21)$$

Значения суммарной солнечной радиации для широты географического расположения Московской области приведены в табл. 4.8. Значения коэффициентов, учитывающих затенение световых проемов и проникновение солнечной радиации через светопрозрачные элементы ограждающих конструкций здания, для условий примера приведены в табл. 4.9.

4.4. Энергетический баланс здания

Таблица 4.8

Максимальные и средние значения суммарной солнечной радиации (прямой и рассеянной) при безоблачном небе в июле для географического положения г. Москвы [14]

Широта, град с.ш.	Поверхность	Суммарная солнечная радиация, Вт/м ²	
		максимальная	средняя
56	Горизонтальная	817	327
	Ориентированная на запад	786	201

Таблица 4.9

Значения коэффициентов затенения светового проема τ_F и τ_{scy} и относительного проникания солнечного излучения k_F и k_{scy} соответственно окон и зенитных фонарей [14]

Заполнение светового проема	Перешлеты деревянные или из поливинилхлорида		Металлические перешлеты	
	τ_F/τ_{scy}	k_F и k_{scy}	τ_F/τ_{scy}	k_F и k_{scy}
Двойное остекление окон в отдельных переплетах	0,65/0,6	0,85	0,8/0,6	0,85
Двойное остекление зенитных фонарей из органического стекла	0,9	0,9	—	—

Теплопоступления через ограждающие конструкции, кВт, рассчитываются по зависимости

$$Q_{огр} = \sum_i k_i (t_{в} - t_{н}) F_i \cdot 10^{-3}, \quad (4.22)$$

где k_i — коэффициент теплопередачи элемента ограждающих конструкций здания, Вт/(м² · °C); F_i — его площадь, м².

Результаты расчета теплопоступлений через ограждающие конструкции здания цеха по формулам (4.20) и (4.21) приведены в табл. 4.10. Теплопоступления через ограждающие конструкции даны в киловаттах на 1 °C разности температур наружного и внутреннего воздуха: $q_{огр} = Q_{огр}/(t_{в} - t_{н})$. Теплопоступления с солнечной радиацией представлены как средний суммарный поток через светопрозрачные конструкции.

Таблица 4.10

К расчету теплопоступлений с солнечной радиацией и через ограждающие конструкции

Элемент	$F, \text{ м}^2$	$k, \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°C})$	$I_{гор}, \text{ Вт}/\text{м}^2$	τ_F	k_F	t_{scy}	k_{scy}	$I_{гор\ ср}, \text{ Вт}/\text{м}^2$	$q_{огр}, \text{ кВт}/\text{°C}$	$Q_{с.ср}, \text{ кВт}$
Внешняя стена	550	2,20	—	—	—	—	—	—	1,21	—
Крыша	3500	2,20	—	—	—	—	—	—	7,70	—
Окна	120	0,35	201	0,65	0,85	—	—	—	0,04	13,3
Фонари	350	0,30	—	—	—	0,9	0,9	327	0,11	92,7
Всего	—	—	—	—	—	—	—	—	9,06	106,0

Таблица 4.11

Тепловой баланс промышленного цеха (к примеру 4.5)

Теплопоступление	Значение, кВт	Теплоудаление	Значение, кВт
1. От технологического оборудования и осветительных приборов	603	1. С воздухом системы местной вытяжной вентиляции	509
2. С воздухом системы общеобменной приточной вентиляции	1342	2. С воздухом системы общеобменной вытяжной вентиляции	1370
3. Через ограждающие конструкции	81	3. При работе фанкойлов	147
Итого	2026	Итого	2026

Тепловая мощность, передаваемая внутреннему воздуху помещения цеха с солнечной радиацией и теплопроводностью через ограждающие конструкции равна

$$Q_{с.ср} + Q_{огр} = 106,0 + 9,06(20 - 22,8) = 106,0 - 25,4 = 80,6 \text{ кВт.}$$

Теплопоступления от оборудования и освещения могут быть рассчитаны из уравнения баланса (4.15), отдельные составляющие которого определены опытно-расчетным методом:

$$Q_{об} + Q_{осв} = Q_{\phi} + (L_y \rho H_y) / 3600 - (L_{пр} \rho H_{пр}) / 3600 + (L_{мр} \rho H_{м}) / 3600 - (Q_{с.ср} + Q_{огр}). \quad (4.23)$$

Подставив в (4.23) числовые значения величин, получим

$$Q_{об} + Q_{осв} = 147 + (100\,000 \cdot 1,2 \cdot 41,1) / 3600 - (125\,000 \cdot 1,2 \cdot 32,2) / 3600 + (25\,000 \cdot 1,2 \cdot 61,1) / 3600 - 80,6 = 147 + 1370 - 1342 + 509 - 80,6 = 603 \text{ кВт.}$$

Тепловой баланс здания цеха, полученный опытно-расчетным путем, представлен в виде табл. 4.11.

С другими расчетными примерами по данной главе можно ознакомиться на интернет-ресурсе «Электронный сетевой сборник задач по курсу «Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях» (сайт http://twt.mpei.ru/ochkov/VPU_Book_New/ES/index.html).

Контрольные вопросы

1. Дайте определения энергетического баланса, подведенной и полезной энергии, а также потерь энергии. Как классифицируются потери энергии.
2. Как классифицируются энергетические балансы?
3. Какие особенности надо учитывать при составлении аналитического энергетического баланса?
4. Для каких объектов составляются энергетические балансы?
5. Изобразите структурную схему аналитического энергобаланса региона.
6. Какие отличия имеют энергетические балансы региона и промышленного объекта?
7. Перечислите требования, которые предъявляются к форме и содержанию энергетических балансов промышленных объектов.

8. Какие статьи содержит энергетический баланс промышленного объекта?
9. Поясните схему распределения энергетических потоков на промышленном предприятии, приведенную на рис. 4.7.
10. Перечислите составляющие теплового баланса здания и поясните физический смысл каждой из них.
11. Какие требования предъявляются к ограждающим конструкциям зданий и сооружений?
12. Какие из параметров окружающего воздуха принимаются в качестве расчетных?
13. Какие из параметров микроклимата помещения нормируются и выбираются в качестве расчетных?
14. В чем различие эксплуатационно-неизбежных и нерациональных потерь энергии?

Глава 5

НОРМАТИВНО-ПРАВОВАЯ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ БАЗА ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ. НОРМИРОВАНИЕ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ

5.1. Нормативно-правовая и нормативно-техническая база энергосбережения

Многие государства ведут целенаправленную деятельность по повышению энергетической эффективности национальной экономики. Россия тоже проводит активную политику в этом направлении. Разрабатываемый правительством комплекс мер по повышению энергоэффективности опирается на соответствующую нормативную базу. Принято выделять нормативно-правовую и нормативно-техническую базу энергосбережения.

Нормативно-правовая база энергосбережения включает в себя следующие виды документов.

Федеральные законы:

1. Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации [1];
2. О газоснабжении в Российской Федерации [2];
3. Об электроэнергетике [3];
4. О теплоснабжении [4] и др.

Указы Президента Российской Федерации:

1. Об оценке эффективности деятельности органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации и органов местного самоуправления городских округов и муниципальных районов в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности [5];
2. О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики [6].

Постановления и распоряжения Правительства Российской Федерации, например Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года [7].

К нормативно-правовым документам относятся также документы Госстроя (Минстроя) России, Министерства регионального развития, Министерства экономического развития, Министерства энергетики.

Основные требования в сфере энергосбережения и повышения энергетической эффективности, которые в настоящее время предъявляются к учреждениям, можно объединить в следующие группы [1]:

требования по снижению объема потребляемых энергетических ресурсов и по обеспечению их учета;

требования по проведению энергетического обследования;

требования энергетической эффективности товаров, работ, услуг, размещение заказов на которые осуществляется для государственных или муниципальных нужд;

требования к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций с участием государства или муниципального образования и организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности.

Государственные (муниципальные) учреждения должны утверждать и реализовывать программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности. Такие программы должны содержать [1]:

целевые показатели энергосбережения и повышения энергетической эффективности, достижение которых должно быть обеспечено в результате реализации этих программ;

значения соответствующих целевых показателей энергосбережения и повышения энергетической эффективности;

мероприятия по энергосбережению и повышению энергетической эффективности;

ожидаемые результаты в натуральном и в стоимостном выражении от проведения мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности;

экономический эффект от проведения мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности.

К нормативно-технической документации относятся:

нормативные документы по энергосбережению на межгосударственном (ГОСТ), государственном (ГОСТ Р), отраслевом (ОСТ) уровнях, а также на уровнях стандартов организаций (СТО) и предприятий (СТП);

технические регламенты, правила, руководства и другие нормативные документы по энергосбережению, принятые органами исполнительной государственной власти;

методические документы по расчетам экономии энергоносителей и обоснованию экономической эффективности энергосберегающих проектов (руководящий документ — РД);

методические документы, в которых изложены полностью или со ссылками на первоисточники рекомендации, методы, способы, схемы, алгоритмы, модели энергосбережения путем повышения эффективности использования и снижения потерь первичных ТЭР, использования вторичных энергетических ресурсов, возобновляемой энергии и альтернативного топлива;

методические документы, регламентирующие требования к точности методов измерений, обеспечение единства измерений, метрологического контроля и надзора при учете ТЭР на стадиях добычи, производства, переработки, транспортировки, хранения и потребления.

Целями нормативно-методического обеспечения энергосбережения являются установление в государственных стандартах, технологических регламентах, технических и методических документах [8]:

требований эффективного использования и сокращения потерь ТЭР при их добыче, производстве, переработке, транспортировке, хранении, потреблении, утилизации;

нормативных значений показателей энергетической эффективности энергопотребляющих объектов и процессов, ограничивающих образование загрязняющих окружающую среду биосферозагрязнителей (твердых отходов, жидких сбросов, газообразных выбросов, шламов, смесей; шумов, полей, излучений), возникающих в результате использования ТЭР;

правил проверки соответствия энергопотребляющих объектов и процессов нормативным показателям энергетической эффективности;

порядка осуществления государственного надзора за эффективным использованием ТЭР путем проведения энергетических обследований потребителей ТЭР;

требований обеспечения точности и единства измерений при учете ТЭР на стадиях добычи, производства, переработки, транспортировки, хранения и потребления;

правил обеспечения соответствия стандартов, норм и нормативов в области энергосбережения и энергетической эффективности международным, межгосударственным, региональным, зарубежным стандартам, признанным в России;

ограничений разработки, производства, закупки и применения энергопотребляющих объектов расходами энергоресурсов, превышающими установленные стандартами и регламентами уровни.

Нормативные и методические документы по направлению «Энергосбережение» устанавливают [8—16]:

— основные термины и понятия в области энергосбережения;

— требования к составу и содержанию нормативных и методических документов по обеспечению энергосбережения, основные принципы и методические основы деятельности в области нормативно-методического обеспечения энергосбережения;

— основные принципы стандартизации энергосбережения;

— требования к информационному обеспечению в области энергосбережения и к системе обучения в обеспечении энергосбережения;

— номенклатурный состав и классификацию показателей эффективности использования ТЭР;

— нормируемые показатели энергетической эффективности продукции, которые вносятся в межгосударственные стандарты, технические паспорта продукции, техническую и конструкторскую документацию и используются при сертификации продукции, энергетической экспертизе и энергетических обследованиях;

— показатели энергетической эффективности производственных процессов, которые вносятся в стандарты и энергопаспорта предприятий и исполь-

зуются в ходе осуществления государственного надзора за эффективным использованием топливно-энергетических ресурсов и проведении энергообследований органами государственного надзора;

— правила проведения энергетических обследований, состав энергетического паспорта промышленного потребителя ТЭР, составление энергобалансов зданий с последующей их паспортизацией;

— методологию комплексного определения энергоемкости теплоэнергетических систем различного назначения при производстве продукции и оказании услуг;

— анализ и мониторинг энергоэффективности, возможность выбора и внедрения новейших отечественных и зарубежных технологий, обеспечивающих оптимальное сочетание экологических, экономических, энергетических показателей для целей их стратегического оценивания при внедрении наилучших доступных технологий;

— требования к теплоизоляции трубопроводов тепловых сетей и тепло-технологического оборудования;

— нормативы расхода топлива и энергии, методы их определения;

— методы определения экономической эффективности мероприятий по энергосбережению;

— методы расчета и анализа направлений снижения потерь топлива и энергии при создании продукции, генерации энергии и ее транспортировке и использовании.

На федеральном уровне упорядочение деятельности в области нормативно-технического обеспечения энергосбережения на всех стадиях энергообеспечения осуществляют органы исполнительной власти, ответственные за реализацию энергосберегающей политики и разработку государственных стандартов, других нормативных и методических документов [1].

На региональном (для субъектов РФ) уровне деятельность в области нормативно-технического обеспечения энергосбережения осуществляют:

орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации;

региональные энергетические комиссии (РЭК);

территориальные органы Ростехнадзора и Госстандарта России;

научно-технические центры и агентства по энергосбережению.

Разработка энергосберегающих стандартов отраслей, предприятий, научно-технических, инженерных обществ и других общественных организаций производится субъектами деятельности в пределах своей компетенции [8].

5.2. Нормирование потребления топливно-энергетических ресурсов

Нормы расхода тепловой, электрической энергии и топлива, являясь плановой мерой максимально допустимых затрат для существующих эксплуатационных условий зданий и промышленных предприятий, определяют расчетную основу планирования потребления топливно-энергетических ресурсов, служат инструментом контроля за их использованием и позволяют выявить резервы экономии.

Цель нормирования — применение при планировании производства продукции и оказания услуг технически и экономически обоснованных норм расхода топливно-энергетических ресурсов. Нормирование позволяет рационально использовать энергоресурсы и выявлять в процессе энергоаудита непроизводительные затраты топлива, тепловой и электрической энергии.

Норма расхода топливно-энергетических ресурсов для промышленных потребителей — это плановый показатель расхода ресурсов при производстве единицы продукции. Нормируются расходы топлива, тепловой и электрической энергии на обеспечение основного производственного процесса, а также собственных нужд, связанных с эксплуатацией производственных зданий и сооружений (отопление, вентиляция, кондиционирование воздуха, водоснабжение и освещение).

Нормируются также расходы энергетических ресурсов при производстве тепловой и электрической энергии на источниках энергии, при распределении и транспортировке энергии до потребителей (потери энергии). Нормируются потребление энергии жилыми, административно-бытовыми и общественными зданиями (рис. 5.1).

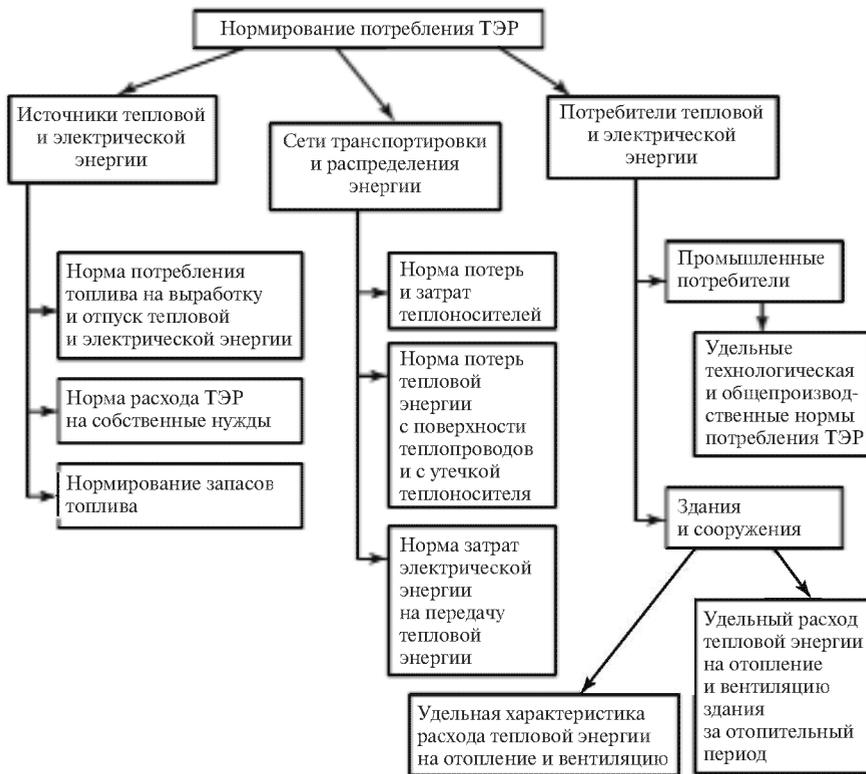


Рис. 5.1. Нормирование потребления ТЭР

5.2.1. Удельные нормы потребления топлива в источниках тепловой энергии

Удельный расход условного топлива, кг у.т., на выработку 1 ГДж тепловой энергии вычисляют по формуле

$$b = \frac{34,12}{\eta_{\text{ка}}^{\text{бр}}}; \quad (5.1)$$

если надо рассчитать расход условного топлива, кг у.т., при выработке 1 Гкал тепловой энергии, используют формулу

$$b = \frac{142,86}{\eta_{\text{ка}}^{\text{бр}}}, \quad (5.2)$$

где $\eta_{\text{ка}}^{\text{бр}}$ — КПД котлоагрегата (брутто) при номинальной нагрузке котлоагрегата; 34,12 и 142,86 — теоретически необходимые удельные затраты условного топлива на выработку соответственно 1 ГДж и 1 Гкал тепловой энергии.

Потребность в условном топливе для котельной, т у.т., находят умножением общего количества вырабатываемой теплоты $Q_{\text{выр}}$, на удельную норму расхода условного топлива для выработки 1 ГДж (Гкал) теплоты:

$$B = b Q_{\text{выр}} \cdot 10^{-3}, \quad (5.3)$$

где B — количество топлива на планируемый период, т у.т.; b — удельный расход условного топлива, кг у.т./ГДж (кг у.т./Гкал).

КПД котлоагрегата определяют на основании теплотехнических испытаний котлоагрегата, находящегося в технически исправном и отлаженном состоянии.

Если за котлоагрегатом установлен экономайзер для нагрева питательной воды (утилизатор), общий КПД котлоагрегата вычисляют по формуле

$$\eta_{\text{ка}}^{\text{бр}} = \eta_{\text{к}}^{\text{бр}} + \eta_{\text{эк}}^{\text{бр}}, \quad (5.4)$$

где $\eta_{\text{к}}^{\text{бр}}$, $\eta_{\text{эк}}^{\text{бр}}$ — КПД собственно котла и экономайзера (утилизатора) соответственно. Коэффициент полезного действия экономайзера

$$\eta_{\text{эк}}^{\text{бр}} = \frac{\eta_{\text{к}}^{\text{бр}} \Delta i_{\text{эк}}}{i_{\text{п}} - i_{\text{эк}}}, \quad (5.5)$$

где $\Delta i_{\text{эк}}$ — прирост энтальпии воды в экономайзере, кДж/кг (ккал/кг), равный произведению теплоемкости воды на разность температур воды на выходе и входе в экономайзер; $i_{\text{п}}$ — энтальпия насыщенного пара или воды при фактических значениях давления и температуры пара на выходе из котла, кДж/кг (ккал/кг); $i_{\text{эк}}$ — энтальпия питательной воды после экономайзера,

кДж/кг (ккал/кг), принимается равной произведению теплоемкости воды на температуру воды после экономайзера.

При отклонении нагрузки от номинальной удельные нормы определяют в соответствии с инструкцией по нормированию расхода котельно-печного топлива.

Удельные нормы расхода топлива на выработку 1 т сухого насыщенного пара при температуре 100 °С (так называемого нормального пара) с учетом потерь с продувочной водой, кг у.т./т, энтальпия которого равна 2675,9 кДж (639 ккал) при атмосферном давлении, определяют по соотношению

$$b = b_n(1 + K_{\text{прод}}), \quad (5.6)$$

где b_n — расчетная удельная норма расхода топлива на выработку 1 т сухого насыщенного пара при температуре 100 °С, кг у.т./т; $K_{\text{прод}}$ — коэффициент, учитывающий потери теплоты с продувочной водой.

Пересчет расхода пара фактических параметров из котла в расход сухого насыщенного пара при температуре 100 °С выполняют по формуле

$$G_{\text{н.п}} = G_{\text{п.р}}(i_{\text{п}} - i_{\text{п.в}})/i_{\text{н.п}}, \quad (5.7)$$

где $G_{\text{н.п}}$ — паропроизводительность котельной в сухом насыщенном паре при температуре 100 °С, кг/ч; $G_{\text{п.р}}$ — паропроизводительность котельной в рабочем паре (с фактическими параметрами), кг/ч; $i_{\text{п}}$, $i_{\text{п.в}}$ — соответственно энтальпия пара и питательной воды, кДж/кг (ккал/кг); $i_{\text{н.п}}$ — энтальпия сухого насыщенного пара при температуре 100 °С.

При наличии в котельной нескольких котлов норму расхода условного топлива, кг у.т./ГДж (кг у.т./Гкал) на выработку теплоты за планируемый период определяют как средневзвешенную по формуле

$$b_{\text{ср}} = \frac{\sum_{i=1}^N b_i Q_i}{\sum_{i=1}^N Q_i}, \quad (5.8)$$

где b_i — норма удельного расхода топлива для каждого котла, кг у.т./ГДж (кг у.т./Гкал); Q_i — выработка теплоты (пара) каждым котлом за планиваемый период, ГДж (Гкал); N — число котлов.

Удельный расход условного топлива на растопку котла с учетом технологического процесса зависит от площади поверхности нагрева котла, длительности и числа остановок котла в сезоне.

Потери топлива при транспортировании, разгрузке, хранении и прочих топливно-транспортных операциях учитываются введением коэффициентов $K_{\text{пот}} = 1,055$ при сжигании жидкого и газообразного топлива и $K_{\text{пот}} = 1,07$ — твердого.

Пересчет условного топлива в натуральное выполняют в соответствии с расходом условного топлива и значением рабочей низшей теплоты сгорания натурального топлива по формулам:

$$B_{\text{т}} = \frac{29,33 B}{Q_{\text{н}}^{\text{р}}}; \quad (5.9)$$

$$B_{\text{т}} = \frac{7000 B}{(Q_{\text{н}}^{\text{р}})'}, \quad (5.10)$$

где 29,33 и 7000 — низшая теплота сгорания условного топлива соответственно в МДж/кг у.т. и ккал/кг у.т.; B — расход условного топлива, кг у.т.; $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ — рабочая низшая теплота сгорания жидкого и твердого топлива, МДж/кг (ккал/кг), или газообразного, МДж/м³ (ккал/м³). Здесь и далее (если не оговорено специально) приводится объем газа при нормальных условиях (при давлении 101 325 Па и температуре 0 °С).

Установленные на предприятии нормы расхода топлива подлежат корректировке на основе проведения эксплуатационных испытаний топливо-использующих устройств и агрегатов после энергосберегающих мероприятий. Испытания должны проводиться только после приведения объектов в исправное состояние и оформления соответствующего акта.

Для контроля экономичности работы котельных и возможности сопоставления плановых показателей с отчетными, потребность в топливе и удельные расходы топлива могут быть представлены в расчете на выработку тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов котельной.

Потребность в условном топливе на производство тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов котельной, т у.т., определяют по формуле

$$B_{\text{отп}} = Q_{\text{отп}} b_{\text{отп}} \cdot 10^{-3}, \quad (5.11)$$

где $Q_{\text{отп}}$ — количество тепловой энергии, отпускаемой котельной в тепловую сеть, ГДж (Гкал); $b_{\text{отп}}$ — норма удельного расхода условного топлива на выработку тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть, кг у.т./ГДж (кг у.т./Гкал).

Удельный расход условного топлива, кг у.т./ГДж или кг у.т./Гкал, на отпуск тепловой энергии, можно определить по формулам соответственно

$$b_{\text{отп}} = \frac{34,12}{\eta_{\text{ср.к}}^{\text{нетто}}}; \quad (5.12)$$

$$b_{\text{отп}} = \frac{142,86}{\eta_{\text{ср.к}}^{\text{нетто}}}, \quad (5.13)$$

где $\eta_{\text{ср.к}}^{\text{нетто}}$ — средний КПД (нетто) котельной с учетом расхода теплоты на собственные нужды котельной:

$$\eta_{\text{ср.к}}^{\text{нетто}} = (\eta_{\text{ка}}^{\text{бр}})^{\text{ср}} (1 - K_{\text{с.н}}), \quad (5.14)$$

где $(\eta_{\text{ка}}^{\text{бр}})^{\text{ср}}$ — средний КПД котлов, установленных в котельных; $K_{\text{с.н}}$ — коэффициент, учитывающий расход топлива на собственные нужды котельной, определяется по формуле

$$K_{\text{с.н}} = \frac{\sum_{i=1}^N b_{\text{с.н } i}}{b}, \quad (5.15)$$

где $b_{\text{с.н } i}$ — удельный расход условного топлива на i -е нужды котельной, кг у.т/ГДж (кг у.т/Гкал); b — удельный расход условного топлива на выработку теплоты, кг у.т/ГДж (кг у.т/Гкал). Суммирование проводится по всем видам собственных нужд.

Связь между удельным расходом топлива на отпуск и выработку теплоты можно представить в виде

$$b_{\text{отп}} = \frac{b}{1 - K_{\text{с.н}}}. \quad (5.16)$$

Расход теплоты на собственные нужды котельных подробно рассмотрен в [17].

Коэффициент полезного действия источников тепловой энергии колеблется в диапазоне 0,55—0,95 в зависимости от типа источника (ТЭЦ районная тепловая станция, местная котельная и т.д.). Средневзвешенный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии источниками, имеющими КПД нетто $\eta_i^{\text{н}}$, можно вычислить, зная структуру теплоснабжения, а именно удельные расходы условного топлива на отпуск тепловой энергии каждым источником ($b_i^{\text{н}}$) и их количество (N_i):

$$b_Q = \frac{\sum_{i=1} b_i^{\text{н}} N_i}{\sum_{i=1} N_i}. \quad (5.17)$$

В среднем по стране расход условного топлива на отпускаемую тепловую энергию от источников составляет $b_Q = 157,9$ кг у.т/Гкал (данные Министерства энергетики России по итогам 2018 г.). В 2010 г. этот показатель составлял 148,6 кг у.т/Гкал.

Пример 5.1. Определить удельный расход натурального топлива — природного газа с низшей рабочей теплотой сгорания $Q_{\text{н}}^{\text{P}} = 8100$ ккал/м³ и условного топлива на выработку $Q_{\text{выр}} = 1$ Гкал тепловой энергии, если известно, что КПД котельной установки $\eta_{\text{ка}}^{\text{бр}} = 0,90$.

Решение. Удельный расход природного газа на выработку 1 Гкал (10^9 кал) тепловой энергии

$$b_{\text{г}} = \frac{Q_{\text{выр}} 10^{-3}}{\eta_{\text{ка}}^{\text{бр}} Q_{\text{н}}^{\text{P}}} = \frac{10^9 \cdot 10^{-3}}{0,9 \cdot 8100} = 137,2 \text{ м}^3/\text{Гкал}.$$

Удельный расход условного топлива на выработку 1 Гкал тепловой энергии

$$b_{\text{у}} = \frac{Q_{\text{выр}} 10^{-3}}{\eta_{\text{ка}}^{\text{бр}} \cdot 7000} = \frac{10^9 \cdot 10^{-3}}{0,9 \cdot 7000} = 158,7 \text{ кг у.т./Гкал}.$$

Пример 5.2. Определить изменение в расходах топлива и КПД котельной, вырабатывающей 10^5 Гкал/год тепловой энергии, при переводе ее с мазута на природный газ, если известно, что удельный расход мазута составлял 131 кг/Гкал, а удельный расход природного газа составляет 137 м³/Гкал. Низшая рабочая теплота сгорания мазута 9500 ккал/кг, природного газа — 8100 ккал/м³.

Решение. Переводим годовой расход мазута в условное топливо:

$$B_{\text{м.у}} = b_{\text{м}} \frac{Q_{\text{н.м}}^{\text{P}}}{7000} = 131 \cdot 10^5 \cdot 10^{-3} \frac{9500}{7000} = 177,8 \cdot 10^2 \text{ т у.т./год}.$$

Годовой расход природного газа составит

$$B_{\text{г}} = b_{\text{г}} Q_{\text{выр}} = 137 \cdot 10^5 \text{ м}^3/\text{год},$$

что эквивалентно потреблению условного топлива в количестве

$$B_{\text{г.у}} = B_{\text{г}} \frac{Q_{\text{г.м}}^{\text{P}}}{7000} = 137 \cdot 10^5 \cdot 10^{-3} \frac{8100}{7000} = 158,5 \cdot 10^2 \text{ т у.т./год}.$$

Уменьшение расхода условного топлива при переходе с мазута на природный газ составит

$$\Delta B = B_{\text{м.у}} - B_{\text{г.у}} = (177,8 - 158,5) 10^2 = 19,3 \cdot 10^2 \text{ т у.т./год}.$$

При работе на мазуте КПД котельной (брутто)

$$\eta_{\text{к.м}}^{\text{бр}} = \frac{142,86}{b_{\text{м.у}}} = \frac{142,86}{(B_{\text{м.у}} \cdot 10^{-3} / Q_{\text{выр}})} = \frac{142,86}{(177,8 \cdot 10^2 \cdot 10^{-3} / 10^5)} = 0,80.$$

При работе на природном газе КПД котельной (брутто)

$$\eta_{\text{к.г}}^{\text{бр}} = \frac{142,86}{b_{\text{г.у}}} = \frac{142,86}{(B_{\text{г.у}} \cdot 10^{-3} / Q_{\text{выр}})} = \frac{142,86}{(158,5 \cdot 10^2 \cdot 10^{-3} / 10^5)} = 0,90.$$

Расход топлива при переходе с мазута на природный газ уменьшится на 1930 т у.т./год, КПД котельной (брутто) возрастет на 10 %.

5.2.2. Нормирование технологических затрат и потерь при передаче тепловой энергии в тепловых сетях

Нормирование технологических затрат и потерь при передаче тепловой энергии проводится для обоснованного определения затрат ресурсов при расчете тарифа на услуги по передаче тепловой энергии и анализа состояния оборудования тепловых сетей и режимов работы системы централизованного теплоснабжения.

К нормативным эксплуатационным технологическим затратам ресурсов относятся нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, которые разрабатываются по следующим показателям:

- потери и затраты теплоносителей (пар, конденсат, вода);
- потери тепловой энергии в тепловых сетях теплопередачей через теплоизоляционные конструкции теплопроводов и с потерями и затратами теплоносителей (пар, конденсат, вода);
- затраты электрической энергии на передачу тепловой энергии.

Расчеты нормативных потерь следует проводить, руководствуясь Порядком определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя [16].

Значения тепловых потерь теплопередачей через теплоизоляционные конструкции трубопроводов по проектным нормам для среднегодовых условий функционирования тепловой сети определяются в зависимости:

- от периода проектирования трубопроводов;
- способа прокладки трубопроводов;
- диаметра трубопровода;
- фактического температурного графика тепловой сети;
- климатических условий в месте прокладки и эксплуатации трубопроводов.

В настоящее время существуют четыре группы нормативных значений тепловых потерь для трубопроводов, спроектированных в различные периоды времени:

- в 1959—1989 гг.;
- в 1990—1997 гг.;
- в 1998—2003 гг.;
- начиная с 2004 г.

Различают нормы тепловых потерь изолированными трубопроводами в зависимости от способа прокладки:

- на открытом воздухе (надземная прокладка);
- в помещении и тоннеле;
- в непроходных каналах (подземная прокладка);
- бесканальная (подземная прокладка).

С течением времени требования к проектированию тепловой изоляции трубопроводов ужесточались, что приводило к снижению норм (рис. 5.2, 5.3).

Согласно [16] удельные часовые тепловые потери трубопроводами каждого диаметра определяются пересчетом табличных значений норм на среднегодовые (среднесезонные) условия эксплуатации тепловой сети. При

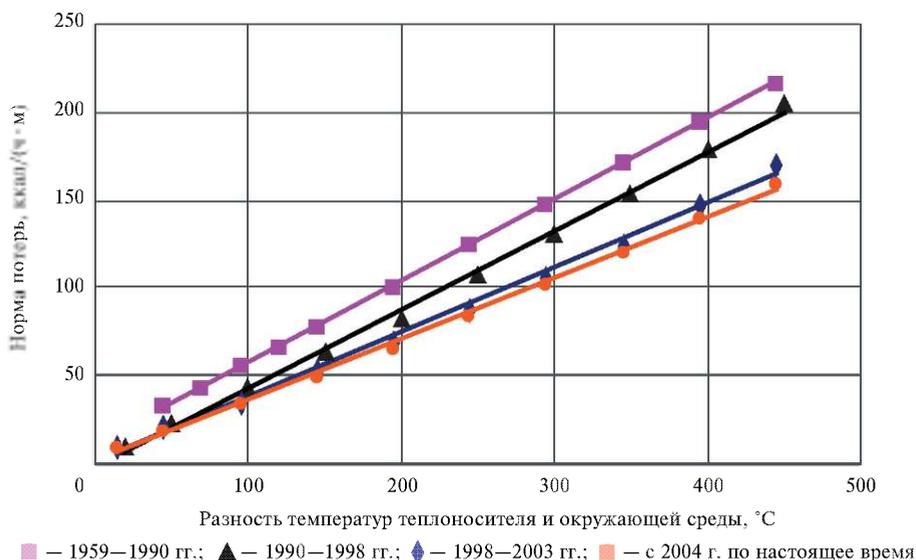


Рис. 5.2. Нормы тепловых потерь трубопроводами условным диаметром 100 мм надземной прокладки в зависимости от разности температур теплоносителя и окружающей среды для трубопроводов различных периодов проектирования

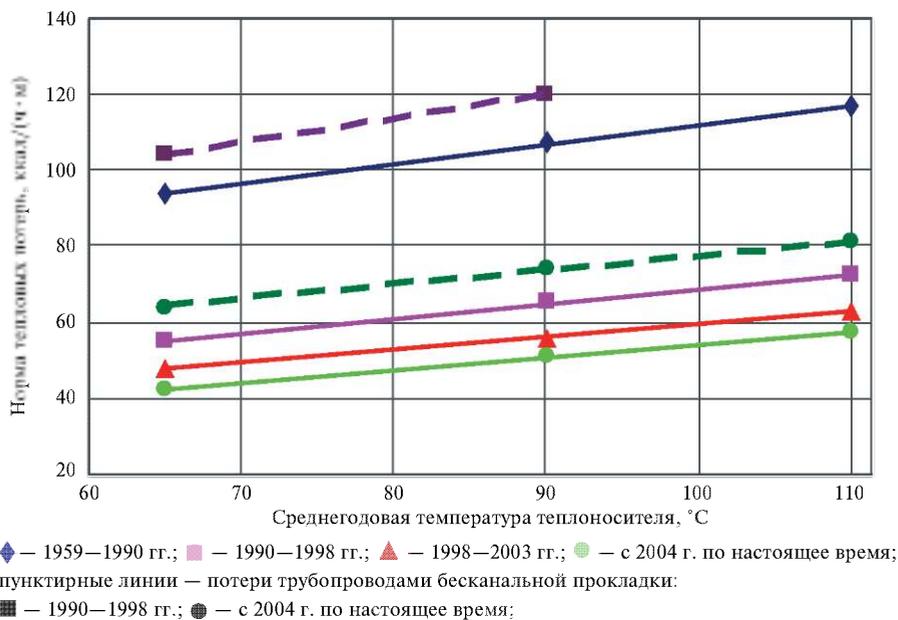


Рис. 5.3. Норма тепловых потерь трубопроводами условным диаметром 150 мм канальной и бесканальной прокладки в зависимости от среднегодовой температуры теплоносителя для трубопроводов различных периодов проектирования

пересчете табличных значений на фактические условия эксплуатации необходимо задать расчетные температуры окружающей среды и теплоносителя.

За расчетную температуру окружающей среды при расчетах по нормированной плотности теплового потока следует принимать:

- а) для изолируемых поверхностей, расположенных на открытом воздухе:
 - для технологического оборудования и трубопроводов — среднюю температуру за год;
 - для трубопроводов тепловых сетей при круглогодичной работе — среднюю температуру за год;
 - для трубопроводов тепловых сетей, работающих только в отопительный период, — среднюю температуру за период со среднесуточной температурой наружного воздуха $8\text{ }^{\circ}\text{C}$ и ниже;
- б) для изолируемых поверхностей, расположенных в помещении, — $20\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- в) для трубопроводов, расположенных в тоннелях, — $40\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- г) для подземной прокладки в каналах или при бесканальной прокладке трубопроводов — среднюю за год температуру грунта на глубине заложения оси трубопровода. При глубине заложения теплопровода от верха теплоизоляционной конструкции менее $0,7\text{ м}$ за расчетную температуру окружающей среды принимается та же температура наружного воздуха, что и при надземной прокладке.

За расчетную температуру теплоносителя в водяных тепловых сетях принимают:

в подающем трубопроводе при постоянной температуре сетевой воды и количественном регулировании — максимальную температуру теплоносителя;

в подающем трубопроводе при переменной температуре сетевой воды и качественном регулировании — согласно табл. 5.1.

Температурный график качественного регулирования — график регулирования температуры теплоносителя в водяных тепловых сетях отопления в зависимости от текущей температуры наружного воздуха. Принято указывать максимальные температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах при расчетной температуре наружного воздуха в холодный период года. Например, для графика $150/70\text{ }^{\circ}\text{C}/^{\circ}\text{C}$ максимальная темпера-

Таблица 5.1

Среднегодовая расчетная температура теплоносителя в двухтрубных водяных тепловых сетях при качественном регулировании подачи теплоносителя

Температурный график качественного регулирования, $^{\circ}\text{C}/^{\circ}\text{C}$	Температура теплоносителя, $^{\circ}\text{C}$	
	в подающем трубопроводе	в обратном трубопроводе
180/70	110	50
150/70	90	50
130/70	65	50
95/70	55	50

тура теплоносителя в подающем трубопроводе будет 150 °С, а максимальная температура теплоносителя в обратном трубопроводе — 70 °С

За расчетную температуру теплоносителя в паровых тепловых сетях принимают максимальную температуру пара, осредненную по длине рассматриваемого участка паропровода, в конденсатных сетях и сетях горячего водоснабжения — максимальную температуру конденсата или горячей воды.

За расчетную температуру наружного воздуха принимают среднюю за год температуру воздуха, а для трубопроводов тепловых сетей, работающих только в отопительный период, — среднюю температуру наружного воздуха за отопительный период. Для трубопроводов, проложенных в помещениях, при отсутствии информации о фактической температуре в качестве расчетной принимают температуру, равную 20 °С. При подземной прокладке трубопроводов в полупроходных каналах и бесканальной прокладке температура окружающей среды принимается равной среднегодовой температуре грунта на глубине заложения трубопроводов (для отопительных систем — средней за отопительный период).

Порядок применения норм в соответствии с действующим графиком подачи теплоносителя потребителям, способом прокладки и климатическими условиями эксплуатации трубопроводов будет различным в зависимости от периода проектирования трубопроводов. Это следует из структуры таблиц, в которых эти нормы приведены. Согласно зависимостям, представленным в гл. 7, потери пропорциональны разности температур теплоносителя и окружающей среды. В то же время нормы потерь, действующие для трубопроводов, спроектированных в период с 1990 г. по настоящее время, приводятся безотносительно от расчетных температур наружного воздуха или грунта. Актуальным является только действующий график теплоносителя для трубопроводов подземной прокладки или разность температур теплоносителя и наружного воздуха (табл. 5.2).

Удельные часовые потери зависят от диаметра трубопровода и определяются пересчетом табличных значений норм удельных часовых тепловых потерь на фактические среднегодовые условия функционирования тепловой сети (или условия за другой нормируемый период):

$$q_{\Pi} = q_{\text{табл.}\Pi} k_{\Pi}; \quad (5.18)$$

$$q_{\text{O}} = q_{\text{табл.}\text{O}} k_{\text{O}}. \quad (5.19)$$

где $q_{\text{табл.}\Pi}$, $q_{\text{табл.}\text{O}}$ — нормативные значения удельных тепловых потерь соответственно подающего и обратного трубопроводов водяных тепловых сетей (или паропровода и конденсатопровода для паровых сетей) применительно к среднегодовым условиям работы, указанным в соответствующих таблицах, кДж/(м·ч) [ккал/(м·ч)]; k_{Π} и k_{O} — коэффициенты пересчета норм на фактические среднегодовые условия (а они могут отличаться от среднегодовых условий, при которых приведены нормы потерь $q_{\text{табл.}\Pi}$, $q_{\text{табл.}\text{O}}$) эксплуатации сети или на средние условия эксплуатации сети за любой нормируемый период времени.

Таблица 5.2

Особенности применения норм потерь трубопроводами водяных тепловых сетей в зависимости от периода проектирования

Период проектирования	Способ прокладки	
	На открытом воздухе	В непроходных каналах и бесканальная
1959—1989 гг.	Разность температур теплоносителя и наружного воздуха. Расчетная температура наружного воздуха +5 °С	Разность среднегодовых температур теплоносителя и грунта. Расчетная температура грунта +5 °С
С 1990 г. по настоящее время	Температура теплоносителя. Расчетная температура наружного воздуха не указана	Среднегодовые температуры теплоносителей в подающем и обратном трубопроводах. Расчетная температура грунта не указана

Примечания: 1. Среднегодовые температуры теплоносителей в подающем и обратном трубопроводах приведены в табл. 5.1.

2. Разность среднегодовых температур теплоносителя и грунта, например, при действующем графике 150/70 °С/°С будет равна $\Delta t_{\text{ср}} = (90 + 50)/2 - 5 = 65$ °С.

3. Для подземной прокладки трубопроводов, спроектированных в период 1959—1989 гг., нормы приведены суммарно для подающего и обратного трубопроводов.

Значения тепловых потерь теплопередачей через теплоизоляционные конструкции трубопроводов по проектным нормам для среднегодовых условий функционирования тепловой сети определяются в зависимости от диаметра трубопровода, периода проектирования и способа прокладки трубопроводов. В табл. 5.3 приведены формулы для пересчета табличных значений норм потерь трубопроводами различной прокладки и периода проектирования в соответствии с особенностями применения норм (см. табл. 5.2).

В табл. 5.3 приняты следующие обозначения: $t_{\text{п.табл}}^{\text{ср.год}}$, $t_{\text{о.табл}}^{\text{ср.год}}$, $t_{\text{гр.табл}}^{\text{ср.год}}$ — среднегодовые температуры соответственно теплоносителя в подающей и обратной линии тепловой сети и грунта, принятые для расчета норм, приводимых в таблицах; $t_{\text{п}}^{\text{ср.год}}$, $t_{\text{о}}^{\text{ср.год}}$, $t_{\text{гр}}^{\text{ср.год}}$ — среднегодовые температуры соответственно теплоносителя в подающей и обратной линии тепловой сети и грунта.

Пример 5.3. Период проектирования трубопровода 1959—1989 гг. Условный диаметр трубопровода 100 мм. Трубопровод проложен на открытом воздухе со среднегодовой температурой $t_{\text{н}} = -2$ °С. Среднегодовая температура теплоносителя в подающем трубопроводе 65 °С, в обратном трубопроводе — 50 °С. Определить нормы потерь подающим и обратным трубопроводами применительно к указанным условиям эксплуатации тепловой сети.

Таблица 5.3

Коэффициенты пересчета норм потерь к среднегодовым условиям эксплуатации тепловой сети

Период проектирования трубопроводов	Надземная прокладка		Подземная канальная (в непроходных каналах) и бесканальная
	Трубопровод подающих	Трубопровод обратный	
1959—1989 гг.	$k_{п} = \frac{t_{п, ср.год} - t_{н, ср.год}}{t_{п, табл} - t_{н, табл}}$	$k_{о} = \frac{t_{о, ср.год} - t_{н, ср.год}}{t_{о, табл} - t_{н, табл}}$	$k_{п} = k_{о} = \frac{t_{п, ср.год} + t_{о, ср.год} - 2t_{гр, ср.год}}{t_{п, табл} + t_{о, табл} - 2t_{гр, табл}}$
1990—1997 гг.	$k_{п(о)} = 1 + \left(\frac{q_{табл\ i+1} - q_{табл\ i}}{q_{табл\ i}} \right) \frac{t_{п(о), ср.год} - t_{табл\ i}}{t_{табл\ i+1} - t_{табл\ i}}; \quad t_{табл\ i} \leq t_{п(о), ср.год} \leq t_{табл\ i+1}$		$k_{п} = k_{о} = 1$
1998—2003 гг.	$k_{п(о)} = 1 + \left(\frac{q_{табл\ i+1} - q_{табл\ i}}{q_{табл\ i}} \right) \frac{\Delta M_{п(о), ср.год} - \Delta M_{табл\ i}}{\Delta M_{табл\ i+1} - \Delta M_{табл\ i}}; \quad q_{п(о)} = q_{табл, п(о)}; k_{п};$ $\Delta M_{табл\ i} \leq \Delta M_{п(о), ср.год} \leq \Delta M_{табл\ i+1}$		$k_{п} = k_{о} = 1$
Начиная с 2004 г.	$k_{п(о)} = 1 + \left(\frac{q_{табл\ i+1} - q_{табл\ i}}{q_{табл\ i}} \right) \frac{\Delta M_{п(о), ср.год} - \Delta M_{табл\ i}}{\Delta M_{табл\ i+1} - \Delta M_{табл\ i}}; \quad q_{п(о)} = q_{табл, п(о)}; k_{п};$ $\Delta M_{табл\ i} \leq \Delta M_{п(о), ср.год} \leq \Delta M_{табл\ i+1}$		$k_{п} = k_{о} = 1$

Решение. Табличные значения норм при разности температур теплоносителя и наружного воздуха ($t_{н.табл}^{ср.год} = +5 \text{ }^\circ\text{C}$):

$$t_{п.табл}^{ср.год} - t_{н.табл}^{ср.год} = 70 \text{ }^\circ\text{C}, \quad q_{табл.п} = 43 \text{ ккал}/(\text{м} \cdot \text{ч});$$

$$t_{о.табл}^{ср.год} - t_{н.табл}^{ср.год} = 45 \text{ }^\circ\text{C}, \quad q_{табл.о} = 31 \text{ ккал}/(\text{м} \cdot \text{ч}).$$

Коэффициенты пересчета:

$$k_{п} = \frac{t_{п}^{ср.год} - t_{н}^{ср.год}}{t_{п.табл}^{ср.год} - t_{н.табл}^{ср.год}} = \frac{65 - (-2)}{70} = 0,957,$$

$$k_{о} = \frac{t_{о}^{ср.год} - t_{н}^{ср.год}}{t_{о.табл}^{ср.год} - t_{н.табл}^{ср.год}} = \frac{50 - (-2)}{45} = 1,156.$$

Нормы потерь для среднегодовых условий эксплуатации сети:

$$q_{п} = q_{табл.п} k_{п} = 43 \cdot 0,957 = 41 \text{ ккал}/(\text{м} \cdot \text{ч});$$

$$q_{о} = q_{табл.о} k_{о} = 31 \cdot 1,156 = 36 \text{ ккал}/(\text{м} \cdot \text{ч}).$$

Пример 5.4. Период проектирования трубопровода 1990—1997 гг. Условный диаметр трубопровода 200 мм. Трубопровод проложен на открытом воздухе (надземная прокладка). Среднегодовая температура теплоносителя в подающем трубопроводе $65 \text{ }^\circ\text{C}$, в обратном трубопроводе — $50 \text{ }^\circ\text{C}$. Длительность эксплуатации трубопроводов не превышает 5000 ч/год. Определить нормы потерь подающим и обратным трубопроводами применительно к указанным условиям эксплуатации тепловой сети.

Согласно [16, прил. 2, табл. 2.1] для трубопровода $D_y = 200 \text{ мм}$ нормы потерь для температур теплоносителя 50 и $100 \text{ }^\circ\text{C}$ будут соответственно 38 и 66 ккал/(м · ч). Воспользуемся интерполяцией и соответствующей формулой для коэффициента пересчета:

$$k_{п} = 1 + \left(\frac{q_{табл. i+1}}{q_{табл. i}} - 1 \right) \frac{t_{п}^{ср.год} - t_{табл. i}}{t_{табл. i+1} - t_{табл. i}} = 1 + \left(\frac{66}{38} - 1 \right) \frac{65 - 50}{100 - 50} = 1,221;$$

$$k_{о} = 1.$$

Нормы потерь для среднегодовых условий эксплуатации сети:

$$q_{п} = q_{табл.п} k_{п} = 38 \cdot 1,221 = 46 \text{ ккал}/(\text{м} \cdot \text{ч});$$

$$q_{о} = q_{табл.о} k_{о} = 38 \text{ ккал}/(\text{м} \cdot \text{ч}).$$

Пример 5.5. Период проектирования трубопровода 1998—2003 гг. Условный диаметр трубопровода 150 мм. Трубопровод проложен на открытом воздухе со среднегодовой температурой $t_{н} = -2 \text{ }^\circ\text{C}$. Среднегодовая температура теплоносителя в подающем трубопроводе $65 \text{ }^\circ\text{C}$, в обратном трубопроводе — $50 \text{ }^\circ\text{C}$. Длительность эксплуатации трубопроводов не превышает 5000 ч/год. Определить нормы потерь подающим и обратным трубопроводами применительно к указанным условиям эксплуатации тепловой сети.

Решение. Согласно [16, прил. 3, табл. 3.1] для трубопровода $D_y = 150 \text{ мм}$ нормы потерь при разности температур теплоносителя и наружного воздуха 45 и $95 \text{ }^\circ\text{C}$ будут соответственно 25 и 45 ккал/(м · ч). Воспользуемся интерполяцией и соответствующей формулой для коэффициента пересчета (табл. 5.3), предвари-

тельно задав среднегодовые разности температур теплоносителя и наружного воздуха для подающего трубопровода $\Delta t_{\text{п}}^{\text{ср.год}} = 65 - (-2) = 67 \text{ }^\circ\text{C}$, для обратного — $\Delta t_{\text{о}}^{\text{ср.год}} = 50 - (-2) = 52 \text{ }^\circ\text{C}$:

$$k_{\text{п}} = 1 + \left(\frac{q_{\text{табл } i+1}}{q_{\text{табл } i}} - 1 \right) \frac{\Delta t_{\text{п}}^{\text{ср.год}} - \Delta t_{\text{табл } i}}{\Delta t_{\text{табл } i+1} - \Delta t_{\text{табл } i}} = 1 + \left(\frac{45}{25} - 1 \right) \frac{67 - 45}{95 - 45} = 1,352;$$

$$k_{\text{о}} = 1 + \left(\frac{q_{\text{табл } i+1}}{q_{\text{табл } i}} - 1 \right) \frac{\Delta t_{\text{о}}^{\text{ср.год}} - \Delta t_{\text{табл } i}}{\Delta t_{\text{табл } i+1} - \Delta t_{\text{табл } i}} = 1 + \left(\frac{45}{25} - 1 \right) \frac{52 - 45}{95 - 45} = 1,112.$$

Нормы потерь для среднегодовых условий эксплуатации сети:

$$q_{\text{п}} = q_{\text{табл.п}} k_{\text{п}} = 25 \cdot 1,352 = 34 \text{ ккал}/(\text{м} \cdot \text{ч});$$

$$q_{\text{о}} = q_{\text{табл.о}} k_{\text{о}} = 25 \cdot 1,112 = 28 \text{ ккал}/(\text{м} \cdot \text{ч}).$$

Пример 5.6. Период проектирования трубопровода 1959—1989 гг. Условный диаметр трубопровода 100 мм. Трубопровод проложен в грунте бесканально. Среднегодовая температура грунта на оси заложения трубопроводов $+1 \text{ }^\circ\text{C}$. Среднегодовая температура теплоносителя в подающем трубопроводе $65 \text{ }^\circ\text{C}$, в обратном трубопроводе — $50 \text{ }^\circ\text{C}$. Определить нормы потерь подающим и обратным трубопроводами применительно к указанным условиям эксплуатации тепловой сети.

Решение. Согласно [16, прил. 1, табл. 3.1] для трубопроводов $D_{\text{в}} = 100 \text{ мм}$, проложенных бесканально, норма потерь для разности температур теплоносителя и грунта $52,5 \text{ }^\circ\text{C}$ будет $76 \text{ ккал}/(\text{м} \cdot \text{ч})$. Потери $q = 76 \text{ ккал}/(\text{м} \cdot \text{ч})$ приведены для совместной двухтрубной прокладки трубопроводов (суммарные потери двумя трубопроводами).

Среднегодовая разность температур теплоносителя в подающем трубопроводе и грунта для условий примера равна

$$(t_{\text{п}}^{\text{ср.год}} + t_{\text{о}}^{\text{ср.год}} - 2t_{\text{гр}}^{\text{ср.год}})/2 = (65 + 50 - 2 \cdot 1)/2 = 56,5 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Коэффициент пересчета на среднегодовые условия эксплуатации тепловой сети

$$k_{\text{п}} = k_{\text{о}} = \frac{t_{\text{п}}^{\text{ср.год}} + t_{\text{о}}^{\text{ср.год}} - 2t_{\text{гр}}^{\text{ср.год}}}{t_{\text{п.табл}}^{\text{ср.год}} + t_{\text{о.табл}}^{\text{ср.год}} - 2t_{\text{гр.табл}}^{\text{ср.год}}} = \frac{65 + 50 - 2 \cdot 1}{65 + 50 - 2 \cdot 5} = \frac{113}{105} = 1,076.$$

Норма потерь для среднегодовых условий эксплуатации тепловой сети

$$q_{\text{п}} + q_{\text{о}} = q k_{\text{п}} = 76 \cdot 1,076 = 82 \text{ ккал}/(\text{м} \cdot \text{ч}).$$

Нормируемые тепловые потери определяются при условии, что конструктивные характеристики сети на момент их функционирования соответствуют нормам проектирования тепловых сетей. В противном случае, исходя из результатов испытания тепловых сетей, вводят корректирующие коэффициенты, повышающие нормы.

Корректирующие коэффициенты по результатам тепловых испытаний участков тепловой сети при подземной прокладке определяются по формуле (5.20), при надземной прокладке — по формулам (5.21), (5.22):

$$k = \frac{Q_{\text{исп}}^{\text{под}}}{Q^{\text{под}}}; \quad (5.20)$$

$$k_{\text{п}}^{\text{над}} = \frac{Q_{\text{п.исп}}^{\text{над}}}{Q_{\text{п}}^{\text{над}}}; \quad (5.21)$$

$$k_{\text{о}}^{\text{над}} = \frac{Q_{\text{о.исп}}^{\text{над}}}{Q_{\text{о}}^{\text{над}}}, \quad (5.22)$$

где $Q_{\text{исп}}^{\text{под}}$ — тепловые потери каждого испытанного участка тепловой сети, определенные тепловыми испытаниями и пересчитанные на фактические среднегодовые условия, ГДж/ч (Гкал/ч); $Q^{\text{под}}$ — тепловые потери, рассчитанные по проектным нормам тепловых потерь для участков, имеющих те же конструктивные и эксплуатационные параметры, ГДж/ч (Гкал/ч); $Q_{\text{п.исп}}^{\text{над}}$ и $Q_{\text{о.исп}}^{\text{над}}$ — тепловые потери подающих и обратных трубопроводов тепловой сети надземной прокладки, определенные по результатам тепловых испытаний и пересчитанные на среднегодовые условия, ГДж/ч (Гкал/ч); $Q_{\text{п}}^{\text{над}}$ и $Q_{\text{о}}^{\text{над}}$ — тепловые потери, рассчитанные по проектным нормам тепловых потерь по формулам (5.18), (5.19). Максимальные значения корректирующих коэффициентов к нормативным значениям не должны быть больше значений, приведенных в методических указаниях по составлению энергетических характеристик тепловых сетей [16].

Нормирование эксплуатационных тепловых потерь через тепловую изоляцию трубопроводов за расчетный период [$Q_{\text{период}}^{\text{пот}}$, ГДж (Гкал)] проводят, исходя из значений часовых тепловых потерь, определяемых по формулам (5.18), (5.19), при среднегодовых условиях функционирования тепловой сети по формуле

$$Q_{\text{период}}^{\text{пот}} = \left[\left(\sum_{i=1}^N (q_{\text{п}i}^{\text{под}} + q_{\text{о}i}^{\text{под}}) \sum_{j=1}^M L_{ij}^{\text{под}} \right) + \left(\sum_{i=1}^K q_{\text{п}i}^{\text{над}} \sum_{j=1}^L L_{ij}^{\text{над}} + \sum_{i=1}^K q_{\text{о}i}^{\text{над}} \sum_{j=1}^L L_{ij}^{\text{над}} \right) \right] n\beta \cdot 10^{-6}, \quad (5.23)$$

Таблица 5.4

Коэффициент местных тепловых потерь β [16]	
Способ прокладки трубопроводов	β
На открытом воздухе, в непроходных каналах, тоннелях и помещениях:	
на подвижных опорах, условным проходом	
до 150 мм	1,20
более 150 мм	1,15
на подвесных опорах	1,05
Бесканальный способ прокладки	1,15

где $q_{\text{п}i}^{\text{под}}$, $q_{\text{о}i}^{\text{под}}$ — удельные часовые тепловые потери соответственно подающего и обратного трубопроводов i -го диаметра подземной прокладки, кДж/(м·ч) (ккал/(м·ч)); $q_{\text{п}i}^{\text{над}}$ и $q_{\text{о}i}^{\text{над}}$ — то же для трубопроводов надземной прокладки; $L_{ij}^{\text{под}}$, $L_{ij}^{\text{над}}$ — длины отдельных j -х участков трубопроводов i -го диаметра соответственно подземной и надземной прокладки в двухтрубном исполнении, м; N , K — количество трубопроводов различного i -го диаметра; M , L — количество j -х участков сети с трубопроводами i -го диаметра; β — коэффициент местных тепловых потерь, учитывающий потери запорной арматурой, компенсаторами и т.д. (табл. 5.4); n — время работы тепловой сети за нормируемый период, ч.

Заметим, что при проектировании трубопроводов, расположенных в Европейской части России, следует пользоваться таблицами норм потерь [18, табл. 2—12] безотносительно разности среднегодовых температур теплоносителя и окружающей среды. При расположении изолируемых трубопроводов в других регионах страны следует учитывать изменение стоимости теплоты в зависимости от района строительства и способа прокладки трубопровода (места установки оборудования) путем умножения нормированного значения тепловых потерь на коэффициент (табл. 5.5).

Нормируются также неизбежные технологические потери теплоносителя с его утечкой через неплотности в арматуре и трубопроводах тепловых сетей в пределах, установленных правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей и правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок.

Нормативные значения годовых потерь теплоносителя, м³, обусловленных его утечкой, определяются по формуле [16]

$$G_{\text{ут}}^{\text{н}} = (H_{\text{ут}}/100)V_{\text{ср.год}}n_{\text{год}}, \quad (5.24)$$

где $H_{\text{ут}}$ — норма среднегодовой утечки теплоносителя, м³/(ч·м³), которая не должна превышать 0,25 % среднегодового объема трубопроводов тепло-

Таблица 5.5

Коэффициент, учитывающий изменение стоимости теплоты в зависимости от района строительства и способа прокладки трубопровода [18]

Район строительства	Способ прокладки трубопроводов и месторасположение оборудования			
	на открытом воздухе	в помещении, тоннеле	в непроходном канале	бесканальный
Европейская часть России	1,0	1,0	1,0	1,0
Урал	0,98	0,98	0,95	0,94
Западная Сибирь	0,98	0,98	0,95	0,94
Восточная Сибирь	0,98	0,98	0,95	0,94
Дальний Восток	0,96	0,96	0,92	0,90
Районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности	0,96	0,96	0,92	0,90

вой сети в час; $V_{\text{ср.год}}$ — среднегодовой объем тепловой сети, м^3 ; $n_{\text{год}}$ — продолжительность функционирования тепловой сети в течение года, ч.

Средневзвешенное значение среднегодового объема тепловых сетей, м^3 , находится по формуле

$$V_{\text{ср.год}} = \left(\sum_{i=1}^M \sum_{j=1}^{K_1} V_{ij}^{\text{от}} n_{\text{от}} + \sum_{i=1}^M \sum_{j=1}^{K_2} V_{ij}^{\text{л}} n_{\text{л}} \right) / (n_{\text{от}} + n_{\text{л}}), \quad (5.25)$$

где $V_{ij}^{\text{от}}$ — объем трубопроводов i -го диаметра в отопительный период, м^3 ; $V_{ij}^{\text{л}}$ — объем трубопроводов i -го диаметра в неотопительный период, м^3 ; K_1 и K_2 — число участков тепловой сети с трубопроводами i -го диаметра, используемых соответственно в отопительном и неотопительном периодах, M — число типоразмеров трубопроводов; $n_{\text{от}}$ и $n_{\text{л}}$ — продолжительность функционирования тепловой сети соответственно в отопительный и неотопительный период, ч. Объем трубопроводов i -го диаметра рассчитывается с использованием справочных данных табл. 5.6:

$$V_{\text{ср.год}} = v_i L_i, \quad (5.26)$$

где v_i — удельный объем теплоносителя (воды) в трубопроводах i -го диаметра, $\text{м}^3/\text{м}$; L_i — длина отдельного участка тепловой сети с трубопроводами i -го диаметра.

Таблица 5.6

Удельный объем воды в трубопроводах тепловой сети в зависимости от диаметра труб

Условный диаметр трубы D_y , мм	Удельный объем воды, $\text{м}^3/\text{м}$	Условный диаметр трубы D_y , мм	Удельный объем воды, $\text{м}^3/\text{м}$
25	0,0006	175	0,027
40	0,0013	200	0,034
50	0,0020	250	0,053
80	0,0053	300	0,075
100	0,0080	350	0,101
125	0,0120	400	0,135
150	0,018	500	0,210

Нормируемые потери пара $G_{\text{ут.п}}^{\text{н}}$, т, могут быть определены по формуле

$$G_{\text{ут.п}}^{\text{н}} = (H_{\text{ут}}/100) V_{\text{ср.год}}^{\text{п}} \rho_{\text{п}} n_{\text{год}} \cdot 10^{-3}, \quad (5.27)$$

где $\rho_{\text{п}}$ — плотность пара при его средних давлении и температуре в магистралях от источника теплоты до потребителя, $\text{кг}/\text{м}^3$; $V_{\text{ср.год}}^{\text{п}}$ — среднегодовой объем пара в сетях, м^3 .

Среднее давление и температура пара в магистралях от источника теплоты до потребителя составляют

$$p_{\text{ср}} = \left(\sum_{i=1}^N \frac{p_{\text{н}i} + p_{\text{к}i}}{2} n_i^{\text{const}} \right) / n_{\text{год}}, \quad (5.28)$$

$$t_{\text{ср}} = \left(\sum_{i=1}^N \frac{t_{\text{н}i} + t_{\text{к}i}}{2} n_i^{\text{const}} \right) / n_{\text{год}}, \quad (5.29)$$

где $p_{\text{н}i}$, $p_{\text{к}i}$ — начальное и конечное давление пара у источника теплоты и у потребителей для каждой паровой магистрали в периоды работы n_i^{const} , ч, с относительно постоянными значениями давления; $t_{\text{н}i}$, $t_{\text{к}i}$ — начальная и конечная температуры пара у источника теплоты и у потребителей; N — число паровых магистралей.

Потери конденсата, м^3 , учитываются по норме для водяных тепловых сетей в размере 0,0025 от среднегодового объема конденсатопроводов.

Нормативные значения годовых технологических тепловых потерь с утечкой теплоносителя из трубопроводов водяных сетей $Q_{\text{период}}^{\text{ут}}$, ГДж (Гкал), рассчитываются по формуле

$$Q_{\text{период}}^{\text{ут}} = (H_{\text{ут}}/100) \frac{\left(\sum_{i=1}^M \sum_{j=1}^{K_1} V_{ij}^{\text{от}} n_{\text{от}} + \sum_{i=1}^M \sum_{j=1}^{K_2} V_{ij}^{\text{л}} n_{\text{л}} \right)}{n_{\text{от}} + n_{\text{л}}} \rho_{\text{год}}^{\text{ср}} \times \\ \times c_p [\alpha t_{\text{п}}^{\text{ср.год}} + (1 - \alpha) t_{\text{o}}^{\text{ср.год}} - t_{\text{x}}^{\text{ср.год}}] n_{\text{год}} \cdot 10^{-6}, \quad (5.30)$$

где $\rho_{\text{год}}^{\text{ср}}$ — среднегодовая плотность теплоносителя, кг/м³; $t_{\text{п}}^{\text{ср.год}}$ и $t_{\text{o}}^{\text{ср.год}}$ — среднегодовые температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети, °С; $t_{\text{x}}^{\text{ср.год}}$ — среднегодовая температура подпиточной холодной воды источника теплоснабжения, °С; c_p — удельная теплоемкость сетевой воды, кДж/(кг·°С) или ккал/(кг·°С); α — доля утечки теплоносителя из подающего трубопровода (принимается в пределах от 0,5 до 0,75).

Среднегодовая температура холодной воды определяется как средневзвешенная температура холодной воды за отопительный ($t_{\text{x}}^{\text{от}} = 5$ °С) и неотапливаемый ($t_{\text{x}}^{\text{л}} = 15$ °С) периоды по формуле

$$t_{\text{x}}^{\text{ср.год}} = \frac{t_{\text{x}}^{\text{от}} n_{\text{от}} + t_{\text{x}}^{\text{л}} n_{\text{л}}}{n_{\text{от}} + n_{\text{л}}}. \quad (5.31)$$

Нормативные потери тепловой энергии, ГДж (Гкал), вычисляются следующим образом:

с утечками пара

$$Q_{\text{ут.п}}^{\text{н}} = (H_{\text{ут}}/100) V_{\text{ср.год}}^{\text{п}} \rho_{\text{п}} n_{\text{год}} (i_{\text{п}}^{\text{ср.год}} - i_{\text{x}}^{\text{ср.год}}) \cdot 10^{-6}, \quad (5.32)$$

с утечками конденсата

$$Q_{\text{ут.к}}^{\text{н}} = (H_{\text{ут}}/100) V_{\text{ср.год}}^{\text{к}} \rho_{\text{к}} n_{\text{год}} c_p (t_{\text{к}}^{\text{ср.год}} - t_{\text{x}}^{\text{ср.год}}) \cdot 10^{-6}. \quad (5.33)$$

где $i_{\text{п}}^{\text{ср.год}}$ — энтальпия пара при его средних значениях давления и температуры, кДж/кг (ккал/кг); $i_{\text{x}}^{\text{ср.год}}$ — среднегодовая энтальпия холодной воды при ее средней температуре, кДж/кг (ккал/кг); $t_{\text{к}}^{\text{ср.год}}$ — среднегодовая температура конденсата, °С; c_p — удельная теплоемкость конденсата, кДж/(кг·°С) или ккал/(кг·°С).

5.2. Нормирование потребления топливно-энергетических ресурсов

Пример 5.7. Определить нормативные тепловые потери с утечкой теплоносителя в двухтрубной водяной тепловой сети, конструктивные параметры которой приведены в табл. 5.7. Линейные размеры приведены суммарно для пары подающих и обратных трубопроводов. Температурный график сети $t_n^p/t_g^p = 130/70$ °C/°C. Продолжительность эксплуатации тепловой сети в отопительный период 4800 ч, в неотапливаемый — 3960 ч.

Решение. Будем считать, что протяженность участков тепловой сети в отопительный и неотапливаемый периоды одинакова:

$$\sum_{j=1}^L V_{ij} = v_i \sum_{j=1}^{K_1} L_{ij}^{\text{от}} = v_i \sum_{j=1}^{K_2} L_{ij}^{\text{п}} = v_i \sum_{j=1}^L L_{ij}.$$

Вычисляем суммарные объемы трубопроводов i -го диаметра по всем j -м участкам, удельные объемы воды в трубопроводах подставляем в расчетные формулы в соответствии с табл. 5.6:

$$i = 1: v_i \sum_{j=1}^L L_{ij} = 0,0013 \cdot 1940 = 2,53 \text{ м}^3;$$

$$i = 2: v_i \sum_{j=1}^L L_{ij} = 0,002 \cdot 3200 = 6,40 \text{ м}^3;$$

$$i = 3: v_i \sum_{j=1}^L L_{ij} = 0,053 \cdot 450 = 23,85 \text{ м}^3;$$

$$i = 4: v_i \sum_{j=1}^L L_{ij} = 0,075 \cdot 2520 = 189,00 \text{ м}^3;$$

$$i = 5: v_i \sum_{j=1}^L L_{ij} = 0,101 \cdot 150 = 15,15 \text{ м}^3;$$

$$i = 6: v_i \sum_{j=1}^L L_{ij} = 0,135 \cdot 360 = 48,60 \text{ м}^3.$$

Таблица 5.7

Конструктивные параметры тепловой сети (к примеру 5.4)

Индекс i	Условный диаметр труб $D_{y, p}$, мм	Суммарная протяженность j -х участков сети, имеющих трубопроводы i -го диаметра $\sum_{j=1}^L L_{ij}$, м
1	40	1940
2	50	3200
3	250	450
4	300	2520
5	350	150
6	400	360

Находим средневзвешенное значение объема тепловой сети $V_{\text{ср.год}}, \text{м}^3$, по формуле (5.25):

$$V_{\text{ср.год}} = \left[\sum_{i=1}^6 \left(v_i \sum_{j=1}^L L_{ij} n_{\text{от}} \right) + \sum_{i=1}^6 \left(v_i \sum_{j=1}^L L_{ij} n_{\text{п}} \right) \right] / (n_{\text{от}} + n_{\text{п}}) =$$

$$= \sum_{i=1}^6 \left(v_i \sum_{j=1}^L L_{ij} \right) = 2,53 + 6,40 + 23,85 + 189,00 + 15,15 + 48,60 = 285,53.$$

Рассчитываем нормативное значение годовых технологических тепловых потерь с утечкой теплоносителя из трубопроводов тепловой сети $Q_{\text{период}}^{\text{ут}}$ по формуле (5.30). Продолжительность эксплуатации тепловой сети $n_{\text{год}} = 4800 + 3960 = 8760$ ч. Температурному графику сети $t_{\text{п}}^{\text{п}}/t_{\text{о}}^{\text{п}} = 130/70$ °C/°C соответствуют среднегодовые температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах $t_{\text{п}}^{\text{ср.год}} = 65$ °C и $t_{\text{о}}^{\text{ср.год}} = 50$ °C (см. табл. 5.1). Коэффициент α принимаем равным 0,5. Среднегодовая температура холодной воды

$$t_{\text{х}}^{\text{ср.год}} = \frac{t_{\text{х}}^{\text{от}} n_{\text{от}} + t_{\text{х}}^{\text{п}} n_{\text{п}}}{n_{\text{от}} + n_{\text{п}}} = \frac{5 \cdot 4800 + 15 \cdot 3960}{4800 + 3960} = 9,5.$$

$$Q_{\text{период}}^{\text{ут}} = (H_{\text{ут}}/100) V_{\text{ср.год}} \rho_{\text{год}} c_{\rho} [\alpha t_{\text{п}}^{\text{ср.год}} + (1 - \alpha) t_{\text{о}}^{\text{ср.год}} - t_{\text{х}}^{\text{ср.год}}] n_{\text{год}} \cdot 10^{-9} =$$

$$= (0,25/100) \cdot 285,53 \cdot 1000 \cdot 4200 \times$$

$$\times [0,5 \cdot 65 + (1 - 0,5) \cdot 50 - 9,5] \cdot 8760 \cdot 10^{-9} = 1261 \text{ ГДж}.$$

5.2.3. Нормирование потребления энергоресурсов промышленными потребителями

Для промышленных потребителей топливно-энергетических ресурсов разрабатываются нормы расхода топлива, тепловой и электрической энергии, воды, сжатого воздуха и других газов на производство продукции.

Системой норм и нормативов предусмотрена разработка нормативов предельного расхода ТЭР, которые должны способствовать реализации достижений научно-технического прогресса при проектировании и разработке машин, агрегатов и оборудования, а также при стандартизации энергоемкого оборудования. Норматив предельного расхода ТЭР является расчетным показателем расхода топлива, тепловой и электрической энергии на единицу продукции (работы), производимой машинами, агрегатами и оборудованием, который устанавливается с учетом лучших мировых достижений научно-технического прогресса.

Широкое распространение получили два разных способа разработки норм расхода ТЭР: прямым счетом для планируемых условий производства и расход от фактически достигнутого уровня. Последний способ получил широкое распространение при планировании «сверху вниз».

Нормы расхода ТЭР разрабатываются расчетно-аналитическим, опытным или расчетно-статистическим методами [19].

Основным методом разработки норм является расчетно-аналитический. Он предусматривает определение норм расхода топлива, тепловой и электрической энергии расчетным путем по статьям расхода на основе прогрессивных показателей использования этих ресурсов в производстве.

Опытный метод разработки норм заключается в определении удельных затрат топлива, тепловой и электрической энергии по данным, полученным в результате испытаний (эксперимента). Он применяется для разработки индивидуальных норм. При этом оборудование должно быть в технически исправном состоянии и отлажено, а технологический процесс должен осуществляться в режимах, предусмотренных технологическими регламентами или инструкциями.

В тех случаях, когда не представляется возможным использовать для разработки норм расчетно-аналитический и опытный методы, применяется расчетно-статистический метод на основе анализа статистических данных за ряд предшествующих лет о фактических удельных расходах топлива, тепловой и электрической энергии и факторов, влияющих на их изменение.

Основными исходными данными для определения норм расхода ТЭР являются:

- сведения из первичной технической и технологической документации;
- данные из технологические регламентов и инструкций, из экспериментально проверенных энергобалансов и нормативных характеристик энергетического и технологического оборудования и сырья, паспортные данные оборудования, нормативные показатели, характеризующие наиболее рациональные и эффективные условия производства;
- данные об объемах и структуре производства продукции;
- сведения о плановых и фактических удельных расходах ТЭР за прошедшие годы;
- информация об удельных расходах передовых отечественных и зарубежных предприятий;
- прогнозируемые показатели, содержащиеся в плане организационно-технических мероприятий по экономии ТЭР.

Суммарное потребление ТЭР нормируется в виде обобщенного удельного показателя, представляющего собой потребление энергоресурсов, выраженное в условном топливе на единицу продукции (кг у.т./ед. продукции). Производство продукции может быть представлено в физических единицах (шт., т, м³ и т.д.) или в денежном исчислении (руб.). Используется также такой показатель, как доля финансовых затрат за потребленные энергоресурсы в себестоимости продукции (руб./руб.).

Нормы расхода топлива, тепловой и электрической энергии в производстве классифицируют по следующим основным признакам:

- по степени агрегации — индивидуальные и групповые;
- по составу расходов — технологические и общепроизводственные;
- по периоду действия — годовые, квартальные и месячные.

В практике нормирования энергоносителей на предприятиях применяются только индивидуальные нормы расхода ТЭР, которые укрупненно под-

разделяют на три группы: технологические, общепроизводственные цеховые и общепроизводственные заводские.

В *технологическую норму* удельного расхода, кг у.т/ед. продукции, на отдельный технологический процесс включают все расходы топлива, тепловой и электрической энергии, необходимые для осуществления этого процесса:

$$N_{\text{уд.т}} = \frac{\sum_i^3 \mathcal{E}_i + \mathcal{E}_{\text{пр}}^{\Sigma} + \mathcal{E}_{\text{н.пот}}^{\Sigma}}{P_{\text{т}}}, \quad (5.34)$$

где $\sum_i^3 \mathcal{E}_i$ — суммарный расход топлива, тепловой и электрической энергии

на отдельный технологический процесс; $\mathcal{E}_{\text{пр}}^{\Sigma}$ — суммарные прочие расходы энергоносителей, в том числе расходы на поддержание технологических агрегатов в горячем резерве, на их разогрев и пуск после текущих ремонтов и холодных простоев; $\mathcal{E}_{\text{н.пот}}^{\Sigma}$ — суммарные технически неизбежные (нормируемые) потери энергоносителей на отдельных стадиях технологического процесса; $P_{\text{т}}$ — объем выпуска продукции.

В технологическую норму удельного расхода энергоносителей не должны включаться нерациональные расходы и потери, вызванные несоблюдением заданной технологии, режимов работы, несоблюдением требований по качеству сырья и материалов и т.д.

Общепроизводственные нормы удельного расхода ТЭР — общецеховые и общезаводские нормы, отнесенные к произведенному объему продукции, учитывающие расходы тепловой и/или электрической энергии не только на основные и вспомогательные технологические процессы, но и на вспомогательные нужды производства (отопление, вентиляцию, освещение и др.), включая технически неизбежные потери в тепловых и электрических сетях.

В норму расхода энергоносителей на производство основной продукции предприятия не должны включаться расходы, не связанные непосредственно с технологическим процессом, например расходы на эксплуатацию, ремонт зданий, монтаж нового технологического оборудования.

В общем виде *общецеховую* норму можно определить следующим образом:

$$N_{\text{уд.оц}} = \frac{\sum_i^M (N_{\text{уд.т } i} P_{\text{т } i}) + \mathcal{E}_{\text{оц.пр}}^{\Sigma} + \mathcal{E}_{\text{оц.пот}}^{\Sigma}}{P_{\text{оц}}}. \quad (5.35)$$

Здесь $\sum_i^M N_{\text{уд.т } i} P_{\text{т } i}$ — суммарный расход топлива, тепловой и электрической энергии по технологическим нормам, установленным в цехе, где $P_{\text{т } i}$ — пла-

новый объем выпуска продукции при i -м технологическом процессе, единицы продукции; M — число технологических процессов с различными удельными нормами $N_{уд.т. i}$; $\mathcal{E}_{оц.пр}^{\Sigma}$ — расходы, связанные со вспомогательными и подсобными нуждами цеха, включая расходы на освещение, вентиляцию, отопление, санитарно-гигиенические нужды, внутрицеховой транспорт; $\mathcal{E}_{оц.пот}^{\Sigma}$ — общецеховые технически неизбежные потери энергии в преобразователях, тепловых и электрических сетях, отнесенные на производство продукции; $\Pi_{оц}$ — плановый объем выпуска продукции цеха, единицы продукции.

Если на предприятии для всех цехов и участков производства установлены общецеховые нормы, то *общезаводская* удельная норма

$$N_{уд.з} = \frac{\sum_j^K (N_{уд.оц. j} \Pi_{оц. j}) + \sum \mathcal{E}_{оз}^{\Sigma} + \sum \mathcal{E}_{оз.пот}^{\Sigma}}{\Pi_з}, \quad (5.36)$$

где $N_{уд.оц. j}$ — общецеховая удельная норма j -го цеха; $\Pi_{оц. j}$ — плановый объем выпуска продукции j -м цехом; $\sum \mathcal{E}_{оз}^{\Sigma}$ — суммарные общезаводские расходы энергоресурсов на вспомогательные нужды производства; $\sum \mathcal{E}_{оз.пот}^{\Sigma}$ — суммарные общезаводские потери энергии; $\Pi_з$ — плановый объем выпуска продукции заводом за месяц, квартал или год.

Нормы расхода должны рассчитываться для следующих производственных условий работы оборудования:

- оборудование находится в технически исправном состоянии;
- работа ведется в соответствии с заданным технологическим режимом;
- осуществляется полная (номинальная) загрузка энергетического и технологического оборудования по мощности и производительности.

Удельные нормы расхода энергоносителей ($N_{уд.т.}$) должны быть указаны в паспортах всего энергопотребляющего оборудования. При их отсутствии удельные нормы необходимо определять на основании сводных энергетических балансов энергопотребляющих установок и технологических процессов:

$$N_{уд.т. i} = \frac{\mathcal{E}_i^{\Sigma}}{\Pi_{т. i}}, \quad (5.37)$$

где \mathcal{E}_i^{Σ} — суммарный расход энергоносителей по сводному балансу; $\Pi_{т. i}$ — объем выпуска продукции за рассматриваемый период.

5.3. Требования к теплозащитным свойствам ограждающих конструкций и нормирование потребления тепловой энергии в зданиях и сооружениях

Потребление тепловой энергии на нужды отопления и горячего водоснабжения зданий и сооружений составляет существенную часть в общем балансе потребления ТЭР. Вопросы нормирования потребления ТЭР и энергоэффективности зданий и сооружений актуальны в настоящее время и не теряют актуальности в будущем.

Нормирование потребления энергетических ресурсов неразрывно связано с энергоэффективностью зданий и сооружений.

Федеральный закон от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ [1] подвел правовую базу под различные аспекты федеральной политики в области энергоэффективности, обеспечил необходимые условия для создания правовых, экономических и организационных основ стимулирования энергосбережения и повышения энергетической эффективности. В частности, в законе указано, что каждое вновь вводимое в эксплуатацию здание, за исключением культовых зданий, объектов индивидуального строительства, малых сооружений, должно соответствовать требованиям энергоэффективности и иметь необходимые показатели, характеризующие удельную величину расхода энергетических ресурсов в здании, строении, сооружении.

В Требованиях энергетической эффективности зданий, строений, сооружений [20] для вновь создаваемых объектов предписано уменьшение на 20 % удельной характеристики расхода энергии на отопление и вентиляцию по сравнению с действующими базовыми уровнями [20, прил. 1 и 2] начиная с 1 июля 2018 г. и уменьшение удельной характеристики на 50 %, начиная с 1 января 2028 г.

Тепловая эффективность здания характеризуется теплозащитными свойствами наружных ограждающих конструкций. Требования к таким конструкциям подразделяются на три части:

поэлементные требования: нормативные требования к теплозащитным свойствам отдельных элементов ограждающих конструкций здания (стены, покрытия и перекрытия, светопрозрачные конструкции и т.д.);

комплексные требования: нормативные требования к защитной оболочке здания в целом;

требования к соблюдению санитарно-гигиенических норм микроклимата зданий.

В общем случае теплозащитная оболочка здания должна отвечать следующим требованиям:

а) приведенное сопротивление теплопередаче отдельных ограждающих конструкций должно быть не меньше нормируемых значений (поэлементные требования);

б) удельная теплозащитная характеристика здания должна быть не больше нормируемого значения (комплексное требование);

в) температура на внутренних поверхностях ограждающих конструкций должна быть не ниже минимально допустимых значений (санитарно-гигиеническое требование).

Требования тепловой защиты здания будут выполнены при одновременном выполнении требований пп. а, б, и в.

Нормируемое значение приведенного сопротивления теплопередаче ограждающей конструкции, $R_o^{\text{норм}}$ задается из условия

$$R_o^{\text{норм}} = R_o^{\text{тп}}, \quad (5.38)$$

где $R_o^{\text{тп}}$ — базовое значение требуемого сопротивления теплопередаче ограждающей конструкции, $\text{м}^2 \cdot \text{°C}/\text{Вт}$. Приведенное сопротивление теплопередаче отдельных элементов ограждающих конструкций здания определяется по табл. 3 СП 50.13330.2012 «Тепловая защита зданий» [21] в зависимости:

от классификации здания (жилое, общественное, административно-бытовое или производственное);

значения градусо-суток отопительного периода в районе строительства здания;

конструкции элемента ограждения здания.

При отличии значения градусо-суток отопительного периода от табличных значений базовое значение требуемого сопротивления теплопередаче ограждающей конструкции находится по формуле

$$R_o^{\text{тп}} = a \cdot \text{ГСОП} + b, \quad (5.39)$$

где ГСОП — градусо-сутки отопительного периода:

$$\text{ГСОП} = (t_{\text{в}}^{\text{п}} - t_{\text{н}}^{\text{сп}})z_{\text{оп}}. \quad (5.40)$$

В формулах (5.39) и (5.40) приняты следующие обозначения: $t_{\text{в}}^{\text{п}}$ — расчетная температура воздуха в помещении, °C; $t_{\text{н}}^{\text{сп}}$ — средняя за отопительный период температура наружного воздуха, °C; $z_{\text{оп}}$ — длительность отопительного периода, сут; a и b — коэффициенты, значения которых принимаются по [21, табл. 3].

Расчетная температура внутреннего воздуха задается в соответствии с требованиями СП 60.13330.2020 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха» [22]:

для жилых, лечебно-профилактических и детских учреждений, школ, интернатов, гостиниц и общежитий по минимальным значениям оптимальной температуры соответствующих зданий по ГОСТ 30494 «Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях» [23] (в интервале 20—22 °C);

для общественных, административных, бытовых, производственных и других зданий согласно классификации помещений и минимальных значений допустимой температуры по [23] (в интервале 16—21 °С);

для производственных зданий с сухим и нормальным режимами — по нормам проектирования соответствующих зданий.

Средняя за отопительный период температура наружного воздуха и длительность периода задаются по СП 131.13330.2020 «СНиП 23-01—99*. Строительная климатология» [24] для соответствующего района строительства здания.

Пример 5.8. Определить нормируемые значения приведенного сопротивления теплопередаче стен и покрытий жилого здания, расположенного в регионе с длительностью отопительного периода 211 сут и средней температурой наружного воздуха $-2,1$ °С. Расчетная температура внутреннего воздуха $t_{в}^p = 20$ °С.

Решение. Рассчитываем значение градусо-суток отопительного периода:

$$\text{ГСОП} = (t_{в}^p - t_{н}^{ср})z_{оп} = [20 - (-2,1)] \cdot 211 = 4663.$$

Вычисляем требуемое приведенное сопротивление теплопередаче стен здания по (5.39), предварительно определив значения коэффициентов a и b согласно [21]: $a = 0,00035$, $b = 1,4$. Тогда

$$R_{о}^p = a \cdot \text{ГСОП} + b = 0,00035 \cdot 4663 + 1,4 = 3,03 \text{ м}^2 \cdot \text{°С/Вт}.$$

Рассчитываем требуемое приведенное сопротивление теплопередаче покрытий здания, предварительно определив значения коэффициентов в (5.39) согласно [21]: $a = 0,0005$, $b = 2,2$:

$$R_{о}^p = a \cdot \text{ГСОП} + b = 0,0005 \cdot 4663 + 2,2 = 4,54 \text{ м}^2 \cdot \text{°С/Вт}.$$

При проектировании ограждающих конструкций жилого здания (стен и перекрытий) в регионе строительства нормируемые значения приведенных сопротивлений теплопередаче составят соответственно 3,03 и 4,54 $\text{м}^2 \cdot \text{°С/Вт}$. Указанные значения приведенных сопротивлений обеспечат требования по тепловой защите здания в соответствии с [21].

Количественным показателем тепловой эффективности здания являются затраты тепловой энергии на его отопление. Для сопоставления уровня тепловой защиты зданий необходимо затраты тепловой энергии на отопление представить в виде удельного показателя, представляющего собой отношение энергетических затрат к объему здания. В нормативных документах, в частности в СП 50.13330.2012 «Тепловая защита зданий» [21], таким показателем выступает удельная теплозащитная характеристика здания.

Удельная теплозащитная характеристика здания $k_{об}^{тр}$ — физическая величина, численно равная потерям тепловой энергии единицы отапливаемого объема в единицу времени при перепаде температуры в 1 °С через теплозащитную оболочку здания. Нормируемое значение удельной теплозащитной характеристики здания $k_{об}^{тр}$, $\text{Вт}/(\text{м}^3 \cdot \text{°С})$, следует принимать в зависи-

Нормируемые значения удельной теплозащитной характеристики здания [21]

Отапливаемый объем здания $V_{от}$ м ³	Значения $k_{об}^{тр}$, Вт/(м ³ · °С), при значениях ГСОП, °С·сут/год				
	1000	3000	5000	8000	12 000
150	1,206	0,892	0,708	0,541	0,411
300	0,957	0,708	0,562	0,429	0,326
600	0,759	0,562	0,446	0,341	0,259
1200	0,606	0,449	0,356	0,272	0,207
2500	0,486	0,360	0,286	0,218	0,166
6000	0,391	0,289	0,229	0,175	0,133
15 000	0,327	0,242	0,192	0,146	0,111
50 000	0,277	0,205	0,162	0,124	0,094
200 000	0,246	0,182	0,145	0,111	0,084

мости от отапливаемого объема здания и градусо-суток отопительного периода района строительства по табл. 5.8.

Для промежуточных значений объемов зданий и ГСОП, а также для зданий с отапливаемым объемом $V_{от}$ более 200 000 м³ значение $k_{об}^{тр}$ рассчитывается по следующим формулам:

$$k_{об}^{тр} = \frac{4,74}{0,00013 \cdot \text{ГСОП} + 0,61} (V_{от})^{-1/3} \quad \text{при } V_{от} \leq 960 \text{ м}^3; \quad (5.41)$$

$$k_{об}^{тр} = \frac{0,16 + 10(V_{от})^{-1/2}}{0,00013 \cdot \text{ГСОП} + 0,61} \quad \text{при } V_{от} > 960 \text{ м}^3 \quad (5.42)$$

$$k_{об}^{тр} = \frac{8,5}{(\text{ГСОП})^{1/2}} \quad (5.43)$$

К дальнейшему расчету принимается большее из значений, полученных по формулам (5.41)—(5.43).

Расчетное значение удельной теплозащитной характеристики здания определяется по формуле

$$k_{об} = \frac{1}{V_{от}} \sum_i n_{ii} \frac{F_i}{R_{oi}}, \quad (5.44)$$

где $V_{от}$ — отапливаемый объем здания, м³; R_{oi} — приведенное сопротивление теплопередаче i -го элемента ограждения здания, м² · °С/Вт; F_i — площадь i -го элемента ограждения здания, м².

В соответствии с требованиями к эффективности тепловой защиты зданий должно соблюдаться условие

$$k_{об} \leq k_{об}^{тр}. \quad (5.45)$$

К другой группе показателей энергетической эффективности зданий относятся показатели, в которых затраты тепловой энергии на отопление относят к отопительному периоду или другому периоду времени (например, суткам отопительного периода). Такой подход позволяет сравнивать тепловую эффективность зданий, расположенных в различных климатических зонах — с различной продолжительностью отопительного периода и средней температурой наружного воздуха (или периоду охлаждения), так и к некоторой единице времени (например, к суткам отопительного периода). В нормативной документации [20—23] используется такой показатель, как *удельная характеристика расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию*.

Удельная характеристика расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию, Вт/(м³·°C), — физическая величина, численно равная расходу тепловой энергии на 1 м³ отапливаемого объема здания в единицу времени при перепаде температуры в 1 °C с учетом воздухообмена и дополнительных теплопоступлений.

Расчетное значение удельной характеристики расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию здания $q_{от}^p$, Вт/(м³·°C), определяется по методике [21, прил. Г] с учетом

- климатических условий района строительства, выбранных объемно-планировочных решений, ориентации здания;
- теплозащитных свойств ограждающих конструкций;
- принятой системы вентиляции здания;
- применения энергосберегающих технологий.

Расчетную удельную характеристику расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию здания, Вт/(м³·°C), определяют по формуле

$$q_{от}^p = [k_{об} + k_{вент} - (k_{быт} + k_{рад})v\zeta](1 - \zeta)\beta_h, \quad (5.46)$$

где $k_{об}$ — удельная теплозащитная характеристика здания, Вт/(м³·°C), определяется по (5.44); $k_{вент}$ — удельная вентиляционная характеристика здания, Вт/(м³·°C); $k_{быт}$ — удельная характеристика бытовых теплопоступлений в здание, Вт/(м³·°C); $k_{рад}$ — удельная характеристика теплопоступлений в здание от солнечной радиации, Вт/(м³·°C); v — коэффициент снижения теплопоступлений за счет тепловой инерции ограждающих конструкций; ζ — коэффициент, учитывающий снижение теплопотребления жилых зданий при наличии поквартирного учета тепловой энергии на отопление; β_h — коэффициент, учитывающий дополнительное теплопотребление системой

отопления, связанное с дискретностью номинального теплового потока номенклатурного ряда отопительных приборов, их дополнительными теплопотерями через радиаторные участки ограждений, повышенной температурой воздуха в угловых помещениях, теплопотерями трубопроводов, проходящих через неотапливаемые помещения. Более подробно расчет составляющих, входящих в формулу (5.46), изложен в [21, прил. Г]. Здесь отметим, что удельная характеристика определяется с учетом воздухообмена ($k_{\text{вент}}$), поступления теплоты от бытовых источников ($k_{\text{быт}}$) и солнечной радиации ($k_{\text{рад}}$).

Расчетное значение удельной характеристики расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию здания должно быть меньше нормируемого значения $q_{\text{от}}^p$ или равно ему, Вт/(м³ · °С):

$$q_{\text{от}}^p \leq q_{\text{от}}^{\text{тп}}. \quad (5.47)$$

Нормируемые (базовые) значения удельной характеристики расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию зданий, $q_{\text{от}}^{\text{тп}}$, Вт/(м³ · °С) в зависимости от типа здания и его этажности приведены в табл. 5.9.

Таблица 5.9

Нормируемая (базовая) удельная характеристика расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию зданий, $q_{\text{от}}^{\text{тп}}$, Вт/(м³ · °С) [21]

Тип здания	Этажность здания							
	1	2	3	4, 5	6, 7	8, 9	10, 11	12 и выше
1. Жилые многоквартирные, гостиницы, общежития	0,455	0,414	0,372	0,359	0,336	0,319	0,301	0,290
2. Общественные, кроме перечисленных в строках 3—6	0,487	0,440	0,417	0,371	0,359	0,342	0,324	0,311
3. Поликлиники и лечебные учреждения, дома-интернаты	0,394	0,382	0,371	0,359	0,348	0,336	0,324	0,311
4. Дошкольные учреждения, хосписы	0,521	0,521	0,521	—	—	—	—	—
5. Сервисного обслуживания, культурно-досуговой деятельности, технопарки, склады	0,266	0,255	0,243	0,232	0,232	—	—	—
6. Административного назначения (офисы)	0,417	0,394	0,382	0,313	0,278	0,255	0,232	0,232

Примечание. Для регионов, имеющих значение ГСОП = 8000 °С·сут и более, нормируемые $q_{\text{от}}^{\text{тп}}$ следует снизить на 5 %.

5.4. Нормирование потребления горячей воды системами горячего водоснабжения зданий

Потребление тепловой энергии с горячей водой в системах горячего водоснабжения зданий рассчитывается в соответствии с

— расчетными (средними часовыми и максимальными секундными) расходами воды для санитарно-технического оборудования в зданиях разного назначения;

— расчетными (удельными) средними за год суточными расходами воды (стоков) в жилых зданиях, л/сут, на 1 жителя;

— расчетными (удельными) средними за год суточными расходами воды в зданиях общественного и промышленного назначения, л/сут, на одного потребителя.

Расчетные расходы воды — расходы воды, определяемые расчетом с учетом основных влияющих факторов (числа потребителей, количества санитарных приборов, заселенности квартир жилых зданий, объема выпуска продукции и др.) [25].

Расход теплоты на нужды горячего водоснабжения проводится в соответствии с нормами потребления горячей воды однотипными потребителями.

Суточный расход горячей воды $G_{ГВС}$, л/сут, и расход горячей воды за сутки наибольшего водопотребления $G_{ГВС}^{н.в}$, л/сут, вычисляются по формулам

$$G_{ГВС} = \sum_i (G_{ГВС}^н N)_i, \quad (5.48)$$

где $G_{ГВС}^н$ — норма расхода горячей воды одним i -м потребителем в сутки со средним за год потреблением, л/сут, принимается по [25]; N — число i -х потребителей воды в здании;

$$G_{ГВС}^{н.в} = \sum_i (G_{ГВС}^{н.в} N)_i = K_{сут} \sum_i (G_{ГВС}^н N)_i = K_{сут} G_{ГВС}, \quad (5.49)$$

где $G_{ГВС}^{н.в}$ — норма расхода горячей воды одним i -м потребителем в сутки наибольшего водопотребления, л/сут; N — число i -х потребителей воды в здании; $K_{сут} = 1,1 \div 1,3$ — коэффициент суточной неравномерности потребления воды, учитывающий неравномерность расхода воды по дням недели, сезона. Суммирование проводится по всем видам потребителей, расположенных в одном здании.

Средний расчетный расход горячей воды, л/ч,

$$G_{ГВС}^D = \sum_i (G_{ГВС}^{н.в} N)_i / 24 = K_{сут} \sum_i (G_{ГВС}^н N)_i / 24 = K_{сут} G_{ГВС} / 24, \quad (5.50)$$

Максимальный расчетный расход горячей воды в системе горячего водоснабжения, л/ч:

$$G_{\text{ГВС}}^{\text{макс}} = K_{\text{час}} \sum_i (G_{\text{ГВС}}^{\text{н.н.н}} N)_i / 24 = K_{\text{час}} G_{\text{ГВС}}^{\text{р}}, \quad (5.51)$$

где $K_{\text{час}} = 1,2 \div 6,3$ — коэффициент часовой неравномерности потребления воды, учитывающий неравномерность потребления воды в разное время суток, зависит от числа жителей в населенном пункте.

Средняя тепловая нагрузка на горячее водоснабжение, кВт,

$$Q_{\text{ГВС}}^{\text{ср}} = 1,2 \rho c_p \left[\sum_i (G_{\text{ГВС}}^{\text{н.н.н}} N)_i / 24 \right] (t_{\text{Г.В}} - t_{\text{Х.В}}) / 3600, \quad (5.52)$$

где c_p — теплоемкость воды, кДж/(кг · °С); $t_{\text{Г.В}}$ — температура горячей воды, °С; $t_{\text{Х.В}}$ — температура холодной воды, °С, подаваемой в систему горячего водоснабжения на источнике теплоснабжения (расчетные температуры $t_{\text{Г.В}}/t_{\text{Х.В}}$ в системе горячего водоснабжения — 60/5 °С/°С); ρ — плотность воды, кг/м³; 1,2 — коэффициент, учитывающий потери теплоты во внутренних трубопроводах.

Максимальная тепловая нагрузка на горячее водоснабжение, кВт, определяется следующим образом:

$$Q_{\text{ГВС}}^{\text{макс}} = K_{\text{час}} Q_{\text{ГВС}}^{\text{ср}}. \quad (5.53)$$

Расчет годового расхода теплоты на горячее водоснабжение, кВт · ч/год, проводится по формуле

$$Q_{\text{ГВС}}^{\text{год}} = Q_{\text{ГВС}}^{\text{ср}} [n_o + 0,8(8400 - n_o)] (t_{\text{Г.В}} - t_{\text{Х.В}}^1) / (t_{\text{Г.В}} - t_{\text{Х.В}}^3), \quad (5.54)$$

где $n_o = 24Z_{\text{от}}$ — продолжительность отопительного периода, ч ($Z_{\text{от}}$ — продолжительность отопительного периода в сутках); $t_{\text{Х.В}}^1$ — температура холодной воды летом (принимается равной +15 °С); $t_{\text{Х.В}}^3$ — температура холодной воды зимой (принимается равной +5 °С); 0,8 — коэффициент, учитывающий снижение потребления горячей воды летом.

5.5. Базовый уровень удельного годового расхода энергетических ресурсов и класс энергетической эффективности зданий и сооружений

Класс энергетической эффективности здания — это показатель, который характеризует энергетическую эффективность здания, т.е. насколько эффективно в здании в процессе его эксплуатации расходуется тепловая и электрическая энергия. Энергоэффективность оценивается путем сравнения фактического потребления с их потребностью в энергоресурсах, задаваемой

в качестве норм. Эти нормы задаются в виде базовых уровней показателей, характеризующих удельные затраты расходов энергетических ресурсов на нужды отопления, вентиляции, а для жилых зданий — дополнительно на нужды горячего водоснабжения и общедомовые потребности.

Выполнение требований энергетической эффективности обеспечивается соблюдением такого показателя, как удельный годовой расход:

энергетических ресурсов на отопление и вентиляцию всех типов зданий, строений, сооружений;

электрической энергии на общедомовые нужды и тепловой энергии на горячее водоснабжение многоквартирных домов [20].

При проектировании и эксплуатации всех типов зданий, строений, сооружений (за исключением многоквартирных домов) удельный расход энергетических ресурсов рассчитывается на 1 м^3 отапливаемого объема помещений. При эксплуатации многоквартирных домов удельный расход энергетических ресурсов рассчитывается на 1 м^2 общей площади квартир и полезной площади нежилых помещений многоквартирных домов [20]. Поэтому, с учетом вышеприведенных особенностей представления удельных показателей энергоэффективности в Требованиях энергетической эффективности зданий, строений [20] и в Правилах определения класса энергетической эффективности многоквартирных домов [26] базовые уровни показателей удельного годового расхода энергетических ресурсов и приводятся в различном виде. Это касается и единиц измерения показателей, и их численных значений.

Базовые уровни удельного годового расхода энергетических ресурсов, включающие суммарный удельный годовой расход тепловой энергии на отопление и вентиляцию всех типов зданий (исключая многоквартирные жилые дома) приводятся в [20, прил. № 2] в соответствии с нормами [21] (см. табл. 5.9).

Базовые уровни удельного годового расхода энергетических ресурсов, включающие суммарный удельный годовой расход тепловой энергии на отопление, вентиляцию, горячее водоснабжение и общедомовые нужды, в расчете на 1 м^2 площади помещений, не отнесенных к общему имуществу, $\text{Вт} \cdot \text{ч}/\text{м}^2$, установлены Правилами определения класса энергетической эффективности многоквартирных домов [26] и приведены в табл. 5.10.

Базовый уровень удельного годового расхода тепловой энергии на нужды отопления и вентиляции формируется на основе нормируемой (базовой) удельной характеристики расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию зданий [20] (строка «В том числе тепловой энергии на отопление и вентиляцию» в табл. 5.10). Если сравнить удельный годовой расход тепловой энергии на отопление и вентиляцию, $\text{кВт} \cdot \text{ч}/\text{м}^3$, полученный из табл. 5.9 путем пересчета удельной характеристики по формуле

$$q_V = q_{\text{от}}^{\text{тп}} \cdot \text{ГСОП} \cdot 24 \cdot 10^{-3}, \quad (5.55)$$

Таблица 5.10

Базовый уровень удельного годового расхода энергетических ресурсов в многоквартирном доме, отражающий суммарный удельный годовой расход тепловой энергии на отопление, вентиляцию, горячее водоснабжение, а также на общедомовые нужды многоквартирных жилых домов, кВт·ч/м² [26]

Показатель	ГСОП	Этажность многоквартирного дома					
		2 эт.	4 эт.	6 эт.	8 эт.	10 эт.	12 эт. и более
Расход тепловой энергии на отопление, вентиляцию, горячее водоснабжение и электроэнергию на общедомовые нужды	2000	215	206	203	201	199	198
	3000	228	216	212	208	205	203
	4000	256	239	234	229	225	223
	5000	284	263	256	251	245	242
	6000	312	287	278	272	265	262
	8000	370	337	326	317	308	304
	10 000	426	384	370	359	348	342
В том числе тепловой энергии на отопление и вентиляцию	2000	67	56	44	42	40	39
	3000	100	83	67	63	60	58
	4000	133	111	89	84	80	78
	5000	167	139	111	106	100	97
	6000	200	167	133	127	120	117
	8000	253	211	169	160	152	148
	10 000	317	264	211	201	190	185

со значением удельного годового расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию, q_F , кВт·ч/м², приведенной в табл. 5.10, то видно, что отношение этих показателей представляет величину, равную отношению объема здания к отапливаемой площади (табл. 5.11):

$$q_F/q_V = V/F = h, \quad (5.56)$$

где h — высота помещений.

Это значит, что и для жилых многоквартирных домов базовый уровень расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию основан на нормах расхода, представленных в [21].

Базовый уровень удельного годового расхода тепловой энергии на горячее водоснабжение зависит от длительности отопительного периода [см. (5.54)].

Базовый уровень удельного годового расхода электрической энергии на общедомовые нужды принимается 10,0 кВт·ч/м² для многоквартирных домов, оборудованных лифтом [26].

При установлении базового уровня удельного годового расхода энергетических ресурсов в жилых многоквартирных домах были приняты следующие расчетные условия:

температура внутреннего воздуха в квартирах составляет 20 °С;

Таблица 5.11

Сравнение базового уровня годового расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию [26] и нормы годового расхода тепловой энергии по данным [21]

Показатель	Единицы измерения	Этажность здания						ГСОП
		2 эт.	4 эт.	6 эт.	8 эт.	10 эт.	12 эт. и более	
q_V	кВт·ч/м ³	20	17	16	15	14	14	2000
q_F	кВт·ч/м ²	67	56	44	42	40	39	
V/F	м	3,4	3,2	2,7	2,7	2,8	2,8	
q_V	кВт·ч/м ³	30	26	24	23	22	21	3000
q_F	кВт·ч/м ²	100	83	67	63	60	58	
V/F	м	3,4	3,2	2,8	2,7	2,8	2,8	
q_V	кВт·ч/м ³	40	34	32	31	29	28	4000
q_F	кВт·ч/м ²	133	111	89	84	80	78	
V/F	м	3,3	3,2	2,8	2,7	2,8	2,8	
q_V	кВт·ч/м ³	76	65	61	58	55	53	8000*
q_F	кВт·ч/м ²	253	211	169	160	152	148	
V/F	м	3,4	3,2	2,8	2,7	2,8	2,8	
q_V	кВт·ч/м ³	94	82	77	73	69	66	1 0000*
q_F	кВт·ч/м ²	317	264	211	201	190	185	
V/F	м	3,4	3,2	2,8	2,8	2,8	2,8	

* При расчетах q_V по (5.55) учитывалось примечание к табл. 5.9.

заселение — 20 м² общей площади помещения на одного жителя, что соответствует нормативному воздухообмену 30 м³/ч на одного жителя;

удельные бытовые внутренние тепlopоступления — 17 Вт/м² общей площади.

Для определения класса энергетической эффективности здания необходимо привести базовые уровни потребления энергоресурсов к фактическим условиям эксплуатации, например, интерполяцией табличных значений по фактической величине градусо-суток отопительного периода.

Контрольные вопросы

1. Какие документы составляют нормативно-правовую базу энергосбережения?
2. Какие документы представлены в нормативно-технической базе энергосбережения?
3. Какие показатели нормируются для источников тепловой и электрической энергии?
4. Что нормируется при передаче тепловой энергии по тепловым сетям?
5. Какие нормы существуют для потребителей тепловой и электрической энергии?

6. Каковы теоретически необходимые удельные затраты условного топлива на выработку 1 ГДж и 1 Гкал тепловой энергии?
7. Какие факторы учитывают при определении норм потерь теплопередачей через теплоизоляционные конструкции трубопроводов надземной прокладки?
8. Как задаются расчетные температуры наружного воздуха и теплоносителя при расчете нормативных потерь через тепловую изоляцию трубопроводов?
9. Какую среднегодовую разность температур теплоносителя и грунта надо задать при расчете нормативных потерь трубопроводов подземной прокладки?
10. Перечислите основные исходные данные для определения норм расхода ТЭР.
11. Какие расходы ТЭР включаются в технологическую удельную норму продукции отдельного технологического процесса?
12. Какие составляющие включают в себя общецеховые нормы расхода ТЭР?
13. Из каких составляющих складывается общезаводская удельная норма расхода ТЭР?
14. Какие факторы влияют на нормы потребления тепловой энергии зданиями?
15. В соответствии с какими нормативными документами задается расчетная температура воздуха в помещениях зданий?
16. Как формируются нормы теплотребления зданиями и сооружениями на стадии проектирования?
17. Каким требованиям должна удовлетворять теплозащитная оболочка здания?
18. Какой расход горячей воды используется в качестве расчетного для нормирования теплотребления системой горячего водоснабжения?

Глава 6

МЕТОДЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

6.1. Виды источников тепловой энергии

Тепловые электростанции

Большая часть электрической и тепловой энергии в России производится на тепловых электрических станциях (как общего пользования, так и входящих в состав промышленных предприятий) и в централизованных котельных установках (мощностью выше 20 Гкал/ч). Доля первых из них в производстве тепловой энергии в России составляет сейчас около 41 %, доля вторых — примерно 48 % [1]. Остальная тепловая энергия вырабатывается на автономных источниках теплоты, использующих органическое топливо, геотермальных, солнечных источниках, а также на установках, утилизирующих теплоту вторичных энергетических ресурсов (котлы-утилизаторы, теплоутилизационные теплообменники).

Существует несколько способов получения электрической и тепловой энергии на тепловых электростанциях. В соответствии с этими способами энергетические установки электростанций делятся на несколько основных типов: паротурбинные установки и пиковые водогрейные котлы; газотурбинные установки; установки парогазового цикла (табл. 6.1).

Таблица 6.1

Основные виды энергетических установок тепловых электростанций

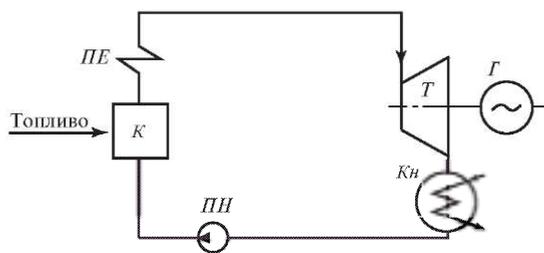
Энергетическая установка	Доля в установленной мощности тепловых электростанций ЕЭС России на конец 2019 г. [2], %	Мощность, МВт	Используемое топливо	КПД, %
Паротурбинная (ПТУ)	78,09	До 1200	Твердое, жидкое, газообразное	35—43, передовые — до 50
Газотурбинная (ГТУ)	5,15	До 300	Газообразное, жидкое (в качестве резервного)	27—36, передовые — до 40
Парогазовая (ПГУ)	15,95	До 450	Газообразное	52—55, передовые до 60

Паротурбинные энергетические установки. Наиболее распространенным способом получения электроэнергии является использование внутренней энергии водяного пара высоких параметров (температуры и давления). Пар, получаемый в котлах, производит механическую работу, вращая лопатки паровой турбины, связанной в единый блок с электрическим генератором. Энергетическая установка такого типа носит название паротурбинной установки. Вода, являющаяся рабочим телом установки, движется в ней по замкнутому контуру, т.е. циклически, меняя свое агрегатное состояние: превращается в пар в котле и вновь превращается в воду в конденсаторе. Термодинамический цикл такой установки носит название **цикла Ренкина**. Внешний вид и схема паротурбинной электростанции представлены на рис. 6.1.

Рассмотрим работу такой установки. Воду питательным насосом *ПН* подают в котел *К*, в котором происходит ее испарение. Для того чтобы испа-



а)



б)

Рис. 6.1. Паротурбинная ТЭС:

а — внешний вид (<https://web.archive.org/web/20161010140519/http://www.panoramio.com/photo/4621582>); *б* — схема простейшей паротурбинной ТЭС: *К* — котел; *ПЕ* — пароперегреватель; *Т* — турбина; *Г* — генератор; *Кн* — конденсатор; *ПН* — питательный насос

ритель воду, в котле необходимо сжечь топливо, которым может быть каменный уголь, мазут или природный газ. Могут использоваться также и другие виды топлива. Полученный пар дополнительно подогревают в пароперегревателе *ПЕ*, чтобы повысить его температуру. Пар под давлением направляется в паровую турбину *T*, где он вращает ее ротор, совершая механическую работу. При этом пар расширяется, его температура и давление снижаются. Электрический генератор *G* превращает механическую энергию вращающейся турбины в электрическую, которая направляется потребителю по электрическим сетям. Наконец пар попадает в конденсатор *Kn* — теплообменный аппарат, по трубкам которого циркулирует холодная вода. В конденсаторе он охлаждается и конденсируется, снова переходя в жидкость.

Электрическая станция, на которой работает рассмотренная установка, носит название **конденсационной (КЭС)**, поскольку весь пар, отработавший в турбине, направляется в конденсатор и теплота конденсации выбрасывается в окружающую среду. Полезную тепловую энергию такая электростанция не вырабатывает. В противоположность этому тепловые станции, вырабатывающие одновременно тепловую и электрическую энергию, называют **теплоэлектроцентралями (ТЭЦ)**. Процесс комбинированного производства электрической энергии и теплоты, получаемых при использовании для централизованного теплоснабжения пара, отработавшего в турбинах электростанций, называют **теплофикацией**.

На ТЭЦ часто используются энергетические установки, включающие в себя паровые теплофикационные турбины, из которых производится один или два промежуточных отбора пара. **Теплофикационная турбина** состоит из двух частей, находящихся на одном валу. Часть турбины между входом пара и его отбором называется частью высокого давления (ЧВД), а между отбором и выходом пара — частью низкого давления (ЧНД). Пар из отборов турбины направляется либо на получение горячей воды для ее последующего потребления, либо непосредственно промышленным потребителям. Другая часть пара, полностью расширившаяся в ЧНД турбины, охлаждается и превращается в воду в конденсаторе. Схема такой установки представлена на рис. 6.2. Кроме того, существуют **противодавленческие турбины**, предназначенные в первую очередь для снабжения потребителя тепловой энергией. В этом случае в схеме отсутствуют конденсатор и ЧНД и вся тепловая энергия пара идет на обеспечение тепловой нагрузки.

Количество пара, поступающего в отборы, можно регулировать. Это позволяет в широких пределах изменять тепловую нагрузку станции при неизменной электрической нагрузке и, наоборот, изменять электрическую нагрузку при неизменном расходе теплоты, подаваемой потребителям.

Эффективность работы тепловой электрической станции характеризуется коэффициентом полезного действия. **Абсолютный КПД КЭС** представляет собой отношение выработанной на электростанции электроэнергии к количеству теплоты, которое затрачено на ее выработку.

Для характеристики экономичности работы ТЭЦ используются два абсолютных КПД: КПД выработки электрической энергии и КПД выработки теп-

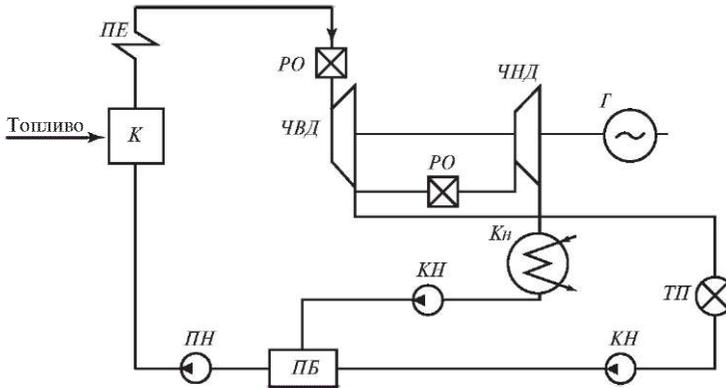


Рис. 6.2. Схема ТЭЦ с теплофикационными турбинами, имеющими промежуточный отбор пара:

РО — регулирующий орган; *ЧВД* — часть высокого давления турбины; *ЧНД* — часть низкого давления турбины; *КН* — конденсатный насос; *ТП* — тепловой потребитель; остальные обозначения те же, что и на рис. 6.1

лоты. Они вычисляются соответственно как отношения количества выработанной электрической или тепловой энергии к количеству теплоты, затраченной на выработку каждого из видов энергии. Кроме того, также используют $\eta_{\text{КИТ}}$ — коэффициент использования теплоты топлива: $\eta_{\text{КИТ}} = (N + Q_T)/Q_K$, здесь N — вырабатываемая электрическая мощность, Q_T — выработанная тепловая мощность, Q_K — теплота топлива, сгоревшего в котле.

Электрический КПД паротурбинных электростанций составляет 35—43 % (у станций со сверхкритическими параметрами пара КПД достигает 50 %). На практике для оценки эффективности работы ТЭЦ часто используются такие показатели, как **удельные расходы топлива на выработку и на отпуск электрической и тепловой энергии**. При расчете удельных расходов топлива на отпуск тепловой и электрической энергии из общего произведенного количества выработанной энергии вычитается энергия, израсходованная на собственные нужды электростанции или котельной.

Газотурбинные энергетические установки (рис. 6.3). В газотурбинных энергетических установках (ГТУ) рабочим телом является смесь воздуха и газообразных продуктов сгорания топлива. Воздух сначала подвергается сжатию и нагреву, а затем энергия сжатого и нагретого газа преобразуется в механическую работу на валу газовой турбины. Газотурбинные установки могут работать на газовом или жидком топливе.

Основными элементами газотурбинной установки являются компрессор, камера сгорания и газовая турбина с электрическим генератором. Газовая турбина и компрессор закреплены на одном валу. Воздух из атмосферы поступает в компрессор *Км*. Сжатый в компрессоре воздух и топливо подаются в камеру сгорания *КС*, где топливо сжигается, нагревая воздух. Продукты сгорания с высокими температурой и давлением направляются в газовую турбину *Т* и приводят ее ротор во вращение. Вырабатываемая при

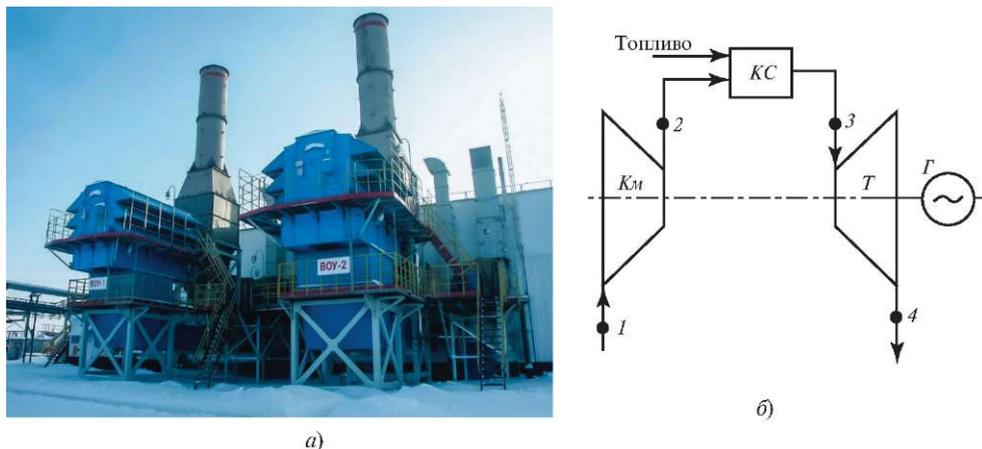


Рис. 6.3. Газотурбинная установка:

а — внешний вид (<http://www.avid.ru/gallery/>); *б* — принципиальная схема: *Км* — компрессор; *Кс* — камера сгорания; *Т* — турбина; *Г* — генератор; *1* — воздух из окружающей среды; *2* — воздух из компрессора; *3* — газы из камеры сгорания; *4* — газы из турбины

этом механическая энергия частично затрачивается на сжатие воздуха в компрессоре, а частично — на выработку электрической энергии в генераторе *Г*. Продукты сгорания выбрасываются в атмосферу. Современные газотурбинные установки имеют КПД 27—36 %, передовые — более 40 %.

Теплоту отходящих газов ГТУ можно использовать для выработки тепловой энергии. Газотурбинная установка, на которой одновременно вырабатывается тепловая и электрическая энергия, называется **ГТУ-ТЭЦ**. Принципиальная схема ГТУ-ТЭЦ приведена ниже (см. рис. 6.7).

Парогазовые энергетические установки. Наиболее эффективными установками для выработки электрической и тепловой энергии на ТЭС являются парогазовые энергетические установки (ПГУ). Установки такого типа включают в себя паротурбинные (ПТУ) и газотурбинные установки, объединенные между собой. Существует несколько способов объединения ПТУ и ГТУ в единую установку.

Самыми распространенными и экономичными на сегодняшний день являются ПГУ с котлом-утилизатором и двумя контурами давления (рис. 6.4). У таких установок КПД по выработке электрической энергии достигает 55 % (у передовых — превышает 60 %). Продукты сгорания из газотурбинной установки подаются в котел-утилизатор и используются для выработки пара, вращающего ротор паровой турбины. В установках такого типа мощность газотурбинной установки существенно выше мощности паротурбинной установки.

Другой способ работы ПГУ заключается в том, что продукты сгорания газотурбиной установки направляются в котел, в котором сжигается твердое или жидкое топливо. Такой способ применяется для повышения эффективности существующих блоков паротурбинных электростанций в результате

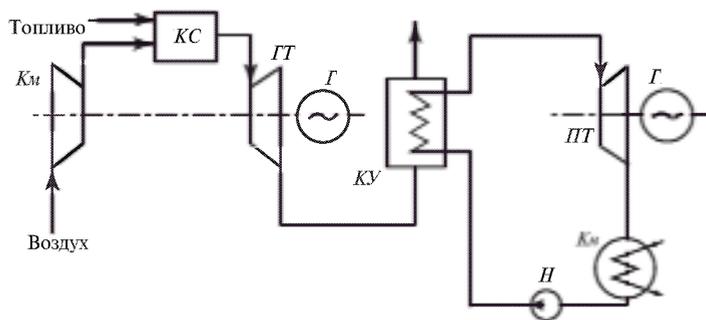


Рис. 6.4. Схема ПГУ с котлом-утилизатором:

ГТ — газовая турбина; *КУ* — котел-утилизатор; *ПТ* — паровая турбина; *Кн* — конденсатор; *Н* — насос; остальные обозначения те же, что и на рис. 6.3

их надстройки газовыми турбинами, т.е. расширения электростанции за счет установки предвключенных турбин высоких параметров. КПД установок такого типа составляет 46—48 %. В данном случае паротурбинная установка имеет большую мощность, чем газотурбинная.

Котельные установки

Котельные установки могут быть использованы как самостоятельный источник тепловой энергии для объектов промышленности и жилищно-коммунального хозяйства, а также для покрытия пиковых тепловых нагрузок в теплофикационных системах. Котельные установки (котельные) можно разделить на два основных типа: *паровые* и *водогрейные*.

В водогрейной котельной (рис. 6.5) вода, возвращаемая из тепловой сети, и подпиточная вода, прошедшая предварительный подогрев, химическую

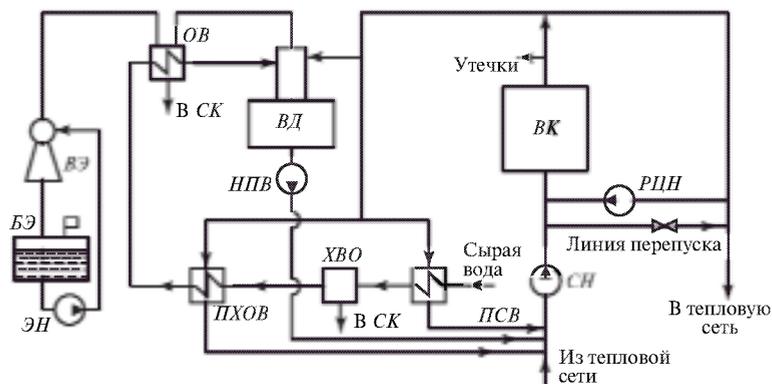


Рис. 6.5. Принципиальная тепловая схема водогрейной котельной:

ВК — водогрейный котел; *ВД* — вакуумный деаэратор; *НПВ* — насос подпиточной воды; *РЦН* — рециркуляционный насос; *СН* — сетевой насос; *ПСВ* — подогреватель сырой воды; *ХВО* — химическая водоочистка; *ПХОВ* — подогреватель химочищенной воды; *ОВ* — охладитель выпара; *ВЭ* — водяной эжектор; *ЭН* — эжекторный насос; *БЭ* — расходный бак эжектора; *СК* — спецканализация

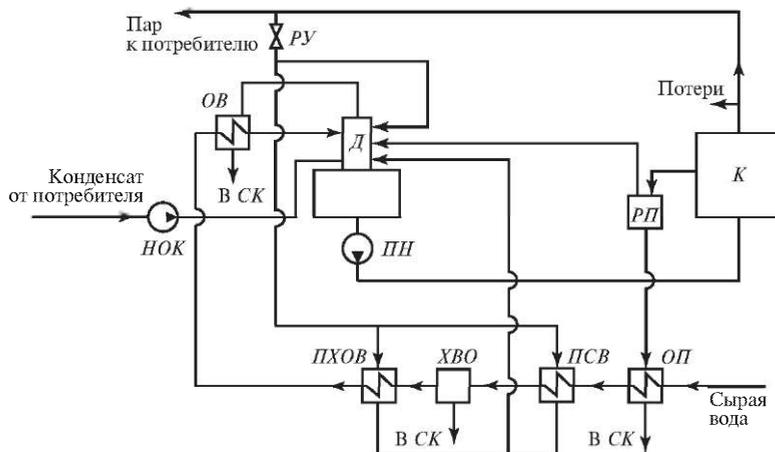


Рис. 6.6. Принципиальная тепловая схема паровой котельной:

К — паровой котел; *Д* — деаэрактор; *ПН* — питательный насос; *РП* — расширитель продувки; *ОП* — охладитель продувки; *ПСВ* — подогреватель сырой воды; *ХВО* — химводоочистка; *ПХОВ* — подогреватель химочищенной воды; *ОВ* — охладитель выпара; *РУ* — редуцирующая установка; *НОК* — насос обратного конденсата; *СК* — спецканализация

подготовку и деаэрирование, нагревается в котле. Предварительный подогрев осуществляется сетевой водой, часть которой забирается для этой цели на выходе из котла. В схеме используется вакуумный деаэрактор. Вакуум в нем создается за счет работы водоструйного эжектора.

Принципиальная схема паровой котельной представлена на рис. 6.6. Котельная вырабатывает не только пар, но и горячую воду. Она поступает в сеть от пароводяного подогревателя, в котором пар после котла подогревает обратную воду из тепловой сети. Как и в водогрейной котельной, сырая вода перед подачей в котел проходит предварительный подогрев, химическую подготовку и деаэрирование. КПД котельных установок составляет обычно 80—94 %.

Автономные источники теплоснабжения

Автономные источники теплоснабжения — источники тепловой энергии, не связанные с центральными системами теплоснабжения. Эти источники не присоединены к внешним тепловым сетям. Часто они не являются автономными в полном смысле этого слова, поскольку получают топливо (чаще всего газовое), электроэнергию и воду из централизованных систем. Они обслуживают отдельное здание, группу зданий, а иногда и небольшой населенный пункт. На долю автономных источников энергии приходится примерно 11 % всей производимой в России тепловой энергии [1].

К автономным источникам электро- и теплоснабжения относят газопоршневые агрегаты (газовые дизели), газотурбинные и паротурбинные теплофикационные энергетические установки небольшой мощности. При проектирова-

нии когенераторных установок главной задачей является производство электрической энергии, выработка теплоты при этом играет подчиненную роль. Перечисленные выше автономные источники — это в первую очередь источники электрической энергии. Тепловая энергия для них, по сути, побочный продукт. К автономным источникам тепловой энергии относят котельные установки небольшой производительности.

Наиболее распространенными в России автономными источниками электрической энергии являются *дизельные электростанции*. Они обладают высоким КПД (около 40 %) и достаточно просты в обслуживании. Однако из-за высокой стоимости дизельного топлива дизельные электростанции чаще всего используются как резервные или аварийные источники электроэнергии.

Газопоршневые агрегаты (ГПА) и мини-ТЭЦ на основе паротурбинных и газотурбинных установок (ГТУ-ТЭЦ) являются автономными источниками одновременно как тепловой, так и электрической энергии, т.е. *когенерационными источниками*. Капитальные вложения в оборудование когенераторных установок существенно выше, чем необходимые вложения в оборудование автономных источников, предназначенных для выработки только тепловой энергии [3]. Газотурбинные и паротурбинные установки имеют единичную мощность более 1,5 МВт и поэтому редко применяются в качестве источников электроснабжения потребителей с малой нагрузкой.

Когенерационные автономные источники энергии. На ГТУ-ТЭЦ продукты сгорания после расширения в турбине направляются в утилизационный теплообменник (ТУ), в котором подогревается вода, либо в котел-утилизатор, в котором происходит превращение воды в пар. Полученная горячая вода или пар используются в системе теплоснабжения для обеспечения теплового потребителя. На рис. 6.7. приведена схема ГТУ-ТЭЦ с утилизационным теплообменником.

Сжатый в компрессоре воздух подается вместе с топливом в камеру сгорания. Продукты сгорания приводят в действие турбину, вращающую элект-

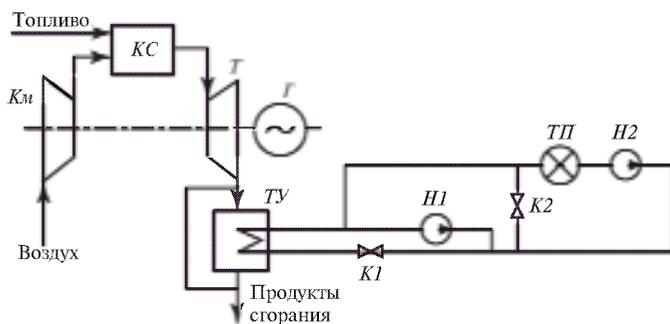


Рис. 6.7. Схема отопительной ГТУ-ТЭЦ:

ТУ — утилизационный теплообменник; ТП — тепловой потребитель; остальные обозначения те же, что и на рис. 6.4

рический генератор. На выходе из турбины температура продуктов сгорания составляет около 500 °С, и их теплота используется для подогрева воды в утилизационном теплообменнике. Количество продуктов сгорания, поступающих в ТУ, может регулироваться. Насосы *H1* и *H2* обеспечивают циркуляцию воды в контурах теплообменника и теплового потребителя, а клапаны *K1* и *K2* позволяют регулировать расход воды через эти контуры. Электрический КПД таких установок может достигать 35 %.

Долгое время газотурбинные установки мощностью менее 1 МВт были нерентабельны. Сейчас существуют ГТУ электрической мощностью 25—200 кВт, которые называют *микротурбинами*. Они представляют собой высокоскоростные газовые турбины с воздушными подшипниками, размещенные на одном валу с компрессором и электрическим генератором. В качестве топлива в микротурбинах могут использоваться не только природный газ, но и сжиженный газ, бензин и дизельное топливо.

В отличие от газопоршневых двигателей в энергетических установках на основе микротурбин не требуется внешнего охлаждения масла и контура рубашки двигателя, что упрощает их конструкцию.

Утилизируемая теплота уходящих выхлопных газов может использоваться для подогрева воды в системе теплоснабжения. Микротурбинные установки, несмотря на высокую стоимость, имеют ряд существенных преимуществ по сравнению с другими автономными энергетическими установками. К ним относятся:

- возможность работы в течение длительного времени при низких нагрузках;
- высокая надежность;
- малые габаритные размеры;
- высокий ресурс работы до капитального ремонта.

Малые вес и габаритные размеры позволяют устанавливать микротурбинные установки на крышах зданий. Существуют разработки, дающие возможность внедрить микротурбины в существующие системы энергоснабжения котельных, что позволяет обеспечить их автономную работу при авариях в электрических сетях.

В качестве когенерационных автономных источников энергии широко применяются газопоршневые агрегаты. Их единичная мощность может быть существенно ниже, чем у газотурбинных установок, а их электрический КПД заметно выше и составляет 36—40 %. В таких агрегатах тепловая энергия вырабатывается за счет утилизации теплоты уходящих газов и теплоты охлаждения, получаемой при водяном охлаждении блока цилиндров двигателя и смазочного масла. Это делает систему выработки теплоты сложной в изготовлении и обслуживании. Доля вырабатываемой тепловой энергии составляет до 50 % теплоты, полученной при сжигании топлива. При этом газопоршневые электростанции обладают существенным минусом — они не могут работать при нагрузке ниже 30 % номинальной (происходит коксование двигателя).

Во время отопительного сезона при использовании когенераторных установок может возникнуть дефицит теплоты, который нужно восполнять из дополнительных источников. Чаще всего эта задача решается за счет установки пиковых котельных. В летний период, наоборот, имеет место избыток теплоты, который приходится отводить в окружающую среду с помощью градирен либо аппаратов воздушного охлаждения. Иногда избыточную теплоту, вырабатываемую когенераторной установкой, целесообразно направлять на производство холода в абсорбционной холодильной установке, использующегося для кондиционирования воздуха или иных нужд. Процесс одновременного получения электроэнергии, тепловой энергии и холода в энергетической установке называют *тригенерацией*.

Принципиальная схема системы теплоснабжения на основе газопоршневого агрегата приведена на рис. 6.8. Кроме газопоршневых агрегатов в схему включен пиковый котел.

Важным преимуществом работы когенерационных источников энергии является возможность использования в качестве топлива, в первую очередь в ГТУ, биогаза, а также попутного нефтяного газа.

Наиболее распространенным автономным источником теплоснабжения в настоящее время являются водогрейные котельные небольшой мощности. По месту расположения относительно теплового потребителя они разделяются на встроенные, пристроенные, отдельно стоящие, крышные. Чаще всего в качестве топлива в них используется газ или дизельное топливо (при наличии газа оно используется только как резервное). Реже используются

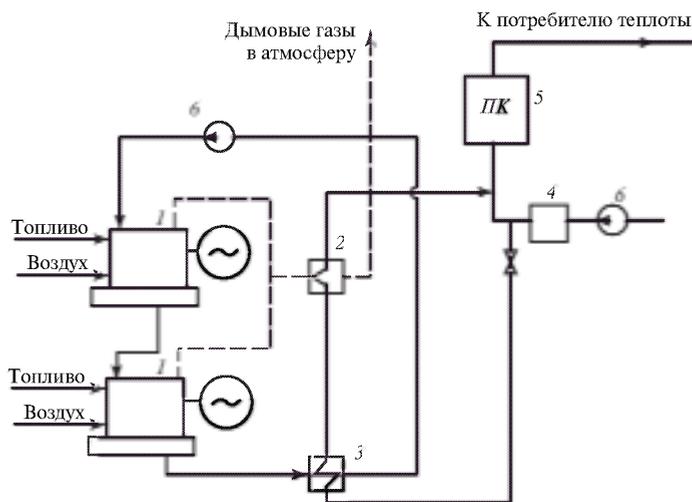


Рис. 6.8. Схема системы теплоснабжения на основе газопоршневых агрегатов и пиковой котельной:

1 — газопоршневые агрегаты; 2 — утилизатор теплоты дымовых газов; 3 — охладитель контура рубашки двигателей; 4 — система химводоочистки и деаэрации; 5 — пиковый котел; 6 — насосы

местные виды топлива, например древесные отходы. При работе таких котельных возникают проблемы, связанные с дымоудалением, поскольку каждый автономный источник требует сооружения индивидуальной системы дымоудаления, относительная стоимость которой тем выше, чем меньше мощность источника.

Современные индивидуальные котельные установки поставляются, как правило, вместе с системами автоматики и имеют высокий КПД. В их составе часто применяются **конденсатные котлы**, которые имеют высокую эффективность за счет утилизации теплоты конденсации влаги, содержащейся в продуктах сгорания.

Автономные источники теплоснабжения, использующие электрическую энергию для выработки теплоты, такие как электрические котлы и электрические подогреватели, требуют меньших капитальных затрат и легко поддаются регулированию. Главный их недостаток состоит в том, что они потребляют дорогостоящую электрическую энергию. Их применение оправдано только либо в тех районах, где нет других источников энергии или имеется избыток электроэнергии, а также в качестве временных источников (например, при строительстве зданий), либо в тех случаях, когда применение традиционных систем теплоснабжения с жидким теплоносителем нежелательно (например, электрические подстанции). Электрические котлы целесообразно применять вместе с жидкостными накопителями теплоты (бойлерами-аккумуляторами), что позволяет использовать электроэнергию в период действия пониженного тарифа. Во многих случаях вместо электрических котлов выгоднее использовать другой автономный источник теплоты, использующий электрическую энергию, — **теплососные установки**, которые рассмотрены в гл. 9 и 11.

В настоящее время все более широкое распространение получают новые виды автономных источников энергии. Среди них нужно выделить **ОЦР-установки**, использующие в работе цикл Ренкина на органических теплоносителях. В отличие от водяного пара, применяемого в качестве рабочего тела в пароконденсационных установках, молекулярная масса рабочих тел (пентан, бутан, фреоны, толуол и др.) в ОЦР-установках во много раз выше. Это позволяет использовать турбины с низким числом оборотов, что делает установку более надежной и дешевой. Схема и цикл такой установки приведены на рис. 6.9. В ОЦР-установках топливо в котле не сжигается, вместо котла используется испаритель, в котором обеспечивается нагрев и испарение рабочего тела высокотемпературным теплоносителем (обычно минеральным маслом), которое подогревается в котле-утилизаторе. В связи с низкой температурой подвода теплоты КПД таких установок низок (обычно до 20 %), но у них есть целый ряд преимуществ: высокая степень автоматизации, позволяющая работать с минимумом обслуживающего персонала; блочно-модульное исполнение; а главное, возможность использовать для получения электроэнергии горючие и тепловые вторичные энергетические ресурсы.

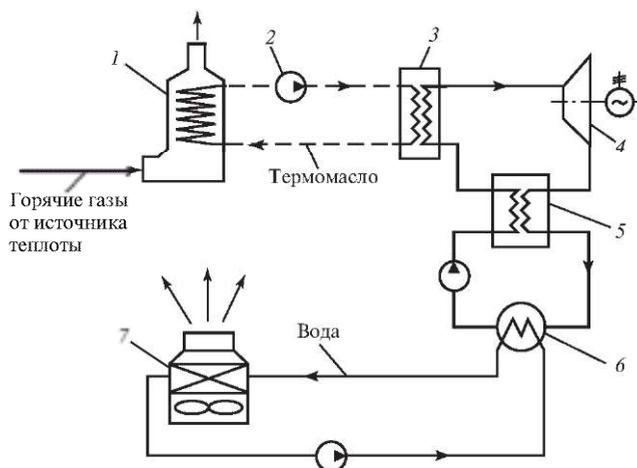


Рис. 6.9. Схема энергетической установки, в которой используется цикл Ренкина на органических теплоносителях (ОЦР-установка):

1 — термомасляный котел-утилизатор; 2 — масляный насос; 3 — испаритель; 4 — турбина; 5 — регенератор; 6 — конденсатор; 7 — аппарат воздушного охлаждения

В недалеком будущем следует ожидать более широкого применения в качестве автономных источников энергии топливных элементов — электрохимических устройств, превращающих химическую энергию топлива непосредственно в электроэнергию, минуя процесс горения. Они обладают высоким КПД (более 60 %) и экологичностью, поскольку обычно используют в качестве топлива водород. Пока топливные элементы применяются ограниченно, во многом из-за трудностей, связанных с получением и хранением водорода.

Главным достоинством автономных систем теплоснабжения является возможность экономии энергии и финансовых ресурсов благодаря индивидуальному регулированию тепловой нагрузки и отсутствию дорогостоящих тепловых сетей, являющихся одним из основных источников потерь тепловой энергии и теплоносителя в централизованных системах. Недостатки таких систем — необходимость в дополнительных площадях для их установки, обеспечение индивидуального обслуживания и ремонта, высокие относительные затраты на систему дымоудаления. Для большинства установок характерна высокая стоимость обслуживания.

При выборе между автономными и централизованными источниками тепловой энергии следует иметь в виду, что массовое строительство потребителей автономных котельных может привести к снижению тепловой нагрузки на ТЭЦ и выработки на них электрической энергии по самому эффективному и экономичному способу. Сейчас разработаны и внедряются на законодательном уровне механизмы регулирования тарифов, обеспечивающих экономию энергии и обновление оборудования в масштабах регионов и страны в целом [4, 5].

6.2. Энергосбережение в котельных

Среди факторов, увеличивающих расход топлива в котельных, можно выделить: физический и моральный износ котельных установок; отсутствие или плохую работу системы автоматики; несовершенство газогорелочных устройств; несвоевременную наладку теплового режима котла; образование отложений на поверхностях нагрева; плохую теплоизоляцию; неоптимальную тепловую схему; отсутствие экономайзеров-подогревателей; неплотности газоходов.

В зависимости от типа котельной установки расход условного топлива на 1 Гкал отпущенной тепловой энергии составляет 0,159—0,180 т у.т., что соответствует КПД котла (брутто), равному 90—79 %. При работе котельных установок средней и малой мощности на газе КПД (брутто) может быть увеличен до 85—92 %. Номинальный КПД (брутто) водогрейных котельных установок мощностью менее 10 Гкал/ч, используемых в том числе и в муниципальном секторе теплоэнергетики, при работе на газе составляет 89,8—94,0 %, при работе на мазуте — 86,7—91,1 % [6].

Основные направления энергосбережения в котлах становятся очевидными при рассмотрении их тепловых балансов.

Тепловой баланс составляется на 1 кг твердого или жидкого топлива, на 1 м³ газообразного топлива или по отношению, %, к введенной теплоте. Приход теплоты — максимальное количество вводимой в топку котла теплоты — называется располагаемой теплотой Q_p^p , в которую входят низшая рабочая теплота сгорания топлива Q_n^p ; физическая теплота топлива $Q_{ф.т}$, если топливо предварительно нагревается (мазут); физическая теплота воздуха $Q_{ф.в}$; физическая теплота $Q_{п.}$, вводимая с паром, при паровом распылении топлива (в паромеханических форсунках).

Следовательно,

$$Q_p^p = Q_n^p + Q_{ф.т} + Q_{ф.в} + Q_{п.} \quad (6.1)$$

Если составлять тепловой баланс котла относительно температуры окружающего воздуха, пренебречь физической теплотой топлива и не учитывать теплоту парового дутья в форсунках, то $Q_p^p = Q_n^p$.

Расходная часть теплового баланса $Q_{расх}$ включает в себя (рис. 6.10) полезно использованную теплоту Q_1 , а также потери теплоты с уходящими топочными газами Q_2 , химической Q_3 и механической Q_4 неполнотой сгорания топлива, от наружного охлаждения ограждений котла Q_5 , с физической теплотой шлаков Q_6 , на аккумуляцию ограждающих конструкций $Q_{ак}$ (при нестационарных условиях работы установки).

Следовательно,

$$Q_{расх} = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6 + Q_{ак} \quad (6.2)$$

При сжигании в котле жидкого или газообразного топлива Q_4 и Q_6 равны нулю. Рассмотрим стационарную работу установки ($Q_{ак} = 0$). Разделив каждый член уравнения теплового баланса на Q_H^p и умножив на 100 %, получим уравнение теплового баланса в виде

$$100 = q_1 + q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6. \quad (6.3)$$

Следовательно, коэффициент полезного действия котла (брутто), %, можно определить через потери энергии (т.е. по обратному балансу котла):

$$\eta_{бр} = Q_1 / Q_H^p = 100 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6). \quad (6.4)$$

Кроме того, КПД котла (брутто) можно определить через полезную энергию (т.е. по прямому балансу котла). Для парового котла

$$\eta_{бр} = \frac{D_{бр}(h_{п} - h_{п.в})}{BQ_H^p}, \quad (6.5)$$

где $D_{бр}$ — производительность котла; $h_{п}$, $h_{п.в}$ — энтальпии пара на выходе из котла и питательной воды на входе в котел; B — расход топлива.

Экономия топлива при повышении КПД, например, парового котла определяют по формуле

$$\Delta B = B_1 - B_2 = \frac{D_{бр}(h_{п} - h_{п.в})}{Q_H^p} \left(\frac{1}{\eta_{бр1}} - \frac{1}{\eta_{бр2}} \right), \quad (6.6)$$

где B_1, B_2 — расходы топлива в котле до повышения КПД ($\eta_{бр1}$) и после него ($\eta_{бр2}$).

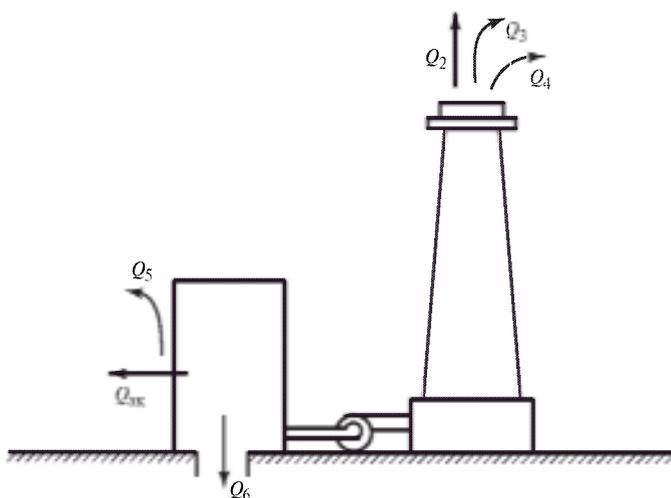


Рис. 6.10. Потери теплоты при работе котла

При выработке тепловой энергии в котельной установке следует учитывать расход теплоты на собственные нужды $Q_{с.н}$ (на обдувку, деаэрацию, мазутное хозяйство и др.). В связи с этим вводится понятие **КПД (нетто) котельной установки**, который приближенно (без учета затрат электрической энергии, которые относительно невелики) может быть вычислен, %, как

$$\eta_{н} = \eta_{бр} - q_{с.н}, \quad (6.7)$$

где $q_{с.н}$ — удельный расход теплоты на собственные нужды котельной.

Анализ тепловых балансов существующих паровых и водогрейных котлов показывает, что наибольшие потери теплоты (10—25 %) происходят с уходящими дымовыми газами:

$$Q_2 = (h_{yx} - h_{x.в}^0)(100 - q_4), \quad (6.8)$$

где h_{yx} — энтальпия уходящих газов при их температуре и коэффициенте избытка воздуха α ; $h_{x.в}^0$ — энтальпия холодного воздуха при его температуре; $100 - q_4$ — доля сгоревшего топлива.

Снижению потерь с уходящими газами способствуют:

- автоматическое поддержание оптимального коэффициента избытка воздуха в топке котла α_T (рис. 6.11) и снижение присосов воздуха по его тракту;
- поддержание чистоты наружных и внутренних поверхностей нагрева, что позволяет увеличить коэффициент теплопередачи от дымовых газов к воде;
- увеличение площадей хвостовых поверхностей нагрева;

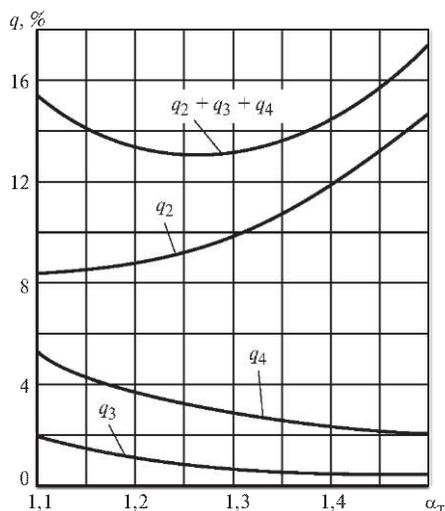


Рис. 6.11. Зависимости тепловых потерь в котле от коэффициента избытка воздуха в топке

поддержание в барабане парового котла номинального давления, обеспечивающего расчетную степень охлаждения газов в хвостовых поверхностях нагрева (только барабанные котлы);

поддержание расчетной температуры питательной воды, определяющей температуру уходящих после экономайзера дымовых газов;

перевод котлов с твердого или жидкого топлива на природный газ и др.

На рис. 6.11 показаны зависимости потерь энергии в котле от коэффициента избытка воздуха. Видно, что при малых значениях α_T увеличиваются механический и химический недожоги. Рост α_T приводит к повышению потерь теплоты с уходящими газами. Это обусловлено тем, что одновременно увеличивается расход уходящих газов и уменьшается их температура в топке котла. При этом снижается тепловосприятие радиационной поверхности нагрева (при увеличении α_T на 0,1 количество тепловой энергии, передаваемой излучением, снижается на 4—5 %) и конвективных поверхностей, что приводит к уменьшению теплоты, переданной воде. Поддержание необходимого расхода воздуха, соответствующего максимальному КПД, достигается правильной работой системы автоматики.

Пример 6.1. Требуется определить изменение потерь теплоты с уходящими дымовыми газами за счет изменения их температуры при использовании в качестве топлива природного газа [ориентировочно можно принять $Q_H^p = 36,5$ МДж/м³; теоретические расходы воздуха $V_B^0 \approx 9,7$ м³/м³, продуктов сгорания $V_T^0 \approx 10,5$ м³/м³; удельную теплоемкость уходящих газов $c_{yx} = 1,5$ кДж/(м³ · °С)].

Решение. Запишем выражение для определения потерь теплоты с уходящими газами в упрощенном виде (без учета теплоты, вносимой воздухом):

$$q_2 = \frac{h_{yx} \cdot 100}{Q_H^p} = \frac{c_{yx} [V_T^0 + (\alpha - 1)V_B^0] t_{yx}}{Q_H^p} 100. \quad (6.9)$$

Тогда изменение потерь теплоты при увеличении (уменьшении) температуры уходящих газов на 1 °С при $\alpha_T = 1,2$ будет составлять

$$\frac{\Delta q_2}{\Delta t_{yx}} = \frac{1,5 [10,5 + 0,2 \cdot 9,7] \cdot 100}{36,5 \cdot 10^3} \approx 0,05. \quad (6.10)$$

Очевидно, что изменение температуры уходящих газов на 20 °С в рассматриваемых условиях приводит к изменению КПД котла на 1 % (рис. 6.12).

Определение потерь энергии в котле и его КПД, а также наладка котлов для достижения проектного (паспортного) КПД в диапазоне рабочих нагрузок производится в процессе режимно-наладочных испытаний (режимной наладки). При этом составляется режимная карта котла — документ, содержащий основные параметры его работы, в том числе значения КПД и удель-

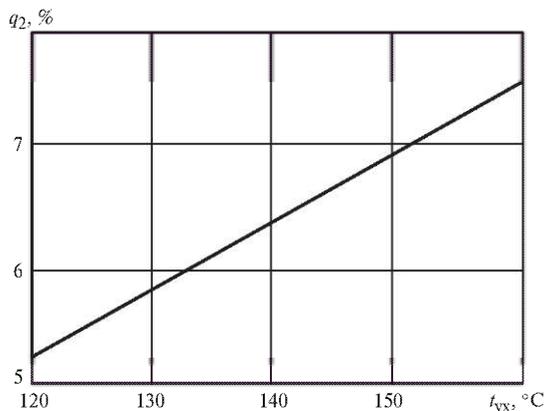


Рис. 6.12. Зависимость тепловых потерь в котле от температуры уходящих газов

ных расходов топлива при различной производительности. Режимная карта необходима для правильной эксплуатации котла.

Ниже (см. гл. 9) также представлены некоторые из энергосберегающих мероприятий, приводящих к снижению затрат энергии в источниках теплоты, связанные со схемными изменениями и режимами эксплуатации.

Важным энергосберегающим мероприятием в котельных является глубокая утилизация теплоты дымовых газов (с конденсацией содержащихся в них водяных паров), которая осуществляется путем установки перед дымоходом конденсационного теплообменника. Особенности глубокой утилизации теплоты рассмотрены в гл. 9.

В ряде случаев является целесообразным **перевод паровых котлов в водогрейный режим**, что позволяет существенно повысить фактические КПД паровых котлов типов ДКВр, ДЕ и др. [7, 8].

Работа паровых котлов на низких (около 0,1—0,3 МПа) давлениях отрицательно сказывается на устойчивости циркуляции, из-за снижения температуры насыщения и увеличения доли парообразования в экранных трубах наблюдается интенсивное образование накипи и увеличивается вероятность пережога труб. Кроме того, если в котельной установке используется чугунный водяной экономайзер [9], то при работе котла на давлении 0,1—0,3 МПа из-за низкой температуры насыщения его необходимо отключать, так как в нем может наблюдаться недопустимое парообразование. Эти и другие особенности приводят к тому, что КПД этих паровых котлов не превышает 82 %, а в некоторых случаях, когда трубы сильно загрязнены, КПД котла уменьшается до 70—75 %.

Переведенные на водогрейный режим паровые котлы в эксплуатации не уступают специализированным водогрейным котлам, а по ряду показателей и возможностей превосходят их, например в отношении:

доступности для внутреннего осмотра, контроля, ремонта, улавливания шлама и очистки, благодаря наличию барабанов;

возможности более гибкого регулирования теплопроизводительности в допустимых пределах (качественного по температуре сетевой воды и количественного по ее расходу);

повышения КПД при переводе на водогрейный режим на 1,5—12,0 %.

Перевод на водогрейный режим требует внесения изменений в конструкцию котла.

Перевод котлов с твердого или жидкого топлива на природный газ приводит к снижению избытка воздуха в топке и уменьшению наружного загрязнения теплопередающих поверхностей. Снижаются затраты энергии на подготовку топлива. При переводе на газ котлов, работающих на мазуте, отпадает необходимость в затратах теплоты на распыление последнего с помощью паровых форсунок. При замене твердого топлива на газ удастся избежать потерь с механическим недожогом и с теплотой шлаков.

Данное мероприятие применяется, если это целесообразно по экономическим и экологическим показателям.

При эксплуатации энергосбережению способствует **рациональное распределение нагрузки между несколькими одновременно работающими котлами.**

В состав котельной установки, как правило, входят несколько котлов, которые могут различаться по своим характеристикам, сроку службы и физическому состоянию.

С падением нагрузки ниже номинальной уменьшается температура уходящих газов, а значит, снижаются потери теплоты с уходящими газами. При малых нагрузках уменьшаются скорости истечения газа и воздуха, ухудшается их смешение и могут возникнуть потери с химической неполнотой сгорания. Абсолютные потери теплоты через обмуровку остаются практически неизменными, а относительные (отнесенные на единицу расхода топлива), естественно, возрастают. Это приводит к тому, что существуют режимы, которым соответствует максимальное значение КПД котельной в целом.

Поскольку зависимости КПД котлов, расходов условного топлива от производительности [$\eta = f(D \text{ или } Q)$, $B = f(D \text{ или } Q)$] индивидуальны для различных типов, конструкций котлов, сроков их эксплуатации, то рациональным распределением нагрузки между двумя и более котлами можно влиять на суммарные энергозатраты котельной [10].

Для водогрейной котельной в качестве нагрузки принимают часовую теплопроизводительность Q , а для паровой — часовую выработку пара D .

При рациональном по минимуму энергозатрат распределении нагрузки исходят из условия

$$\frac{dB_1}{dD_1} = \frac{dB_2}{dD_2} = \dots = \frac{dB_n}{dD_n}. \quad (6.11)$$

Данное уравнение показывает, что минимальный суммарный расход топлива котельной достигается при условии равенства первых производных, взятых по нагрузке каждого котла. Геометрический смысл этого уравнения

заключается в том, что углы наклона касательных к кривым $B_i = f_i(D_i)$ в условиях оптимального распределения нагрузки между котлами должны быть равны при одинаковых нагрузках. Производные в уравнении можно заменить отношениями приращений расхода топлива к приращению нагрузки соответствующего котла. Тогда условие минимального суммарного расхода топлива примет вид

$$\frac{\Delta B_1}{\Delta D_1} = \frac{\Delta B_2}{\Delta D_2} = \dots = \frac{\Delta B_n}{\Delta D_n} \quad (6.12)$$

Задача о рациональном распределении нагрузки между котлами может быть решена графически (см. пример 6.2).

Пример 6.2. В котельной установлено два котла № 1 и 2, принципиальные виды зависимостей $\eta = f(D)$ и $B = f(D)$ для которых приведены на рис. 6.13. Построить зависимости для рационального распределения нагрузки между котлами.

Решение. Для выбора рационального распределения нагрузки между котлами графическим способом строят последовательно зависимости $\frac{\Delta B_1}{\Delta D_1} = f(D_1)$,

$\frac{\Delta B_2}{\Delta D_2} = f(D_2)$ (рис. 6.14) и $D_1 = f(D_\Sigma)$, $D_2 = f(D_\Sigma)$ (рис. 6.15).

Из рис. 6.14 при заданном D_Σ графически определяют D_1 и D_2 .

Рациональное распределение суммарной нагрузки, составляющей 15 т/ч, между двумя котлами следующее: $D_1 = 7,9$ т/ч; $D_2 = 7,1$ т/ч.

Аналогично может быть решена задача о распределении нагрузки между большим числом котлов, однако при этом необходимо также рассматривать варианты, когда одновременно работает часть имеющихся котлов.

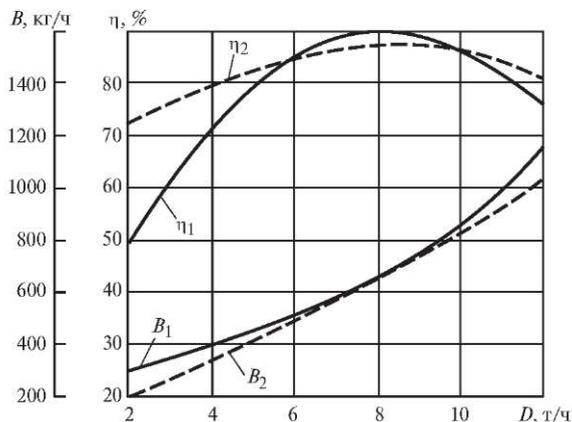


Рис. 6.13. Зависимости КПД и расхода условного топлива от нагрузки котла

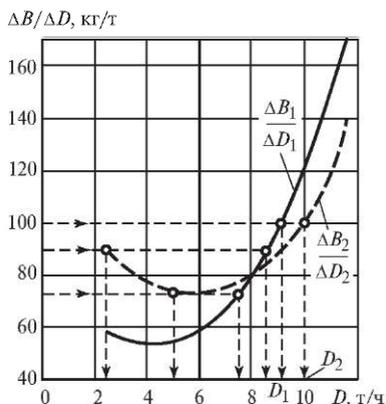


Рис. 6.14. Зависимости относительного прироста топлива от нагрузки котла

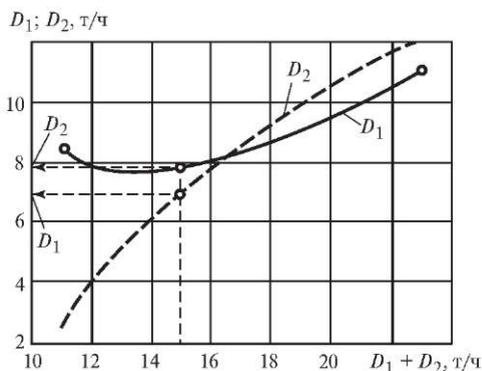


Рис. 6.15. Наиболее выгодное распределение нагрузки между работающими котлами

Использование тепловой энергии продувочной воды при непрерывной продувке котлов [10]

Непрерывной продувкой парового котла называют непрерывное удаление из его барабана части воды для поддержания водного режима (допустимой концентрации солей). При этом часть котловой воды заменяется подпиточной. Продувка P , %, составляет долю паропроизводительности котла.

При избыточном давлении пара $p_{к.изб} = 0,6 \div 1,3$ МПа, наиболее распространенном в отопительно-производственных котельных, в результате роста продувки на 1 %, если тепловая энергия продувочной воды не используется, увеличивается расход топлива примерно на 0,30 %, а при давлении 2,3 МПа — на 0,36 %. При максимальной допустимой расчетной продувке по сухому остатку $P = 10$ %, установленной нормами для котлов с давлением до 1,3 МПа, без использования тепловой энергии продувочной воды потери топлива могут превысить 3 % общего расхода.

Без использования тепловой энергии продувочной воды годовая потеря условного топлива

$$\Delta B' = \frac{D_k \tau P (h_{к.в} - h_{и.в})}{100 \cdot 4,187 \cdot 7000 \eta_k^{бр}}, \quad (6.13)$$

где D_k — установленная паропроизводительность котла, т/ч; τ — годовое число часов использования установленной паропроизводительности котла; $\eta_k^{бр}$ — среднегодовой эксплуатационный КПД котла; P — продувка, %; $h_{к.в}$ и $h_{и.в}$ — удельные энтальпии котловой и исходной воды на вводе в котельную установку, кДж/кг.

В схеме утилизации тепловой энергии продувочной воды при непрерывной продувке устанавливают сепаратор и теплообменник (рис. 6.16), что

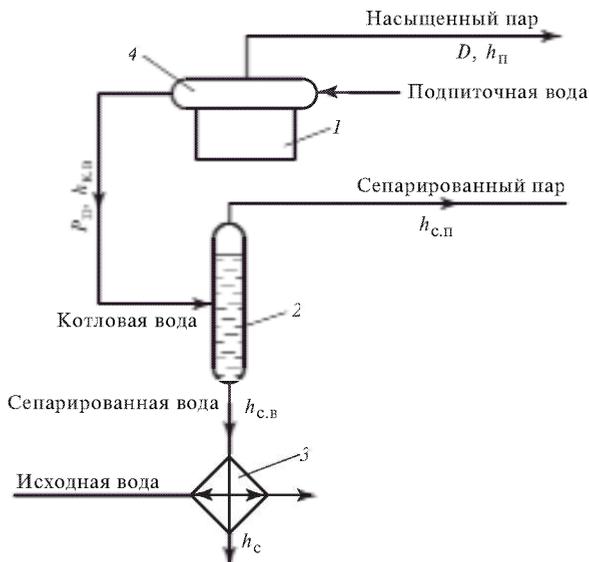


Рис. 6.16. Схема утилизации тепловой энергии продувочной воды при непрерывной продувке: 1 — котел; 2 — сепаратор; 3 — теплообменник; 4 — барабан котла

позволяет использовать тепловую энергию сепарированного пара и сепарированной воды. Сепаратор может применяться и без теплообменника.

Зная часовую производительность котла D_k , продолжительность его работы τ и долю продувки от производительности котла, можно оценить годовую экономию условного топлива при использовании тепловой энергии продувочной воды в схеме с установкой сепаратора и теплообменника:

$$\Delta B = D_k \tau P \frac{\beta(h_{с.п} - h_{и.в}) + (1 - \beta)(h_{с.в} - h_c)}{4,187 \cdot 7000 \eta_k^{бр}}, \quad (6.14)$$

где $h_{с.в}$ — удельная энтальпия сепарированной воды перед теплообменником, кДж/кг; $h_c = c_c t_c$ — удельная энтальпия сепарированной воды после теплообменника; t_c — температура сепарированной воды после теплообменника, обычно принимается равной 40°C ; c_c — удельная теплоемкость сепарированной воды, кДж/(кг \cdot $^\circ\text{C}$); $h_{с.п}$ — удельная энтальпия сепарированного пара, кДж/кг; β — доля сепарированного пара (табл. 6.2), формулу для определения которой можно получить исходя из теплового и материального балансов сепаратора:

$$\beta = \frac{D_{с.п}}{D_k P} = \frac{D_{с.п}}{G_{пр}} = \frac{h_{к.в} - h_{с.п}}{h_{с.п} - h_{с.в}}, \quad (6.15)$$

где $G_{пр}$ — расход продувочной воды.

Степень использования теплоты продувочной воды может быть охарактеризована коэффициентом использования φ . При установке сепаратора и теплообменника φ определяется по формуле

$$\varphi = \frac{\beta(h_{c.п} - h_{и.в}) + (1 - \beta)(h_{c.в} - h_c)}{h_{к.в} - h_{и.в}} \quad (6.16)$$

Если установлен только сепаратор, то в (6.16) принимают $h_{c.в} = h_c$, т.е. второй член в числителе равен нулю (табл. 6.2).

Количество сепарированного пара

$$D_{с.п} = \frac{G_{пр} c_c (t_{к.в} - t_{с.в})}{h_{с.п} - h_{с.в}} \quad (6.17)$$

В практике эксплуатации паровых систем теплоснабжения важное значение имеет **сбор и возврат конденсата в котельную**. Часто возврату конденсата уделяется недостаточное внимание, что приводит к значительному перерасходу топлива. Перерасход топлива, т/ч (тыс. м³/ч), в котельной только за счет замещения физической теплоты невозвращенного от потребителя конденсата может быть рассчитан по формуле

$$\Delta B = \frac{D(1 - \varphi_k)(h_k - h_{и.в})}{Q_{н}^p \eta} \quad (6.18)$$

где D — паропроизводительность котельной, т/ч; φ_k — доля возврата конденсата; $D(1 - \varphi_k)$ — количество конденсата, не возвращенного в котельную, в том числе и от пара, расходуемого на собственные нужды, т/ч; h_k и $h_{и.в}$ — действительная энтальпия конденсата в котельной и энтальпия сырой (исходной) воды, кДж/кг.

При полном невозврате конденсата ($\varphi_k = 0$) удельный перерасход топлива составит до 17 % расхода топлива на выработку пара.

Таблица 6.2

Значения β , φ' (при установке сепаратора и теплообменника) и φ'' (при установке сепаратора) [7]

$P_{к. изб}$, МПа	$h_{к.в}$, кДж/кг	β		φ'		φ''	
		Избыточное давление в сепараторе, МПа					
		0,02	0,07	0,02	0,07	0,02	0,07
1,0	777	0,152	0,134	0,875	0,872	0,558	0,492
1,3	826	0,173	0,156	0,890	0,885	0,595	0,536
2,3	947	0,227	0,210	0,910	0,905	0,672	0,625

6.3. Особенности энергосбережения на тепловых электрических станциях

Выбор принципиальных схем источников энергии и их практическая реализация направлены на снижение удельных затрат условного топлива при производстве как электрической, так и тепловой энергии.

Основная часть мероприятий по экономии энергетических ресурсов при выработке энергии на тепловых электростанциях базируется на теоретических положениях термодинамики, согласно которым рост КПД теплового двигателя происходит при повышении температуры подвода теплоты к рабочему телу на верхнем участке термодинамического цикла, понижении температуры отвода теплоты в нижней части цикла, и приближения формы цикла в T, S -диаграмме к циклу Карно, т.е. к повышению коэффициента заполнения цикла.

Известны и технически реализуются следующие основные способы увеличения КПД тепловых электрических станций:

- повышение параметров пара перед турбиной;
- понижение параметров пара в конденсаторе;
- промежуточный перегрев пара;
- регенеративный подогрев питательной воды.

Повышение параметров пара перед турбиной приводит к увеличению его потенциальной энергии, которая может быть использована для совершения механической работы. Применение этого способа ограничивается тем, что конструкции установки при высоких температурах теряют прочность. Это приводит к уменьшению надежности установок и увеличению их стоимости из-за применения более дорогих материалов. В мире ведутся активные работы по поиску и удешевлению производства новых конструктивных материалов для реализации данного способа повышения эффективности тепловых электростанций. В настоящее время КПД наиболее совершенных паротурбинных установок, работающих в конденсационном режиме и использующих пар высоких (суперсверхкритических) параметров, достигает 49 % (г. Альборг, Дания).

За счет понижения давления пара в конденсаторе турбины увеличивается располагаемый перепад давлений пара на ее входе и выходе, что также приводит к увеличению КПД. Для достижения этой цели в конденсаторах паровых турбин обеспечивают глубокий вакуум. Достичь глубокого вакуума можно снижением температуры охлаждающей воды, например, за счет более глубокого охлаждения циркуляционной воды в градирнях.

Другим способом понижения давления пара в конденсаторе является очистка внутренних поверхностей его трубок от отложений. В последнем случае возрастает коэффициент теплопередачи в конденсаторе, уменьшается средняя разность температур пара и охлаждающей воды, понижаются давление насыщения пара и его температура (приближается к температуре охлаждающей воды). Очистка трубок позволяет не только повысить КПД за счет

снижения давления пара в конденсаторе, но и снизить затраты электроэнергии на работу циркуляционных насосов.

Среди методов очистки трубок конденсаторов от отложений следует выделить шариковую очистку, которая является автоматизированной и производится непрерывно во время работы станции. Принцип работы шариковой системы очистки основан на предотвращении образования отложений на внутренних поверхностях конденсаторных трубок с помощью циркуляции через них вместе с охлаждающей водой пористых резиновых шариков, диаметр которых на 1—2 мм больше внутреннего диаметра трубок конденсатора.

Оптимальный выбор параметров пара перед турбиной и на выходе из конденсатора является результатом сложных технико-экономических расчетов.

Схема конденсационной тепловой электростанции, на которой производится **промежуточный перегрев пара**, изображена на рис. 6.17. Применение промежуточного перегрева позволяет повысить коэффициент заполнения термодинамического цикла без существенного увеличения температуры и давления пара. Кроме того, снижается конечная влажность пара перед турбиной, что положительно сказывается на ее внутреннем относительном КПД и КПД паротурбинной установки в целом.

После части высокого давления *ЧВД* турбины отработанный пар направляется в газовый промежуточный пароперегреватель *III*. Подогреватель смонтирован в конвективной части котла. Перегрев пара осуществляется за счет теплоты продуктов сгорания топлива. Промежуточный перегрев пара обеспечивает повышение его температуры и давления на входе в часть низкого давления турбины, что делает ее работу более эффективной. Существуют также другие способы и схемы промежуточного перегрева пара (с использованием теплоты пара или промежуточного теплоносителя).

Другим важным способом повышения экономичности ТЭС является **регенеративный подогрев воды, поступающей на питание котла**. Рече-

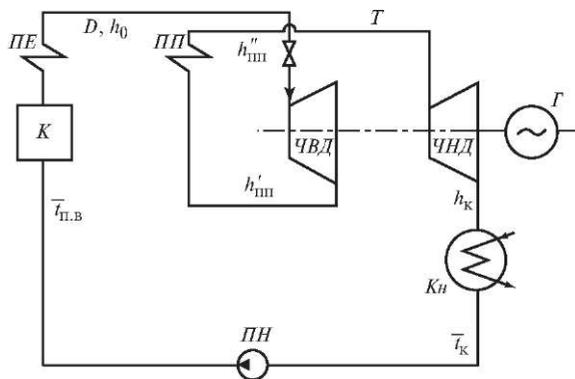


Рис. 6.17. Схема конденсационной электростанции с газовым промежуточным перегревом: *ЧВД* — часть высокого давления турбины; *III* — промежуточный пароперегреватель; *ЧНД* — часть низкого давления турбины; остальные обозначения те же, что и на рис. 6.1

нерация (лат. — восстановление, возрождение) в теплотехнике означает возвращение теплоты уходящих из установки продуктов для подогрева исходных веществ. Например, теплоту продуктов сгорания котла можно использовать для подогрева воздуха или топлива. В рассматриваемом случае подогрев питательной воды происходит за счет теплоты отбираемого из турбины пара. Несмотря на то что часть пара используется для подогрева питательной воды и не совершает работу в турбине, общий КПД цикла при этом растет за счет уменьшения потока теплоты, направляемой с паром в конденсатор. Подогрев может осуществляться различными способами: с использованием пара от одного или нескольких отборов в подогревателях смешивающего или поверхностного типа. Схема КЭС с одноступенчатым регенеративным подогревом конденсата в смешивающем подогревателе приведена на рис. 6.18.

Пар из отбора турбины направляется в смешивающий подогреватель *П*, где контактирует с питательной водой, нагревает ее и конденсируется. Подогретая питательная вода поступает в котел. При этом повышение температуры питательной воды приводит к некоторому уменьшению КПД котла за счет роста температуры уходящих газов. Для подогрева питательной воды в данном случае требуются меньшие затраты топлива, хотя для достижения той же мощности необходим больший расход пара. Суммарный КПД установки при этом растет.

На современных электростанциях обычно имеется несколько подогревателей, использующих пар от нескольких отборов. Подогреватели, использующие пар из последних отборов турбины и подогревающие основной конденсат после конденсатора (до питательного насоса), носят название подогревателей низкого давления (ПНД), а подогреватели, использующие пар из начальных отборов и подогревающие питательную воду перед котлом

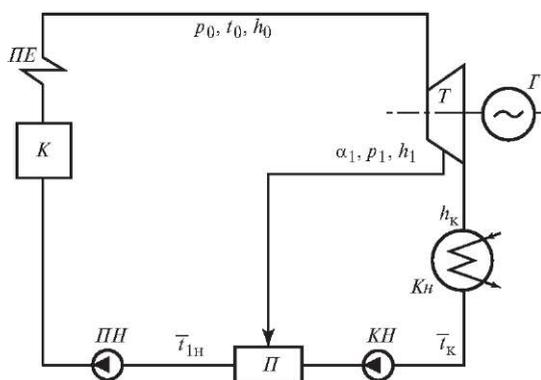


Рис. 6.18. Схема одноступенчатого регенеративного подогрева конденсата турбины в смешивающем подогревателе:

П — подогреватель; α_1, h_1, p_1 — доля отбираемого пара, его энтальпия и давление; \bar{t}_k — температура конденсата

(после питательного насоса), называются подогревателями высокого давления (ПВД).

Степень повышения КПД турбины определяется долей отбираемого в турбине пара, его давлением, числом отборов, а также температурой питательной воды. Оптимальные значения этих параметров находятся в результате технико-экономических расчетов.

Перечисленные выше способы снижения удельных расходов энергии на выработку единицы тепловой и электрической энергии (повышение КПД источника энергии) реализуются на стадии проектирования.

На эксплуатируемом источнике энергии основу энергосбережения составляет **рациональное управление энергетической нагрузкой** при нестационарных режимах работы. Существуют несколько типовых ситуаций, приводящих к перерасходу топлива в котлах по сравнению с номинальными режимами работы:

- необходимость кратковременного повышения мощности на ТЭЦ;
- управление работой ТЭЦ во время провалов (суточного снижения) нагрузки;
- остановы и пуски ТЭЦ.

Энергоэкономичными способами кратковременного увеличения мощности на ТЭЦ являются: форсирование котла и выработка пара сверх номинальной производительности; повышение начальных параметров пара в допустимых пределах; увеличение расхода пара посредством впрыска питательной воды; углубление вакуума в конденсаторе турбины; отключение части регенеративных подогревателей питательной воды. Возможности форсирования зависят от допустимого тепловосприятия поверхности нагрева, возможности подавать в турбину дополнительное количество пара, состава и качества сжигаемого топлива, наличия запаса по подаче тягодутьевых машин и др.

Режим форсирования допускается только по согласованию с заводом-изготовителем.

Удельный расход топлива на выработку пиковых мощностей путем форсирования котла, как правило, выше номинального, однако существенно ниже, чем при вводе в эксплуатацию еще одного не полностью нагружаемого котла. При форсировании котла получаемая дополнительная мощность составит

$$\Delta N = \Delta D(h_0 - h_k + \Delta h_{\text{шт}})\beta_p \eta_m \eta_g, \quad (6.19)$$

где ΔD — увеличение расхода пара в турбину; h_0, h_k — энтальпии свежего и поступающего в конденсатор турбины пара; $\Delta h_{\text{шт}}$ — увеличение энтальпии пара в пароперегревателе; β_p — коэффициент, учитывающий влияние изменения расхода пара в регенеративных подогревателях; η_m, η_g — механический КПД и КПД электрического генератора.

При повышении начальной температуры пара на 100 °С мощность возрастает на 1,2—1,5 %. Положительный эффект дает впрыск питательной

воды, если температура пара, поступающего в турбину, остается постоянной. Увеличение расхода пара путем впрыска может привести к ухудшению вакуума в конденсаторе турбины и к снижению мощности турбоагрегата. Кратковременному повышению мощности способствует отключение части регенеративных подогревателей питательной воды, которое осуществляют, начиная с подогревателей высокого давления. Получаемое за счет перечисленных способов повышение мощности составляет 3—12 %.

К энергоэкономичным способам прохождения провалов нагрузки на ТЭЦ относятся:

- разгрузка энергоблоков в пределах регулировочного диапазона;
- снижение нагрузки на турбинах до минимально допустимой (10—30 % номинальной в зависимости от типа турбины);
- останов энергоблоков в периоды провала нагрузки;
- перевод турбоагрегатов на моторный режим работы;
- перевод турбоагрегатов в режим горячего резерва.

При разгрузке энергоблоков в пределах регулировочного диапазона ($\Delta N/N_n < 0,8$) используют режим скользящего давления, при котором регулированием топочных процессов котла снижают давление пара на входе в турбину. При глубокой разгрузке турбины значение нагрузки достигает 95 % номинальной. При этом удельные расходы топлива увеличиваются.

На практике используют моторный режим работы без подачи свежего пара в турбину и без отключения генератора от сети. Моторный режим аналогичен режиму холостого хода, но ротор турбины вращается не за счет поступающего пара, а с помощью электродвигателя, роль которого выполняет генератор.

Перерасход топлива при переменных нагрузках зависит от доли снижения нагрузки $\Delta N/N_n$ и скорости ее снижения $\Delta N/\tau$ и определяется, как правило, по эмпирическим зависимостям. В зависимости от продолжительности и уровня снижения нагрузки перерасход топлива, например, для энергоблока мощностью 200 МВт может достигать 100 т у.т. При продолжительности работы со сниженной нагрузкой 4—5 ч наименьший перерасход топлива будет происходить при моторном режиме.

Несмотря на возможности энергосбережения на существующих ТЭЦ, КЭС, более высокий потенциал его заложен в новых технологиях превращения органического топлива в электрическую и тепловую энергию, отличающихся более высокими КПД.

Одним из перспективных способов повышения КПД выработки электрической и тепловой энергии является модернизация существующих паротурбинных установок путем их надстройки газотурбинными блоками (рис. 6.19).

Рассмотрим способы повышения КПД газотурбинных установок, которые могут быть также частью установок парогазового цикла.

Одним из важнейших способов повышения эффективности ГТУ (так же как и в ПТУ) является **увеличение температуры и давления рабочего тела**

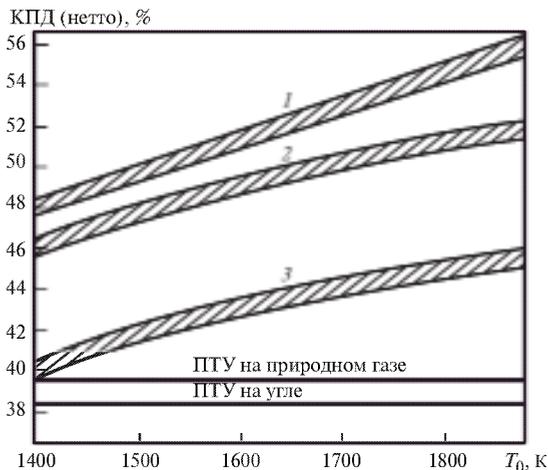


Рис. 6.19. Тепловая эффективность (нетто) различных парогазовых циклов:

1 — при сжигании природного газа и использовании керамических лопаток первых ступеней ГТУ; 2 — то же при использовании охлаждаемых лопаток; 3 — при сжигании сернистого угля с очисткой уходящих газов; T_0 — температура рабочего тела на входе в турбину

на входе в турбину. Как и для ПТУ, повышение параметров ограничивается прочностью конструкции элементов установки. Для ПТУ это ограничение касается в первую очередь пароперегревателей и парового тракта, а для ГТУ — газовой турбины. Для осуществления этого способа применяют газовые турбины, лопатки которых изготовлены из высокопрочных материалов, а также используют различные методы их охлаждения во время работы турбины (например, вдув холодного газа в поток через лопатку, поверхность которой изготовлена из пористых материалов).

Другой способ состоит в применении **регенеративного подогрева сжатого в компрессоре воздуха продуктами сгорания.** Температура уходящих газов ГТУ достаточно высокая (500—700 °С), и их теплота может быть использована для повышения КПД газотурбинной установки путем подогрева сжатого воздуха, поступающего в камеру сгорания (рис. 6.20).

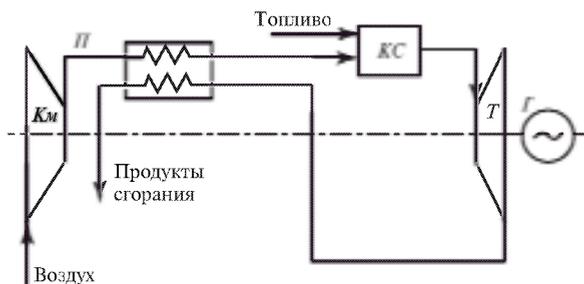


Рис. 6.20. Схема ГТУ с регенеративным подогревом сжатого воздуха продуктами сгорания: П — поверхностный теплообменник; остальные обозначения те же, что и на рис. 6.3

Для обеспечения подогрева в схему включается поверхностный теплообменник *П*. При использовании этой схемы КПД установки повышается благодаря тому, что меньшее количество топлива требуется направлять в камеру сгорания для подогрева воздуха. Если расход топлива оставить неизменным, то увеличится температура и давление газов перед турбиной, что также приведет к повышению КПД.

Для эффективной работы установки с использованием данной схемы нужно, чтобы влияние аэродинамического сопротивления теплообменника на работу компрессора и турбины было невелико.

Еще один способ повышения эффективности — **охлаждение воздуха перед компрессором или между отдельными его ступенями** (рис. 6.21). С этой целью в схему включают охладитель воздуха *ОВ*, представляющий собой теплообменный аппарат, в котором холодным теплоносителем может служить вода. Использование промежуточных охладителей уменьшает затраты энергии на сжатие воздуха, которую компрессор получает от газовой турбины. Это приводит к росту КПД установки. Такое мероприятие можно реализовать в рамках больших установок при его принятии на стадии проектных решений.

Одной из особенностей ГТУ является существенная зависимость ее показателей от температуры наружного воздуха. Проектируются ГТУ на температуру 15 °С. Увеличение температуры наружного воздуха на 1 °С по сравнению с проектной приводит к уменьшению вырабатываемой установкой мощности на 0,6—0,85 %. Например, для ГТЭ-160 мощность уменьшается приблизительно на 1 МВт на 1 °С (0,625 % на 1 °С). Учитывая, что разница температур наружного воздуха перед восходом солнца и в послеполуденное время достигает 10—15 °С, уменьшение располагаемой мощности ГТУ может составлять 10—15 МВт.

Для снижения потерь, связанных с высокой температурой наружного воздуха, необходимо предусматривать специальные охлаждающие устройства (рис. 6.22.). В мировой практике известно применение системы охлаждения воздуха испарительного типа (evaporative cooling system), с впрыском деминерализованной воды после системы фильтрации КВОУ (комплексная воздухоочистительная установка) ГТУ (fogging system) и на входе в осевой ком-

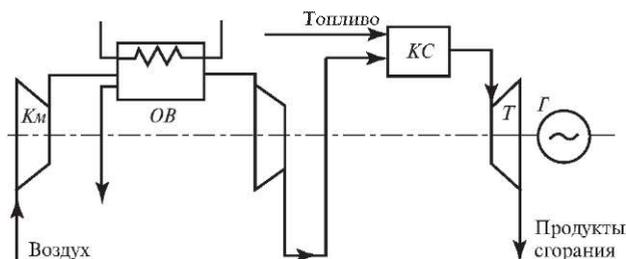


Рис. 6.21. Схема ГТУ с охлаждением воздуха между ступенями компрессора: *ОВ* — охладитель воздуха; остальные обозначения те же, что и на рис. 6.3

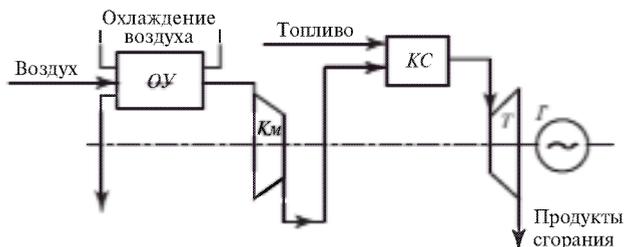


Рис. 6.22. Схема ГТУ с охлаждением воздуха перед компрессором:
 ОУ— охлаждающее устройство; остальные обозначения те же, что и на рис. 6.3

прессор ГТУ (wet compression). Известны случаи применения охлаждающих систем с абсорбционными холодильными машинами (АБХМ) (absorption chiller) — бромисто-литиевыми или аммиачными.

Возможности использования систем охлаждения испарительного типа и с впрыском воды ограничиваются климатическими характеристиками места установки ГТУ. Например, для Москвы со средней дневной температурой воздуха в августе $23,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ и средней влажностью $\varphi = 73\%$ снижение температуры при увлажнении воздуха до $\varphi = 95\%$ составит около $3\text{ }^{\circ}\text{C}$, что позволит увеличить мощность ГТУ только на $1,88\%$ (что, правда, тоже немало). Следует отметить, что впрыск воды перед компрессором способствует уменьшению образования оксидов азота NO_x .

Существенный эффект можно получить при охлаждении воздуха с помощью АБХМ. Этот метод позволяет использовать выхлопные газы ГТУ в качестве источника теплоты для работы холодильной установки. В этом случае можно добиться большего снижения температуры воздуха. Ограничением на применение АБХМ может быть высокое аэродинамическое сопротивление теплообменника.

С другими расчетными примерами по данной главе можно ознакомиться на интернет-ресурсе «Электронный сетевой сборник задач по курсу «Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях» на сайте http://twt.mpei.ru/ochkov/VPU_Book_New/ES/index.html.

Контрольные вопросы

1. Как может быть организована совместная работа ПГУ и ГТУ в установке парогазового цикла?
2. Каковы примерные значения электрического КПД парогазовых установок и газопоршневых двигателей?
3. Назовите основные преимущества и недостатки автономных источников теплоснабжения по сравнению с централизованными.
4. Какие преимущества дает перевод паровых котлов в водогрейный режим?
5. Запишите выражения для определения КПД парового и водогрейного котлов.
6. Перечислите основные энергосберегающие мероприятия, рекомендуемые для котельных установок в целях уменьшения потерь теплоты с уходящими газами.

7. Каким образом температура окружающей среды влияет на КПД паротурбинной установки?
8. Как влияет коэффициент избытка воздуха на КПД котла?
9. Для чего нужны режимно-наладочные испытания котла?
10. Почему перевод котла на газовое топливо приводит к росту его КПД (брутто) и КПД (нетто)?
11. Поясните, каким образом определяется рациональное распределение нагрузки между отдельными котлами в котельных установках?
12. Зачем при использовании теплоты продувочной воды при непрерывной продувке эту воду направляют в сепаратор?
13. Перечислите способы повышения КПД электростанции паротурбинного цикла, которые могут быть реализованы на стадии ее проектирования.
14. Поясните способы экономии энергии при эксплуатации паротурбинных электростанций.
15. Перечислите способы повышения КПД электростанции газотурбинного цикла.

Глава 7

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ И РАСПРЕДЕЛЕНИИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

7.1. Общие сведения о передаче тепловой энергии. Схемы присоединения потребителей к тепловым сетям

Тепловая энергия обычно передается с горячей водой и водяным паром, реже — с другими видами теплоносителей. Кроме теплоты с холодной водой может передаваться холод в системах хладоснабжения. В этом случае теплоноситель имеет температуру ниже температуры окружающей среды. Транспортировка тепловой энергии имеет место практически в каждой отрасли промышленности и в жилищно-коммунальном хозяйстве.

Передача тепловой энергии осуществляется по тепловым сетям. Тепловые сети соединяют источник тепловой энергии с ее потребителем. Тепловая сеть — это система трубопроводов и устройств централизованного теплоснабжения, по которым теплота переносится теплоносителем. Централизованными источниками теплоты обычно являются тепловая электростанция, производящая как электрическую, так и тепловую энергию, — теплоэлектроцентраль (ТЭЦ), котельная промышленного предприятия или районная котельная. Кроме того, источниками теплоты могут служить тепловые насосы, использующие для ее производства теплоту низкопотенциальных природных или промышленных источников, а также технологические установки, снабженные устройствами для утилизации теплоты вторичных энергетических ресурсов. Из тепловых сетей теплоноситель поступает в теплопотребляющие установки, представляющие собой различные устройства, использующие теплоту для отопления, горячего водоснабжения, вентиляции и кондиционирования воздуха или технологических нужд (сушильные, холодильные, ректификационные установки, моечные машины, пропарочные бассейны и др.).

В настоящее время около 72 % всей тепловой энергии производится централизованными источниками. Существующую проблему энергосбережения при транспортировке и распределении тепловой энергии еще более усугубляют суровые климатические условия и значительная протяженность тепловых сетей в России, а также необходимость замены значительной части изношенных участков сетей. Общая протяженность тепловых и паровых сетей в двухтрубном исчислении по состоянию на 2018 г. составила 168,3 тыс. км, из них 8,857 тыс. км составили магистральные сети [1]. Протяженность сетей, нуждающихся в замене, в целом по России в 2018 г. составила 48,7 тыс. км, что составляет примерно 29 % всех тепловых сетей. Ежегодно замене должно подвергаться не менее 3 % тепловых сетей [1].

В зависимости от фазового состояния теплоносителя тепловые сети разделяются на паровые и водяные. Водяные сети используют для теплоснабжения зданий (отопление, горячее водоснабжение и вентиляция), а также для покрытия промышленной технологической нагрузки низкого потенциала (температура до 100 °С). Паровые сети используют также для обеспечения промышленной технологической нагрузки, но высокого потенциала (температура до 250 °С).

В водяных системах теплоснабжения имеется возможность центрального регулирования основной тепловой нагрузки путем изменения температурного или гидравлического режима, однако расход электроэнергии на перекачку и утечки теплоносителя в водяных тепловых сетях существенно выше по сравнению с паровыми сетями из-за большей плотности воды.

Температура воды в подающих трубопроводах не превышает 150 °С, ее давление — 1,6 МПа. Параметры пара, поступающего в тепловые сети, могут быть различными. Чаще всего используется пар давлением 0,6—1,4 МПа, имеющий температуру 150—250 °С. Вода, поступающая в тепловые сети, должна быть предварительно подготовлена для предотвращения коррозии металла трубопроводов и теплоиспользующего оборудования, возникновения отложений на стенках трубопроводов и теплообменных поверхностях. Водоподготовка включает деаэрацию, умягчение, осветление воды, а также ее биологическую обработку. Затраты на химводоочистку составляют 15—20 % стоимости передаваемой теплоты.

Наиболее распространена двухтрубная прокладка тепловой сети. При таком виде прокладки в водяной тепловой сети по одному из трубопроводов (подающему) от источника теплоты к потребителю движется горячий теплоноситель, а от потребителя к источнику по другому трубопроводу (обратному) передается теплоноситель, охлажденный в теплопотребляющих установках. В паровых тепловых сетях по одному из трубопроводов (большого диаметра) движется пар, а по другому возвращается конденсат.

Для сооружения тепловых сетей применяют стальные трубы диаметром от 50 (распределительные тепловые сети) до 1450 мм (магистральные тепловые сети). На трубопроводах устанавливаются запорная и дренажная арматура, а также устройства для восприятия удлинений трубопровода при изменении температуры теплоносителя (компенсаторы).

По способу прокладки трубопроводы тепловых сетей подразделяются на трубопроводы подземной и надземной прокладки. *Подземная прокладка* наиболее распространена. Трубы при такой прокладке могут размещаться в каналах (канальная прокладка, рис. 7.1) или непосредственно в грунте (бесканальная прокладка, рис. 7.2). *Надземная прокладка* (на эстакадах или специальных опорах) требует меньших капитальных затрат и легче в обслуживании, однако часто недопустима по архитектурным требованиям. Доля протяженности участков магистральных трубопроводов надземной прокладки в 2018 г. составила 41,5 %, подземной канальной — 54,2 %, подземной бесканальной — 4,3 % [1].

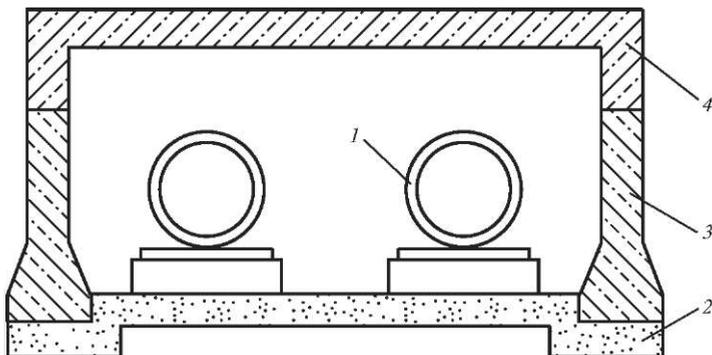


Рис. 7.1. Трубопроводы, проложенные в непереходных каналах из железобетонных блоков:
1 — трубопровод в тепловой изоляции; 2 — основание; 3 — стеновой блок, 4 — блок перекрытия

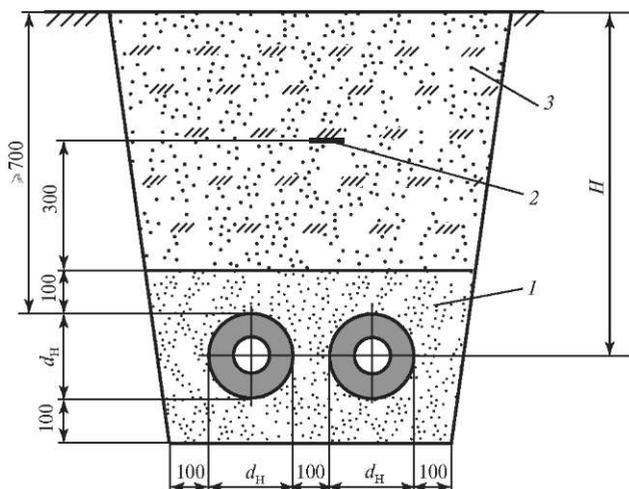


Рис. 7.2. Трубопроводы подземной бесканальной прокладки в траншеях:
1 — равномерный по структуре песок; 2 — сигнальная лента (опознавательный маркер при проведении земляных работ); 3 — грунт

Каналы для прокладки тепловых сетей делятся на проходные, полупроходные и непроходные. *Проходные каналы* имеют высоту не менее 1,8 м и ширину прохода не менее 0,7 м. Их используют при прокладке нескольких труб большого диаметра. Иногда в них одновременно прокладывают и другие коммуникации: водопроводные трубы и электрические кабели. Такой вид прокладки обеспечивает возможность постоянного надзора за состоянием трубопроводов и их ремонта. Он часто используется в случаях, когда вскрытие каналов недопустимо (под железнодорожными путями, автомагистралями и т.п.). *Полупроходные каналы* имеют высоту не менее 1,4 м и свободный проход шириной не менее 0,6 м; это обеспечивает продвижение чело-

века в согнутом положении, что дает возможность ликвидировать аварии и проводить мелкий ремонт. *Непроходные каналы* чаще всего изготавливаются с использованием типовых железобетонных конструкций (рис. 7.1).

Бесканальная прокладка трубопроводов предусматривает непосредственную укладку трубопроводов в грунт (см. рис. 7.2). Она дешевле, чем канальная, и осуществляется в более короткие сроки, однако непосредственный контакт изолированного трубопровода с грунтом увеличивает тепловые потери и ускоряет коррозию. На теплоизоляционные покрытия трубопроводов сверху наносится гидроизоляция.

Заглубление тепловых сетей от поверхности земли или дорожного покрытия до верха перекрытий каналов и тоннелей не менее 0,5 м, до верха оболочки трубопроводов бесканальной прокладки не менее 0,7 м [2].

В местах размещения оборудования трубопроводов: запорной арматуры, дренажных и воздушных кранов, сальниковых компенсаторов — устанавливаются дополнительные сооружения — камеры обслуживания.

По расположению трубопроводов схемы тепловых сетей разделяются на радиальные и кольцевые. При *радиальной схеме* трубопроводы от источника теплоты расходятся в направлении потребителей (рис. 7.3). При *кольцевой схеме* участки трубопроводов соединяются в кольцо. Тепловая сеть, проложенная по радиальной схеме, дешевле благодаря постепенному уменьшению диаметра трубопроводов от источника к потребителям. При использовании кольцевой схемы требуется большее число труб, однако надежность системы теплоснабжения возрастает, поскольку при повреждении и отключении отдельных участков возможно снабжение потребителей по другим участкам трубопроводов. На ответвлениях трубопроводов и на перемычках

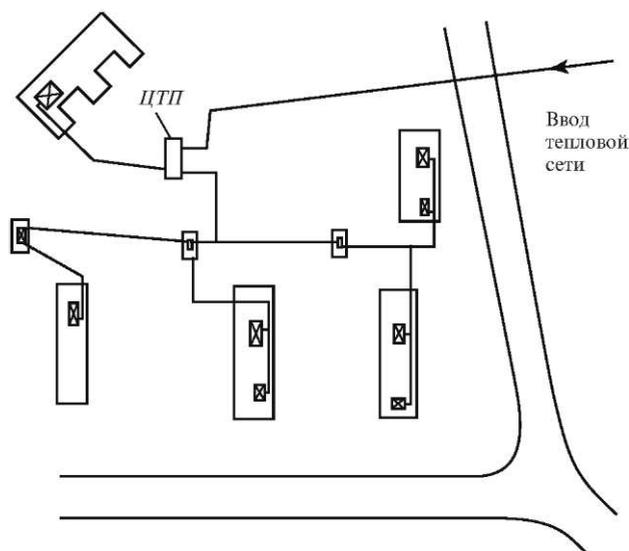


Рис. 7.3. Радиальная схема внутриквартального теплоснабжения группы зданий от центрального теплового пункта (ЦТП)

между отдельными участками устанавливается запорная арматура, чтобы при необходимости отключить аварийный участок трубопровода для предотвращения утечки теплоносителя.

Присоединение водяных систем теплоснабжения к потребителям производится через центральные тепловые пункты (ЦТП) или индивидуальные тепловые пункты (ИТП). Центральные тепловые пункты подают теплоноситель для группы зданий, индивидуальные тепловые пункты обслуживают одно здание или его часть. Возможно непосредственное присоединение потребителей к тепловой сети (без тепловых пунктов).

Тепловой пункт представляет собой помещение с размещенным в нем оборудованием, которое обеспечивает прием теплоносителя от тепловой сети, его подготовку к использованию и передачу потребителю, а также возвращение отработанного теплоносителя в тепловую сеть.

Часто параметры теплоносителя (температура, давление), необходимые потребителю, отличаются от параметров теплоносителя в тепловой сети. Одной из задач тепловых пунктов является снижение параметров теплоносителя до уровня, необходимого потребителю. В состав оборудования теплового пункта входят теплообменные аппараты, центробежные насосы, элеваторы, запорная и регулирующая арматура, средства автоматики, приборы учета тепловой энергии и количества теплоносителя, грязевики для защиты системы отопления от загрязнений, фильтры и устройства для защиты от коррозии.

Потребители с отопительной и вентиляционной тепловой нагрузкой присоединяются к тепловой сети по зависимой либо независимой схеме. В *зависимой схеме* вода из тепловой сети поступает непосредственно в отопительные приборы обогреваемых помещений либо в калориферы для подогрева приточного воздуха систем вентиляции. При использовании *независимой схемы* присоединение осуществляется через теплообменники, в которых происходит нагрев воды, циркулирующей в контуре местной системы. В этом случае давление в местной системе не зависит от давления воды в тепловой сети и создается благодаря работе установленного в ней насоса. Независимые схемы присоединения более сложны и дороги. Если присоединение потребителей к тепловой сети осуществляется по независимой схеме, то в ЦТП (или в ИТП) устанавливаются водоподогреватели, как правило секционные или пластинчатые. Последние имеют гораздо больший коэффициент теплопередачи и существенно меньшие габаритные размеры, однако более дороги.

По способу присоединения систем горячего водоснабжения водяные системы теплоснабжения делятся на открытые и закрытые. Если вода, циркулирующая в тепловой сети, из нее не отбирается, система теплоснабжения называется *закрытой системой* теплоснабжения. Вода в такой системе используется только как теплоноситель. Водяная система теплоснабжения, в которой вода полностью или частично отбирается из системы потребителями тепловой энергии, называется *открытой*. Вода в таких системах явля-

ется не только теплоносителем, но и используется для горячего водоснабжения и на технологические нужды. У источника теплоты необходимо восполнять потери теплоносителя, имеющие место в сети. Для этого используют холодную воду, которая проходит специальную подготовку и поступает в систему теплоснабжения по трубопроводу подпитки. Важным достоинством открытых систем является возможность использования для подогрева воды, идущей на горячее водоснабжение, теплоты низкопотенциальных вторичных энергетических ресурсов, образующихся на производстве (с температурой 30 °С и более).

Вариант схемы присоединения потребителя теплоты к тепловой сети выбирается исходя из вида тепловой нагрузки (отопительная и вентиляционная, горячее водоснабжение, технологическая), а также требуемых температуры и давления у потребителя теплоты. Некоторые схемы присоединения представлены на рис. 7.4.

На рис. 7.4, *а* показана схема системы отопления с непосредственной подачей сетевой воды в отопительные приборы. На рис. 7.4, *б* изображена схема с элеватором — устройством, которое обеспечивает смешение воды из подающего и обратного трубопроводов тепловой сети. Это дает возможность снизить температуру воды, подаваемой в отопительные приборы потребителя, до значений, определяемых санитарными нормами. Для жилищно-бытовых потребителей максимальная температура воды на входе в систему отопления составляет 95 °С.

Если напор на вводе тепловой сети недостаточен для работы элеватора, то применяют схему, в которой циркуляция воды обеспечивается насосом (рис. 7.4, *в*).

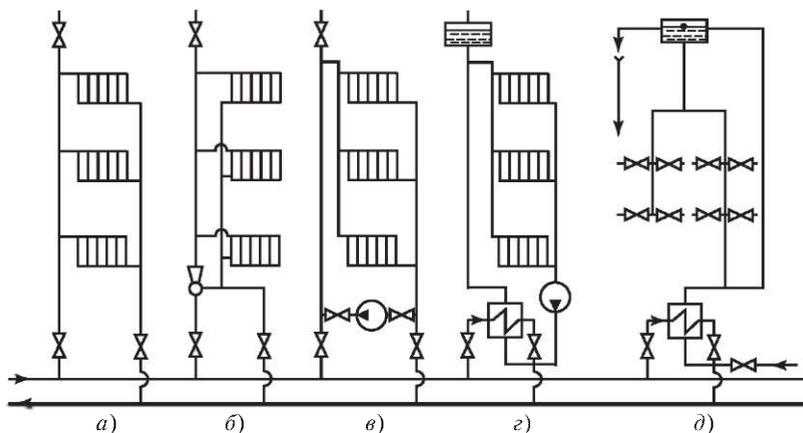


Рис. 7.4. Схемы присоединения потребителей теплоты к тепловой сети: *а* — система отопления с непосредственным присоединением; *б* — система отопления с элеваторным присоединением; *в* — система отопления с насосным подмешиванием; *г* — система отопления с независимым присоединением; *д* — закрытая система горячего водоснабжения

Описанные выше схемы присоединения потребителей являются зависимыми. Независимая схема присоединения представлена на рис. 7.4, *з*. Присоединение осуществляется через водо-водяной теплообменник. В местной системе установлен расширительный бак, с помощью которого создается собственное независимое гидростатическое давление.

Система горячего водоснабжения (ГВС) всегда подключается к потребителю по закрытой схеме (рис. 7.4, *д*). Как и в предыдущем случае, передача теплоты воде осуществляется через водоподогреватель. В систему входит аккумулятор теплоты горячей воды, необходимый для сглаживания колебаний расхода воды при повышении ее потребления. Температура горячей воды в местах водоразбора независимо от применяемой системы теплоснабжения должна быть не ниже 60 °С и не выше 65 °С [3].

В водяных тепловых сетях отпуск теплоты потребителям регулируется двумя основными способами: изменением температуры сетевой воды в подающем трубопроводе при ее неизменном расходе (качественное регулирование) и изменением расхода сетевой воды при сохранении ее постоянной температуры в подающем трубопроводе (количественное регулирование).

Центральные тепловые пункты паровых систем теплоснабжения предусматриваются в местах ввода паропроводов на промышленное предприятие. В таких системах в ЦТП устанавливаются паровые коллекторы, от которых происходит снабжение отдельных цехов и теплопотребляющих установок. В ЦТП паровых систем теплоснабжения также устанавливаются запорная арматура, регистрирующие и показывающие приборы (счетчики теплоты, пара и конденсата, расходомеры, термометры, дифференциальные манометры), конденсатоотводчики, дренажные устройства, предохранительные клапаны. Если давление пара, поступающего на предприятие, велико, то для его снижения предусматривается редуцирующая установка, а при необходимости снижения и температуры — редуцирующе-охлаждающая установка.

В особых случаях, когда для работы технологических установок требуется пар высокого давления (более 3 МПа), как, например, на предприятиях химической или нефтехимической промышленности, их присоединение к паропроводам может осуществляться в обвод ЦТП.

7.2. Потери энергии и ресурсов в тепловых сетях

7.2.1. Виды потерь энергии и ресурсов в тепловых сетях

При передаче теплоносителя по тепловым сетям возникают потери тепловой энергии (рис. 7.5, *а*), которые связаны с охлаждением поверхности трубопроводов при контакте с окружающей средой, с утечками теплоносителя, а также с неоптимальными тепловыми и гидравлическими режимами работы сетей.

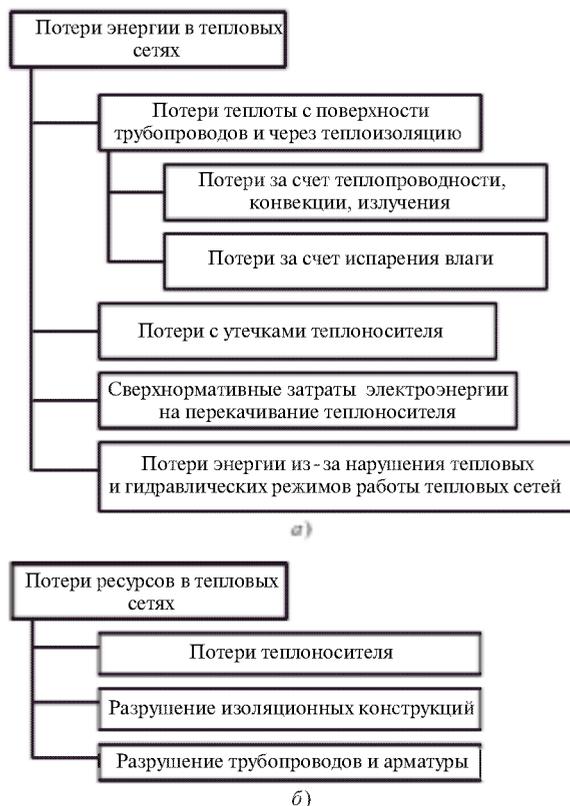


Рис. 7.5. Потери энергии (а) и ресурсов (б) в тепловых сетях

По данным [1], потери тепловой энергии в тепловых сетях в 2014—2018 гг. составляли соответственно 11,4—12,5 % всей тепловой энергии, поданной в сеть.

Потери энергии в тепловых сетях неразрывно связаны с потерей ресурсов (рис. 7.5, б). Так, при утечках безвозвратно теряются теплоносители — вода или пар, которые должны быть восполнены у источника теплоты. На подготовку теплоносителя (химическую подготовку и пр.) затрачиваются как материальные средства, так и энергия.

Другими теряемыми ресурсами являются материал трубопроводов, их тепло- и гидроизоляция, выходящие из строя вследствие коррозии, увлажнения и механических повреждений. В этом случае изготовление и монтаж новых трубопроводов либо восстановление изоляционных конструкций требуют значительных материальных, трудовых и энергетических затрат.

Таким образом, правильная эксплуатация тепловых сетей является важнейшим энерго- и ресурсосберегающим мероприятием.

Рассмотрим подробнее отдельные виды потерь энергии при транспортировке теплоносителя.

7.2.2. Потери теплоты через изоляцию трубопроводов

Для сокращения потерь теплоты в окружающую среду используют различные типы тепловой изоляции. Толщина изоляции может быть определена в результате технико-экономических расчетов. При этом она должна обеспечивать выполнение определенных условий.

Толщина изоляции должна быть такой, чтобы удельные потери теплоты (на единицу длины трубопровода) не превышали нормативных значений [4] (см. гл. 5). Это требование является обязательным и применимо ко всем сетям транспортировки и распределения тепловой энергии и обеспечивает минимизацию тепловых потерь трубопроводами, обоснованную современным уровнем развития техники и экономической целесообразностью.

Из условия безопасной эксплуатации температура поверхности изолированного трубопровода, расположенного на открытом воздухе в рабочей или обслуживаемой зоне, не должна превышать 55—60 °С. Температура поверхности тепловой изоляции трубопроводов, расположенных за пределами рабочей или обслуживаемой зоны, не должна превышать предел температурного применения материала покровного слоя, но быть не выше 75 °С [4].

Если рассматривается трубопровод с хладоносителем, то к температуре поверхности изоляции предъявляется другое требование: она должна быть не ниже точки росы воздуха, с которым контактирует поверхность изоляции. Такое требование связано с тем, что при температуре ниже точки росы на поверхности теплоизоляции конденсируется влага, которая при нарушении гидроизоляционного покрытия может впитываться в пористую изоляцию.

На основании всех технических требований определяется минимальная толщина теплоизоляции. Целесообразность увеличения ее толщины определяется в результате технико-экономических расчетов. На практике расчет толщины тепловой изоляции проводится на основании нормативного значения тепловых потерь с поверхности изоляции по ее теплопроводности и диаметру трубопровода.

Потери теплоты с поверхности трубопроводов определяются по-разному для различных случаев прокладки (надземная, в каналах, бесканальная).

Если трубопровод находится на открытом воздухе, потери теплоты с его неизолированной поверхности или с поверхности теплоизоляции происходят за счет конвекции (естественной или вынужденной, если он подвергается воздействию ветра) и излучения на поверхности окружающих его объектов.

В случае канальной прокладки имеет место передача теплоты конвекцией и излучением от поверхности теплоизоляции к внутренней поверхности канала, а далее за счет теплопроводности через слой грунта.

В случае бесканальной прокладки теплота с поверхности теплоизоляции передается за счет теплопроводности через слой грунта. На потери теплоты при этом влияют глубина залегания трубопровода, теплопроводность грунта и его температура на удалении от трубопровода. Средняя температура грунта за отопительный период берется из справочников, а в оценочных рас-

четах принимается равной $+5$ °С. В том случае, если рядом проложено несколько трубопроводов, тепловые потери определяются с учетом взаимного влияния их температурных полей в окружающем грунте. Их суммарные потери в этом случае меньше, чем если бы они были проложены на большом удалении один от другого.

Поверхность неизолированных трубопроводов теряет теплоту в несколько раз интенсивнее, чем поверхность изолированных трубопроводов, поэтому восстановление разрушенного теплоизоляционного покрытия очень быстро окупается.

Тепловые потери с поверхности трубопроводов увеличиваются при увлажнении теплоизоляции. Влага к поверхности трубопровода поступает при затоплении их грунтовыми и поверхностными водами. По данным [5], в среднем по стране свыше 12 % тепловых сетей периодически или постоянно затопливаются грунтовыми или поверхностными водами, в отдельных городах этот показатель может достигать 70 % длины теплотрасс. Другим источником увлажнения теплоизоляции является естественная влага, содержащаяся в грунте. Если трубопроводы проложены в каналах, то на поверхности перекрытий каналов возможна конденсация влаги из воздуха и попадание ее в виде капель на поверхность трубопроводов. Для снижения воздействия капель на тепловую изоляцию необходима вентиляция каналов тепловых сетей.

В принципе расчеты потерь теплоты с поверхности трубопроводов и через теплоизоляцию должны осуществляться решением задачи сопряженного теплообмена с учетом теплоотдачи от теплоносителя к внутренней стенке трубопровода, передачи теплоты через стенку и слой изоляции и всех перечисленных выше видов теплообмена от поверхности теплоизоляции в окружающую среду. Однако решение этой задачи трудоемко, поэтому в инженерной практике используют упрощенные формулы или табличные данные.

В системах хладоснабжения имеют место потери холода за счет притока теплоты через теплоизоляцию трубопроводов из окружающей среды. Эти притоки рассчитываются аналогичным образом с той разницей, что тепловой поток направлен из окружающей среды к хладоносителю, приводя к его нагреву.

7.2.3. Потери теплоты с утечками теплоносителя

Причинами утечек теплоносителя является разрушение трубопроводов от внешней и внутренней коррозии, дефектов монтажа под действием механических нагрузок. Имеют место утечки через неплотности запорной и регулирующей арматуры.

Утечки теплоносителя могут быть постоянными либо возникать при авариях, связанных с разрывами трубопроводов. Большая часть аварий (до 90 %) приходится на подающие трубопроводы, в которых движется вода с более высокой температурой и под большим давлением и 10 % — на обратные, из них 65 % аварий происходит из-за наружной коррозии и 15 % — из-за дефектов монтажа (преимущественно разрывов сварных швов) [5].

Таблица 7.1

Утечки теплоносителя через отверстие площадью 1 мм^2

Утечки	Абсолютное давление в трубопроводе, ат*								
	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Воды, л/ч	33	47	56	66	75	81	88	94	100
Пара, кг/ч	0,73	1,10	1,35	1,70	2,10	2,40	2,75	3,00	3,40

* ат — внесистемная единица давления, $1 \text{ ат} = 1 \text{ кгс/см}^2 \approx 0,981 \text{ бар} \approx 98,1 \text{ кПа}$.

Постоянные утечки теплоносителя зависят от давления в трубопроводе и размеров неплотностей. Утечки даже через небольшие неплотности приводят к значительным потерям тепловой энергии и теплоносителя в течение года (табл. 7.1) [6].

Нормативное значение часовых утечек теплоносителя при эксплуатации тепловых сетей составляет 0,25 % объема сети [7].

Как излагалось ранее, потери теплоносителя из-за утечек должны быть восполнены водой подпитки у источника теплоты — на ТЭЦ или в котельной. Вода для подпитки должна быть предварительно подготовлена. Затем ее необходимо подогреть от начальной температуры (температуры холодной воды, в летнее время составляющей примерно $+15 \text{ }^\circ\text{C}$, во время отопительного периода — примерно $+5 \text{ }^\circ\text{C}$) до температуры в подающем трубопроводе водяной тепловой сети. В случае паровой тепловой сети ее нужно превратить в пар с параметрами, соответствующими параметрам пара, направляемого потребителю.

Как для водяной, так и для паровой сети для восполнения утечек необходимо затратить энергию у источника теплоты. Для расчета потерь тепловой энергии с утечками теплоносителя рассмотрим упрощенную модель двухтрубной системы теплоснабжения, включающей в себя источник теплоты I , ее потребителя II и тепловую сеть (рис. 7.6). Расход теплоносителя с утечками составляет $G_{\text{ут}}$, кг/ч, энтальпия утекающего теплоносителя (воды или пара) — $h_{\text{ут}}$, ккал/кг. Утечки восполняются у источника теплоты за счет холодной подпиточной воды с энтальпией $h_{\text{х.в}}$, ккал/кг. Для восполнения утечек тепловой энергии на источнике теплоты требуется затратить дополнительную тепловую мощность Q , Гкал/ч.

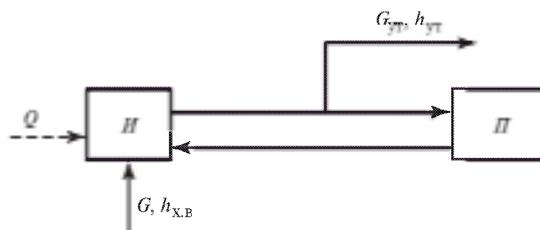


Рис. 7.6. К определению потерь тепловой энергии с утечками теплоносителя

Из теплового баланса системы видно, что дополнительная тепловая мощность, Гкал/ч, требуемая для восполнения потерь,

$$Q = G_{\text{ут}}(h_{\text{ут}} - h_{\text{х.в}}) \cdot 10^{-6}. \quad (7.1)$$

Затраты тепловой энергии, Гкал, на восполнение утечек за рассматриваемый период времени τ , ч:

$$W_{\text{T}} = Q\tau. \quad (7.2)$$

Из формулы (7.1) видно, что потери энергии будут различными в зависимости от того, из какого места тепловой сети происходят утечки — из подающего или обратного трубопровода, паропровода или конденсатопровода, поскольку энтальпия теплоносителя в них различается. В практических расчетах, когда место утечки неизвестно, принимается, что 75 % утечек приходится на подающий трубопровод и 25 % — на обратный.

Кроме потерь энергии с утечками в тепловых сетях имеют место потери теплоносителя. Суммарная экономия средств S , руб., от предотвращения утечек может быть вычислена как сумма стоимостей затрат тепловой энергии и сохраненного теплоносителя:

$$S = (QS_1 + GS_2) \tau, \quad (7.3)$$

где S_1 — стоимость тепловой энергии, руб/Гкал; S_2 — стоимость теплоносителя (холодной воды, направляемой на подпитку системы), руб/кг; τ — длительность рассматриваемого периода, ч.

7.2.4. Затраты энергии на перекачивание теплоносителя. Потери, связанные с неоптимальными тепловыми и гидравлическими режимами тепловой сети

При движении жидкого или газообразного теплоносителя по трубопроводам системы теплоснабжения мощность N , Вт, затрачиваемая на его прокачку,

$$N = \frac{G\Delta p}{\rho\eta_{\text{наг}}}. \quad (7.4)$$

где G — расход теплоносителя, кг/с; Δp — перепад давления в системе теплоснабжения, Па; ρ — плотность теплоносителя, кг/м³; $\eta_{\text{наг}}$ — КПД нагнетательного устройства.

Поток теплоты Q , Вт, передаваемый по теплопроводу,

$$Q = Gc_p\Delta t, \quad (7.5)$$

где c_p — удельная теплоемкость теплоносителя, Дж/(кг · °С); Δt — перепад температур теплоносителя, поступающего к потребителю и уходящего от него, °С.

Из (7.4) и (7.5) имеем:

$$N = \frac{Q \Delta p}{c_p \Delta t \rho \eta_{\text{наг}}}. \quad (7.6)$$

Отсюда следует, что при одинаковых передаваемых тепловых нагрузках Q , перепадах температур Δt мощность, затрачиваемая на прокачку теплоносителя, будет тем меньше, чем выше удельная теплоемкость и плотность теплоносителя при прочих равных условиях.

Общий перепад давления в системе Δp , Па, складывается из потерь на трение $\Delta p_{\text{т}}$, потерь на местных сопротивлениях $\Delta p_{\text{м}}$ и учитывает изменение гидростатического давления в системе (для газовых теплоносителей им можно пренебречь). Следовательно, без учета последней составляющей можно записать:

$$\Delta p = \Delta p_{\text{т}} + \Delta p_{\text{м}}. \quad (7.7)$$

Потери давления на трение в канале постоянного сечения рассчитываются как

$$\Delta p_{\text{т}} = \xi \frac{\rho W^2}{2} \frac{l}{d}. \quad (7.8)$$

где ξ — коэффициент гидравлического сопротивления трению; W — скорость теплоносителя, м/с; d — внутренний диаметр трубопровода, м; l — длина трубопровода, м.

Коэффициент сопротивления трению при числе Рейнольдса $Re > 2300$ может быть вычислен по формуле

$$\xi = 0,11 \left(\frac{k_3}{d} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}. \quad (7.9)$$

где k_3 — характерный размер эквивалентной шероховатости поверхности трубопровода (для водяных тепловых сетей $k_3 = 5 \cdot 10^{-4}$ м, для сетей горячего водоснабжения $k_3 = 1 \cdot 10^{-3}$ м [2]).

Потери давления на местных сопротивлениях

$$\Delta p_{\text{м}} = \sum_{i=1}^N \xi_{\text{м}i} \frac{\rho W_i^2}{2}. \quad (7.10)$$

где $\xi_{\text{м}i}$ — коэффициент i -го местного гидравлического сопротивления.

Внутренняя коррозия трубопроводов и отложения на их поверхности приводят к резкому увеличению шероховатости, а следовательно, коэффициента сопротивления трению, в результате чего увеличиваются потери давления в трубопроводе. Кроме того, из-за отложений также уменьшается внутренний диаметр трубопровода. При постоянном расходе в системе

последнее обстоятельство приводит к росту скорости теплоносителя и потерь давления, которые пропорциональны квадрату скорости.

При уменьшении диаметра трубопровода с d_1 до d_2 при постоянном расходе теплоносителя относительное изменение скорости его движения составит

$$W_2/W_1 = (d_1/d_2)^2. \quad (7.11)$$

В предположении слабой зависимости коэффициента сопротивления трению от диаметра ($\xi \sim d^{-0,25}$ при турбулентном режиме течения) из соотношений (7.8) и (7.11) можно получить

$$\Delta p_{2\tau}/\Delta p_{1\tau} = (d_1/d_2)^5. \quad (7.12)$$

Для потерь давления за счет местных сопротивлений аналогично можно записать:

$$\Delta p_{2м}/\Delta p_{1м} = (d_1/d_2)^4. \quad (7.13)$$

Таким образом, даже относительно небольшое изменение диаметра трубопровода может привести к существенному изменению затрат энергии на работу насосов, перекачивающих теплоноситель.

Пример 7.1. Теплоноситель движется по прямолинейному трубопроводу, имеющему внутренний диаметр 100 мм. В процессе эксплуатации на внутренних стенках трубопровода появились отложения толщиной 2 мм. Определить изменение затрат электроэнергии на привод насосов. Дополнительными потерями, вызванными изменением шероховатости внутренней поверхности трубопровода, пренебречь.

Решение. Поскольку трубопровод прямолинейный, потери давления за счет местных сопротивлений отсутствуют. Найдем изменение потерь давления на трение по длине трубопровода. Из-за отложений внутренний диаметр трубопровода уменьшился на 4 мм. Тогда относительное изменение потерь давления составит

$$\frac{\Delta p_{2\tau}}{\Delta p_{1\tau}} = \left(\frac{d_1}{d_2}\right)^5 = \left(\frac{100}{100 - 2 \cdot 2}\right)^5 = 1,23.$$

Поскольку затрачиваемая насосами электрическая мощность прямо пропорциональна потерям давления, то затраты энергии на работу насосов изменятся в той же пропорции, т.е. возрастут в 1,23 раза.

Как видно из уравнений (7.9) и (7.10), потери давления, а следовательно, и мощность N , затрачиваемая на прокачку теплоносителя, зависят прежде всего от скорости или, при постоянном расходе, от диаметра трубопровода. Следует отметить, что увеличение диаметра способствует снижению N , но приводит к увеличению металлоемкости конструкции и затрат на производство и монтаж трубопровода. Поэтому с увеличением диаметра и снижением мощности, затрачиваемой на прокачку теплоносителя, вместо ожидаемой экономии можно получить повышение затрат. Обычно скорости движения теплоносителей при их транспортировке по трубам в различных отраслях

Таблица 7.2
Справочные значения скоростей теплоносителей в тепловых сетях

Теплоноситель	Скорость W , м/с
Жидкость в напорных линиях	0,8—3
Перегретый пар в паропроводах ($d_n < 200$ мм, $p_n = 0,7 \div 1,4$ МПа)	30—50
То же ($d_n > 200$ мм, $p_n \leq 5$ МПа)	20—70

Примечание. d_n — наружный диаметр паропровода.

техники зависят от условий работы и рабочих параметров. В табл. 7.2 приведены справочные значения скоростей теплоносителей в трубопроводах тепловых сетей, наиболее часто встречающиеся на практике.

Дополнительные затраты на перемещение теплоносителя вызывают также его утечки, поэтому их сокращение экономит не только тепловую энергию и теплоноситель, но и электрическую энергию на привод насосов.

Для уменьшения потерь давления за счет местных сопротивлений в последние годы применяют вместо задвижек шаровую запорную арматуру, перепад давления на которой на порядок ниже.

В процессе эксплуатации меняются характеристики тепловой сети, происходит отключение старых или подключение новых потребителей, изменяется требуемая потребителями тепловая нагрузка. По этим причинам происходит изменение теплового и гидравлического режимов работы тепловой сети. При этом возникает необходимость оптимизации режимов работы существующих сетей и их последующей наладки у потребителей. Из-за изменения перепада давлений на участках сети на них происходит изменение расхода теплоносителей, а следовательно, изменение тепловой нагрузки потребителей относительно требуемых значений. Таким образом, в разбалансированной тепловой сети могут наблюдаться избыток тепловой энергии, поставляемой одним потребителям (если подача теплоты потребителю не автоматизирована), и ее недостаток у других.

Допустим, на одном из ответвлений тепловой сети находится потребитель $П1$ с нагрузкой Q_1 (рис. 7.7). Затем к сети на этом же ответвлении был присоединен потребитель $П2$ с такой же тепловой нагрузкой Q_1 . Пусть

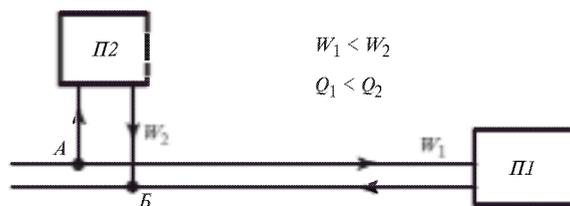


Рис. 7.7. К возникновению разбалансированности гидравлического режима тепловой сети: W_1 — скорость движения теплоносителя на участке А-П1-Б; W_2 — то же на участке А-П2-Б; Q_1 — тепловой поток, передаваемый теплоносителем потребителю П1; Q_2 — то же потребителю П2

диаметры подводящих трубопроводов одинаковы. Потребитель *П2* расположен ближе к источнику теплоты, поэтому при равных скоростях теплоносителей на участках *А—П2—Б* и *А—П1—Б* перепад давлений при доставке теплоносителя до нового потребителя будет меньше из-за меньшей длины подводящих и отводящих трубопроводов.

Однако перепады давлений на участках *А—П2—Б* и *А—П1—Б* должны быть одинаковы. Из формул (7.7), (7.8) и (7.10) видно, что суммарные потери давления пропорциональны квадратам скоростей, тогда

$$\frac{\Delta p_2}{\Delta p_1} = \frac{C_2}{C_1} \left(\frac{W_2}{W_1} \right)^2. \quad (7.14)$$

Коэффициенты пропорциональности C_1 , C_2 зависят от длины и диаметров участков трубопроводов, шероховатости их поверхности, типа и числа местных сопротивлений. Поскольку $C_2 < C_1$, то скорость теплоносителя на участке *А—П1—Б* будет меньше, чем на участке *А—П2—Б*. Расход теплоносителя и передаваемый им тепловой поток на участке *А—П1—Б* также будут ниже. При увеличении расхода теплоносителя на рассматриваемом ответвлении тепловой сети у вновь установленного потребителя будет наблюдаться перерасход тепловой энергии. Для предотвращения этого необходимо установить регулировочные шайбы, увеличивающие перепад давлений на участке *А—П2—Б*.

Повышение передаваемого теплового потока до необходимого значения у «холодных» потребителей в разбалансированной сети приводит к дополнительным затратам на перемещение теплоносителей, повышению температуры обратной воды и давления в трубопроводах, что может увеличить утечки (а значит, и затраты воды на подпитку сети) и уменьшить срок эксплуатации сети.

7.3. Оценка потерь теплоты в водяных и паровых тепловых сетях через изоляцию

7.3.1. Механизмы передачи теплоты от теплоносителя в трубопроводах тепловых сетей к окружающей среде

Рассмотрим оценку нерациональных затрат энергии в системах транспортировки энергоносителей. Приведем некоторые расчетные соотношения, которые используются при определении потерь теплоты для трубопроводов при различных вариантах прокладки. Расчет проводится в целях определения фактических тепловых потерь, которые должны быть сопоставлены с их значениями, регламентируемыми нормативными документами.

Надземная прокладка. Рассмотрим потери тепловой энергии через теплоизоляционные конструкции одиночных трубопроводов, расположенных на открытом воздухе.

Для трубопровода, имеющего однослойную тепловую изоляцию (рис. 7.8), линейный тепловой поток q_l , передаваемый от теплоносителя, имеющего

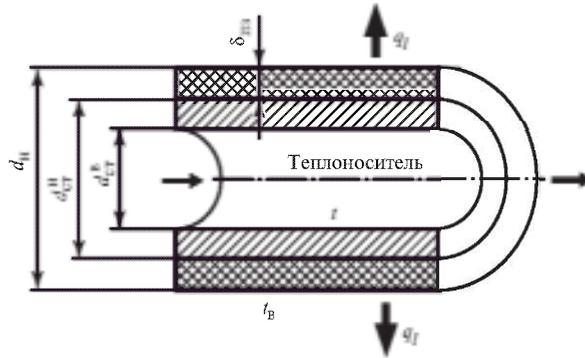


Рис. 7.8. К расчету тепловых потерь изолированным трубопроводом, расположенным на открытом воздухе

температуру t , в окружающую среду с температурой t_b , в расчете на единицу длины трубопровода, Вт/м, определяется по формуле

$$q_l = \frac{t - t_b}{\frac{1}{\pi \alpha_n d_n} + \frac{1}{2\pi \lambda_{из}} \ln \left(\frac{d_{ст}^н + 2\delta_{из}}{d_{ст}^н} \right) + \frac{1}{2\pi \lambda_{ст}} \ln \left(\frac{d_{ст}^н}{d_{ст}^в} \right) + \frac{1}{\pi \alpha_n d_{ст}^в}}, \quad (7.15)$$

где α_n — суммарный коэффициент теплоотдачи (конвективной и лучистой) с наружной поверхности изолированного трубопровода, Вт/(м² · °С); d_n — наружный диаметр изолированного трубопровода, м; $\delta_{из}$ — толщина слоя тепловой изоляции, м; $\lambda_{из}$ — коэффициент теплопроводности тепловой изоляции, Вт/(м · °С); $d_{ст}^н$ и $d_{ст}^в$ — наружный и внутренний диаметр трубы, м; $\lambda_{ст}$ — коэффициент теплопроводности стенки трубопровода, Вт/(м · °С); α_b — коэффициент теплоотдачи от теплоносителя к внутренней поверхности стенки трубопровода, Вт/(м² · °С).

Если трубопровод имеет несколько слоев тепловой изоляции, то тепловой поток

$$q_l = \frac{\pi(t - t_b)}{\frac{1}{\alpha_n d_n} + \frac{1}{2} \sum_{i=1}^N \frac{1}{\lambda_{из i}} \ln \left(\frac{d_{из i}^в + 2\delta_{из i}}{d_{из i}^в} \right) + \frac{1}{2\lambda_{ст}} \ln \left(\frac{d_{ст}^н}{d_{ст}^в} \right) + \frac{1}{\alpha_b d_{ст}^в}}, \quad (7.16)$$

где $d_{из i}^в$ — внутренний диаметр i -го слоя тепловой изоляции (для первого слоя $d_{из 1}^в = d_{ст}^в$), м; $\delta_{из i}$ — толщина i -го слоя тепловой изоляции, м; $\lambda_{из i}$ — коэффициент теплопроводности i -го слоя тепловой изоляции, Вт/(м · °С).

Соотношения (7.15) и (7.16) записаны в предположении, что между слоем изоляции и наружной поверхностью трубы, а также между слоями изоляции отсутствуют контактные сопротивления.

Полагая, что термическое сопротивление стенки трубопровода много меньше термического сопротивления тепловой изоляции, т.е.

$$\frac{1}{2\pi\lambda_{ст}} \ln \left(\frac{d_{ст}^в}{d_{ст}^н} \right) \ll \frac{1}{2} \sum_{i=1}^N \frac{1}{\lambda_{из i}} \ln \left(\frac{d_{из i}^в + 2\delta_{из i}}{d_{из i}^н} \right),$$

и что термическое сопротивление теплоотдаче к окружающей среде много больше термического сопротивления теплоотдаче от теплоносителя к внутренней поверхности стенки трубопровода $1/(\alpha_в d_{ст}^в) \ll 1/(\alpha_н d_н)$, получим:

$$q_l = \frac{t - t_н}{\frac{1}{\pi\alpha_н d_н} + \frac{1}{2\pi} \sum_{i=1}^N \frac{1}{\lambda_{из i}} \ln \left(\frac{d_{из i}^в + 2\delta_{из i}}{d_{из i}^н} \right)}, \quad (7.17)$$

или

$$q = \frac{t - t_в}{R_\Sigma}, \quad (7.18)$$

где $R_\Sigma = R_н + \sum_{i=1}^N R_{из i}$ — суммарное термическое сопротивление N слоев

тепловой изоляции и термическое сопротивление теплоотдаче с наружной поверхности трубопровода к окружающей среде. При заданном диаметре трубопровода, размерах тепловой изоляции и теплопроводности материала изоляции удельный тепловой поток, передаваемый с поверхности теплопровода в окружающую среду, будет пропорционален разности температур теплоносителя и среды. Строго говоря, термическое сопротивление теплоотдаче с поверхности трубопровода зависит от разности температур, но при проектировании тепловой изоляции разность температур задается постоянной, следовательно, термическое сопротивление будет постоянным, т.е. не учитывается зависимость коэффициентов теплоотдачи и теплопередачи от температуры.

Для неизолированного трубопровода удельный поток потерь можно найти из (7.17) при условии $\sum_{i=1}^N R_{из i} = \frac{1}{2\pi} \sum_{i=1}^N \frac{1}{\lambda_{из i}} \ln \left(\frac{d_{из i}^в + 2\delta_{из i}}{d_{из i}^н} \right) = 0$:

$$q_l = \pi\alpha_н d_н (t - t_в). \quad (7.19)$$

При известной температуре наружной поверхности трубопровода t_n тепловой поток, Вт/м, передаваемый в окружающую среду его нагретой поверхностью, можно также определить в виде

$$q_l = \pi \alpha_n d_n (t_n - t_b). \quad (7.20)$$

Суммарный тепловой поток, поступающий с поверхности трубопровода в окружающую среду, складывается из тепловых потоков, передаваемых за счет конвекции и излучения. Для удобства расчетов тепловых потерь целесообразно ввести суммарный коэффициент теплоотдачи, который равен сумме коэффициентов теплоотдачи за счет конвекции α_k и излучения α_l :

$$\alpha_n = \alpha_k + \alpha_l. \quad (7.21)$$

Конвективная составляющая сложного теплообмена поверхности трубопровода с воздухом (α_k) зависит от двух факторов — теплообмена при естественной конвекции и теплообмена при вынужденном обтекании трубопровода воздухом (ветром).

Для определения первого слагаемого в (7.21) без учета действия ветра используют соотношения для чисел Нуссельта при естественной конвекции, полученные в теории тепло- и массообмена: $Nu = f(Gr, Pr)$, где Pr , Gr — числа Прандтля и Грасгофа соответственно [8]. Например, для одиночного горизонтально расположенного трубопровода, находящегося на воздухе, при отсутствии ветра число Нуссельта, или безразмерный коэффициент теплоотдачи, [9]

$$Nu = 0,135(Gr Pr)^{1/3} \text{ при } Gr = 10^5 \div 10^{13}. \quad (7.22)$$

Для воздуха можно принять $Pr = 0,7$. Число Грасгофа задается как

$$Gr = \frac{g\beta(t_n - t_b)d^3}{\nu^2}, \quad (7.23)$$

где g — ускорение свободного падения, m/c^2 ; β — коэффициент объемного расширения воздуха ($\beta = 1/T_b$, T_b — абсолютная температура воздуха), K^{-1} ; d — наружный диаметр трубопровода (для изолированного — наружный диаметр тепловой изоляции), м; ν — кинематическая вязкость воздуха, m^2/c . Свойства воздуха задаются при температуре воздуха вдали от поверхности (t_b). Заметим, что для расчета коэффициента теплоотдачи по зависимости (7.22) необходимо задать температуру поверхности теплоотдачи к воздуху (наружной поверхности тепловой изоляции). Коэффициент теплоотдачи с наружной поверхности трубопровода

$$\alpha = \frac{\lambda}{d} (Gr Pr)^{1/3} = 0,135\lambda \left(\frac{g\beta(t_n - t_b)}{\nu^2} Pr \right)^{1/3}, \quad (7.24)$$

где λ — коэффициент теплопроводности воздуха, Вт/(м · °С).

Коэффициент теплоотдачи при поперечном обтекании потоком воздуха горизонтального трубопровода определяется с помощью корреляционного соотношения [10]:

$$\frac{Nu}{Nu_f} = \left(1 + \frac{C^2 Gr^{2m}}{Re^2} \right)^{0,5n}, \quad (7.25)$$

$C = 5,57; m = 0,395; n = 0,633$ при $Gr Pr = 10^4 \div 10^7, Re = 5 \cdot 10^3 \div 5 \cdot 10^4$;
 $C = 7,82; m = 0,409; n = 0,814$ при $Gr Pr = 10^7 \div 10^{12}, Re = 5 \cdot 10^4 \div 2 \cdot 10^5$,
 где Nu_f — число Нуссельта для вынужденного обтекания трубопровода; C, m и n — эмпирические константы; $Re = wd/\nu$.

Теплоотдача при вынужденном обтекании трубопровода поперечным потоком воздуха при скорости ветра w может быть определена по зависимостям [10]

$$Nu_f = 0,148 Re^n, Re = 5 \cdot 10^3 \div 5 \cdot 10^4; \quad (7.26)$$

$$Nu_f = 0,0208 Re^n, Re = 5 \cdot 10^4 \div 2 \cdot 10^5, \quad (7.27)$$

показатель степени n при числе Рейнольдса в формулах (7.26) и (7.27) тот же, что и в формуле (7.25).

В работе [10] приводятся условия, при которых влияние естественной конвекции на теплоотдачу при смешанной конвекции становится пренебрежимо малым (менее 5%). Эти условия в общем виде обобщают результаты экспериментальных исследований и сформулированы так:

$$Re \geq C_1 (Gr)^m. \quad (7.28)$$

Значения постоянной C_1 и показателя степени m следующие:

$$\begin{aligned} C_1 &= 1,14; m = 0,531 \text{ при } Gr Pr = 10^4 \div 10^7, Re = 35 \div 5 \cdot 10^3; \\ C_1 &= 13,6; m = 0,395 \text{ при } Gr Pr = 10^4 \div 10^7, Re = 5 \cdot 10^3 \div 5 \cdot 10^4; \\ C_1 &= 1,55; m = 0,526 \text{ при } Gr Pr = 10^7 \div 10^{12}, Re = 5 \cdot 10^3 \div 5 \cdot 10^4; \\ C_1 &= 21,9; m = 0,409 \text{ при } Gr Pr = 10^7 \div 10^{12}, Re = 5 \cdot 10^4 \div 2 \cdot 10^5. \end{aligned} \quad (7.29)$$

При соблюдении условий (7.28), (7.29) расчет теплоотдачи можно проводить по формулам (7.26), (7.27) без учета составляющей естественной конвекции, которая в данном случае не превышает 5%.

Составляющая лучистого теплообмена вычисляется как

$$\alpha_{л} = \varepsilon c_0 \frac{(T_{н}/100)^4 - (T_{в}/100)^4}{T_{н} - T_{в}}, \quad (7.30)$$

где ε — коэффициент излучения (степень черноты) поверхности трубопровода; $c_0 = 5,7 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}^4)$ — коэффициент лучеиспускания абсолютно чер-

ного тела; T_n — абсолютная температура наружной поверхности тепловой изоляции.

При расчетах по формулам (7.22)—(7.25), (7.28)—(7.30) требуется значение температуры наружной поверхности трубопровода. Как правило, это значение изначально неизвестно, поэтому им задаются и проводят расчет методом простых итераций. Расчет продолжается до достижения необходимой точности.

Потери теплоты с поверхности определяются отдельно для подающего и обратного трубопроводов, затем они суммируются.

Расчеты можно упростить, если воспользоваться приближенной эмпирической формулой. Для трубопроводов диаметром до 2 м, находящихся на открытом воздухе, α_k , Вт/(м² · °С), можно оценить по приближенному соотношению [11]

$$\alpha_k = 11,6 + 7\sqrt{w}, \quad (7.31)$$

где w — средняя скорость ветра в рассматриваемой местности, м/с, а суммарный коэффициент теплоотдачи — по формуле

$$\alpha_n = 11,6 + 7\sqrt{w} + \varepsilon c_0 \frac{(T_n/100)^4 - (T_v/100)^4}{T_n - T_v}. \quad (7.32)$$

При применении формулы (7.31) расчет существенно упрощается, поскольку формула (7.31) не содержит зависимости коэффициента теплоотдачи от наружного диаметра теплопровода. Возникает вопрос — насколько оправдано применение приближенной формулы (7.31), предлагаемой в большинстве методических пособий?

На рис. 7.9 приведена диаграмма относительных отклонений расчетов коэффициента теплоотдачи по формулам (7.25)—(7.27) для смешанной конвекции (α_c) и по приближенной формуле (7.31) ($\alpha_{\text{прибл}}$) для трубопроводов диаметром до 0,3 м в зависимости от скорости ветра. Расчеты были выполнены для среднегодовой температуры наружного воздуха до -2 °С и температуры поверхности не выше 60 °С. Расчеты показывают слабую зависимость теплоотдачи от температуры поверхности трубопровода и температуры воздуха, но существенную зависимость теплоотдачи от диаметра теплоотдающей поверхности.

Следует иметь в виду, что в реальных условиях тепловая изоляция трубопроводов проектируется так, что термическое сопротивление изоляции намного больше термического сопротивления теплоотдаче с поверхности изоляции:

$$\sum_{i=1}^N R_{\text{из } i} = \frac{1}{2\pi} \sum_{i=1}^N \frac{1}{\lambda_{\text{из } i}} \ln \left(\frac{d_{\text{из } i}^{\text{в}} + 2\delta_{\text{из } i}}{d_{\text{из } i}^{\text{н}}} \right) \gg R_n = \frac{1}{\pi \alpha_n d_n},$$

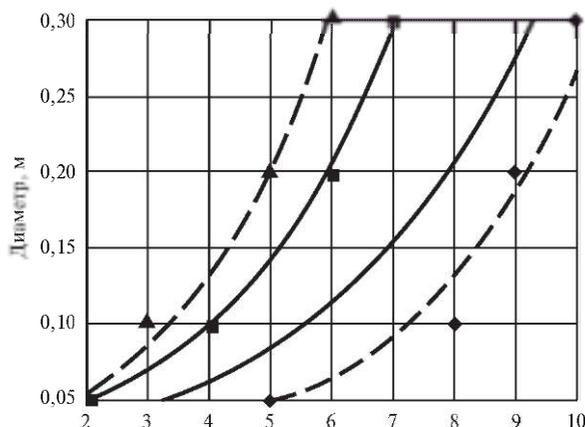


Рис. 7.9. Диаграмма относительных отклонений расчетов по формулам для смешанной конвекции (7.25)—(7.27) и по приближенной формуле (7.31): сплошные линии — отклонение в пределах 10 % $[(\alpha_c - \alpha_{\text{прибл}})/\alpha_c = \pm 10\%]$; пунктирные линии — отклонение в пределах 20 % $[(\alpha_c - \alpha_{\text{прибл}})/\alpha_c = \pm 20\%]$

и ошибка в задании значения коэффициента теплоотдачи с поверхности изоляции не должна приводить к существенной ошибке в расчетах тепловых потерь через изоляцию. Расчеты показали, что в диапазоне наружных диаметров теплопроводов менее 0,8 м погрешность в задании коэффициента теплоотдачи до 300 % приводит погрешности вычисления теплового потока не более 7 %. Если погрешность задания коэффициента теплоотдачи не превышает 100 %, то погрешность вычисления теплового потока не превышает 3 %. Подобный вывод ранее был сделан в [11]. Поэтому формула (7.31) может использоваться для оценочных расчетов.

Потери с поверхности трубопровода длиной L находятся умножением удельного потока на длину трубопровода.

Подземная бесканальная прокладка. Рассмотрим соотношения для определения тепловых потерь трубопроводов при подземной бесканальной прокладке [4]. При такой прокладке трубопроводов тепловой поток, передаваемый от теплоносителя, имеющего температуру t , в трубопроводе с одним слоем тепловой изоляции (рис. 7.10) к грунту с температурой $t_{\text{гр}}$, в расчете на единицу длины трубопровода, Вт/м, определяется по формуле

$$q_l = \frac{t - t_{\text{гр}}}{\frac{1}{2\pi\lambda_{\text{из}} \ln\left(\frac{d_{\text{ст}}^{\text{н}} + 2\delta_{\text{из}}}{d_{\text{ст}}^{\text{н}}}\right)} + \frac{1}{2\pi\lambda_{\text{гр}}} \ln\left[\frac{2H}{d_{\text{н}}} + \sqrt{\left(\frac{2H}{d_{\text{н}}}\right)^2 - 1}\right]} + \frac{1}{2\pi\lambda_{\text{ст}}} \ln\left(\frac{d_{\text{ст}}^{\text{н}}}{d_{\text{ст}}^{\text{в}}}\right)}, \quad (7.33)$$

где $d_{\text{н}}$ — наружный диаметр изолированного трубопровода, м; $d_{\text{ст}}^{\text{н}}$ и $d_{\text{ст}}^{\text{в}}$ — наружный и внутренний диаметр трубы, м; $\lambda_{\text{ст}}$ — коэффициент теплопро-

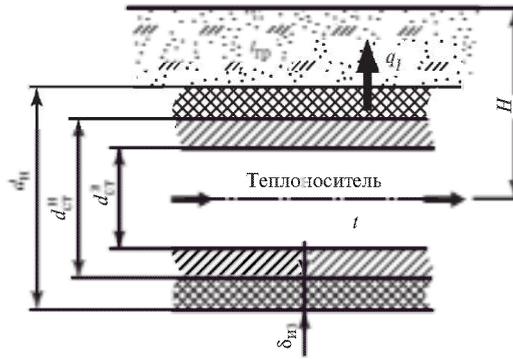


Рис. 7.10. К расчету тепловых потерь изолированным трубопроводом, проложенным бесканально в грунте

водности стенки трубопровода, Вт/(м · °С); $d_{из}^в$ — внутренний диаметр слоя тепловой изоляции, м; $\delta_{из}$ — толщина слоя тепловой изоляции, м; $\lambda_{из}$ — коэффициент теплопроводности материала тепловой изоляции, Вт/(м · °С); $\lambda_{гр}$ — коэффициент теплопроводности грунта, Вт/(м · °С); H — глубина заглубления трубопровода (расстояние от поверхности земли до оси трубопровода), м.

В случае трубопровода, имеющего N слоев тепловой изоляции (при пренебрежении термическим сопротивлением стенки трубопровода), применяется аналогичная формула:

$$q_l = \frac{t - t_{гр}}{\sum_{i=1}^N \frac{1}{2\pi\lambda_{из i}} \ln \left(\frac{d_{из i}^в + 2\delta_{из i}}{d_{из i}^в} \right) + \frac{1}{2\pi\lambda_{гр}} \ln \left[\frac{2H}{d_{из}} + \sqrt{\left(\frac{2H}{d_{из}} \right)^2 - 1} \right]}, \quad (7.34)$$

Удельный тепловой поток, передаваемый от теплоносителя к грунту, можно записать как

$$q_l = \frac{t - t_{гр}}{R_{\Sigma}}, \quad (7.35)$$

где $R_{\Sigma} = \sum_{i=1}^N R_{из i} + R_{гр}$ — суммарное термическое сопротивление N слоев тепловой изоляции и термическое сопротивление грунта, м · °С/Вт:

$$\sum_{i=1}^N R_{из i} = \sum_{i=1}^N \frac{1}{2\pi\lambda_{из i}} \ln \left(\frac{d_{из i}^в + 2\delta_{из i}}{d_{из i}^в} \right); \quad (7.36)$$

$$R_{гр} = \frac{1}{2\pi\lambda_{гр}} \ln \left[\frac{2H}{d_n} + \sqrt{\left(\frac{2H}{d_n}\right)^2 - 1} \right]. \quad (7.37)$$

Для трубопровода с однослойной тепловой изоляцией $d_{из}^B = d_{ст}^H$ и термическое сопротивление слоя изоляции $R_{из} = \frac{1}{2\pi\lambda_{из}} \ln \left(\frac{d_{ст}^H + 2\delta_{из}}{d_{ст}^H} \right)$.

При малой глубине заложения трубопровода ($H/d_n < 2$) расчет тепловых потерь проводится по температуре наружного воздуха (как для трубопроводов надземной прокладки). Вместо температуры грунта в формулах (7.33) и (7.34) должна присутствовать температура наружного воздуха. В этих случаях потери определяют по приведенной глубине заложения трубопровода $H_{п} = H + \lambda_{гр}/\alpha_{гр}$, здесь $\alpha_{гр}$ — коэффициент теплоотдачи с поверхности земли к воздуху [11]. Поправку к глубине заложения трубопровода можно оценить как $\lambda_{гр}/\alpha_{гр} \approx 0,1 \div 0,25$ м.

Известно, что непрерывно увлажняемая вследствие адсорбирования парообразной влаги из окружающей среды изоляция теряет в 3—4 раза больше энергии, чем сухая, имеющая влагоизоляционный слой. Теплопроводность грунтов при различной влажности приведена в табл. 7.3.

При *двухтрубной подземной бесканальной прокладке* трубопроводов (рис. 7.11) при расчете потерь на единицу длины учитывают взаимное влияние подающего и обратного трубопроводов введением поправки в виде термического сопротивления $R_{п.о}$:

$$R_{п.о} = \frac{1}{2\pi\lambda_{гр}} \ln \left[1 + \left(\frac{2H}{s}\right)^2 \right], \quad (7.38)$$

где s — расстояние между осями подающего и обратного трубопроводов, м.

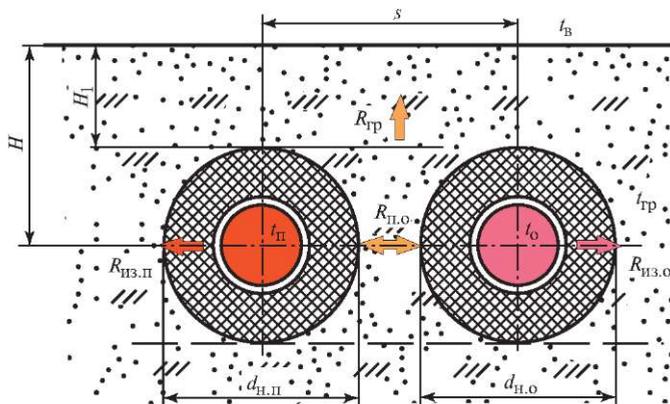


Рис. 7.11. К расчету потерь при двухтрубной подземной бесканальной прокладке трубопроводов

Таблица 7.3

Теплопроводность грунтов при различной влажности [4]

Вид грунта	Средняя плотность, кг/м ³	Весовое влагосодержание грунта, %	Коэффициент теплопроводности, Вт/(м · °С)
Песок	1480	4,0	0,86
	1600	5,0	1,11
		15,0	1,92
		23,8	1,92
Суглинок	1100	8,0	0,71
		15,0	0,90
	1200	8,0	0,83
		15,0	1,04
	1300	8,0	0,98
		15,0	1,20
	1400	8,0	1,12
		15,0	1,36
		20,0	1,63
	1500	8,0	1,27
		15,0	1,56
		20,0	1,86
	1600	8,0	1,45
		15,0	1,78
	2000	5,0	1,75
		10,0	2,56
11,5		2,68	
Глинистый	1300	8,0	0,72
		18,0	1,08
		40,0	1,66
	1500	8,0	1,00
		18,0	1,46
		40,0	2,00
	1600	8,0	1,13
		27,0	1,93

Удельные потери, Вт/м, подающего и обратного трубопроводов определяются по формулам

$$q_{lп} = \frac{(t_{п} - t_{о.с})(R_{из.о} + R_{гр}) - (t_{о} - t_{о.с})R_{п.о}}{(R_{из.п} + R_{гр})(R_{из.о} + R_{гр}) - R_{п.о}^2}; \quad (7.39)$$

$$q_{lо} = \frac{(t_{о} - t_{о.с})(R_{из.п} + R_{гр}) - (t_{п} - t_{о.с})R_{п.о}}{(R_{из.п} + R_{гр})(R_{из.о} + R_{гр}) - R_{п.о}^2} \quad (7.40)$$

Здесь термические сопротивления изоляции и грунта находятся по формулам (7.36) и (7.37). Индекс «о» относится к термическому сопротивлению изоляции обратного трубопровода, индекс «п» — к термическому сопротивлению изоляции подающего трубопровода. Согласно нормативным документам [2, 4] для теплопроводов, проложенных бесканально на глубине заложения оси теплопровода более 0,7 м, за расчетную температуру окружающей среды $t_{o,c}$ принимается средняя за год температура грунта на этой глубине ($t_{o,c} = t_{гр}$). При заглублении верха теплоизоляционной конструкции трубопровода 0,7 м и менее ($H_1 \leq 0,7$ м) за расчетную температуру окружающей среды $t_{o,c}$ должна приниматься та же температура наружного воздуха, что и при надземной прокладке ($t_{o,c} = t_{в}$).

Подземная канальная прокладка. Формулы для расчета тепловых потерь для *одиночного теплопровода* тепловой сети при подземной канальной прокладке приведены в [11].

При *двухтрубной подземной канальной прокладке* (непроходные каналы, рис. 7.12) согласно [2, 4] суммарная, в расчете на единицу длины трубопроводов, плотность теплового потока равна

$$q_{лп} + q_{ло} = \frac{t_{кан} - t_{o,c}}{R_{кан} + R_{гр,к}}, \quad (7.41)$$

где $t_{кан}$ — температура воздуха в канале, °С; $t_{o,c}$ — температура окружающей среды, °С; $R_{кан}$ — термическое сопротивление теплоотдаче от воздуха к поверхности канала, м · °С/Вт; $R_{гр,к}$ — термическое сопротивление теплопередаче грунта над поверхностью канала, м · °С/Вт.

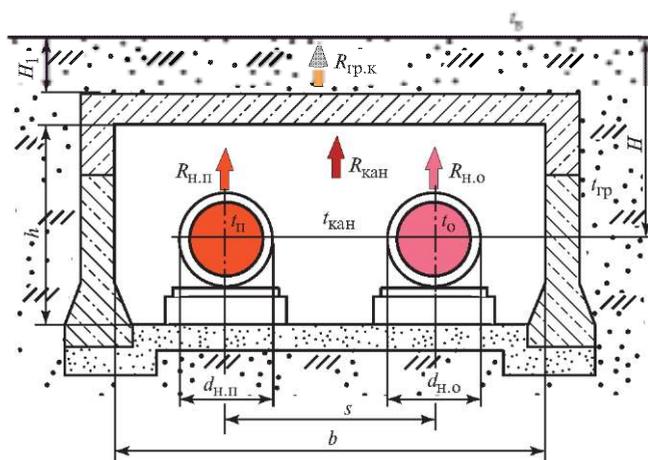


Рис. 7.12. К расчету потерь при двухтрубной подземной прокладке трубопроводов в непроходных каналах

Согласно нормативным документам [2, 4] для подземной прокладки трубопроводов в каналах за расчетную температуру окружающей среды принимают среднюю за год температуру грунта на глубине заложения оси трубопровода. При величине заглубления верхней части перекрытия канала 0,7 м и менее ($H_1 \leq 0,7$ м) за расчетную температуру окружающей среды должна приниматься та же температура наружного воздуха, что и при надземной прокладке.

Температура воздуха в канале при этом рассчитывается по формуле

$$t_{\text{кан}} = \frac{t_{\text{п}}(R_{\text{из.п}} + R_{\text{н.п}})^{-1} + t_{\text{о}}(R_{\text{из.о}} + R_{\text{н.о}})^{-1} + t_{\text{о.с}}(R_{\text{кан}} + R_{\text{гр.к}})^{-1}}{(R_{\text{из.п}} + R_{\text{н.п}})^{-1} + (R_{\text{из.о}} + R_{\text{н.о}})^{-1} + (R_{\text{кан}} + R_{\text{гр.к}})^{-1}}. \quad (7.42)$$

Термические сопротивления тепловой изоляции подающего и обратного трубопровода $R_{\text{из.п}}$ и $R_{\text{из.о}}$ вычисляются по формулам (7.36). Термические сопротивления теплоотдаче с поверхности трубопроводов к воздуху в канале находятся по формуле

$$R_{\text{н}} = \frac{1}{\pi d_{\text{н}} \alpha_{\text{кан}}}, \quad (7.43)$$

где $d_{\text{н}}$ — наружный диаметр подающего или обратного трубопровода, м; $\alpha_{\text{кан}}$ — коэффициент теплоотдачи от наружной поверхности трубопровода к воздуху в канале, Вт/(м² · °С).

Термическое сопротивление теплоотдаче от воздуха в канале к поверхности канала, м · °С/Вт, определяется как

$$R_{\text{кан}} = \frac{1}{\pi d_{\text{кан}} \alpha_{\text{кан}}}, \quad (7.44)$$

где $\alpha_{\text{кан}} = 11$ Вт/(м · °С) [4]; $d_{\text{кан}}$ — гидравлический диаметр канала:

$$d_{\text{кан}} = \frac{2hb}{h + b}, \quad (7.45)$$

h и b — высота и ширина канала соответственно, м.

Термическое сопротивление грунта вычисляется следующим образом [4]:

$$R_{\text{гр.к}} = \frac{\ln \left[3,5 \frac{H}{h} \left(\frac{h}{b} \right)^{0,25} \right]}{\lambda_{\text{гр}} \left(5,7 + 0,5 \frac{b}{h} \right)}. \quad (7.46)$$

Для определения потерь теплоты трубами важно учесть потери с поверхности фланцев и запорной арматуры. В проектных расчетах толщины тепловой изоляции или теплового потока с поверхности изоляции дополнительные потери теплоты элементами тепловых сетей (задвижки, фланцы,

Таблица 7.4

Коэффициент дополнительных потерь [4]	
Тип изолируемого объекта	Коэффициент
Трубопроводы на открытом воздухе, в непроходных каналах, тоннелях и помещениях:	
а) стальные на подвижных опорах, условным проходом, мм:	
до 150	1,20
150 и более	1,15
б) стальные на подвесных опорах	1,05
в) неметаллические на подвижных и подвесных опорах	1,70
Трубопроводы бесканальной прокладки	1,15

компенсаторы и т.д.) учитываются умножением правой части уравнений (7.18), (7.35) и (7.41) на коэффициент дополнительных потерь. Значения коэффициента дополнительных потерь приведены в табл. 7.4.

7.3.2. Методики и примеры расчета потерь изолированными трубопроводами

Потери трубопроводов надземной прокладки. Исходные данные для расчета: геометрические размеры теплопровода, коэффициенты теплопроводности слоев тепловой изоляции, температура теплоносителя, температура воздуха, скорость ветра и его направление, коэффициент теплоотдачи с поверхности изоляции к воздуху. Плотность теплового потока с поверхности изолированного трубопровода при заданном коэффициенте теплоотдачи α_n вычисляется по формуле (7.17). Если коэффициент теплоотдачи неизвестен, то плотность теплового потока находится из решения системы уравнений вида

$$q_l = \frac{t - t_n}{R_n + R_{из}};$$

$$q_l = \frac{t - t_n}{R_{из}};$$

$$q_l = \frac{t_n - t_b}{R_n};$$

$$\alpha_n = f(t_n, d_n).$$
(7.47)

Количество уравнений можно уменьшить, если выразить температуру поверхности в явном виде:

$$t_n = \frac{t/R_{из} + t_b/R_n}{1/R_{из} + 1/R_n}.$$
(7.48)

Коэффициент теплоотдачи в общем случае может быть вычислен по формулам (7.22)—(7.30). Проблема заключается в том, что теплоотдача зависит от температуры поверхности $t_{\text{н}}$, поэтому для решения системы уравнений (7.47) может быть применен метод простых итераций.

Расчет потерь теплоты с поверхности изолированных трубопроводов выполняется методом простых итераций в следующем порядке.

1. Задается температура поверхности изоляции ($t_{\text{н}}$). Вычисляется коэффициент теплоотдачи $\alpha_{\text{н}}$ по (7.21)—(7.30).

2. Вычисляются термические сопротивления тепловой изоляции ($R_{\text{из}}$) и сопротивление теплоотдаче с ее поверхности ($R_{\text{н}}$).

3. Вычисляется плотность теплового потока по (7.17).

4. Вычисляется температура поверхности изоляции $t_{\text{н}}$ по (7.48) и сравнивается со значением, принятым на предыдущем шаге. Процедура продолжается до совпадения значений температуры в пределах заданной точности.

5. Вычисляется значение линейной плотности теплового потока.

Потери трубопроводов подземной бесканальной прокладки. Исходные данные для расчета: геометрические размеры теплопровода, коэффициент теплопередачи тепловой изоляции, коэффициент теплопередачи грунта, температура теплоносителя, температура грунта на глубине закладки трубопровода. Плотность теплового потока с поверхности изолированного трубопровода в явном виде вычисляется по формуле (7.34).

Пример 7.2. Определить удельные потери трубопроводов двухтрубной подземной канальной прокладки диаметром 0,108 м со среднегодовой температурой $t_{\text{н}} = 65 \text{ }^\circ\text{C}$ и $t_{\text{о}} = 50 \text{ }^\circ\text{C}$. Тепловая изоляция трубопроводов — пенополиуретан с теплопроводностью $\lambda_{\text{из}} = 0,033 \text{ Вт/(м} \cdot \text{ }^\circ\text{C)}$. Теплопроводность грунта $\lambda_{\text{гр}} = 1,2 \text{ Вт/(м} \cdot \text{ }^\circ\text{C)}$. Толщина тепловой изоляции $\delta_{\text{из}} = 0,033 \text{ м}$. Среднегодовая температура грунта на глубине залегания трубопроводов $H = 1,5 \text{ м}$ равна $t_{\text{гр}} = 5 \text{ }^\circ\text{C}$. Расстояние между осями трубопроводов $s = 0,284 \text{ м}$.

Решение. Рассчитываем термические сопротивления тепловой изоляции, грунта и учитываем взаимное влияние трубопроводов по формулам (7.36)—(7.38), полагая, что $d_{\text{из}}^{\text{в}} = d_{\text{ст}}^{\text{н}}$:

$$R_{\text{из.п}} = \frac{1}{2\pi\lambda_{\text{из.п}}} \ln \left(\frac{d_{\text{из.п}}^{\text{в}} + 2\delta_{\text{из.п}}}{d_{\text{из.п}}^{\text{н}}} \right) = \frac{1}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,033} \ln \left(\frac{0,108 + 2 \cdot 0,033}{0,108} \right) = 2,31 \text{ м} \cdot \text{ }^\circ\text{C/Вт};$$

$$R_{\text{из.о}} = \frac{1}{2\pi\lambda_{\text{из.о}}} \ln \left(\frac{d_{\text{из.о}}^{\text{в}} + 2\delta_{\text{из.о}}}{d_{\text{из.о}}^{\text{н}}} \right) = \frac{1}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,033} \ln \left(\frac{0,108 + 2 \cdot 0,033}{0,108} \right) = 2,31 \text{ м} \cdot \text{ }^\circ\text{C/Вт};$$

$$R_{\text{гр}} = \frac{1}{2\pi\lambda_{\text{гр}}} \ln \left[\frac{2H}{d_{\text{н}}} + \sqrt{\left(\frac{2H}{d_{\text{н}}} \right)^2 - 1} \right] = \frac{1}{2 \cdot 3,14 \cdot 1,2} \ln \left[\frac{2 \cdot 1,5}{0,174} + \sqrt{\left(\frac{2 \cdot 1,5}{0,174} \right)^2 - 1} \right] = 0,43 \text{ м} \cdot \text{ }^\circ\text{C/Вт};$$

$$R_{\text{п.о}} = \frac{1}{2\pi\lambda_{\text{гр}}} \ln \left[1 + \left(\frac{2H}{s} \right)^2 \right] = \frac{1}{2 \cdot 3,14 \cdot 1,2} \ln \left[1 + \left(\frac{2 \cdot 1,5}{0,274} \right)^2 \right] = 0,64 \text{ м} \cdot \text{ }^\circ\text{C/Вт}.$$

Рассчитываем удельные потери подающего и обратного трубопроводов по формулам (7.39), (7.40):

$$q_{1п} = \frac{(t_{п} - t_{гр})(R_{из.о} + R_{гр}) - (t_{о} - t_{гр})R_{п.о}}{(R_{из.п} + R_{гр})(R_{из.о} + R_{гр}) - R_{п.о}^2} = \frac{(65 - 5)(2,31 + 0,43) - (50 - 5) \cdot 0,64}{(2,31 + 0,43)(2,31 + 0,43) - 0,64^2} = 19,1 \text{ Вт/м};$$

$$q_{1о} = \frac{(t_{о} - t_{гр})(R_{из.п} + R_{гр}) - (t_{п} - t_{гр})R_{п.о}}{(R_{из.п} + R_{гр})(R_{из.о} + R_{гр}) - R_{п.о}^2} = \frac{(50 - 5)(2,31 + 0,43) - (65 - 5) \cdot 0,64}{(2,31 + 0,43)(2,31 + 0,43) - 0,64^2} = 13,0 \text{ Вт/м}.$$

Потери трубопроводов подземной канальной прокладки. Исходные данные для расчета: геометрические размеры теплопровода, геометрические размеры канала, коэффициент теплопроводности тепловой изоляции, коэффициент теплопроводности грунта, температура теплоносителя, коэффициент теплоотдачи от поверхности изолированного трубопровода к воздуху в канале $\alpha_{п}$, коэффициент теплоотдачи от воздуха в канале к поверхности канала $\alpha_{кан}$. Если коэффициенты теплоотдачи задать согласно рекомендациям [4], то плотность теплового потока с поверхности изолированного трубопровода в явном виде вычисляется по формулам (7.39), (7.40).

Пример 7.3. Определить удельные потери трубопроводов водяных сетей подземной канальной прокладки (в непроходных каналах) диаметром 0,108 м со среднегодовой температурой $t_{п} = 65 \text{ }^{\circ}\text{C}$ и $t_{о} = 50 \text{ }^{\circ}\text{C}$. Среднегодовая температура наружного воздуха $t_{в} = -1,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$. Теплопроводность грунта $\lambda_{гр} = 1,92 \text{ Вт/(м} \cdot \text{ }^{\circ}\text{C)}$. Трубопроводы проложены в непроходных каналах из железобетонных конструкций размерами $b = 1 \text{ м}$ и $h = 1 \text{ м}$. Тепловая изоляция трубопроводов — пенополиуретан с теплопроводностью $\lambda_{из} = 0,033 \text{ Вт/(м} \cdot \text{ }^{\circ}\text{C)}$. Толщина тепловой изоляции $\delta_{из} = 0,035 \text{ м}$. Расстояние от осей трубопроводов до поверхности земли $H = 0,7 \text{ м}$.

Решение. 1. Гидравлический диаметр канала в соответствии с (7.44) равен 1,0 м. Коэффициенты теплоотдачи от поверхности изоляции и к поверхности канала задаем равными $11 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{ }^{\circ}\text{C)}$.

2. Рассчитываем термические сопротивления тепловой изоляции подающего и обратного трубопроводов по (7.36), грунта — по (7.46), теплоотдаче от воздуха в канале к его поверхности — по (7.44) и теплоотдаче с поверхности изоляции трубопроводов к воздуху в канале — по (7.43):

$$R_{из.п} = R_{из.о} = \frac{1}{2\pi\lambda_{из.п}} \ln \left(\frac{d_{из.п}^в + 2\delta_{из.п}}{d_{из.п}} \right) = \frac{1}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,033} \ln \left(\frac{0,108 + 2 \cdot 0,035}{0,108} \right) = 2,170 \text{ м} \cdot \text{ }^{\circ}\text{C/Вт};$$

$$R_{гр.п} = \frac{\ln \left[3,5 \frac{H}{h} \left(\frac{h}{b} \right)^{0,25} \right]}{\lambda_{гр} \left(5,7 + 0,5 \frac{h}{b} \right)} = \frac{\ln \left[3,5 \frac{0,7}{1,0} \left(\frac{1,0}{1,0} \right)^{0,25} \right]}{\lambda_{гр} \left(5,7 + 0,5 \frac{1,0}{1,0} \right)} = 0,075 \text{ м} \cdot \text{ }^{\circ}\text{C/Вт};$$

$$R_{\text{кан}} = \frac{1}{\pi d_{\text{кан}} \alpha_{\text{кан}}} = \frac{1}{3,14 \cdot 1,0 \cdot 11} = 0,029 \text{ м} \cdot \text{°C/Вт};$$

$$R_{\text{н.п}} = R_{\text{н.о}} = \frac{1}{\pi d_{\text{н}} \alpha_{\text{кан}}} = \frac{1}{3,14 \cdot 0,176 \cdot 11} = 0,166 \text{ м} \cdot \text{°C/Вт}.$$

3. Рассчитываем температуру воздуха в канале по (7.42):

$$t_{\text{кан}} = \frac{t_{\text{п}}(R_{\text{из.п}} + R_{\text{н.п}})^{-1} + t_{\text{о}}(R_{\text{из.о}} + R_{\text{н.о}})^{-1} + t_{\text{в}}(R_{\text{кан}} + R_{\text{гр.к}})^{-1}}{(R_{\text{из.п}} + R_{\text{н.п}})^{-1} + (R_{\text{из.о}} + R_{\text{н.о}})^{-1} + (R_{\text{кан}} + R_{\text{гр.к}})^{-1}} =$$

$$= \frac{65/(2,170 + 0,166) + 50/(2,170 + 0,166) - 1,5/(0,029 + 0,075)}{1/(2,170 + 0,166) + 1/(2,170 + 0,166) + 1/(0,029 + 0,075)} = 3,33 \text{ °C}.$$

4. Вычисляем суммарную плотность теплового потока по (7.41), принимая в качестве температуры окружающей среды среднегодовую температуру наружного воздуха

$$q_{\text{лп}} + q_{\text{ло}} = \frac{t_{\text{кан}} - t_{\text{в}}}{R_{\text{кан}} + R_{\text{гр.к}}} = \frac{3,33 - (-1,5)}{0,029 + 0,075} = 46,37 \text{ Вт/м}.$$

Удельные потери при двухтрубной прокладке трубопроводов в непроходном канале для заданных условий составили 46,37 Вт/м.

Примечание. В расчетах не учитывалось термическое сопротивление стенок канала, так же как в нормативной методике [4]. Предположим, что толщина стенок канала из бетона равна 0,05 м при теплопроводности бетона 1,4 Вт/(м · °C). Термическое сопротивление стенок канала

$$R_{\text{с.к}} = \frac{\delta}{\lambda_{\text{б}}} = \frac{0,05}{1,4} = 0,036 \text{ м} \cdot \text{°C/Вт}.$$

С учетом термического сопротивления стенок канала температура воздуха в канале

$$t_{\text{кан}} = \frac{t_{\text{п}}(R_{\text{из.п}} + R_{\text{н.п}})^{-1} + t_{\text{о}}(R_{\text{из.о}} + R_{\text{н.о}})^{-1} + t_{\text{в}}(R_{\text{кан}} + R_{\text{гр.к}} + R_{\text{с.к}})^{-1}}{(R_{\text{из.п}} + R_{\text{н.п}})^{-1} + (R_{\text{из.о}} + R_{\text{н.о}})^{-1} + (R_{\text{кан}} + R_{\text{гр.к}} + R_{\text{с.к}})^{-1}} =$$

$$= \frac{65/(2,170 + 0,166) + 50/(2,170 + 0,166) - 1,5/(0,029 + 0,075 + 0,036)}{1/(2,170 + 0,166) + 1/(2,170 + 0,166) + 1/(0,029 + 0,075 + 0,036)} = 4,82 \text{ °C}.$$

Суммарная плотность теплового потока

$$q_{\text{лп}} + q_{\text{ло}} = \frac{t_{\text{кан}} - t_{\text{в}}}{R_{\text{кан}} + R_{\text{гр.к}} + R_{\text{с.к}}} = \frac{4,82 - (-1,5)}{0,029 + 0,075 + 0,036} = 45,37 \text{ Вт/м}.$$

Видно, что отличие от предыдущего результата составляет всего 2 %.

7.3.3. Методики расчета требуемой толщины тепловой изоляции

Толщина тепловой изоляции трубопроводов тепловых сетей определяется из условия нормирования удельных тепловых потерь (гл. 5).

Трубопроводы надземной прокладки. Если нормируется линейная плотность теплового потока (q_l), то термическое сопротивление тепловой

Таблица 7.5

Значения коэффициента теплоотдачи, Вт/(м²·°С) [4]

Изолированный объект	В закрытом помещении		На открытом воздухе при скорости ветра, м/с		
	Покрытия с низким коэффициентом излучения*	Покрытия с высоким коэффициентом излучения**	5	10	15
Горизонтальные трубопроводы	7	10	20	26	35
Вертикальные трубопроводы	8	12	26	35	52

* Покрытия из оцинкованной стали, листы из алюминиевых сплавов и алюминия с оксидной пленкой.

** Покрытия из штукатурки, стеклопластика, асбестоцементные покрытия, различные окраски (кроме краски с алюминиевой пудрой).

изоляции ($\delta_{из}$) с заданным коэффициентом теплопроводности ($\lambda_{из}$) трубопроводов *надземной прокладки* находится из уравнения (7.47):

$$R_{из} = \frac{t - t_{в}}{q_l} - R_{н}, \quad (7.49)$$

в котором $R_{из} = \frac{1}{2\pi\lambda_{из}} \ln\left(\frac{d_{из}^в + 2\delta_{из}}{d_{из}^н}\right)$ и $R_{н} = \frac{1}{\pi\alpha_n(d_{из}^н + 2\delta_{из})}$. С учетом раз-

вернутых записей для термических сопротивлений получаем нелинейное уравнение относительно неизвестной величины $\delta_{из}$:

$$\ln\left(\frac{d_{из}^в + 2\delta_{из}}{d_{из}^н}\right) = 2\pi\lambda_{из} \left[\frac{t - t_{в}}{q_l} - \frac{1}{\pi(d_{из}^н + 2\delta_{из})\alpha_n} \right]. \quad (7.50)$$

Коэффициент теплоотдачи от поверхности тепловой изоляции к наружному воздуху находится по соотношениям (7.22)—(7.32), в предварительных расчетах коэффициент теплоотдачи может быть задан по соотношению (7.31). Нормативный метод подразумевает задание коэффициента теплоотдачи в соответствии с табл. 7.5 [4].

Трубопроводы подземной бесканальной прокладки. Для *одиночных трубопроводов* подземной бесканальной прокладки необходимая толщина тепловой изоляции находится из решения уравнения

$$R_{из} = \frac{t - t_{гп}}{q_l} - R_{н}, \quad (7.51)$$

или в развернутом виде:

$$\ln \left(\frac{d_{из}^в + 2\delta_{из}}{d_{из}^в} \right) = 2\pi\lambda_{из} \left[\frac{t - t_{гр}}{q_l} - \frac{1}{2\pi\lambda_{гр}} \ln \left(\frac{2H}{d_{из}^в + 2\delta_{из}} + \sqrt{\left(\frac{2H}{d_{из}^в + 2\delta_{из}} \right)^2 - 1} \right) \right]. \quad (7.52)$$

Полагая $\left(\frac{2H}{d_{из}^в + 2\delta_{из}} \right)^2 \gg 1$, уравнение (7.52) можно преобразовать к виду

$$\ln \left(\frac{d_{из}^в + 2\delta_{из}}{d_{из}^в} \right) = 2\pi\lambda_{из} \left[\frac{t - t_{гр}}{q_l} - \frac{1}{2\pi\lambda_{гр}} \ln \left(\frac{4H}{d_{из}^в + 2\delta_{из}} \right) \right]. \quad (7.53)$$

В уравнениях (7.51)—(7.53) $d_{из}^в$ — внутренний диаметр тепловой изоляции, равный наружному диаметру стального трубопровода.

Расчет толщины изоляции трубопроводов *двухтрубных тепловых сетей бесканальной прокладки* по нормативным значениям линейной плотности теплового потока, заданным отдельно для подающего ($q_{lп}$) и обратного ($q_{lо}$) трубопровода выполняют по формулам, учитывающим термическое сопротивление взаимного влияния подающего и обратного трубопроводов [4]:

$$\ln \left(\frac{d_{из.о}^в + 2\delta_{из.о}}{d_{из.о}^в} \right) = \frac{2\pi\lambda_{из.о}\lambda_{гр}}{\lambda_{гр} - \lambda_{из.о}} \left(\frac{t_o - t_{о.с} - q_{lп}R_{п.о}}{q_{lо}} - R_{гр} \right); \quad (7.54)$$

$$\ln \left(\frac{d_{из.п}^в + 2\delta_{из.п}}{d_{из.п}^в} \right) = \frac{2\pi\lambda_{из.п}\lambda_{гр}}{\lambda_{гр} - \lambda_{из.п}} \left(\frac{t_{п} - t_{о.с} - q_{lо}R_{п.о}}{q_{lп}} - R_{гр} \right). \quad (7.55)$$

Термическое сопротивление грунта $R_{гр}$ и термическое сопротивление, учитывающее взаимное влияние подающего и обратного трубопроводов $R_{п.о}$, определяются по формулам (7.37) и (7.38).

Толщина тепловой изоляции подающего или обратного трубопровода находится из решения уравнений (7.54) и (7.55) раздельно.

Расчет толщины изоляции трубопроводов *двухтрубных тепловых сетей бесканальной прокладки* по нормативным значениям линейной плотности теплового потока, заданной суммарно $q_{l\Sigma} = q_{lп} + q_{lо}$, Вт/м, выполняется методом простых итераций.

В первом приближении задают начальное значение толщины изоляции, одинаковое для подающего и обратного трубопроводов, и по формулам

(7.39) и (7.40) рассчитывают потери теплоты подающим и обратным трубопроводами. Далее находят сумму потерь. Термические сопротивления грунта и взаимного влияния определяют по формулам (7.37) и (7.38). Суммарную линейную плотность теплового потока потерь сравнивают с нормируемым значением [4, табл. 11 и 12]. В случае отличия в ту или иную сторону, уточняют величину толщины тепловой изоляции и снова вычисляют суммарную линейную плотность теплового потока.

Расчет повторяют до тех пор, пока расчетное значение суммарной линейной плотности теплового потока не будет отличаться от нормативного значения на заданную величину невязки.

Трубопроводы подземной канальной прокладки. Существуют два варианта расчета толщины тепловой изоляции для *двухтрубных сетей*, проложенных в *непроходных каналах* (*канальная подземная прокладка*):

— по заданной отдельно для подающего и обратного трубопровода нормируемой плотности теплового потока;

— по суммарной плотности нормируемого теплового потока с поверхности подающего и обратного трубопровода.

Вариант расчета определяется в зависимости от технических требований к проектированию тепловой изоляции [4]. По первому варианту расчет толщины тепловой изоляции проводится из соотношений (7.54) и (7.55):

$$q_{l\Pi} = \frac{t_{\Pi} - t_{\text{кан}}}{R_{\text{из.}\Pi} + R_{\text{н.}\Pi}}; \quad (7.56)$$

$$q_{l\text{о}} = \frac{t_{\text{о}} - t_{\text{кан}}}{R_{\text{из.}\text{о}} + R_{\text{н.}\text{о}}}, \quad (7.57)$$

где $t_{\Pi(\text{о})}$ — температура теплоносителя в подающем (обратном) трубопроводе; $R_{\text{из.}\Pi(\text{о})}$ — термическое сопротивление изоляции подающего (обратного) трубопровода; $R_{\text{н.}\Pi(\text{о})}$ — термическое сопротивление теплоотдаче от поверхности теплоизоляции к воздуху в канале $t_{\text{кан}}$. При заданной нормативной плотности теплового потока с поверхности подающего ($q_{l\Pi}$) или обратного ($q_{l\text{о}}$) трубопровода уравнения для расчета толщин изоляции отдельных трубопроводов выглядят следующим образом:

$$\ln \left(\frac{d_{\text{из.}\Pi}^{\text{в}} + 2\delta_{\text{из.}\Pi}}{d_{\text{из.}\Pi}^{\text{е}}} \right) = 2\pi\lambda_{\text{из.}\Pi} \left(\frac{t_{\Pi} - t_{\text{кан}}}{q_{l\Pi}} - R_{\text{н.}\Pi} \right); \quad (7.58)$$

$$\ln \left(\frac{d_{\text{из.}\text{о}}^{\text{в}} + 2\delta_{\text{из.}\text{о}}}{d_{\text{из.}\text{о}}^{\text{е}}} \right) = 2\pi\lambda_{\text{из.}\text{о}} \left(\frac{t_{\text{о}} - t_{\text{кан}}}{q_{l\text{о}}} - R_{\text{н.}\text{о}} \right). \quad (7.59)$$

Термические сопротивления теплоотдачи к воздуху в каналах $R_{н.п}$ зависят от диаметра трубопровода и температуры его поверхности и в общем случае определяются по формулам

$$R_{н.п} = \frac{1}{\pi(d_{из.п}^B + 2\delta_{из.п})\alpha_{н.п}}; \quad (7.60)$$

$$R_{н.о} = \frac{1}{\pi(d_{из.о}^B + 2\delta_{из.о})\alpha_{н.о}}. \quad (7.61)$$

Температура воздуха в канале находится из (7.41):

$$t_{кан} = t_{о.с} + (q_{лп} + q_{ло})(R_{кан} - R_{гр.к}), \quad (7.62)$$

где термическое сопротивление теплоотдаче от воздуха к стенке канала ($R_{кан}$) находится по (7.44), а термическое сопротивление грунта ($R_{гр.к}$) — по (7.46).

Расчет толщины изоляции подающего и обратного трубопроводов по суммарной нормативной линейной плотности теплового потока $q_{л\Sigma} = q_{лп} + q_{ло}$, Вт/м, выполняется методом простых итераций. При этом толщина тепловой изоляции подающего и обратного трубопроводов задается одинаковой.

В первом приближении задают начальное значение толщины изоляции, одинаковой для подающего и обратного трубопроводов, и по формуле (7.42) рассчитывают температуру воздуха в канале. В расчетах температуры термические сопротивления теплоотдаче от воздуха в канале к его поверхности, теплоотдаче с поверхности трубопроводов к воздуху в канале и термическое сопротивление грунта рассчитывают по формулам (7.43)—(7.46). Термические сопротивления тепловой изоляции определяются по формуле (7.36).

По формуле (7.41) рассчитывают суммарную линейную плотность теплового потока и сравнивают ее с нормируемым значением [4, табл. 8 и 9]. При отличии рассчитанного и нормативного значений переходят ко второй итерации, уточняя толщину тепловой изоляции и температуру воздуха в канале. Вычисления продолжают до сходимости результата расчета с нормируемым значением суммарной линейной плотности теплового потока в пределах заданной точности.

7.3.4. Методика и пример расчета требуемой толщины тепловой изоляции из условия нормирования температуры поверхности

Согласно нормативным требованиям к тепловой изоляции [4] температуру на поверхности изоляции следует принимать не выше значений, приводимых в табл. 7.6. Здесь необходимо отметить, что это требование относится к безопасности эксплуатации трубопроводов, расположенных на открытом воздухе в рабочей или обслуживаемой зоне помещений.

Таблица 7.6

Температура на поверхности тепловой изоляции [4]

Изолируемые поверхности, расположенные в рабочей или обслуживаемой зоне помещений				Изолируемые поверхности, расположенные на открытом воздухе в рабочей или обслуживаемой зоне	
				при металлическом покровном слое	для других видов покровного слоя
Температура вещества, °С	выше 500 °С	от 150 до 500 °С	150 °С и ниже	—	—
Температура поверхности изоляции, °С	65	45	40	55	60

Температура на поверхности тепловой изоляции трубопроводов, расположенных за пределами рабочей или обслуживаемой зоны, не должна превышать температурных пределов применения материалов покровного слоя и при этом должна быть не выше 75 °С [4].

Рассмотрим случай прокладки трубопровода в рабочей или обслуживаемой зоне помещений при заданной нормируемой температуре поверхности тепловой изоляции t_n . К расчету принимается однослойная тепловая изоляция с заданным коэффициентом теплопроводности $\lambda_{из}$. С одной стороны, согласно (7.17) линейная плотность теплового потока с поверхности тепловой изоляции

$$q_l = \frac{t - t_n}{\frac{1}{\pi \alpha_n (d_{из}^в + 2\delta_{из})} + \frac{1}{2\pi \lambda_{из} \ln \left(\frac{d_{из}^в + 2\delta_{из}}{d_{из}^в} \right)}} \quad (7.63)$$

С другой стороны, в соответствии с (7.20)

$$q_l = \pi \alpha_n (d_{из}^в + 2\delta_{из}) (t_n - t_b) \quad (7.64)$$

Приравнивая правые части уравнений (7.63) и (7.64) и выразив в явном виде

$\ln \left(\frac{d_{из}^в + 2\delta_{из}}{d_{из}^в} \right)$ получим:

$$\ln \left(\frac{d_{из}^в + 2\delta_{из}}{d_{из}^в} \right) = \frac{2\lambda_{из}}{\alpha_n (d_{из}^в + 2\delta_{из})} \cdot \frac{(t - t_n)}{(t_n - t_b)} \quad (7.65)$$

Коэффициент теплоотдачи от поверхности тепловой изоляции к воздуху находится по формулам для теплообмена при естественной конвекции (трубопровод расположен в помещении): например, для трубопровода горизон-

тальной ориентации — по формуле (7.24). Для предварительных расчетов может быть рекомендована формула [4]

$$\alpha_{\text{н}} = 8,1 + 0,045(t_{\text{н}} - t_{\text{в}}). \quad (7.66)$$

Требуемая толщина тепловой изоляции из условия поддержания температуры наружной поверхности теплопровода находится из решения в общем случае нелинейного уравнения (7.65).

Пример 7.4. Рассчитать требуемую толщину тепловой изоляции паропровода, расположенного в помещении промышленного здания. Температура теплоносителя 250 °С. Наружный диаметр паропровода $d_{\text{ст}}^{\text{н}} = d_{\text{из}}^{\text{н}} = 0,325$ м. Температура воздуха $t_{\text{в}} = 20$ °С. Материал изоляции — плиты минераловатные прошивные с теплопроводностью $\lambda_{\text{из}} = 0,049$ Вт/(м · °С). Степень черноты поверхности тепловой изоляции 0,8.

Решение. 1. Температуру на поверхности изоляции зададим $t_{\text{н}}^{\text{норм}} = 45$ °С (см. табл. 7.6). Толщину тепловой изоляции рассчитаем из условия, что температура поверхности изоляции равна нормируемой ($t_{\text{н}} = t_{\text{н}}^{\text{норм}}$).

Поскольку трубопровод находится в помещении, то теплоотдачу на поверхности изоляции определяем, как при естественной конвекции. Свойства воздуха при определяющей температуре воздуха вдали от поверхности $t_{\text{в}} = 20$ °С: $\lambda = 0,0276$ Вт/(м · °С); $\nu = 17,801 \cdot 10^{-6}$ м²/с; $\beta = 0,00341$ К⁻¹. Рассчитываем коэффициент теплоотдачи при естественной конвекции:

$$\begin{aligned} \alpha_{\text{к}} &= \frac{\lambda}{d} (\text{Gr Pr})^{1/3} = 0,135 \lambda \left(\frac{g \beta (t_{\text{н}} - t_{\text{в}})}{\nu^2} \text{Pr} \right)^{1/3} - \\ &= 0,135 \cdot 0,0276 \left(\frac{9,81 \cdot 0,00341 (45 - 20)}{(17,801 \cdot 10^{-6})^2} \cdot 0,7098 \right)^{1/3} = 4,6 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{°С)}. \end{aligned}$$

Рассчитываем коэффициент лучистой теплоотдачи:

$$\begin{aligned} \alpha_{\text{л}} &= \varepsilon c_0 \frac{(T_{\text{н}}/100)^4 - (T_{\text{в}}/100)^4}{T_{\text{н}} - T_{\text{в}}} = 0,8 \cdot 5,7 \frac{(317,15/100)^4 - (293,15/100)^4}{317,15 - 293,15} = \\ &= 5,22 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{°С)}. \end{aligned}$$

Суммарный коэффициент теплоотдачи

$$\alpha_{\text{н}} = \alpha_{\text{к}} + \alpha_{\text{л}} = 4,6 + 5,22 = 9,82 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{°С)}.$$

2. Решаем уравнение (7.65) методом простых итераций. Опуская промежуточные вычисления, при заданном значении толщины изоляции $\delta_{\text{из}} = 0,037$ м вычисляем правую и левую части уравнения (7.65):

$$\begin{aligned} \ln \left(\frac{d_{\text{из}}^{\text{в}} + 2\delta_{\text{из}}}{d_{\text{из}}^{\text{в}}} \right) - \ln \left(\frac{0,325 + 2 \cdot 0,037}{0,325} \right) &= 0,205; \\ \frac{2\lambda_{\text{из}}}{\alpha_{\text{н}} (d_{\text{из}}^{\text{в}} + 2\delta_{\text{из}})} \cdot \frac{(t - t_{\text{н}})}{(t_{\text{н}} - t_{\text{в}})} &= \frac{2 \cdot 0,049}{9,82 (0,325 + 2 \cdot 0,037)} \cdot \frac{250 - 45}{45 - 20} = 0,205. \end{aligned}$$

Окончательно принимаем значение толщины тепловой изоляции $\delta_{из} = 0,037$ м.

Опуская промежуточные вычисления, заметим, что использование формулы (7.66) приводит к результату $\delta_{из} = 0,026$ м, при этом суммарный коэффициент теплоотдачи с поверхности изоляции $\alpha_n = 14,45$ Вт/(м²·°С).

В случае подземной бесканальной прокладки толщина тепловой изоляции из условия поддержания заданной температуры наружной поверхности теплопровода t_n находится из решения нелинейного уравнения

$$\ln \left(\frac{d_{из}^B + 2\delta_{из}}{d_{из}^B} \right) = \frac{\lambda_{из}}{\lambda_{гр}} \left[2 \frac{(t - t_n)}{(t_n - t_b)} - \ln \left(\frac{4H}{d_{из}^B + 2\delta_{из}} \right) \right]. \quad (7.67)$$

7.3.5. Расчет потерь теплоты при нарушении тепловой изоляции

Количество теплоты $Q_{из}^\tau$, Вт·ч, теряемое изолированным трубопроводом известной конструкции длиной L , м, за период времени длительностью τ , ч, будет

$$Q_{из}^\tau = q_l L \tau. \quad (7.68)$$

С учетом уравнения (7.64), записанного для плотности потока с поверхности *трубопровода надземной прокладки*, имеем:

$$q_l = \pi \alpha_n (d_{из}^B + 2\delta_{из}) (t_n - t_b) = \pi \alpha_n d_n (t_n - t_b),$$

тогда количество теплоты, Вт·ч, теряемое изолированным трубопроводом в окружающую среду, можно записать как

$$Q_{из}^\tau = q_l L \tau = \pi \alpha_n^{из} d_n^{из} (t_n^{из} - t_b) L \tau, \quad (7.69)$$

где температура поверхности изоляции ($t_n^{из}$) определяется в случае прокладки трубопровода на воздухе уравнением (7.48).

Для неизолированного (или с нарушенной изоляцией) трубопровода потери теплоты за определенный период в соответствии с уравнением (7.19) определяются как

$$Q_n^\tau = q_l L \tau = \pi \alpha_n d_n (t - t_b) L \tau. \quad (7.70)$$

Значения коэффициентов теплоотдачи при естественной конвекции на поверхности при турбулентном режиме течения воздуха ($Gr > 10^5$) не зависят от наружного диаметра [формула (7.24)], но зависят от разности температур поверхности и воздуха. Для оценок потерь теплоты, по крайней мере для трубопровода небольшого диаметра, можно использовать уравнение для

коэффициента теплоотдачи (7.31). Зависимость от диаметра проявляется при рассмотрении смешанного режима теплообмена поверхности теплоизоляции с воздухом (с учетом скорости ветра). Для уточнения потерь следует пользоваться зависимостями для теплоотдачи, учитывающими указанные факторы.

Пример 7.5. Оценить экономию тепловой энергии в течение месяца при восстановлении разрушенной изоляции на паропроводе длиной 10 м с наружным диаметром $d_n = 108$ мм и толщиной стенки 4 мм. Температура теплоносителя $t = 150$ °С. Паропровод проложен вне помещения. Средняя расчетная температура воздуха $t_B = -5$ °С, скорость потока воздуха $w = 2$ м/с. Толщина изоляции составляет 30 мм. Измеренная на ее поверхности температура равна 10 °С.

Решение. Для вычисления потерь теплоты неизолированным трубопроводом находим коэффициент конвективной теплоотдачи от трубопровода к наружному воздуху:

$$\alpha_k = 11,6 + 7\sqrt{w} = 11,6 + 7\sqrt{2} = 21,5 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°С}).$$

Определяем коэффициент теплоотдачи за счет излучения, считая степень черноты поверхности теплопровода равной 0,9 и температуру наружной поверхности неизолированного трубопровода равной температуре теплоносителя $t_n = t$:

$$\begin{aligned} \alpha_{\text{л}} &= \varepsilon c_0 \frac{(T_n/100)^4 - (T_B/100)^4}{T_n - T_B} = 0,9 \cdot 5,7 \frac{(423,15/100)^4 - (268,15/100)^4}{423,15 - 268,15} = \\ &= 8,84 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°С}). \end{aligned}$$

Суммарный коэффициент теплоотдачи

$$\alpha_n = \alpha_k + \alpha_{\text{л}} = 21,5 + 8,84 = 30,34 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°С}).$$

Тогда потери теплоты неизолированным трубопроводом

$$Q_n = \pi \alpha_n d_n (t_n - t_B) L = 3,14 \cdot 30,34 \cdot 0,108 [150 - (-5)] \cdot 10 = 15\,950 \text{ Вт}.$$

Для изолированного трубопровода коэффициент конвективной теплоотдачи не изменится. Коэффициент теплоотдачи при лучистом теплообмене

$$\begin{aligned} \alpha_{\text{л}} &= \varepsilon c_0 \frac{(T_n/100)^4 - (T_B/100)^4}{T_n - T_B} = 0,9 \cdot 5,7 \frac{(283,15/100)^4 - (268,15/100)^4}{283,15 - 268,15} = \\ &= 4,27 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°С}). \end{aligned}$$

Суммарный коэффициент теплоотдачи

$$\alpha_n = \alpha_k + \alpha_{\text{л}} = 21,5 + 4,27 = 25,77 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°С}).$$

Тогда потери теплоты изолированным трубопроводом с учетом того, что его диаметр изменяется за счет слоя изоляции,

$$Q_{\text{из}} = \pi \alpha_n d_n (t_n - t_B) L = 3,14 \cdot 30,34 \cdot (0,108 + 2 \cdot 0,03) [10 - (-5)] \cdot 10 = 2039 \text{ Вт}.$$

Экономия теплоты за месяц при восстановлении нарушенной тепловой изоляции:

$$\Delta Q^{\tau} = (Q_n - Q_{\text{из}}) \tau = (15\,950 - 2039) \cdot 30 \cdot 24 = 1,002 \cdot 10^7 \text{ Вт} \cdot \text{ч} = 8,61 \text{ Гкал}.$$

7.4. Меры по сокращению потерь энергии и ресурсов в тепловых сетях

7.4.1. Улучшение качества тепловой изоляции

Энергосбережение при транспортировке тепловой энергии в первую очередь зависит от качества тепловой изоляции. Главными энергосберегающими мероприятиями, уменьшающими потери теплоты с поверхности трубопроводов, являются:

- изоляция неизолированных участков, изоляция фланцев и запорной арматуры;
- восстановление целостности существующей теплоизоляции;
- нанесение покрытий, состоящих из новых теплоизоляционных материалов, либо использование трубопроводов с новыми типами теплоизоляционных покрытий;

Изоляция неизолированных участков является первоочередным энергосберегающим мероприятием, поскольку тепловые потери с поверхности неизолированных трубопроводов гораздо больше по сравнению с потерями с поверхности изолированных трубопроводов, а стоимость работ по нанесению теплоизоляции относительно невелика.

Теплоизоляционные покрытия должны иметь не только низкую теплопроводность, но и малую воздухо- и водопроницаемость, а также низкую электропроводность, что уменьшает электрохимическую коррозию материала труб.

При нарушении целостности слоя гидроизоляционных покрытий происходит увеличение влажности теплоизоляции. Поскольку в диапазоне температур работы тепловой сети теплопроводность воды $\lambda = 0,6 \div 0,7$ Вт/(м · °С), а теплопроводность теплоизоляционных материалов обычно составляет $\lambda_{из} = 0,035 \div 0,05$ Вт/(м · °С), то увлажнение материала может увеличить его теплопроводность в несколько раз (на практике более чем в 3 раза).

Увлажнение теплоизоляции способствует разрушению труб из-за коррозии их внешней поверхности, в результате чего срок службы трубопроводов сокращается в несколько раз. Поэтому на металлическую поверхность трубы наносится антикоррозионное покрытие, например, в виде силикатных эмалей, изола и др.

В настоящее время широко внедряются теплопроводы типа «труба в трубе» с пенополиуретановой изоляцией в гидрозакритной оболочке с дистанционным контролем целостности изоляции. Такая конструкция (рис. 7.13) предусматривает предварительную изоляцию пенополиуретаном и заключение в полиэтилен не только труб, но и всех компонентов системы (шаровой арматуры, температурных компенсаторов и др.).

Пенополиуретан (ППУ) — это неплавкая терморепактивная пластмасса, обладающая выраженной ячеистой структурой. Всего 3 % объема пенополи-

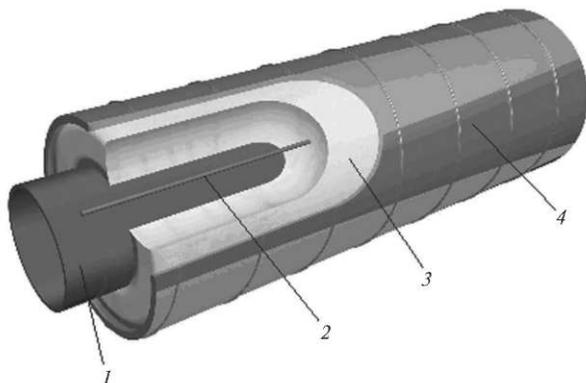


Рис. 7.13. Конструкция трубопровода в заводской теплоизоляции из ППУ:

1 — стальная труба; 2 — слой тепловой изоляции из пенополиуретана; 3 — полиэтиленовая оболочка; 4 — электрод системы оперативного дистанционного контроля изоляции

уретана становится твердым материалом, образующим каркас из ребер и стенок. Благодаря такой кристаллической структуре материал получает механическую прочность. Оставшиеся 97 % — полости и поры, заполненные газом фторхлорметаном с очень низкой теплопроводностью, при этом доля замкнутых пор может достигать 90—95 %.

Низкая теплопроводность ППУ, при средней температуре 50 °С составляющая не более 0,033 Вт/(м · °С), обеспечивает минимальную требуемую толщину изоляции. Рабочая температура тепловой изоляции из пенополиуретана до 140 °С, допускается повышение температуры до 150 °С в пределах графика качественного регулирования отпуска тепла 150/70 °С/°С [12].

Теплопроводы этой конструкции прокладывают под землей бесканально, они обеспечивают существенное энергосбережение благодаря предварительному изготовлению отдельных изолированных элементов в заводских условиях и высокой тепло- и влагонепроницаемости. Для успешной эксплуатации предварительно изолированных трубопроводов необходимо высокое качество их монтажа. При этом они могут функционировать без замены до 30 лет.

Кроме вышеупомянутых достоинств новые конструкции имеют еще одно важное преимущество — возможность интеграции в систему оперативного дистанционного контроля (СОДК) за увлажнением изоляции. Трубопроводы тепловых сетей из труб с пенополиуретановой тепловой изоляцией в полиэтиленовой защитной оболочке снабжаются электродами дистанционного контроля состояния влажности пенополиуретана. Это устройство позволяет своевременно реагировать на нарушение целостности стальной трубы или полиэтиленового гидроизоляционного покрытия и заранее предотвращать протечки и аварии тепловых сетей.

При контроле состояния влажности применяется принцип измерения электрической проводимости теплоизоляционного слоя. С увеличением

влажности увеличивается электропроводимость теплоизоляции и уменьшается сопротивление изоляции. Увеличение влажности теплоизоляционного слоя может быть вызвано утечкой теплоносителя из стального трубопровода или проникновением влаги через внешнюю оболочку трубопровода.

Система оперативного дистанционного контроля представляет собой комплекс из приборной части и трубной, состоящей из двух медных проводников, расположенных в толще изоляции параллельно металлическому трубопроводу по всей его длине (см. рис. 7.13). При намокании изоляции вследствие разгерметизации металлической трубы и внешней полиэтиленовой оболочки ее сопротивление резко снижается, что детектируется стационарными приборами контроля состояния изоляции.

Использование СОДК трубопроводов с ППУ-изоляцией является гарантированным способом контроля состояния изоляции трубопроводов канальной и бесканальной прокладки. СОДК предназначена для проведения непрерывного контроля состояния теплоизоляционного слоя из пенополиуретана трубопроводов в течение всего срока их службы.

Перспективным представляется применение теплоизоляции из пенополимерминерала (ППМ). Материал характеризуется интегральной структурой, совмещающей функции теплоизоляционного слоя и гидроизоляционного покрытия. Рабочая температура тепловой изоляции из ППМ до 150 °С, теплопроводность 0,035 Вт/(м·°С) при средней температуре слоя изоляции 50 °С и не более 0,050 Вт/(м·°С) при температуре 90 °С [13].

В качестве еще одной меры, снижающей потери теплоты с поверхности трубопроводов, служит переход системы теплоснабжения на пониженный температурный график (с 150/70 на 115/70 или 95/70 °С/°С), что приводит к снижению разности температур теплоносителя в подающем трубопроводе и окружающей среды. Однако это требует большего расхода теплоносителя через систему, чтобы передать потребителю требуемое количество теплоты. Для этого нужно увеличить затраты электроэнергии на привод насосов. Поэтому для определения целесообразности проведения рассматриваемого мероприятия необходим технико-экономический расчет.

Профилактическими мерами, позволяющими сокращать потери теплоты с поверхности трубопроводов, являются: предотвращение затопления трубопроводов в результате установки дренажей (при их отсутствии) и содержания их в должном порядке; вентиляция проходных и непроходных каналов для предупреждения попадания конденсата на поверхность теплоизоляции.

7.4.2. Меры по снижению утечек теплоносителя

К мероприятиям по снижению утечек теплоносителя относятся: своевременные обследования трубопроводов различными существующими методами (акустическим, тепловизионным и др.) в целях выявления и устранения утечек и последующая замена поврежденных участков трубопроводов; возврат конденсата в паровых сетях; установка конденсатоотводчиков за теплопотребляющими установками.

Методы течеискания. Существует три наиболее распространенных метода диагностики состояния трубопроводов и обнаружения течей воды:

- корреляционный;
- акустический;
- тепловизионное обследование.

Течеискание *корреляционным методом* основано на цифровом анализе виброакустического сигнала (шума протечки трубы), распространяющегося от места, где течет труба. В водопроводных колодцах устанавливаются датчики, воспринимающие этот шум и передающие информацию в корреляционный течеискатель. По известным значениям скорости распространения звука в трубопроводе рассчитывается место утечки из трубопровода. Этот метод наиболее эффективен для металлических труб.

Акустический способ определения утечек состоит в «прослушивании» шума от трубопровода с поверхности. Оператор при помощи геофона (акустического течеискателя) слушает шум с поверхности, перемещаясь по трассе трубопровода. В месте протечки труб этот шум приобретает особый характер и наибольшую интенсивность. Современные геофоны имеют индикацию, позволяющую количественно охарактеризовать уровень шума в различных точках, а также фильтры, отделяющие помехи и посторонние звуки. Акустический способ наиболее востребован для обнаружения протечек на неметаллических трубах, а также для уточнения результатов корреляционного метода.

Поиск утечки в трубопроводах *на основе тепловизионного обследования* заключается в выявлении наиболее нагретой области поверхности над аварийным участком трубы. Данный способ особенно эффективен, когда стоит задача найти течь водопровода горячей воды либо течь в системе отопления.

Следует отметить, что профилактические мероприятия, хотя и не приводят к немедленной экономии энергии, но имеют очень важное значение, поскольку предотвращают потери энергии и ресурсов в будущем. К ним относятся нанесение антикоррозионных покрытий и катодная защита трубопроводов, предотвращающие электрохимическую коррозию, а также определение остаточного ресурса трубопроводов в результате расчетов и инструментальных обследований. Последнее мероприятие позволяет своевременно определить участки трубопроводов, выработавшие свой ресурс, и произвести их замену.

Другим важным профилактическим мероприятием является повышение качества подготовки воды посредством ее деаэрации. Снижение количества растворенного кислорода приводит к замедлению коррозии внутренних поверхностей труб, что предотвращает утечки.

7.4.3. Меры по снижению затрат на перекачивание теплоносителя

В целях снижения затрат на перекачивание теплоносителя следует: выполнять промывку и очистку трубопроводов, в результате чего удаляются отложения и снижается шероховатость труб;

использовать насосы с высоким КПД;

устанавливать шаровую запорную арматуру, имеющую меньшее гидравлическое сопротивление по сравнению с обычно применяемой арматурой.

В качестве профилактических мер первостепенное значение имеет улучшение качества химической подготовки воды, что позволяет снизить отложения солей жесткости на внутренней поверхности трубопроводов. Эти отложения приводят к уменьшению проходных сечений и увеличению шероховатости поверхности трубопроводов, что вызывает рост гидравлических потерь и затрат энергии на перекачивание теплоносителя.

Предотвращение утечек и балансировка тепловой сети также уменьшают затраты на перекачивание теплоносителя.

7.4.4. Меры по оптимизации теплового и гидравлического режимов тепловой сети

Целью оптимизации тепловых и гидравлических режимов работы тепловой сети является изменение гидравлических сопротивлений отдельных ее участков таким образом, чтобы расположенные на этих участках потребители имели расчетные тепловые нагрузки.

Оптимизация режимов работы тепловой сети состоит из следующих этапов.

1. Расчеты оптимальных тепловых и гидравлических режимов системы теплоснабжения с учетом ее реального состояния после проведенных в ней изменений. Поскольку разветвленная тепловая сеть представляет собой сложную тепловую и гидравлическую систему, включающую в себя большое число элементов, для ее расчета и оптимизации обычно используют компьютерное моделирование.

2. Наладка тепловой сети за счет установки у потребителей шайб — дроссельных устройств, имеющих необходимое гидравлическое сопротивление. При необходимости оптимизация расчетного режима производится также с помощью установки подкачивающих насосов на некоторые вводы, что приводит к снижению необходимого располагаемого напора и требуемой для прокачки воды мощности. Поскольку все элементы тепловой сети гидравлически связаны между собой, то наладке должны подвергаться все звенья систем теплоснабжения.

3. Регулирование тепловых сетей, которое сводится к проверке соответствия установившихся параметров их расчетным значениям.

В паровых системах иногда целесообразна замена существующих паропроводов на паропроводы другого диаметра. Выполнение последнего мероприятия возможно после значительных изменений тепловых нагрузок у различных потребителей в существующей сети или вызванных присоединением новых потребителей. Уменьшение диаметра паропровода приводит к снижению тепловых потерь с его поверхности и улучшению работы теплоиспользующих установок.

7.4.5. Оптимизация параметров и структуры тепловых сетей

Одним из направлений совершенствования систем централизованного теплоснабжения является оптимизация параметров и структуры тепловых сетей.

Оптимизация тепловых сетей должна развиваться в двух направлениях [14]:

выбор оптимальных схем тепловых сетей, оборудованных различными узлами управления: центральными тепловыми (ЦТП) или контрольно-распределительными (КРП) пунктами, а также различными резервирующими элементами (аварийные переключки, резервные источники тепла), предназначенными для обеспечения надежного и экономичного управления сложными тепловыми и гидравлическими режимами системы;

определение оптимальных параметров разветвленных тепловых сетей.

Результаты оптимизации тепловых сетей ориентированы прежде всего на постепенную модернизацию существующего оборудования и внедрение новых технологий.

По своему назначению тепловые сети подразделяются на магистральные, распределительные и ответвления к отдельным зданиям. На первом уровне магистральные тепловые сети соединяют крупные распределительные сети с источниками тепла. На втором уровне находятся распределительные сети.

Структура тепловой сети определяется типом сети — радиальным или кольцевым. Кольцевые сети характеризуются прокладкой от источника тепла до потребителей не менее двух магистралей, соединяющихся между собой. Это обеспечивает подачу тепла потребителям не менее чем с от двух магистралей. Подобные сети обладают высокой надежностью за счет применения принципа резервирования. По кольцевой схеме обычно выполняются магистральные сети.

Радиальные сети применяются при теплоснабжении потребителей с высокой нагрузкой. В этих сетях отдельные тепловые магистрали прокладываются от источника тепла до каждого потребителя. Подобные сети обладают невысокой надежностью, поскольку в них трудноосуществим принцип резервирования. Они могут применяться для реализации теплоснабжения в тех случаях, когда источник тепла расположен по центру района. Как видим, структура тепловой сети определяет уровень ее надежности с позиции безаварийного теплоснабжения.

При проектировании теплоснабжения новых районов рассматриваются различные варианты структуры системы теплоснабжения. Эти варианты могут отличаться степенью централизации распределения тепла и видом источников теплоснабжения — автономных или централизованных. Выбор структуры теплоснабжения зависит от экономической эффективности снабжения потребителей тепловой энергией. Схема теплоснабжения потребителя определяется путем расчета технико-экономических показателей вариантов и дальнейшего их сравнения. Кроме технико-экономических показателей при выборе схемы тепловой сети необходимо учитывать такие факторы, как

требуемый уровень энергосбережения, надежность сети, безопасность эксплуатации, требования экологии. В частности, применение децентрализованного теплоснабжения позволяет достичь снижения потерь тепла и затрат на обслуживание и ремонт тепловых сетей за счет отсутствия внешних тепловых сетей.

В качестве одного из мероприятий, проводимых при перекладке выработавших свой ресурс трубопроводов тепловых сетей, предлагается выбирать меньший диаметр трубы, если такая возможность подтверждается гидравлическими расчетами [15]. Это может позволить снизить теплопотери в сетях до значений даже более низких, чем те, что определены нормативными документами.

Контрольные вопросы

1. Дайте определение тепловой сети. Из каких элементов она состоит?
2. Для чего предназначены тепловые пункты систем теплоснабжения?
3. Каковы основные параметры теплоносителя в водяных и паровых тепловых сетях?
4. Какие виды прокладки трубопроводов тепловых сетей применяются в настоящее время?
5. Какие меры можно предложить для снижения затрат на перекачивание теплоносителя в тепловых сетях?
6. Каким образом регулируется отпуск теплоты потребителям?
7. Каковы примерные значения теплопроводности материалов, применяемых для тепловой изоляции трубопроводов?
8. Потери каких ресурсов имеют место при работе тепловой сети?
9. Каких потерь позволяет избежать предварительная подготовка воды в тепловой сети?
10. Во сколько раз возрастет гидравлическое сопротивление трубопровода при уменьшении его диаметра из-за отложений на 3 %?
11. Из каких составляющих складываются потери теплоты с поверхности изолированного трубопровода при его надземной прокладке?
12. Какую скорость имеют теплоносители при движении в тепловых сетях?
13. Как найти потери теплоты с поверхности трубопровода при его подземной бесканальной прокладке?
14. Какие величины нужно знать для того, чтобы определить потери теплоты с поверхности трубопровода при его канальной прокладке в грунте?
15. Что понимают под оптимизацией тепловых и гидравлических режимов работы тепловых сетей?
16. Почему оптимизация работы тепловых сетей приводит к снижению потерь энергии и ресурсов?

Глава 8

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ В ТЕПЛОТЕХНОЛОГИЯХ

8.1. Общие положения

Технология и технологический процесс

Развитие страны и уровень жизни ее граждан во многом зависит от того, насколько совершенными являются применяемые в экономике технологии.

В настоящее время технология является очень широким понятием, охватывающим не только процессы товарного производства и оказания услуг, но и процессы государственной и общественной деятельности в самых различных сферах. Например, современные технологии используются в образовании, здравоохранении, при преобразовании и развитии городской инфраструктуры, при разработке мероприятий по защите окружающей среды. Производство, транспортировка и использование энергетических ресурсов также осуществляются по выработанным в течение многих десятилетий и даже столетий технологиям. Например, технологии централизованного теплоснабжения в России уже более 100 лет.

Один и тот же продукт может быть получен разными способами, которые отличаются применяемым оборудованием, используемым сырьем и энергетическими ресурсами, длительностью процесса, стоимостью, качеством готового продукта. Так, например, сталь можно выплавлять в мартеновских печах (в настоящее время в России уже не используемых), электропечах, конвертерным способом. При получении водорода наиболее широко используются две принципиально разных технологии: паровая конверсия метана, где сырьем является природный газ, и электролиз воды.

Технология — совокупность методов обработки, изготовления, изменения состояния, свойств, формы сырья, материала или полуфабриката, применяемого в процессе производства для получения готовой продукции.

Технология производства различных изделий обычно включает в себя несколько технологических процессов. Во многих из этих процессов используется теплота (холод) для нагрева (охлаждения), изменения фазового состояния различных материалов, изменения их состава за счет протекающих в них химических реакций и термического разделения на составные части.

Теплотехнологический процесс — элемент тепловой технологии, состоящий из совокупности теплофизических, химических, механических и других процессов, обеспечивающих при подводе (или отводе) энергии определенное технологически регламентированное воздействие на сырье, материалы, полуфабрикаты на отдельных этапах производственного цикла [1].

Все технологические процессы, в которых потребляется тепловая энергия, можно разделить по температурному уровню на *низкотемпературные (НТП)* и *высокотемпературные (ВТП)*. В качестве некоторой и весьма условной границы между этими технологиями можно принять температуру протекания технологического процесса, равную 250 °С.

Энергоемкие производства

В этой главе мы будем рассматривать методы повышения энергетической эффективности в наиболее масштабных и энергоемких технологических процессах сферы материального производства.

Промышленность, наряду с энергетикой и жилищно-коммунальным сектором, является крупнейшим потребителем энергетических ресурсов. Ее принято делить на две большие группы: добывающую и обрабатывающую. *Добывающая промышленность* занимается добычей и первичной переработкой полезных ископаемых, она включает в себя следующие отрасли:

добычу минерального энергетического сырья (нефть, газ, уголь и др.);

добычу и переработку руд черных и легирующих металлов (железная руда, руды, содержащие хром, марганец, вольфрам, молибден и др.);

добычу и переработку руд цветных металлов для цветной металлургии (медные, алюминиевые, никелевые руды и др.);

добычу сырья для химической промышленности (апатит, нефелин, калийные соли, селитра, серный колчедан, фосфатное сырье и др.);

добычу нерудного промышленного сырья и сырья для производства строительных материалов (графит, гипс, глина, гранит, доломит, известняк, кварц и др.).

В *обрабатывающей промышленности* в качестве сырья используют продукты сельского хозяйства (зерно, хлопок, шерсть и т.д.) или продукты, полученные добывающей промышленностью. Ее отрасли производят как средства производства, так и предметы потребления. В обрабатывающую промышленность входят следующие отрасли [2]:

черная металлургия;

цветная металлургия;

химическая и нефтехимическая промышленность;

машиностроение и металлообработка;

лесная, деревообрабатывающая и целлюлозно-бумажная промышленность;

промышленность строительных материалов;

стекольная и фарфоро-фаянсовая промышленность;

легкая промышленность;

пищевая промышленность;

микробиологическая промышленность;

медицинская промышленность;

полиграфическая промышленность.

Наиболее энергоемкие производства в обрабатывающей промышленности приведены в табл. 8.1.

Отрасли промышленности сильно различаются по объему выпускаемой продукции и ее энергоемкости. Во многих энергоемких технологиях органическое топливо в больших объемах используется не только как энергоноситель, но и как сырье (например, природный газ в производстве аммиака) или реагент (например, кокс в черной металлургии). На долю добывающей промышленности приходится 12,4 % потребляемой в стране электроэнергии, на долю обрабатывающей — 29,2 %.

Таблица 8.1

Наиболее энергоемкие производства в различных отраслях обрабатывающей промышленности

Отрасль промышленности	Производственные процессы и получаемые продукты
Черная металлургия	Агломерация (окускование обогащенных руд для последующего использования в доменном производстве). Коксохимическое производство. Доменное производство (выплавка чугуна). Выплавка стали. Получение проката. Производство труб
Цветная металлургия	Производства алюминия методом электролиза. Выплавка меди. Получение никеля
Химическая и нефтехимическая промышленность	Перегонка нефти (производство бензина, дизельного топлива, мазута). Производство минеральных удобрений. Производство полимеров. Производство синтетического каучука
Легкая промышленность	Окраска и отделка тканей
Лесная, деревообрабатывающая и целлюлозно-бумажная промышленность	Сушка пиломатериалов. Варка целлюлозы при производстве бумаги и картона
Машиностроение и металлообработка	Производство металлургического, горнодобывающего, подъемно-транспортного и энергетического оборудования
Пищевая промышленность	Производство сахара. Производство масложировой продукции. Пивоварение. Производство холода для хранения пищевой продукции
Промышленность строительных материалов	Производство цемента. Производство кирпича. Производство оконного стекла. Производство керамической плитки

К наиболее энергоемким отраслям обрабатывающей промышленности по потреблению электрической энергии, %, относятся (по данным Росстата за 2017 г. [3]):

Металлургия.....	13,4
Химическая промышленность.....	4,0
Машиностроение.....	2,4
Производство кокса и нефтепродуктов.....	2,3
Легкая и пищевая промышленность.....	1,5
Производство бумаги и бумажных изделий, полиграфия.....	1,4

Промышленное потребление газа в России в 2018 г. составило 19 % его внутреннего потребления [4]. К наиболее энергоемким отраслям по потреблению газа относятся: металлургия, газохимия (синтез аммиака с последующим получением минеральных удобрений, азотной кислоты, красителей, взрывчатых веществ и др. производства), нефтехимия и производство цемента (рис. 8.1).

Основным потребителем нефти в России, как и во всем мире, является транспортная отрасль (в первую очередь автомобильный транспорт). На предприятиях нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности нефть используется в основном в виде сырья для производства продукции.

Промышленное потребление угля сосредоточено преимущественно в металлургии, где он используется в качестве топлива и в виде продукта его переработки — кокса — для восстановления железа из его оксидов.

Наилучшие доступные технологии

Технологии постоянно совершенствуются для повышения качества получаемого продукта, снижения его энергоемкости, повышения безопасности и экологичности его производства. Многие промышленные технологии оказывают существенное негативное влияние на окружающую среду и недоста-

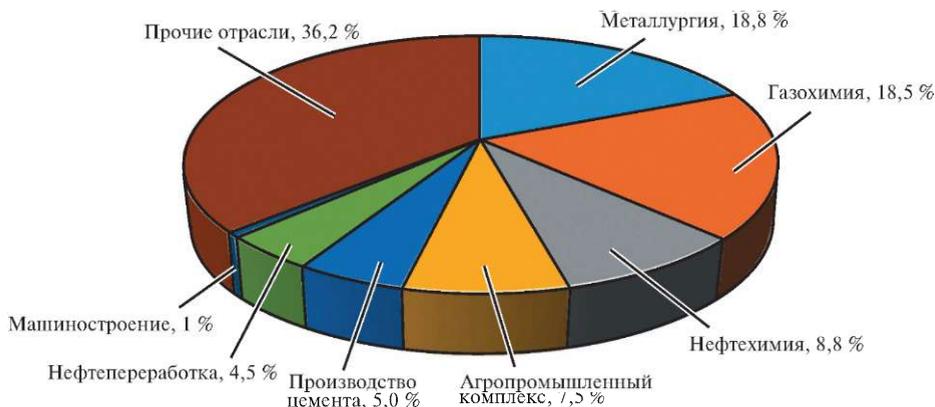


Рис. 8.1. Основные промышленные потребители природного газа в России

точно эффективно используют ресурсы. Одним из способов обеспечения экологической безопасности и достижения высокой энерго- и ресурсоэффективности является внедрение так называемых наилучших доступных технологий (НДТ). Федеральный закон «Об охране окружающей среды» [5] так определяет это понятие: «*Наилучшая доступная технология* — технология производства продукции (товаров), выполнения работ, оказания услуг, определяемая на основе современных достижений науки и техники и наилучшего сочетания критериев достижения целей охраны окружающей среды при условии наличия технической возможности ее применения». Входящее в определение НДТ слово «технология» употребляется в более широком смысле, чем обычно. Оно означает как используемую технологию производства товаров и услуг, так и методы проектирования, строительства и эксплуатации сооружений и оборудования, вывода их из эксплуатации перед ликвидацией с утилизацией обесвреженных частей и удалением опасных составляющих. Понятие НДТ распространяется также на системы экологического и энергетического менеджмента.

Наилучшим доступным технологиям соответствует следующее сочетание критериев:

- наименьший уровень негативного воздействия на окружающую среду в расчете на единицу времени или объема производимой продукции (товара), выполняемой работы, оказываемой услуги либо другие предусмотренные международными договорами Российской Федерации показатели;
- экономическая эффективность ее внедрения в эксплуатацию;
- применение ресурсо- и энергосберегающих методов;
- возможность внедрения за требуемый период;
- промышленное внедрение этой технологии на двух и более объектах, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду.

В России во взаимодействии со странами Евросоюза разрабатывается система новых документов по стандартизации — информационно-технических справочников (ИТС) по наилучшим доступным технологиям, а также национальных стандартов методического характера. К настоящему моменту разработаны 39 отраслевых и 12 межотраслевых ИТС НДТ [6].

Способы повышения энергетической эффективности в технологических процессах

Основными способами повышения энергетической эффективности в технологических процессах являются:

- создание, освоение новых и совершенствование существующих технологий, т.е. принципиальное изменение технологических приемов, позволяющее сократить требуемые затраты энергии на производство продукции;
- использование нового энергоэффективного оборудования в рамках традиционных технологий;
- использование вторичных энергетических ресурсов;

— оптимизация проведения технологических процессов и работы применяемого в них оборудования, которая подразумевает выбор наилучших технологических схем, режимных параметров проведения технологических процессов и конструктивных характеристик применяемого оборудования;

— повышение эффективности использования ресурсов, т.е. сокращение затрат исходного материала и возникающих в производстве отходов на единицу готовой продукции;

— использование природной теплоты и холода для производства продукции (например, использование природного холода при пастеризации продуктов в молочной промышленности);

— повышение качества продукции при отсутствии или относительно небольшом увеличении энергозатрат, что ведет к повышению добавленной стоимости товара и, как следствие, к росту энергетической эффективности.

Указанные способы повышения энергоэффективности применительно к конкретным технологиям далее будут рассмотрены более подробно.

Следует подчеркнуть, что технологические требования к продукции и безопасность производства не должны снижаться при проведении работ по повышению энергетической эффективности.

8.2. Принципиальные схемы технологий и структуры энергообеспечения предприятий

Детальное знакомство с технологией, физико-химическими, а иногда и биологическими процессами, протекающими при производстве продукции, является первым и обязательным шагом по проведению работ, направленных на повышение энергетической эффективности.

Для составления энергетического баланса предприятия, отдельных его подразделений, технологических процессов и последующей разработки мероприятий по экономии энергетических ресурсов необходимо представлять технологии производства различных видов продукции в виде схем, отображающих отдельные технологические процессы, а также потоки сырья, продуктов и энергоносителей. Анализ этих схем помогает определить пути рационального использования поступающих на предприятие топливно-энергетических ресурсов, а также образующихся вторичных энергоресурсов и отходов производства. Рассмотрим построение таких схем на примере двух энергоемких отраслей: черной металлургии и целлюлозно-бумажной промышленности.

Технологии черной металлургии

Технологические процессы в черной металлургии в большинстве своем отличаются разнообразием используемых энергоресурсов и повышенным расходом энергии.

В зависимости от вида используемого сырья, характера физико-химических процессов и вида выпускаемой продукции выделяют предприятия

черной металлургии с полным циклом передела, с неполным циклом передела, мини-заводы и специфические предприятия [7].

Крупные металлургические комбинаты, на которых исходным сырьем является руда, а выпускаемой продукцией — различный прокат, относятся к предприятиям с полным циклом передела (рис. 8.2).

В горно-обогатительном производстве процесс обогащения связан с дроблением, измельчением руды и последующей флотацией, представляющей собой процесс разделения мелких твердых частиц (главным образом минералов), основанный на их различии в смачиваемости водой. Гидрофобные (плохо смачиваемые водой) частицы избирательно закрепляются на границе раздела фаз, обычно газа и воды, и отделяются от гидрофильных (хорошо смачиваемых водой) частиц. При этом пузырьки газа или капли масла прилипают к плохо смачиваемым водой частицам и поднимают их к поверхности.

Основным энергоносителем для технологии этого производства является электроэнергия (рис. 8.2). Поскольку добыча высококачественных руд резко сокращается, то расход энергии на обогащение бедных руд в целях получения концентратов с богатым содержанием основного металла заметно возрастает.

Для снижения энергозатрат используют: катионную (ионную) флотацию кремнезема из руды; флокуляцию (агломерацию) железа перед флотацией (вывод твердых частиц на поверхность воды), магнитные методы обогащения и др.

В агломерационном производстве, в котором происходит окускование обогащенных руд для последующего использования в доменном производстве, потребляется до 7—8 % общего на всю технологию количества энерго-ресурсов. Поскольку главными потребителями энергоресурсов являются агломерационные машины, смесители, нагнетатели, то перечень используемых энергоресурсов расширяется (рис. 8.2). Структурная технологическая схема производства агломерата включает в себя исходную емкость для рудного концентрата, смеситель, агломерационную машину и системы транспортировки агломерата далее по технологической цепочке.

Коксохимическое производство предназначено для получения кокса из каменного угля специальных марок при нагревании последнего в коксовых батареях без доступа воздуха. В структурной технологической схеме коксохимического производства можно выделить: склад исходного угля; отделение предварительного дробления угля; дозировочное отделение; отделение окончательного дробления; коксовые батареи; системы мокрого или сухого тушения кокса и его транспортировки в печи доменного производства. Получение кокса относится к энергоемким производствам с потреблением до 6 % топлива и 19 % тепловой энергии, расходуемой в технологическом процессе.

Доменное производство обеспечивает выплавку из агломерата чугуна. Основное оборудование этого производства — доменные печи, аппараты

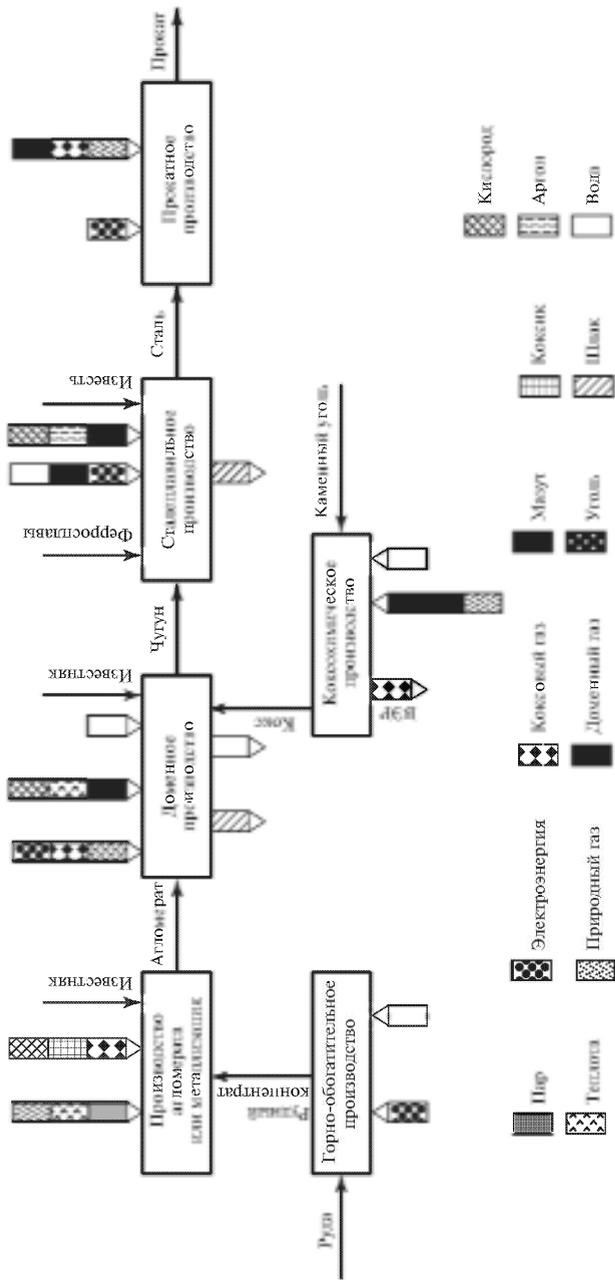


Рис. 8.2. Структурная технологическая схема металлургического предприятия с полным циклом передела

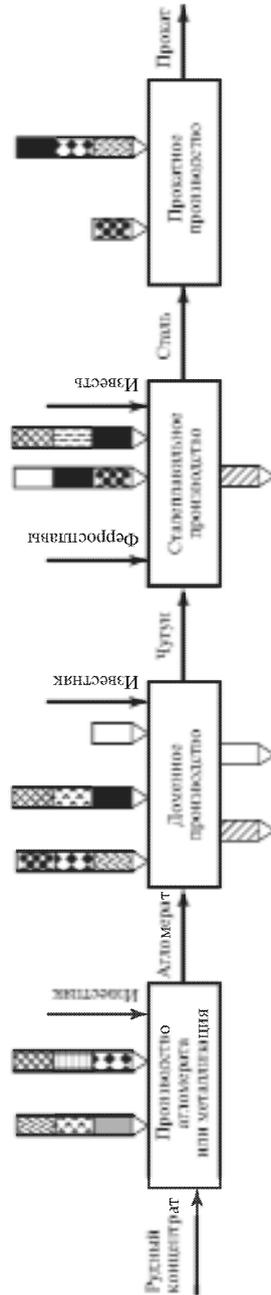


Рис. 8.3. Структурная технологическая схема металлургического предприятия с неполным циклом передела (обозначены те же, что и на рис. 8.2)

и механизмы их обслуживания (воздухоподогреватели, системы очистки газов и системы транспортировки руды, известняка, кокса и др.).

В доменном производстве потребляется до 40 % топлива и 6 % тепловой энергии всего потребления в технологии.

Сталеплавильное производство предназначено для выплавки стали из чугуна. Осуществление этого теплотехнологического процесса возможно в конвертерах или дуговых сталеплавильных печах — ДСП (если выплавка происходит из металлического лома или из смеси лома и металлизированных окатышей).

В технологической схеме сталеплавильного производства можно выделить: шихтовый двор; отделение печей; отделение машин непрерывной разливки стали и шлаковый двор. В электросталеплавильной технологии основной энергоресурс — электроэнергия (до 80 %).

Технология **прокатного производства** включает в себя нагревательные печи, в которых осуществляется предварительный нагрев металла, блюминги и слябинги для получения заготовок квадратного и прямоугольного сечений, прокатные станы для выпуска конечной продукции (прокат, трубы, лист и др.). Технологическая схема предприятия с неполным циклом передела показывает, какие производства полного цикла на предприятии отсутствуют (рис. 8.3).

Технологии целлюлозно-бумажной промышленности

К числу основных технологических процессов относятся: подготовка древесного сырья; варка, промывка, отбелка целлюлозы; производство различных видов бумаги и картона, регенерация химикатов (рис. 8.4).

Цех подготовки древесного сырья предназначен для приемки древесного сырья, получения технологической щепы из древесины, приемки привозной щепы и подачи ее в производство. Цех подготовки древесного сырья состоит из трех участков: выгрузки древесины; распиловочно-окорочного; древесно-сырьевого. Варка целлюлозы осуществляется сульфатным способом в трех непрерывно действующих установках. По породному составу перерабатываемой древесины имеются два потока: лиственный и хвойный.

Промывка целлюлозы проводится сначала в диффузоре непрерывного действия, далее предусмотрены две схемы промывки целлюлозы: для производства беленой и небеленой целлюлозы. Процесс получения раствора диоксида хлора осуществляется на четырех потоках по методу Метисона и основан на реакции взаимодействия хлората натрия и диоксида серы при наличии серной кислоты.

Регенерация химикатов происходит в выпарных аппаратах поверхностного типа. Выпарной цех оснащен тремя 6-корпусными вакуум-выпарными установками со смешанным ходом щелоков. Плотный черный щелок сжигается в содорегенерационных котлах с получением зеленого щелока и последующей его откачкой на каустизацию. В цехе регенерации щелоков и произ-

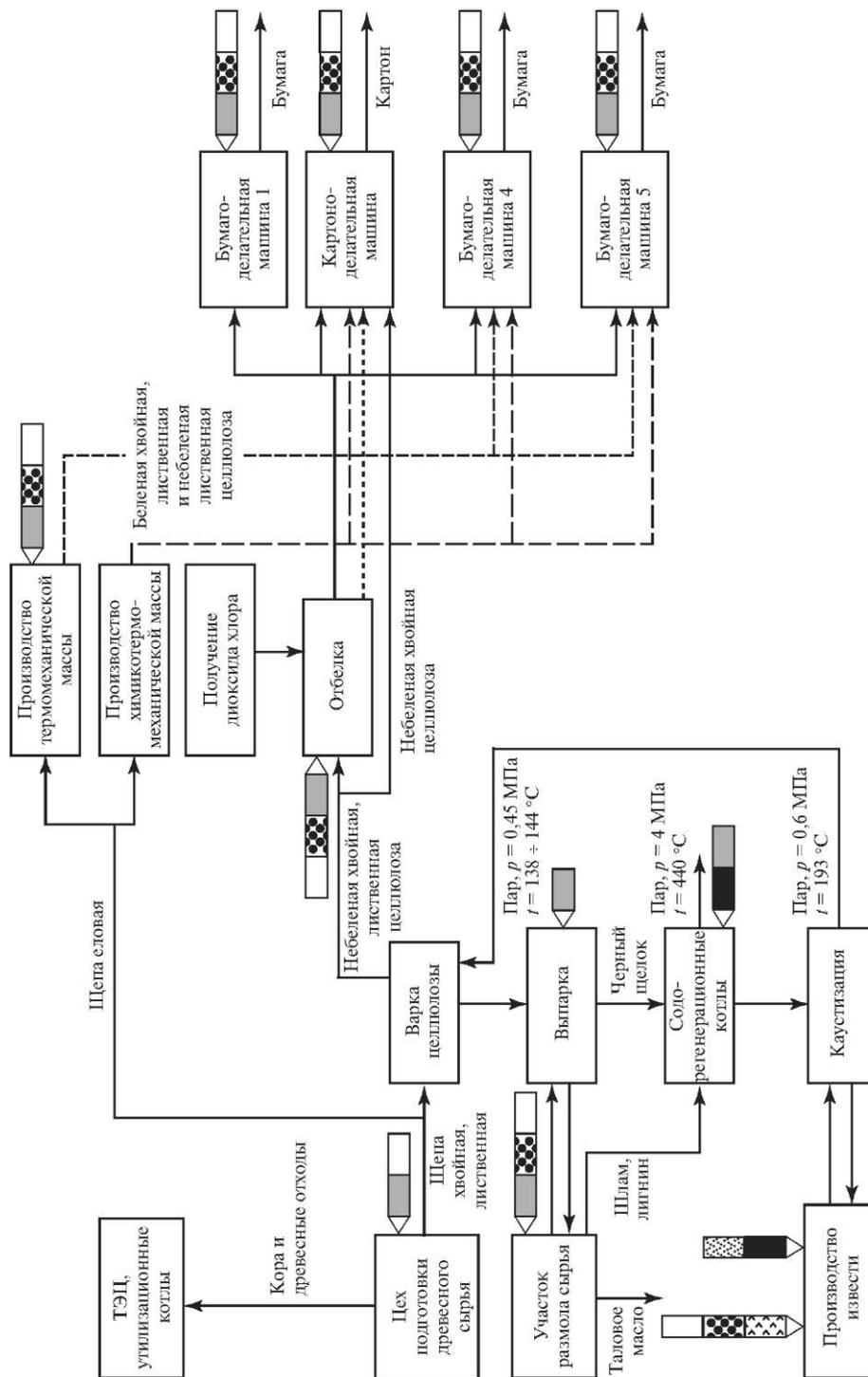


Рис. 8.4. Принципиальная схема технологии целлюлозно-бумажного производства (обозначения те же, что и на рис. 8.2)

водства извести получают белый щелок на каустизационной установке непрерывного действия.

Технологический процесс **производства термомеханической массы** включает в себя подготовку щепы, ее пропарку и размол, отбелку, сортировку, очистку и сгущение древесной массы, переработку отходов. Отбелка термомеханической древесной массы производится в две ступени: первая ступень — пероксидом водорода, вторая — гидросульфитом натрия. Сортирование, очистка и сгущение массы производятся на пяти сортировочных пунктах, где происходит отделение грубого, неразмолотого волокна и костры.

Производство химико-термомеханической массы включает в себя два идентичных и взаимозаменяемых потока, один из которых предназначен для переработки хвойной, а другой — лиственной древесины. Отличие этого процесса от предыдущего состоит в использовании различных химических реагентов для обработки щепы перед ее размолом из условий технологического регламента.

Сушильная часть предназначена для обезвоживания бумажного полотна, поступающего после прессовой части. Она включает в себя: бумагоосушительные цилиндры; холодильный цилиндр; сетко- и бумаговедущие валики; систему канатиковой заправки; игольчатый заправочный нож; электропривод; устройство натяжения и правки сушильных сеток; шаберы; систему карманной вентиляции; устройства чистки сеток. Сушильная часть (по пару) подразделяется на несколько групп. Это основной потребитель тепловой энергии.

Построение общих структурных схем для того или иного производства позволяет выявить участки, на которых происходят основные потери энергии и ресурсов, выбросы вредных веществ в окружающую среду. Это дает возможность понять, как можно использовать образующиеся материальные и энергетические отходы, и, если это возможно, изменить технологическую схему процесса для их сокращения. Рациональное построение теплоэнергетических систем позволяет связать все потоки энергетических ресурсов на предприятии таким образом, чтобы обеспечить наиболее полное их использование. Системный подход к построению теплоэнергетических систем промышленных предприятий разработан В.В. Сазановым и изложен в [8]. Описанные структурные схемы целесообразно использовать также при оценке ожидаемых результатов от установки нового оборудования.

8.3. Энергосбережение в высокотемпературных технологиях

К высокотемпературным теплотехнологическим процессам относятся: технологические процессы в черной и цветной металлургии, такие как доменный процесс, выплавка стали, меди, никеля и других металлов; технологические процессы производства многих строительных материалов, например обжиг цементного клинкера, варка стекла, обжиг керамических изделий; технологические процессы химической, нефтяной и нефтеперерабатываю-

щей промышленности, такие как термический и каталитический крекинг, пиролиз нефтепродуктов, газификация твердых топлив); процессы сжигания твердых и жидких отходов и др.

Высокотемпературные теплотехнологические процессы, осуществляемые, как правило, в промышленных печах, характеризуются не только большим потреблением ТЭР, но и высокой энергоемкостью (табл. 8.2).

В России расход топлива в промышленных печах сопоставим с его затратами на выработку электрической энергии [1].

Энергетический КПД многих объектов металлургических предприятий составляет примерно 0,25—0,3 и редко достигает 0,5—0,6. По данным [9] энергоемкость продукции черной металлургии в России в среднем в 1,2—2,2 раза выше по сравнению с развитыми странами (табл. 8.3). Сравнение энергоемкости производства продукции высокотемпературных технологий в России и за рубежом показывает, что в ВТП имеются большие резервы экономии энергии.

Таблица 8.2

Затраты энергоресурсов на производство 1 т различных видов продукции, т у.т.

Строительные материалы		Черные металлы		Цветные металлы		Продукты химических производств	
Кирпич	0,15	Чугун	0,8	Медь	4,0	Азотная кислота	0,7
Керамическая плитка	0,21	Сталь	1,0	Алюминий	8,0	Кокс	1,3—1,4
Цемент	0,25	Стальной лист	2,0	Никель	13,4	Пропилен	5,0
Стекло	1,50	Сортовой прокат	1,0—2,5	Титан	35,0	Акрил (волокно)	10,0

Таблица 8.3

Сравнение энергоемкости производства продукции черной металлургии, кг у.т./т, в России с лучшими зарубежными показателями

Технология, процесс	Средняя энергоемкость в РФ (2005 г.)	Лучшие зарубежные показатели
Производство окатышей	43,5	20,4
Производство кокса	47,3	27,2
Производство чугуна	574,6	414,8
Производство стали из лома в ДСП	108,3	88,4
Технология прямого восстановления железа в ДСП	579,9	397,8
Производство проката	136,3	13,6—61,2

Высокотемпературные теплотехнологические процессы характеризуются рядом особенностей:

— в отличие от низкотемпературных технологических процессов, в которых чаще всего используется тепловая энергия горячей воды или пара, в высокотемпературных технологиях для организации процесса расходуется топливо или электроэнергия. При использовании топлива особое внимание должно уделяться наилучшей организации процесса горения;

— большую роль играют процессы, в которых температура исходных материалов, промежуточных и конечных продуктов, элементов конструкций технологических агрегатов, имеющих большую массу, изменяется во времени. При этом значительная часть теплоты уходит в виде потерь в окружающую среду;

— в ВТП велика физическая теплота уходящего из установок готового продукта, а также шлаковых отходов, которую целесообразно утилизировать;

— значительны потери теплоты с поверхностей ограждающих конструкций технологических аппаратов в окружающую среду за счет конвекции и излучения.

Наиболее энергоемкими ВТП являются процессы в черной металлургии. Потребление энергоресурсов в этих процессах составляет до 70 % всего потребления энергии в высокотемпературных технологиях.

В энергетическом балансе предприятий металлургии на топливо приходится 70—80 %. Примерно 15—20 % приходится на электроэнергию, которая используется в основном для электротермического нагрева, плавления и электропривода.

В черной металлургии используются различные виды топлива. Каменноугольный кокс — продукт, получаемый при нагревании угля без доступа воздуха, его расход составляет 35—38 % общего потребления топлива. По химическому составу кокс на 96—98 % состоит из углерода. Кокс является не только топливом. Он участвует также в химической реакции восстановления железа из его оксидов в доменном процессе.

Приблизительная структура потребления различных видов топлива в черной металлургии представлена на рис. 8.5.

Энергетический баланс и энергетический КПД теплотехнологического реактора

Степень полезного использования теплоты в высокотемпературных технологиях или составляющих ее элементов определяется с помощью тепловых балансов, которые могут быть составлены для промышленного предприятия, цеха, теплотехнологической установки в целом или ее составной части — теплотехнологического реактора.

Теплотехнологический реактор (аппарат, рабочее пространство теплотехнологической установки) — одно- или многокамерное устройство, в пределах которого осуществляются все стадии данного теплотехнологического

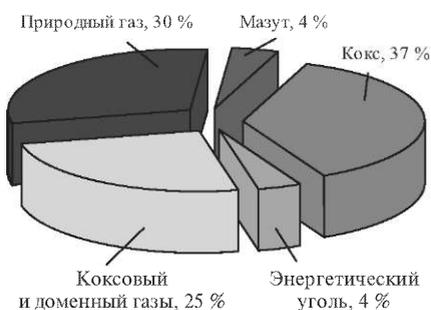


Рис. 8.5. Потребление различных видов топлива в черной металлургии

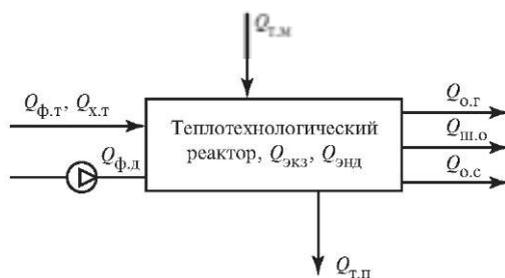


Рис. 8.6. Схема тепловых потоков в рабочей камере теплотехнологического реактора

процесса [1]. Наиболее распространенными теплотехнологическими реакторами для высокотемпературных процессов являются промышленные печи различных назначения и конструкции.

Рассмотрим основные составляющие теплового баланса теплотехнологического реактора (рис. 8.6).

Приход:

физическая теплота поступающих в установку веществ: топлива и окислителя $Q_{ф.т}$, исходного технологического материала $Q_{т.м}$;

физическая теплота нагрева газа, выделяемая при работе двигателей нагнетателей $Q_{ф.д}$ суммарной мощностью $\sum N_d$;

подводимая для организации процесса тепловая энергия, выделяющаяся в результате химической реакции горения топлива либо в электротермических установках, $Q_{х.т}$;

тепловой эффект экзотермических реакций, протекающих в технологической зоне, $Q_{экз}$.

Расход:

физическая теплота уходящих из установки твердых веществ: технологического продукта $Q_{т.п}$, шлаковых отходов $Q_{ш.о}$;

тепловой эффект эндотермических реакций, протекающих в технологической зоне, $Q_{энд}$;

потери теплоты с отходящими газами $Q_{о.г}$, в том числе потери теплоты от неполноты сгорания топлива, т.е. от химического и механического недожога;

потери теплоты в окружающую среду через обмуровку за счет конвекции и излучения $Q_{о.с}$.

Если рассматривается нестационарный режим работы, то кроме составляющих теплового баланса, указанных на рис. 8.6, в расходной части должна быть учтена теплота, затраченная на разогрев конструкций технологических аппаратов и их обмуровки.

В ВТП потери теплоты с отходящими газами могут составлять 40—70 %; со шлаковыми отходами — 30 %; потери в окружающую среду через обмуровки — 2÷20 %.

Тепловой баланс теплотехнологической установки является основой при выполнении ее энергетического анализа.

На основе теплового баланса теплотехнологического реактора можно определить расход топлива или электрической энергии, затрачиваемый на единицу выпускаемой продукции, который служит важной характеристикой для оценки энергетической эффективности процесса. Например, удельный расход топлива на производство 1 т меди в России составляет примерно 1,4 т у.т.

Энергетический КПД теплотехнологической установки определяется по формуле

$$\eta_{\text{т}} = \frac{Q_{\text{пол}}}{BQ_{\text{н}}^{\text{р}} + Q_{\text{экз}}} . \quad (8.1)$$

Другим способом определения теплового КПД является его расчет через тепловые потери:

$$\eta_{\text{т}} = 1 - \frac{Q_{\text{пот}}}{BQ_{\text{н}}^{\text{р}} + Q_{\text{экз}}} , \quad (8.2)$$

где B , $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ — расход и низшая теплота сгорания используемого топлива.

Пример 8.1. Определить КПД плавильной печи при следующих условиях: в тепловом балансе печи потери с отходящими газами составляют 50 % подведенной теплоты, потери теплоты через ограждения — 10 %, затраты на нагрев материала до температуры плавления — 15 % и затраты на плавление — 25 %. Регенерация теплоты отходящих газов и теплоты готового продукта отсутствует.

Решение. Полезными затратами теплоты в этом случае являются затраты на нагрев материала и его плавление. Тепловой КПД печи в этом случае составляет:

$$\eta_{\text{т}} = \frac{Q_{\text{пол}}}{BQ_{\text{н}}^{\text{р}} + Q_{\text{экз}}} = \frac{15 + 25}{100} = 1 - \frac{50 + 10}{100} = 0,4 .$$

Способы снижения энергопотребления в высокотемпературных технологиях

Основные направления энергосбережения и энергосберегающие мероприятия в высокотемпературных технологиях изложены в [1]. Для создания энергосберегающих высокотемпературных теплотехнологий и выбора энергосберегающих мероприятий была разработана и получила развитие *концепция интенсифицированного энергосбережения*, которая предполагает сравнение энергетических характеристик действующих объектов и их термодинамически

идеальных моделей, имеющих теоретический минимум энергетических затрат [1]. Такой подход позволяет определить, насколько совершенной является предлагаемая технология и насколько велики действительные резервы энергосбережения. Наивысшего уровня использования энергии, как правило, нельзя достигнуть по ряду причин технического, экономического и экологического характера. Например, утилизация теплоты влажных продуктов сгорания ограничивается условиями недопущения выпадения влаги в газоходах и дымовых трубах, а также недопущения превышения допустимых концентраций вредных веществ в атмосфере.

Наиболее распространены экономические ограничения достижения наивысшего уровня энергосбережения. В настоящее время разрабатываются методы термоэкономического анализа, в котором связываются экономия энергии и необходимые для этого затраты.

Классификация методов энергосбережения, разработанная на кафедре энергетики высокотемпературных технологий НИУ «МЭИ», представлена на рис. 8.7. Представленные в ней методы снижения энергопотребления в высокотемпературных технологиях можно разделить на четыре основные группы [1]:

использование передовых энергосберегающих технологий;

уменьшение энергетических потерь и материальных отходов в высокотемпературных технологических установках (ВТУ);

регенеративное использование энергии уходящих из установки вторичных энергетических ресурсов в результате ее возвращения в технологический процесс;

внешнее теплоиспользование — использование энергии ВЭР для проведения технологических процессов в других установках (технологическое теплоиспользование) либо для получения тепловой или электрической энергии (энергетическое теплоиспользование).

Внедрение передовых технологий. Рассмотрим характерные энергосберегающие мероприятия, относящиеся к внедрению передовых технологий.

Среди энергосберегающих технологий, разработанных еще в СССР, но получивших широкое распространение в западных странах, можно выделить: непрерывную разливку стали, дающую снижение расхода энергии на производство стали при существующей технологии до 20 %; испарительное охлаждение металлургических агрегатов и их элементов, снижающее в 2—3 раза расход энергии по сравнению с оборотной схемой охлаждения; использование избыточного давления доменного газа с помощью газовых утилизационных бескомпрессорных турбин; сухое тушение кокса и др. Сущность сухого тушения кокса заключается в охлаждении раскаленного кокса циркулирующими газами с последующим использованием теплоты газов в котельной установке. Циркулирующий газ представляет собой смесь горючих и негорючих составляющих. Этот метод гораздо менее энергозатратен, чем традиционное мокрое тушение кокса, где его охлаждают прямым контактом с водой. Вся его теплота расходуется на испарение воды в атмосферу и безвозвратно теряется.

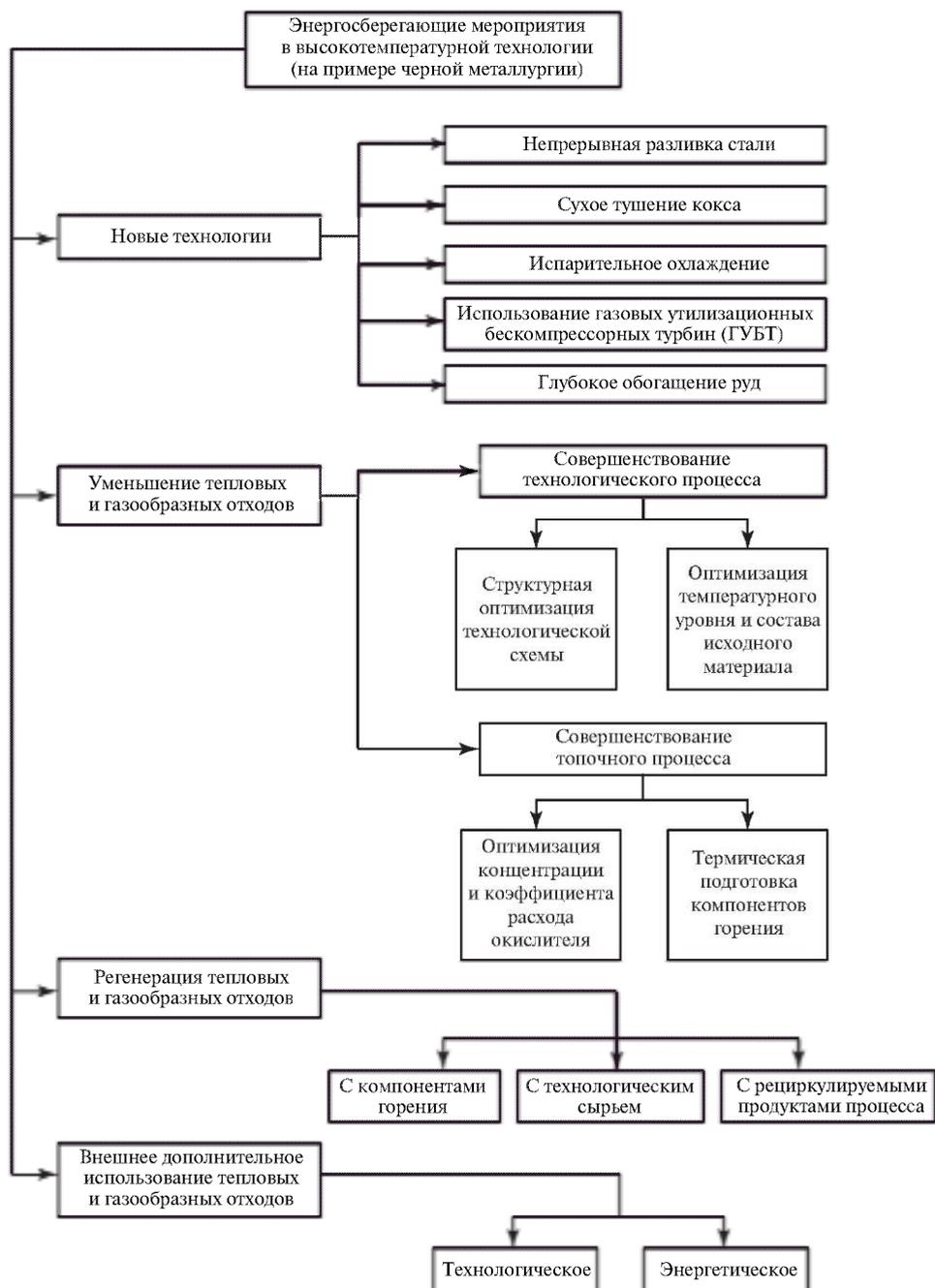


Рис. 8.7. Классификация энергосберегающих мероприятий в высокотемпературных технологиях

Использование теплоты охлаждаемых элементов печей с образованием горячей воды и пара позволяет экономить тепловую энергию, которая составляет несколько процентов в общем тепловом балансе печей.

Испарительное охлаждение элементов печей основано на использовании теплоты парообразования для отвода тепла от охлаждаемых деталей. При применении системы испарительного охлаждения вырабатывается пар с температурой 190 °С. Принципиальная схема испарительного охлаждения с естественной циркуляцией представлена на рис. 8.8. Вода циркулирует в замкнутом контуре по трубопроводам, имеющим контакт с охлаждаемыми элементами конструкций с высокой температурой. При подводе теплоты на участке контура происходит испарение воды. За счет разности плотностей воды и образующейся пароводяной смеси осуществляется непрерывная естественная циркуляция. Получаемый пар отводится из барабана-сепаратора, находящегося в верхней части контура.

Использование перепада давления доменного газа, имеющего избыточное давление на колошнике в доменных печах до 0,25 МПа, осуществляется турбогенераторами на основе утилизионных бескомпрессорных газовых турбин. Мощность таких турбин может составлять 6 (ГУБТ-6) или 12 МВт (ГУБТ-12). Перед входом в турбину газ должен быть очищен от пыли и предварительно нагрет, поскольку его охлаждение при расширении в турбине может вызвать конденсацию и замерзание содержащихся в нем тяжелых фракций и последующее разрушение лопаток турбины. Также можно использовать перепад давления природного газа в газовой магистрали и у потребителей топлива в ВТУ в турбодетандерных агрегатах. В этом случае газ также должен быть предварительно нагрет, для чего выгодно использовать теплоту ВЭР. Получаемая электроэнергия направляется на собственные нужды предприятия.

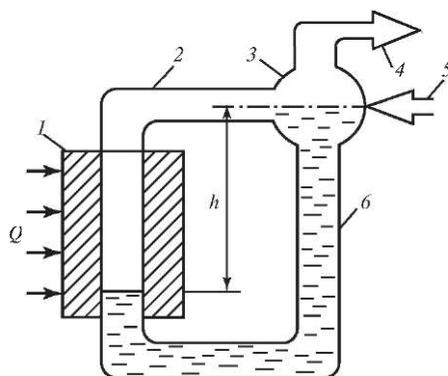


Рис. 8.8. Принцип работы системы испарительного охлаждения с естественной циркуляцией: 1 — охлаждаемый элемент; 2 — отводящий трубопровод; 3 — барабан-сепаратор; 4 — отвод пара; 5 — подвод воды; 6 — трубопровод подвода химически очищенной воды; h — высота парогенерирующего участка

К этой группе энергосберегающих мероприятий в черной металлургии также относятся изменение технологической структуры сталеплавильного передела прежде всего вследствие увеличения доли прогрессивных процессов выплавки стали — кислородно-конвертерного (в том числе с комбинированной продувкой) и электросталеплавильного, а также увеличение доли непрерывного литья стальных заготовок.

Уменьшение тепловых и газообразных отходов. Наиболее распространенным энергоресурсом является теплота отходящих газов ВТУ. К таким газам относятся, например, отходящие газы печей обжига в прокатном производстве (1200—1500 °С), газы при производстве шамота, доломита и извести во вращающихся печах (500—900 °С), в производстве стекла (до 1300 °С) и др.

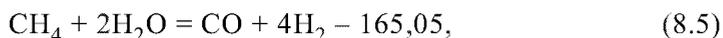
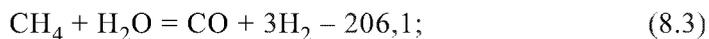
При *структурной оптимизации* изменениями технологической схемы достигают снижения не только температуры, но и количества газообразных отходов. Оптимизация температурных режимов обработки материала направлена на уменьшение числа циклов нагрев-охлаждение материала во время технологического процесса и уменьшение потерь за счет снижения температуры отходящих газов.

Совершенствование топочных процессов заключается в использовании наилучших способов сжигания топлива. Этим достигается, с одной стороны, устранение механического и химического недожога, а с другой — уменьшение коэффициента избытка воздуха для сокращения расхода отходящих газов.

Регенеративное использование теплоты. При *регенерации тепловых и газообразных отходов* с компонентами горения и технологическим сырьем упрощенная принципиальная схема включает в себя, как правило, теплообменники для подогрева компонентов горения [10] и/или термохимическую рекуперацию теплоты (паровая, углекислотная, высокотемпературная конверсия) [11, 12]. Для организации регенеративного подогрева могут быть использованы теплообменные аппараты различных типов: металлические, керамические и металлокерамические рекуператоры, применяемые при $t_{ог} = 300 \div 400$ °С, регенераторы с неподвижной или подвижной (пересыпной или вращающейся) насадкой. При этом регенеративные теплообменники позволяют обрабатывать большие объемы газов и могут работать при более высоких температурах (до 2000 °С), чем рекуператоры.

Сущность термохимической регенерации углеводородного сырья состоит в использовании теплоты вторичных энергоресурсов для проведения химической реакции, в результате которой получают топливо с более высокой теплотой сгорания, чем у исходного. Из процессов термохимической переработки углеводородных газов, применяемых в промышленности, наибольшее распространение получила паровая конверсия природного газа.

Упрощенный механизм паровой конверсии метана (основного компонента природного газа) включает в себя следующие химические реакции:



где 206,1; 41,1 и 165,05 кДж/моль — тепловые эффекты химических реакций.

Один из вариантов реализации системы термохимической регенерации схематически показан на рис. 8.9 [11]. Принципиальная схема состоит из реактора паровой конверсии, подогревателя парогазовой смеси и испарителя. Высокотемпературные газовые отходы поступают на вход реактора паровой конверсии, откуда направляются в подогреватель парогазовой смеси и испаритель. В реактор парогазовой смеси поступает предварительно подогретая смесь природного газа и водяного пара ППГС. В реакторе исходное топливо превращается в конвертированный газ, направляемый на сжигание в стекловаренную установку.

Боле совершенной схемой, позволяющей значительно сократить потери теплоты с отходящими из промышленной печи газами, является схема с совместной термохимической и воздушной регенерациями теплоты газовых отходов. Высокотемпературные газовые отходы (рис. 8.10) разделяются на два потока в целях обеспечения высокого уровня температур как для паровой конверсии, так и для подогрева воздуха [12]. В реактор паровой конверсии поступает предварительно подогретая смесь природного газа и водяного пара. Водяной пар образуется в испарителе и далее смешивается с природным газом. Образовавшаяся парогазовая смесь подогревается до температуры 400 °С в подогревателе. В реакторе исходное топливо превращается в конвертированный газ, направляемый на сжигание в плавильную установку.

Применение термохимического реактора (ТХР) позволяет преобразовать исходное топливо, повысив его теплоту сгорания, и нагреть его до высокой температуры. Значительную долю приходной части теплового баланса

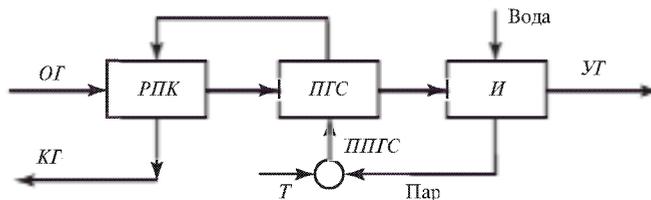


Рис. 8.9. Схема системы термохимической регенерации:

РПК — реактор паровой конверсии; ППГС — подогреватель парогазовой смеси; И — испаритель; ОГ — отходящие газы промышленной печи; УГ — уходящие газы; Т — топливо (природный газ); ПГС — парогазовая смесь; КГ — конвертированный газ

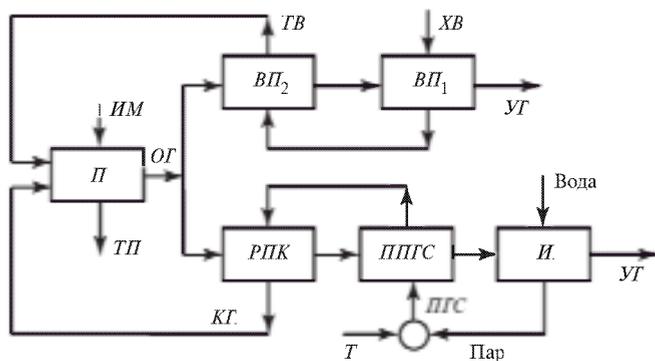


Рис. 8.10. Схема с регенерацией тепловых отходов посредством термохимической регенерации и рекуперативного подогрева окислителя: П — печь; ВП₁, ВП₂ — воздухоподогреватели первой и второй ступеней; ХВ — холодный воздух; ГВ — горячий воздух; ИМ — исходный материал; ТП — технологический продукт; остальные обозначения те же, что и на рис. 8.9

в этом случае составляет физическая теплота подогретого топлива. Тепловой поток, поступающий с подогретым воздухом, снижается, поскольку для сжигания меньшего количества топлива требуется меньше окислителя.

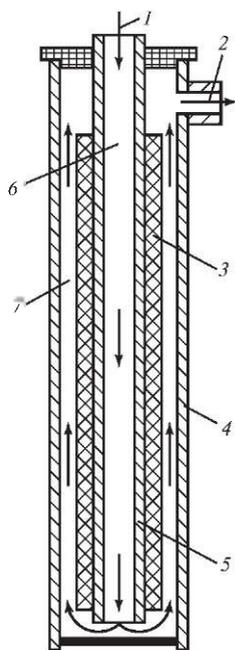
Комплексная схема, позволяющая в дополнение к термохимической и воздушной регенерациям также утилизировать тепловые потери в окружающую среду $Q_{o,c}$, приводит к еще более значительному уменьшению потребляемой теплоты.

Фильтруемая изоляция для регенерации потерь теплоты в окружающую среду, используемая в комплексной схеме, приводит к значительному (почти двукратному) снижению теплового потока, теряемого через кладку высокотемпературной плавильной установки. Это позволяет уменьшить тепловой поток, передающийся с топливом, а следовательно, и с окислителем.

В расходной части теплового баланса промышленной печи теплота, покидающая установку с газовыми отходами, является наиболее значительной составляющей. Она уменьшается при использовании ТХР и фильтруемой изоляции пропорционально снижению расхода топлива.

Рассмотренные схемы с регенерацией тепловых отходов в результате применения ТХР, рекуперативного подогрева окислителя и фильтруемой изоляции наружного ограждения, например стекловаренной установки, являются перспективными, так как позволяют снизить удельный расход топлива на 50 % по сравнению с исходной схемой, в которой используется только термическая регенерация теплоты [12].

Наиболее значимым элементом рассмотренных схем является термохимический реактор, в котором осуществляется процесс паровой конверсии. Реактор паровой конверсии содержит несколько десятков реакционных элементов (рис. 8.11) и устанавливается в газоходе стекловаренной установки. Реакционные элементы выполнены по типу трубок Фильда.



←

Рис. 8.11. Реакционный элемент с двойной циркуляцией нагреваемой среды:

1 — исходная парогазовая смесь; 2 — конвертированный газ; 3 — катализатор; 4 — наружная стенка реакционного элемента; 5 — внутренняя стенка реакционного элемента; 6 — внутренний канал; 7 — кольцевой зазор

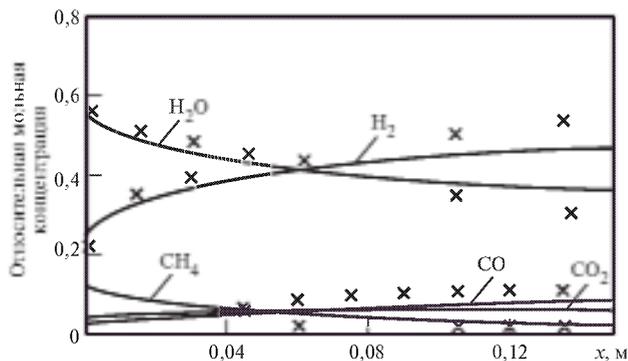


Рис. 8.12. Изменение состава реагирующей газовой смеси по длине реакционного элемента

Парогазовая смесь подается по внутренней трубе и опускается вниз, меняет направление движения в нижней части реакционного элемента и далее движется вверх по кольцевому зазору между каталитической вставкой и наружной стенкой. При этом происходит нагрев реакционного элемента горячими отходящими газами, и в нем протекает эндотермическая реакция каталитической паровой конверсии газового топлива.

Изменение состава реагирующей смеси по длине реакционного элемента показано на рис. 8.12 [12].

В промышленности также применяются и другие способы термохимической переработки углеводородных газов. Широко распространена высокотемпературная конверсия природного газа, которая является, по существу, процессом его неполного горения в смеси с кислородом (или воздухом) в свободном объеме без применения катализаторов при температуре 1350—1450 °С. Известна также каталитическая автотермическая конверсия, использующая принципы паровой каталитической и высокотемпературной конверсий.

Использование теплоты шлаков наиболее эффективно в процессах, где огненно-жидкие шлаки выводятся из печей непрерывно. Удельный выход высокотемпературных огненно-жидких шлаков в ряде плавильных процессов весьма значителен: 10—12 т на 1 т продукта при электротермической плавке фосфатных руд; 30—40 т на 1 т продукта при шахтной плавке никелевых руд. Соответственно и потери теплоты со шлаком составляют в таких процессах 20—35 % вводимой в процесс теплоты.

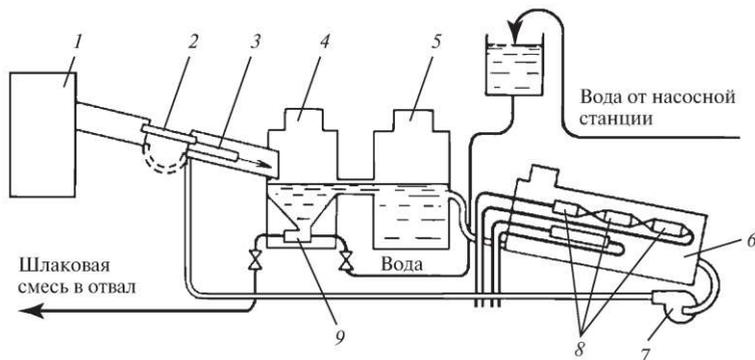


Рис. 8.13. Схема установки теплофикационного использования шлаков:

1 — печь; 2 — кессонированный желоб; 3 — трубопровод гранулирующей воды; 4 — шлакоприемник; 5 — отстойник; 6 — цистерна — аккумулятор горячей воды; 7 — циркуляционный насос; 8 — теплообменники; 9 — шлаковый элеватор

Если высокотемпературный процесс, сопровождающийся образованием шлака, осуществляется в топливной печи, то можно организовать регенеративное использование теплоты шлаков для подогрева дутьевого воздуха.

Шлак из высокотемпературной установки поступает в поризатор, где осуществляется барботажная продувка жидкого шлака небольшим количеством воздуха с газообразующей пылью известняка. Разложение последнего сопровождается значительным эндотермическим эффектом, за счет чего достигаются начальное охлаждение и поризация шлака. Шлак из поризатора направляется в формователь поризованных гранул, где завершаются его начальное охлаждение и подготовка к теплообмену. За формователем устанавливается шлаковоздушный теплообменник, работающий с плотным слоем гранулированного и поризованного шлака при противоточном охлаждении его воздухом. Такая утилизация теплоты огненно-жидких шлаков позволяет комплексно использовать шлаковый расплав не только для повышения коэффициента использования топлива, но и для получения технологического продукта — пемзы.

В тепловых балансах доменных и сталеплавильных печей доля теплоты шлаков составляет 3—5 %, при плавке цветных металлов — 25÷30 %. Схема установки использования шлаков, образующихся при производстве никеля, для получения горячей воды представлена на рис. 8.13. Шлак, вытекающий из плавильной печи, имеет температуру около 1300 °С. Попадая в шлакоприемник 4, он гранулируется оборотной водой, которая нагревает теплофикационную воду в теплообменниках 8. На 1 т гранулируемого шлака получают 3 т горячей воды с температурой 70 °С.

Внешнее использование теплоты. Внешнее энергетическое использование теплоты может быть связано с получением электрической энергии, пара или горячей воды, направляемой на нужды теплоснабжения. Примером внешнего технологического использования теплоты отходящих газов может

служить ее применение для подогрева сушильного агента в сушильных установках (рис. 8.14).

Теплота газообразных ВЭР для получения пара используется в котлах-утилизаторах различной конструкции, которые в зависимости от температуры и запыленности отходящих газов делятся на радиационные, конвективно-радиационные и конвективные. Температура газов, используемых для выработки пара в котлах-утилизаторах, колеблется от 240 до 1300 °С. Получаемый в них пар имеет избыточное давление 0,5—4,7 МПа и температуру 151—440 °С. Паропроизводительность котлов-утилизаторов может составлять 0,53—200 т/ч. На рис. 8.15 представлена схема установки котлов-утилизаторов за нагревательной печью прокатного цеха завода черной металлургии [1]. Для надежной работы котлов на запыленных дымовых газах необходимо предусматривать систему очистки поверхностей нагрева.

Иногда кроме физической теплоты отходящих газов в котлах-утилизаторах используется тепловая энергия, получаемая при их сжигании.

Энергетический КПД технологического агрегата будет определяться по формуле

$$\eta_{т.а} = \frac{Q_{т.п} - Q_{т.м} + Q_{энд}}{Q_{х.т} + Q_{экз} + Q_{с.н}} \quad (8.6)$$

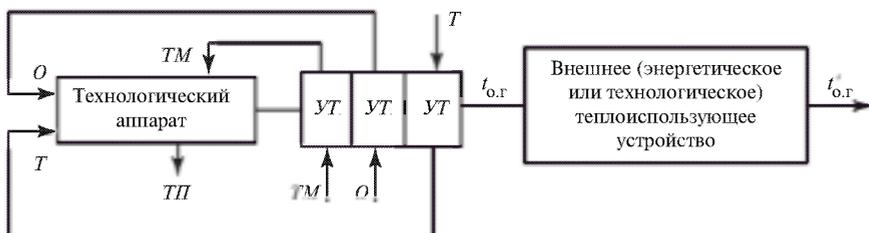


Рис. 8.14. Принципиальная схема внешнего дополнительного использования тепловых отходов высокотемпературной теплотехнологии:

T — топливо; O — окислитель; TM , TP — технологические материал и продукт; $УТ$ — утилизаторы теплоты; $t_{o.g}$ и $t'_{o.g}$ — температуры отходящих газов до и после внешнего использования

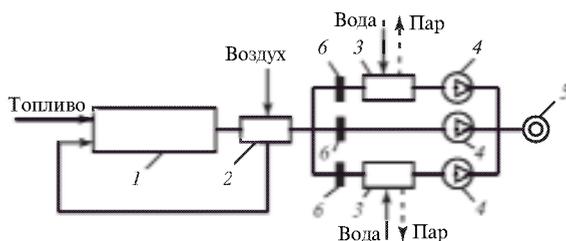


Рис. 8.15. Схема установки котлов-утилизаторов за нагревательной печью прокатного цеха: 1 — печь; 2 — рекуператор; 3 — котлы-утилизаторы; 4 — дымососы; 5 — дымовая труба; 6 — отсечные шиберы

Рост КПД за счет установки внешнего дополнительного теплоиспользующего устройства будут вычисляться по соотношению

$$\Delta \eta_{\text{вн}} = \frac{V_{\text{о.г}} \rho_{\text{о.г}} c_{\text{о.г}} (t_{\text{о.г}} - t'_{\text{о.г}})}{Q_{\text{х.т}} + Q_{\text{экз}} + Q_{\text{с.н}}}, \quad (8.7)$$

где $Q_{\text{с.н}}$ — теплота, затраченная на собственные нужды агрегата; $V_{\text{о.г}}$, $\rho_{\text{о.г}}$, $c_{\text{о.г}}$ — соответственно объемный расход, плотность и удельная теплоемкость отходящих газов.

Поскольку температура отходящих газов $t'_{\text{о.г}}$ после внешнего теплоиспользующего устройства при его технологической направленности, как правило, ниже, чем при энергетической, то внешнее технологическое использование теплоты в целях энергосбережения предпочтительнее энергетического.

Суммарный коэффициент использования теплоты топлива в этом случае будет иметь вид

$$\eta_{\text{КИТ}} = \eta_{\text{т.а}} + \Delta \eta_{\text{вн}}. \quad (8.8)$$

Другим направлением внешнего энергетического использования ВЭР в высокотемпературных технологических процессах является *использование избыточного давления отходящих газов* для получения электрической энергии.

Теплота отходящих из высокотемпературной технологической установки газов может быть использована для выработки электроэнергии в газотурбинной установке. С этой целью предварительно сжатый в компрессоре воздух подогревается в воздухоподогревателе за счет теплоты отходящих газов ВТУ, срабатывает свой потенциал в газовой турбине и затем подается в качестве дутьевого на сжигание в рабочую камеру ВТУ. В результате в электрогенераторе, находящемся на одном валу с турбиной и компрессором, вырабатывается электрический ток. При этом оказывается возможным практически полностью утилизировать теплоту отходящих газов ВТУ, не применяя других способов ее использования.

8.4. Энергосбережение в низкотемпературных технологиях

К низкотемпературным теплотехнологическим процессам относятся многочисленные технологические процессы в химической, нефтеперерабатывающей, деревообрабатывающей, целлюлозно-бумажной, легкой, пищевой и других видах промышленности: сушка, выпарка и кристаллизация, перегонка и ректификация, варка, пропаривание, очистка газов и выделение компонентов из газовых смесей при помощи сорбции, промывка горячей водой, охлаждение и замораживание продуктов и биоматериалов и др. В этом параграфе будут рассмотрены методы энергосбережения в наиболее распространенных технологических процессах и установках.

Энергосбережение в сушильных установках

Тепловая сушка, являясь составной частью многих технологий, относится к числу наиболее энергоемких технологических процессов. На сушку зерна, древесины, бумаги, тканей и других материалов в России ежегодно затрачивается несколько миллионов тонн условного топлива. Широкая распространенность процессов сушки и низкие (30—35 %) коэффициенты полезного использования энергии в них обуславливают актуальность энергосбережения в сушильных установках.

Поскольку конвективные сушильные установки преобладают в общем парке обезвоживающих устройств (рис. 8.16), будем рассматривать проблему энергосбережения применительно к конвективной сушке.

В первом приближении технологические процессы, включающие в себя конвективную тепловую сушку, можно представить состоящими из трех стадий: подготовительной, на которой используют аппараты для подготовки сушильного агента и сушимого материала; основной, реализуемой с помощью сушильных (одной или нескольких) камер; заключительной, в которую могут входить утилизация вторичных энергетических ресурсов, улавливание пыли и т.п.

В соответствии с таким представлением технологических процессов на каждой стадии существуют свои, специфические способы повышения тепловой экономичности.

На подготовительной стадии используют такие способы снижения удельных затрат на обезвоживание материала, как предварительное нагревание, пенообразование, дробление, воздействие поверхностно-активного вещества (ПАВ), виброобработка, снижение энергии связи влаги со скелетом материала, совершенствование тепловых генераторов и др.

На основной стадии используют интенсификацию процессов тепло- и массообмена, выбор наилучших режимных параметров процесса и конструктив-



Рис. 8.16. Основные типы сушильных установок, используемых в России и странах СНГ

ных параметров сушильных камер, а также сокращение потерь через их наружные ограждения.

На заключительной стадии снижение тепловых затрат достигается в основном за счет утилизации теплоты уходящих газов и высушенного материала. Эта теплота с помощью рекуперативных, регенеративных или контактных теплообменников используется для нагрева воздуха, подаваемого в топочную камеру; теплофикационной или технологической воды; предварительного подогрева сушимого материала. Достаточно эффективна утилизация теплоты сушильного агента в контактных теплообменниках.

Для классификации методов повышения тепловой экономичности собственно сушки на базе анализа физической сущности происходящих процессов отметим вначале, что процесс сушки определяется статикой и кинетикой. Под *статикой сушки* понимают балансы материальных и тепловых потоков в сушильной установке, которые позволяют определить расходы сушильного агента и теплоты, а также оценить тепловую экономичность сушилки. Изменение во времени среднеинтегральных значений влагосодержания материала и его температуры называют *кинетикой сушки*. Знание последней позволяет определить продолжительность сушки и габаритные размеры установки. От габаритных размеров установки во многом зависят тепловые потери в окружающую среду, а следовательно, и тепловая экономичность сушилки. Таким образом, при анализе возможностей повышения тепловой экономичности следует учитывать факторы, влияющие на кинетику сушки.

Процесс сушки в общем случае состоит из периода подогрева, первого и второго периодов сушки. В течение первого периода интенсивность сушки определяется скоростью подвода теплоты к сушимому материалу и отвода пара с его поверхности в окружающую среду (внешняя задача сушки), в течение второго периода — скоростью передачи теплоты в глубь материала и подвода влаги из внутренних слоев материала в зону испарения (внутренняя задача сушки).

Одна из возможных классификаций приемов энергосбережения в сушильных установках приведена на рис. 8.17. Все методы энергосбережения можно разбить на три группы: *теплотехнологические, кинетические и связанные с применением энергосберегающих технологий*.

Первая группа методов определяется совершенством сушильной установки в целом. В этой группе можно выделить следующие методы:

— теплотехнические: выбор тепловой схемы, режимных параметров сушки (температуры, скорости и влагосодержания сушильного агента), режимов работы установки, коэффициентов рециркуляции и др.;

— конструктивно-технологические: оптимизация числа зон промежуточного подогрева сушильного агента, выбор направления взаимного движения сушильного агента и материала, совершенствование систем подвода теплоты, уменьшение аэродинамических потерь в сушильной камере и т.п.

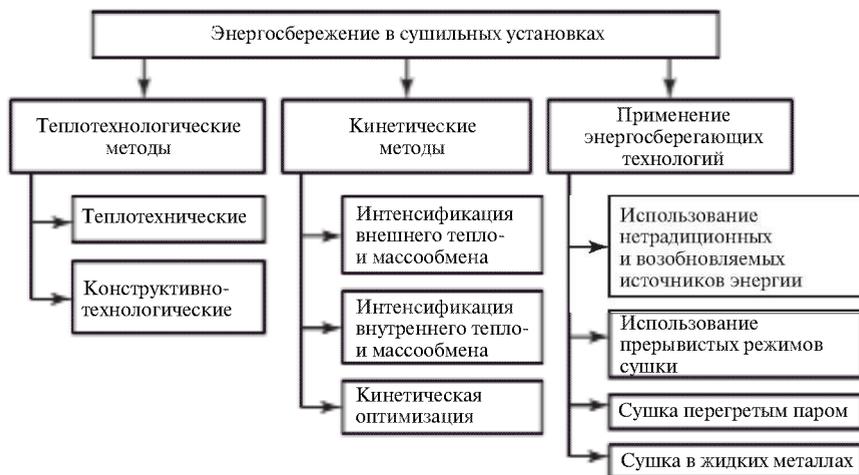


Рис. 8.17. Одна из частных классификаций энергосберегающих мероприятий в сушильных установках

Ко *второй группе* методов относятся:

— методы интенсификации внешнего тепло- и массообмена (повышение движущей силы массообмена, коэффициента теплоотдачи к сушиму материалу, увеличение поверхности тепло- и массообмена и др.);

— методы интенсификации внутреннего тепло- и массообмена (повышение температуры материала в первом периоде сушки, снижение термодиффузионной составляющей потока массы при ее разнонаправленности с диффузионной составляющей, использование внешних полей — электрических, магнитных, звуковых, применение ПАВ и др.);

— методы кинетической оптимизации (изменение профилей скорости, температуры и влагосодержания сушильного агента на входе в установку, активизация процесса взаимодействия сушильного агента и материала, реверсия и др.).

В *третью группу* методов входят:

— использование нетрадиционных и возобновляемых источников энергии, приводящее к замещению органического топлива (применение солнечной и ветровой энергии для сушки материалов растительного происхождения и др.);

— применение прерывистых режимов подвода теплоты, в том числе за счет излучения, реверсии потоков сушильного агента и др.;

— использование в качестве сушильного агента перегретого водяного пара, паров удаляемой жидкости и др.

Приведенный перечень методов повышения тепловой экономичности сушилок неполон, но и он дает представление о большом числе возможных направлений поиска рациональных и оптимальных по энергозатратам вариантов организации процесса сушки.

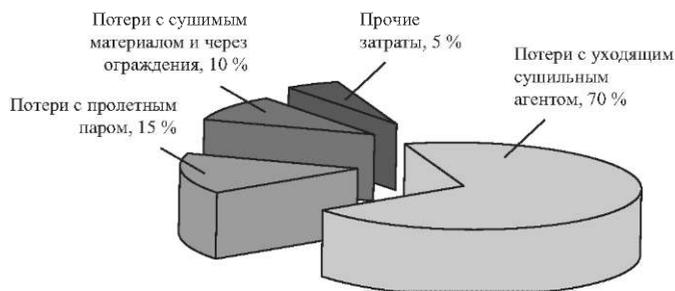


Рис. 8.18. Традиционное распределение нерациональных энергетических затрат в сушильных установках

Основными путями повышения тепловой экономичности конвективных сушильных установок являются снижение потерь теплоты с уходящим сушильным агентом, потерь теплоты в окружающую среду через ограждения сушильных камер и потерь с пролетным паром (рис. 8.18).

Рециркуляция сушильного агента. Рециркуляцией называют возврат отработанного сушильного агента с большим влагосодержанием в сушильную камеру и его смешение с исходным сушильным агентом, имеющим меньше влагосодержание. Рециркуляция относится к наиболее простым, традиционно применяемым методом энергосбережения и снижает расход уходящего сушильного агента в несколько раз, что приводит к сокращению затрат энергии на его подогрев.

Коэффициентом рециркуляции k называют отношение расходов сухого рециркулирующего (возвращаемого) сушильного агента и сухого смешиваемого сушильного агента.

Важнейшей задачей для сокращения затрат энергии в сушильных установках является правильный выбор коэффициента рециркуляции. Этому вопросу посвящена специальная литература [13, 14]. Здесь мы лишь кратко остановимся на особенностях этого выбора.

При организации процесса сушки существуют две возможности рециркуляции сушильного агента: его смешение со свежим воздухом перед подогревателем (рис. 8.19, *а*) и его смешение с предварительно подогретым воздухом (рис. 8.19, *б*). Первый вариант имеет ряд преимуществ, получил широкое распространение на практике и в дальнейшем будем рассматривать его.

Качественно анализировать изменение удельного энергопотребления q , кДж/кг, можно, используя изображение изменения состояния воздуха в h, d -диаграмме. На рис. 8.20 представлены процессы изменения состояния сушильного агента при различных значениях коэффициента рециркуляции k (k' , k'' , k'''): подогрев в калорифере (1-2), насыщение влагой в сушильной камере (2-3) и смешение с исходным сушильным агентом (0-1-3). Коэффициент рециркуляции на диаграмме соответствует отношению длины отрез-

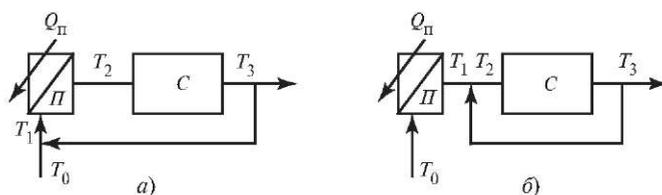


Рис. 8.19. Принципиальные схемы конвективных сушильных установок с рециркуляцией сушильного агента (воздуха):

П — подогреватель; С — сушильная камера

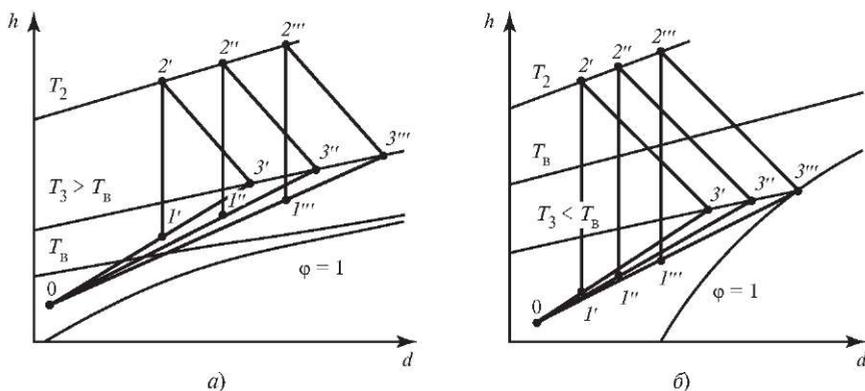


Рис. 8.20. Изменение состояния сушильного агента при сушке с рециркуляцией: а — при $T_3 > T_B$; б — при $T_3 < T_B$

ков $0-1$ и $1-3$. Тангенс угла наклона линий $0-1-3$ пропорционален удельным энергозатратам q на сушку.

Особенностью сушки с рециркуляцией является различие энергозатрат в зависимости от соотношения температуры на выходе из сушильной камеры T_3 и температуры кипения удаляемой воды T_B ($T_3 > T_B$ или $T_3 < T_B$). Если температура T_3 превышает температуру кипения T_B , то с ростом коэффициента рециркуляции влагосодержание сушильного агента на выходе из сушильной камеры d_3 может возрастать до бесконечности. При этом влагосодержание сушильного агента на входе в сушильную камеру d_2 также может увеличиваться до бесконечности. Это возможно потому, что изотерма $T_3 = \text{const}$ на диаграмме влажного воздуха продолжается неограниченно вправо и не пересекается с линией насыщения, которая асимптотически стремится к изотерме $T_B = \text{const}$, лежащей ниже изотермы $T_3 = \text{const}$ (рис. 8.20, а).

Если температура на выходе из сушильной камеры T_3 ниже температуры кипения T_B , то с ростом коэффициента рециркуляции влагосодержание сушильного агента на выходе из сушильной камеры d_3 не может превысить

влажностное содержание насыщения при температуре T_3 . При этом изотерма $T_3 = \text{const}$ пересекается с линией насыщения (рис. 8.20, б). Этот случай более типичен, чем предыдущий, потому что на практике температуру сушильного агента на выходе из сушильной камеры стремятся довести до как можно более низкого значения.

Можно показать, что существуют предельные значения коэффициента рециркуляции k_L , аналитические выражения для определения которого различаются для случаев $T_3 > T_B$ и $T_3 < T_B$.

В первом случае ($T_3 > T_B$)

$$k_L = \frac{h_0 + c_{\text{п}}T_3 - \Delta}{c_{\text{п}}(T_2 - T_3)} \left(1 - \frac{d_0}{d_2}\right). \quad (8.9)$$

Во втором случае ($T_3 < T_B$)

$$k_L = \frac{d_1(T_2)(h_0 + c_{\text{п}}T_3 - \Delta) - d_0(h_0 + c_{\text{п}}T_2 - \Delta) - c_a(T_2 - T_3)}{[c_a + d_a(T_2)c_{\text{п}}](T_2 - T_3)}, \quad (8.10)$$

где h_0 — начальная энтальпия пара; d_0, T_0 — начальное влажностное содержание сушильного агента и его температура; d_1, T_1 — влажностное содержание сушильного агента и его температура после смешения; c_a — изобарная массовая удельная теплоемкость сухого сушильного агента; $c_{\text{п}}$ — изобарная массовая удельная теплоемкость пара; Δ — превышение дополнительных тепловыделений в сушильной камере над потерями теплоты на 1 кг испаренной влаги. Приведенными формулами для расчета предельного коэффициента рециркуляции допустимо пользоваться только в том случае, если на выходе сушильного агента из рабочей камеры процесс сушки соответствует первому периоду.

Реальные зависимости для q в сушилках с рециркуляцией при изменении различных параметров представлены на рис. 8.21. Удельные затраты энергии на сушку при больших коэффициентах рециркуляции асимптотически стремятся к минимальному значению. При неизменной начальной температуре сушильного агента снижение его конечной температуры T_3 приводит к сокращению удельных расходов теплоты.

Выбирая коэффициент рециркуляции следует помнить, что при увеличении его значения, с одной стороны, возрастает тепловая экономичность процесса сушки, а с другой — повышаются расход электроэнергии на перекачку рециркулирующего воздуха и капитальные затраты на нагнетатель.

Для эффективного использования энергии необходимо, чтобы коэффициент рециркуляции стремился к своему предельному значению, однако при этом увеличиваются конечное влажностное содержание сушильного агента d_3 , равновесное влажностное содержание материала и снижается движущая сила массообмена, что приводит к увеличению продолжительности сушки. Таким образом, при минимизации энергозатрат в сушильных установках с рециркуляцией

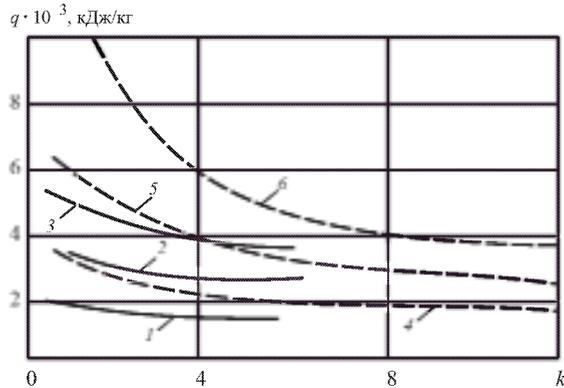


Рис. 8.21. Влияние параметров режима сушки на удельные энергозатраты в сушилке с рециркуляцией воздуха:
 1, 2, 3 — $T_2 = 200\text{ }^\circ\text{C}$, $T_3 = 70\text{ }^\circ\text{C}$; 4, 5, 6 — $T_2 = 200\text{ }^\circ\text{C}$, $T_3 = 130\text{ }^\circ\text{C}$; 1, 4 — $\Delta = 1000\text{ кДж/кг}$;
 2, 5 — $\Delta = 0$; 3, 6 — $\Delta = -1000\text{ кДж/кг}$

следует анализировать не только статику, но и кинетику сушки, которая определяет длительность процесса.

Применение тепловых насосов и конденсационных теплообменников для утилизации теплоты уходящего сушильного агента. Эти мероприятия требуют капитальных вложений в оборудование, но позволяют удалить влагу из отходящего сушильного агента путем ее конденсации на теплообменных поверхностях. Применение теплонасосной установки всегда выгодно с точки зрения уменьшения энергозатрат, если она полностью или частично заменяет электрические калориферы.

Важной проблемой применения утилизационных теплообменников и тепловых насосов является то обстоятельство, что уходящий сушильный агент всё ещё содержит мелкие частицы сушимого материала. При конденсации паров эти частицы смешиваются с образующимся конденсатом и налипают на теплообменных поверхностях, препятствуя передаче теплоты. Для борьбы с этим явлением следует предусматривать дополнительную очистку сушильного агента. Применение тепловых насосов и конденсационных теплообменников может быть совмещено с рециркуляцией.

Кинетическая оптимизация сушильной установки как метод повышения ее энергетической эффективности может заключаться в создании в сушильной камере оптимального распределения параметров сушильного агента (скорости, температуры), коэффициентов тепло- и массоотдачи, а также расположения дополнительных источников подводимой теплоты. Эти меры позволяют сократить длину сушильной установки, снизить массовый расход сушильного агента или передаваемый конвективный поток теплоты.

Вследствие неравномерности распределения скоростей, температур и тепловых потоков в сушильной установке одна часть материала высушивается быстрее, другая — медленнее. Поскольку процесс сушки может быть завер-

шен только при достижении заданного влагосодержания во всем материале, указанная неравномерность приводит к удлинению процесса во времени и, следовательно, к росту затрат энергии. Кроме того, становятся возможными перегрев, коробление и растрескивание материала.

При учете кинетического несовершенства процесса сушки нерациональные затраты энергии в конвективной сушильной установке распределяются иначе (рис. 8.22), чем без его учета (см. рис. 8.18). Для оптимизации неравномерного теплообмена в качестве частного технического критерия оптимизации может быть использовано *относительное паразитное удлинение времени сушки* ω [14—16], который представляет собой отношение продолжительности сушки при неравномерном распределении управляющего параметра τ_n к продолжительности сушки при равномерном распределении этого параметра τ_p :

$$\omega = \tau_n / \tau_p. \quad (8.11)$$

Минимальное значение этого показателя соответствует минимуму энергетических затрат.

Рассмотрим в качестве примера устранения этих неравномерностей *изменение профиля скорости сушильного агента*, которое является одним из методов снижения капитальных и энергетических затрат на сушку.

Неравномерность профиля скорости сушильного агента в поперечном сечении сушильной камеры значительно больше при его боковом подводе к сушиму материалу, когда поток сушильного агента разворачивается внутри сушильной камеры, чем при фронтальном подводе, когда поток набегает на сушимый материал, не изменяя направления движения.

Неравномерность профиля скорости рабочей среды при боковом подводе возникает вследствие образования обширных зон обратных токов (рис. 8.23, а). Уменьшению неравномерности способствует замена прямоугольного поперечного сечения сушильной камеры на треугольное. Качественное измене-

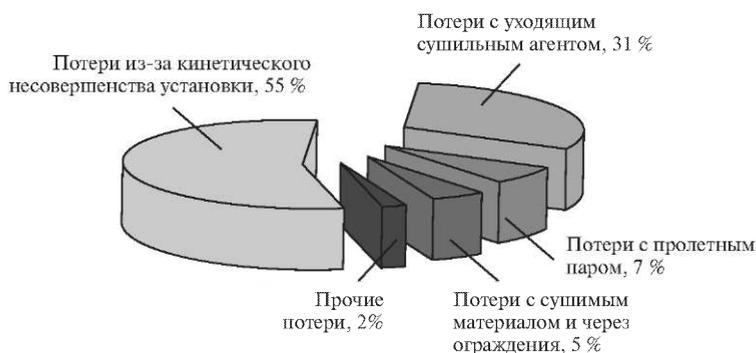


Рис. 8.22. Распределение нерациональных затрат энергии при учете кинетического несовершенства процесса сушки

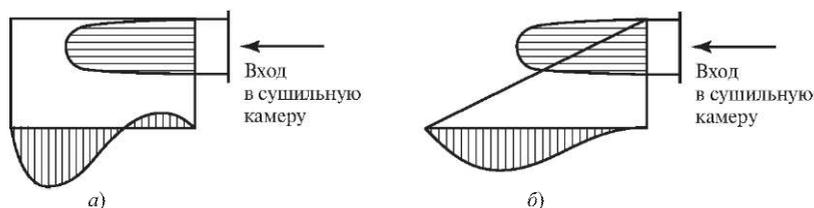


Рис. 8.23. Неравномерный профиль скорости рабочей среды в сушильной камере:
a — профиль скорости при прямоугольной форме поперечного сечения рабочей камеры; *б* — то же при треугольной форме

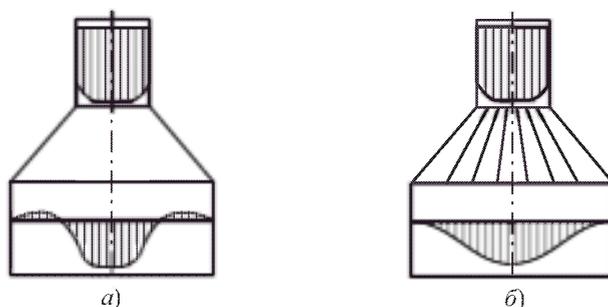


Рис. 8.24. Выравнивание неравномерного профиля скорости рабочей среды с помощью направляющего аппарата

ние неравномерного профиля скорости рабочей среды вследствие изменения формы поперечного сечения рабочей камеры показано на рис. 8.23, *б*.

При осевом подводе рабочей среды неравномерность профиля скорости возникает из-за того, что поперечное сечение трубопроводов, через которые подводится рабочая среда в рабочую камеру технологического аппарата, меньше поперечного сечения рабочей камеры. В месте внезапного расширения канала происходит отрыв потока от стен с образованием затопленной струи и зон обратных токов (рис. 8.24, *а*). Уменьшению неравномерности способствует установка внутри сушильной камеры направляющих аппаратов в виде перегородок (рис. 8.24, *б*).

При фронтальном подводе сушильного агента к сушимому материалу неравномерность профиля скорости может быть также снижена в результате установки в поперечном сечении канала, через который подается сушильный агент, распределенных элементов, создающих аэродинамические сопротивления.

Различают «тонкие» и «толстые» элементы аэро- или гидродинамического сопротивления для получения равномерного потока воздуха. Примером «тонкого» элемента сопротивления может служить проволочная сетка, примером «толстого» элемента сопротивления — сотовая структура (хоней-комб), спрямляющая воздушный поток решетка.

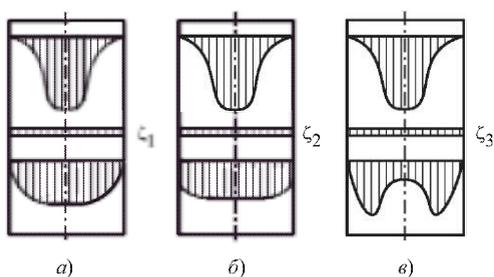


Рис. 8.25. Изменение неравномерного профиля скорости рабочей среды с помощью «тонкого» элемента аэродинамического сопротивления (коэффициент гидродинамического сопротивления $\zeta_1 < \zeta_2 < \zeta_3$, $\zeta_2 = \zeta_{\text{опт}}$)

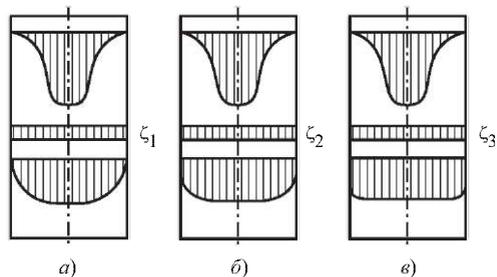


Рис. 8.26. Изменение неравномерного профиля скорости рабочей среды с помощью «толстого» элемента аэродинамического сопротивления (коэффициент гидродинамического сопротивления $\zeta_1 < \zeta_2 < \zeta_3$)

Для «тонкого» элемента сопротивления существует оптимальное значение коэффициента аэро- или гидродинамического сопротивления ($\zeta_{\text{опт}} = 2$), при котором происходит полное выравнивание неравномерного профиля скорости (рис. 8.25, б). При меньших значениях коэффициента сопротивления наблюдается неполное выравнивание неравномерного профиля скорости (рис. 8.25, а). При превышении оптимального значения коэффициента сопротивления возникает «опрокидывание» неравномерного профиля скорости (рис. 8.25, в).

Качественное влияние роста коэффициента аэро- или гидродинамического сопротивления на степень равномерности профиля скорости показано на рис. 8.26.

Экономии теплоты и условного топлива за счет изменения профиля скорости можно оценить по следующим формулам [14]:

$$\Delta Q_3 = Q \frac{\omega - 1}{\omega}, \quad (8.12)$$

$$\Delta B_v = \Delta Q_3 / 29,3, \quad (8.13)$$

где ΔQ_3 — годовая экономия теплоты, ГДж; ΔB_v — годовая экономия условного топлива, т у.т.

Энергосберегающие мероприятия в выпарных установках

Для концентрирования растворов солей и нелетучих жидкостей в химической, пищевой промышленности, промышленности минеральных удобрений широкое применение получили выпарные аппараты. Удаление влаги из растворов в аппаратах большой производительности требует очень значительных энергетических затрат, связанных с подогревом и испарением больших объемов жидкости.

Экономия энергии в выпарных установках может достигаться следующими основными способами:

использованием теплоты вторичного пара в многоступенчатых выпарных установках;

повышением параметров вторичного пара с помощью струйного эжектора или механического компрессора и его дальнейшим использованием;

подогревом раствора, направляемого на выпарку, вторичным паром или конденсатом.

Кроме того, возможно использование теплоты вторичных энергетических ресурсов, получаемых при выпаривании (вторичный пар, конденсат), при теплоснабжении или в других технологических установках (внешнее использование теплоты). Теоретически возможно также использование теплоты концентрированного раствора, однако это не всегда можно осуществить на практике.

На современных крупных предприятиях выпаривание ведут в многокорпусных (многоступенчатых) установках непрерывного действия. Раствор в таких установках перетекает из корпуса в корпус, частично выпариваясь при этом в каждом корпусе до определенной концентрации.

Применение многокорпусных выпарных установок дает существенную экономию пара, поскольку при этом происходит использование образующегося над раствором так называемого вторичного пара каждого корпуса в последующих корпусах с более низким давлением в качестве греющего или передача части вторичного пара (экстрапара) другим тепловым потребителям.

Расход греющего пара, идущего на многокорпусную выпарную установку от внешнего источника, может быть рассчитан по формуле

$$D = W/(n \varphi), \quad (8.14)$$

где W — количество растворителя, удаленного из раствора; n — число корпусов выпарных аппаратов, включенных последовательно по пару; φ — поправочный коэффициент для учета повышения тепловых потерь при увеличении числа корпусов. Для трех- и четырехкорпусных установок $\varphi = 0,90$, для пяти- и шестикорпусных установок $\varphi = 0,85$. Такое техническое решение не удастся реализовать в малотоннажных производствах по технико-экономическим показателям. На изготовление аппаратов малой производительности требуется существенно больший удельный расход металла. Поэтому снижение затрат на получение греющего пара при увеличении числа корпусов будет сопровождаться более заметным ростом стоимости самой установки.

Экономии греющего пара в выпарной установке можно достичь, используя **паровой эжектор** или **механический компрессор**. При этом с помощью пара высоких параметров или подвода механической энергии вторичный пар сжимается до давления, при котором обеспечивается необходимая температура конденсации в первом корпусе. Эжектор или компрессор можно устанавливать за любым корпусом установки. Чем ниже давление всасываемого

пара, тем полнее утилизация теплоты, но больше требуется энергии на сжатие. Место установки эжектора должно определяться на основании технико-экономических расчетов. Оценки показывают, что при применении парового эжектора в трехкорпусной выпарной установке можно добиться такой же экономии пара, как при использовании еще одного дополнительного корпуса.

Применение механического компрессора более выгодно, чем использование парового эжектора из-за низкого КПД последнего. Кроме того, в схеме с паровым эжектором невозможна полная утилизация теплоты, так как дополнительное количество пара, полученное от парового котла, должно быть сконденсировано.

Существенно снизить теплотребление в процессе выпаривания позволяет **правильный выбор типовой схемы выпарной установки**. Наиболее распространенные схемы установок с поверхностными аппаратами приведены на рис. 8.27. Применение схем с конденсатором за последней ступенью (рис. 8.27, *а*, давление пара в конденсаторе 0,01—0,02 МПа) позволяет подавать в первый корпус пар более низкого давления, нежели в установках с противодавлением. При этом расширяются возможности использования вторичных энергоресурсов для выпарной установки, в частности пара от кот-

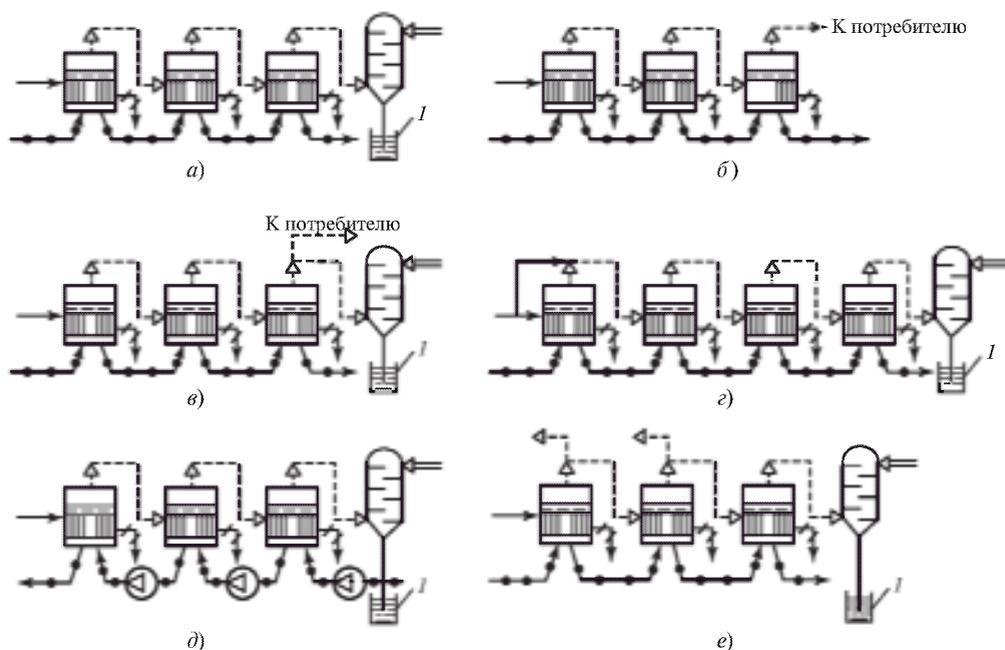


Рис. 8.27. Схемы выпарных установок:

I — барометрический конденсатор; *а* — прямоточная с конденсатором; *б* — прямоточная с противодавлением; *в* — с ухудшенным вакуумом; *г* — с нуль-корпусом; *д* — противоточная; *е* — с отбором экстрапара

лов-утилизаторов. В то же время установки с противодавлением и ухудшенным вакуумом (рис. 8.27, б и в) могут служить источником пара из последней ступени для внешних потребителей, работающих при более низком давлении.

В установках с нуль-корпусом (рис. 8.27, з) кроме направляемого в него пара высоких параметров в первый корпус можно подавать пар более низкого давления. Этот пар может поступать не от ТЭЦ или котельной, а от котлов-утилизаторов, использующих теплоту вторичных ресурсов, которые имеются на данном предприятии. В результате решается задача замещения части первичного топлива вторичными энергоресурсами.

Применение противоточных схем (рис. 8.27, д) способствует замедлению процесса отложения солей на поверхностях нагрева и, как следствие, уменьшению тепловых потерь через наружные поверхности аппаратов. Но для перемещения раствора из корпуса в корпус в отличие от прямоточных установок необходимо использовать насосы. Более того, в этих установках практически исключена возможность регенеративного подогрева раствора, поэтому снижение тепловых потерь сопровождается увеличением расхода электроэнергии на установку. Окончательный вывод о целесообразности такого решения можно сделать только на основе технико-экономического сравнения вариантов.

Установки с отбором экстрапара (рис. 8.27, е) относятся к классу энерго-технологических, поскольку кроме решения чисто технологической задачи — повышения концентрации раствора — они служат одновременно и источником теплоты (экстрапар) для внешних потребителей. Также применяются и другие схемы многоступенчатых установок для выпаривания растворов.

Регенеративный подогрев исходного раствора. Для предварительного подогрева раствора, поступающего на выпаривание, обычно используют теплоту конденсата греющего пара из первого корпуса и конденсата вторичного пара из последующих корпусов. Этим обеспечивается регенеративное (внутреннее) использование теплоты в схеме, что ведет к снижению расхода греющего пара от ТЭЦ или котельной на установку. Такое решение позволяет снизить расход греющего пара, направляемого на однокорпусную установку, на 5—15 %. В том случае, если применяется многокорпусная установка, подогрев исходного раствора приводит к еще более значительной экономии пара. В частности, в четырехкорпусной установке экономия греющего пара, поступающего от ТЭЦ или котельной, может достигать 20—50 %.

Часто процесс выпаривания осуществляется в выпарных аппаратах с погружными горелками, в которых теплоноситель — продукты сгорания топлива — непосредственно контактирует с выпариваемым раствором. В них температура теплоносителя на выходе из аппарата практически равна температуре раствора. При этом применение многокорпусных установок с последовательным включением аппаратов по теплоносителю нецелесообразно, поскольку вся теплота продуктов сгорания, затраченная на испарение, уносится из аппарата образующейся в процессе выпаривания парогазовой

смесью. На предварительный подогрев раствора может быть израсходовано не более 15 % теплоты этой смеси. Для внешнего энергоиспользования она имеет недостаточно высокий потенциал. Температура смеси обычно составляет 85—95 °С. Этого уровня температур достаточно для систем горячего водоснабжения. Согласно действующим нормативам температура горячей воды санитарно-технического назначения должна быть равна 55 °С. В моечных машинах машиностроительных, ликероводочных и других заводов температура горячей воды должна составлять 60—80 °С. Но затраты теплоты на горячее водоснабжение для санитарно-технических целей обычно не превышают 2—3 % затрат на отопление и вентиляцию. Возможности использования горячей воды в технологии тоже ограничены. Существует схема, позволяющая вести процесс выпаривания при непосредственном контакте продуктов сгорания с упариваемым раствором так, чтобы парогазовая смесь на выходе из аппарата имела более высокую температуру. Для этого выходное сопло горелки не погружают в раствор, а располагают выше уровня раствора на расстоянии, достаточном для поддержания не барботажного, а струйного режима течения продуктов сгорания в газожидкостном пространстве. Меняя указанное расстояние, можно устанавливать любую необходимую температуру парогазовой смеси. Расход топлива на упаривание раствора при этом выше, чем в обычных аппаратах с погружными горелками, но с учетом замещения внешних источников теплоты для горячего водоснабжения, отопления и вентиляции использование теплоты сгорания топлива оказывается более эффективным. Действительно коэффициент использования теплоты топлива в такой установке будет составлять:

$$\eta_{\text{КИТ}} = (Q_1 + Q_2) / (BQ_{\text{H}}^{\text{P}}), \quad (8.15)$$

где Q_1 — теплота, идущая на выпаривание; Q_2 — теплота парогазовой смеси, израсходованная на получение горячей воды; B — расход топлива; Q_{H}^{P} — низшая теплота сгорания топлива.

Холодная вода, поступающая в водоподогреватель из обратной линии систем отопления, вентиляции или горячего водоснабжения, проходит сначала скрубберную зону, где нагревается до 85—95 °С при непосредственном контакте с парогазовой смесью, а затем рекуперативную, в которой теплообмен осуществляется через теплопередающую стенку (рис. 8.28). Температура парогазовой смеси за рекуперативной зоной поддерживается на уровне, достаточном для предупреждения конденсации пара, чтобы снизить опасность разрушения поверхности вследствие коррозии. Конденсация пара парогазовой смеси происходит в скрубберной зоне. Температура уходящих газов на выходе из нее зависит от уровня температуры воды, поступающей в водоподогреватель, и может снижаться до 35 °С. При этом коэффициент использования теплоты топлива составляет 90—95 %.

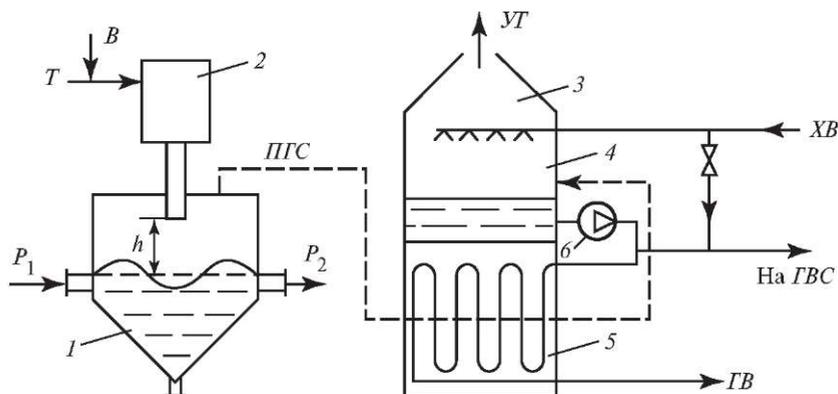


Рис. 8.28. Схема водогрейной установки:

1 — барботажно-струйный испаритель; 2 — горелка или топочное устройство; 3 — контактно-поверхностный водоподогреватель; 4 — скрубберная зона водоподогревателя; 5 — рекуперативная зона водоподогревателя; 6 — насос; T — топливо; B — воздух; P_1 и P_2 — исходный и концентрированный растворы; ПГС — парогазовая смесь; УГ — уходящие газы; XB — холодная вода; ГВС — горячее водоснабжение; ГВ — горячая вода, идущая в систему отопления и вентиляции

Энергосбережение в ректификационных установках

Разделение жидких смесей является очень энергоемким процессом и широко применяется при получении продуктов переработки нефти, в химической промышленности и пищевых производствах (производство спирта). По опытным данным нефтеперерабатывающие заводы на переработку нефти и производство нефтепродуктов потребляют в виде топлива, теплоты и электроэнергии 8—12 % объема перерабатываемой нефти.

В технологических схемах с ректификационными колоннами (рис. 8.29) возникает проблема использования низкопотенциальной теплоты. Вторичными энергетическими ресурсами в ректификационных установках являются теплота паров низкокипящих компонентов, уходящих из верхней части колонны, а также теплота кубового остатка.

Расход теплоты на предварительный подогрев исходной смеси, поступающей на ректификацию, мал по сравнению с тем количеством теплоты, которое отводится с охлаждающей водой из конденсатора флегмы и конденсатора готового продукта. Более того, для предварительного подогрева смеси вполне достаточно теплоты конденсата греющего пара. В этих условиях важным способом экономии топлива является внешнее энергоиспользование. Например, на ликероводочных заводах встречаются схемы, в которых охлаждающая вода нагревается в конденсаторах флегмы и готового продукта до 65 °С и используется затем в моечных машинах, в системах горячего водоснабжения санитарно-технического назначения и др.

Схема ректификационной установки для регенерации растворов органических растворителей представлена на рис. 8.29. Отработанный раствор

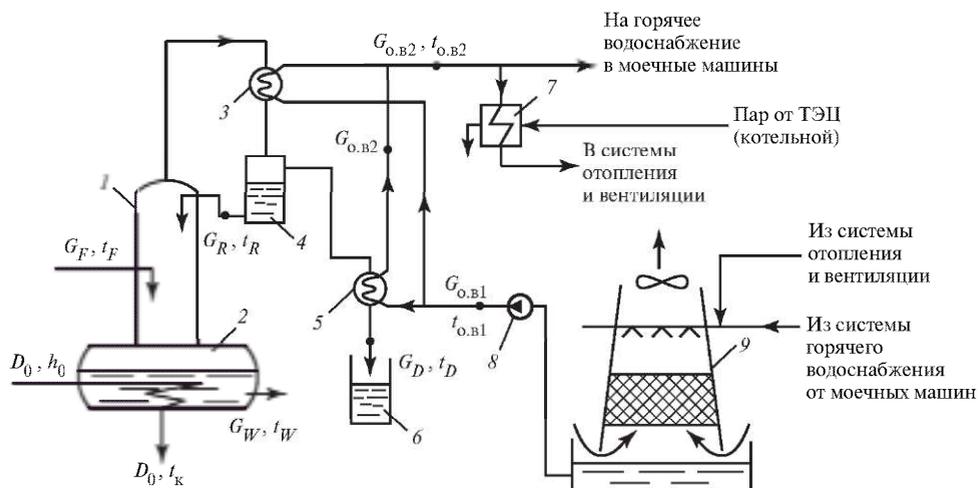


Рис. 8.29. Схема регенерационной установки для регенерации органических растворителей: 1 — ректификационная колонна; 2 — куб; 3 — конденсатор флегмы; 4 — сепаратор; 5 — конденсатор готового продукта; 6 — сборник готового продукта (дистиллята); 7 — водоподогреватель; 8 — насос циркуляционный; 9 — градирня

в количестве G_F при температуре t_F поступает на разделение в колонну, куб которой обогревается паром. Расход пара равен D_0 , энтальпия — h_0 . Пары летучих компонентов, выходящие из колонны, охлаждаются последовательно в конденсаторе флегмы 3 и конденсаторе готового продукта 5, между которыми установлен сепаратор 4 для отделения жидкой фазы — флегмы в количестве G_R , возвращаемой на орошение колонны. Дистиллят в количестве G_D при температуре t_D направляется в сборный бак 6 и возвращается в технологический цикл.

Нагретая в конденсаторах флегмы и готового продукта вода направляется в систему горячего водоснабжения и обеспечивает работу моечных машин. Часть горячей воды после дополнительного подогрева паром ТЭЦ или котельной в водоподогревателе 7 направляется в систему отопления.

Уравнение теплового баланса установки можно записать в виде

$$D_0(h_0 - c_K t_K) = G_D c_D t_D - G_F c_F t_F + G_W c_W t_W + G_{o,в1} c_{o,в} (t_{o,в2} - t_{o,в1}), \quad (8.16)$$

где t_K — температура конденсата греющего пара; $c_K, c_D, c_F, c_W, c_{o,в}$ — удельные теплоемкости соответственно конденсата греющего пара, дистиллята, исходной смеси, кубового остатка и охлаждающей воды; $t_{o,в1}$ и $t_{o,в2}$ — температуры охлаждающей воды до конденсаторов и после них.

На получение 1 т дистиллята расходуется несколько тонн греющего пара, большая часть теплоты которого (до 85 %) передается охлаждающей воде в конденсаторах. Теплота этой воды часто сбрасывается в окружающую среду через градирню. Эта теплота может быть полезно использована либо напрямую для работы моечных машин и горячего водоснабжения, как это пока-

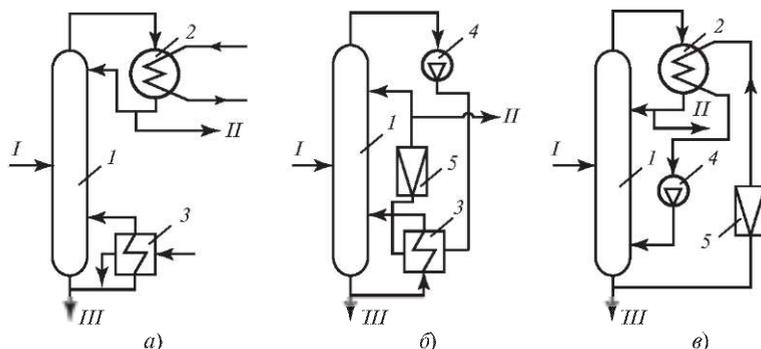


Рис. 8.30. Принципиальные схемы разделения с близкими температурами кипения смесей:
а — обычная схема; *б* — схема с тепловым насосом, использующим в качестве рабочего агента низкокипящий компонент смеси; *в* — то же, использующим высококипящий компонент смеси; *I* — разделяемая смесь; *II* — верхний продукт; *III* — нижний продукт; 1 — колонна; 2 — дефлегматор; 3 — ребойлер; 4 — компрессор; 5 — дроссель

зано на схеме (рис. 8.29), либо после ее дополнительного подогрева, например, с помощью теплового насоса.

В тех установках, в которых подогрев куба колонны осуществляется паром с относительно низкой температурой, можно использовать для этой цели предварительно сжатые механическим компрессором или паровым эжектором пары, уходящие из верхней части колонны, т.е. использовать схемы с тепловым насосом.

Применение тепловых насосов для разделения смеси компонентов с близкими температурами кипения (рис. 8.30) позволяет осуществлять экономию теплоты, подводимой в ребойлер 3, и сокращать расход холодной воды, направляемой на охлаждение в дефлегматор. Рабочим агентом теплонасосной установки может быть при этом как низкокипящий (рис. 8.30, *а*), так и высококипящий (рис. 8.30, *б*) компонент.

С другими расчетными примерами по данной главе можно ознакомиться на интернет-ресурсе «Электронный сетевой сборник задач по курсу «Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях» на сайте http://twt.mpei.ru/ochkov/VPU_Book_New/ES/index.html.

Контрольные вопросы

1. Назовите виды используемых энергоресурсов и основные элементы технологической схемы металлургических предприятий с полным и неполным циклами передела.
2. Назовите виды используемых энергоресурсов и основные элементы технологической схемы производства бумажного полотна.
3. Поясните понятие технологического процесса и приведите примеры высокотемпературных и низкотемпературных процессов и установок.
4. Назовите основные составляющие теплового баланса теплотехнологического агрегата.

5. Перечислите и поясните основные группы мероприятий по снижению энергопотребления в высокотемпературных технологиях.
6. Назовите основные виды потерь энергии при тепловой сушке материалов.
7. Поясните понятия статики и кинетики сушки.
8. Приведите классификацию энергосберегающих мероприятий в сушильных установках.
9. Что такое предельный коэффициент рециркуляции сушильного агента и каким образом он влияет на удельные теплотери?
10. В чем заключается кинетическая оптимизация сушильной установки? Приведите примеры энерго- и ресурсосберегающих мероприятий, связанных с кинетической оптимизацией.
11. Назовите основные способы экономии энергии в выпарных установках.
12. Какие существуют схемы выпарных установок с поверхностными аппаратами?
13. Запишите и поясните уравнение теплового баланса ректификационной установки.
14. Назовите способы экономии энергии в ректификационных установках.
15. Поясните применение тепловых насосов в целях энергосбережения в схемах ректификационных установок.

Глава 9

ВТОРИЧНЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

Важнейшим направлением энергосбережения является расширение масштабов использования вторичных энергетических ресурсов. *Вторичные топливно-энергетические ресурсы* (ВЭР) — топливно-энергетические ресурсы, полученные как отходы или побочные продукты (сбросы и выбросы) производственного технологического процесса [1].

Наиболее часто встречаются вторичные ТЭР в виде тепла различных параметров и топлива. Например, к ВЭР в виде тепла относят нагретые отходящие газы технологических агрегатов; газы и жидкости систем охлаждения; отработанный водяной пар; сбросные воды; вентиляционные выбросы, тепло которых может быть полезно использовано. К ВЭР в виде топлива относят, например, твердые отходы, жидкие сбросы и газообразные выбросы нефтеперерабатывающей, нефтедобывающей, химической, целлюлозно-бумажной, деревообрабатывающей и других отраслей промышленности, в частности доменный газ, древесную пыль, биошламы, городской мусор и т.п. [1].

При использовании ВЭР в других агрегатах (не являющихся источниками ВЭР), т.е. при их утилизации, расход топлива или другого целевого энергоносителя в технологическом агрегате — источнике ВЭР практически не меняется. При этом осуществляются экономия топлива, снижение эксплуатационных затрат в замещаемых энергетических установках.

Глубокая и полная утилизация вторичных энергоресурсов в настоящее время является одним из наиболее эффективных, экономически целесообразных путей повышения рентабельности энергохозяйств промышленных предприятий.

Повышение энергетического КПД технологических агрегатов всех отраслей промышленности, приводящее к снижению выхода ВЭР, требует, как правило, более высоких материальных и финансовых затрат, чем использование ВЭР для снижения потребностей в топливе и тепловой энергии, получаемых со стороны.

9.1. Виды ВЭР и направления их использования

Как уже было отмечено (см. § 1.3), по направлению использования различают три вида ВЭР: горючие, тепловые и избыточного давления. По агрегатному состоянию различают газообразные, парообразные, жидкостные и твердые ВЭР.

Горючие ВЭР

Источниками горючих ВЭР, например, в черной металлургии, могут быть: доменные печи, кислородные конвертеры, ферросплавные печи, из которых отводятся доменный, конвертерный газы и газ ферросплавных печей [2]. Химические составы горючих газов в металлургической промышленности приведены в гл. 1.

Доменный газ — горючий ВЭР, который образуется в доменной печи в процессе горения кокса и восстановления железа из руды. Горючий потенциал коксового газа объясняется наличием оксида углерода CO. Наличие оксида углерода — причина большой токсичности доменного газа и требует повышенных мер безопасности с постоянным контролем состава воздуха в цехе. Сжигание доменного газа производится в паровых котлах, а также в нагревательных колодцах и методических печах прокатных цехов. Из-за низкой теплоты сгорания ($3600\text{—}4600\text{ кДж/м}^3$) доменный газ часто используется в смеси с другими видами топлива. Сжигание доменного газа позволяет покрыть до 30—40 % потребности в тепловой энергии металлургического комбината [2].

Конвертерный газ состоит в основном из оксида углерода и диоксида углерода. Температура его на выходе из конвертера колеблется в пределах $1600\text{—}1800\text{ }^\circ\text{C}$. Конвертерный газ содержит значительное количество пыли до $(120\text{—}180\text{ г/м}^3$, а в отдельных случаях до 220 г/м^3) и поэтому обязательно должен очищаться. Использование энергии конвертерных газов зависит от выбранного способа их охлаждения и очистки. Конвертерный газ сжигают в паровых котлах, расположенных рядом с конвертером, а также используют для отопления камер предварительного подогрева металлолома перед его загрузкой в конвертер. При сжигании конвертерного газа в энергетических агрегатах, расположенных на удалении от конвертера, конвертерный газ предварительно охлаждается и очищается [2].

Коксовый газ образуется при производстве кокса. Теплота сгорания коксового газа $17\ 000\text{—}18\ 500\text{ кДж/м}^3$. Коксовый газ применяется в основном в виде смеси с доменным газом (имеющим низкую теплоту сгорания) для сжигания в воздухоподогревателях доменных печей, в нагревательных колодцах и методических печах цехов прокатки и термической обработки металла. Возможно его сжигание в парогазовых и газотурбинных установках для производства электроэнергии [2].

Ферросплавный газ образуется в закрытых печах для выплавки ферросплавов. При выплавке ферросплавов в качестве восстановителя применяется углерод коксика (коксовой мелочи, остающейся после сортировки каменноугольного кокса), который в электропечи окисляется до оксида углерода, являющегося основной составной частью ферросплавных газов. Содержание оксида углерода в газах колеблется в пределах 65—90 %, теплота сгорания такого газа составляет $8400\text{—}11\ 300\text{ кДж/м}^3$. В связи с большой загрязненностью пылью и токсичностью, ферросплавный газ в основ-

ном сжигали на свечах. Возможно его использование в качестве котельно-печного топлива после очистки от пыли [2].

В химической промышленности существует ряд специализированных подотраслей производства различных видов химической продукции, наиболее энергоемкими из которых являются: азотная, хлорная, содовая подотрасли; производство химических волокон, лаков и красок, а также пластических масс. Почти во всех подотраслях химической промышленности образуется значительное количество горючих ВЭР, использование которых играет существенную роль в покрытии потребности в тепловой энергии отдельных процессов производства.

К горючим ВЭР, например, в хлорной подотрасли относятся технический водород, жидкие горючие отходы, загрязненное дизельное топливо, фенольные смолы, контактные или продувочные газы и пр.

В нефтехимической промышленности в технологических процессах производства синтетического каучука также образуются горючие ВЭР, выходящие из контактных печей, реакторов дегидрирования бутана, изопентана, изобутана и т.п.

Для сажевого производства характерными источниками ВЭР являются сажевые реакторы и печи — основные агрегаты современной технологической схемы производства сажи, основанной на высоком расходе углеводородного топлива.

Уходящие газы после выделения сажи содержат 9—14 % оксида углерода, 0,1—2,0 % метана и 12—19 % водорода. Химически связанная энергия уходящих газов составляет 30—40 % энергии топлива и сырья, подающихся в реактор.

Удельный выход газов в зависимости от марки сажи и применяемого сырья составляет от $(5 \div 7) \cdot 10^3$ до $(30 \div 45) \cdot 10^3$ м³ на 1 т сажи. Однако использование уходящих газов сажевого производства в качестве топлива затруднено в связи с их низкой теплотой сгорания (1700—2100 кДж/м³). В последнее время разработаны специальные котлы, в которых сажевый газ сжигается с подсветкой высококалорийным топливом. Его энергия используется для выработки пара.

В целлюлозно-бумажной промышленности горючими ВЭР являются черные и красные щелоки, кора и древесные отходы. Сжигание этих горючих ВЭР позволяет на 60—80 % покрывать потребность промышленности в ТЭР.

В течение ряда лет состав используемых на отечественных целлюлозно-бумажных предприятиях горючих ВЭР практически не меняется: доля щелоков составляет 60 %, доля древесных отходов и коры — 40 %. Использование коры и древесных отходов в качестве топлива требует их предварительного обезвоживания до достижения влагосодержания 50—55 %.

К горючим ВЭР относятся и твердые отходы деревообрабатывающей промышленности, которые не могут быть использованы в качестве деловых отходов, т.е. отходов, допускающих их дальнейшее нетопливное использование. Использование древесных отходов путем непосредственного сжига-

ния в топках энергетических котлов допускается при ограничении выбросов вредных веществ в атмосферу до значений, не превышающих нормативы.

Отходы в виде щепы и обрезков досок, предварительно измельченные в специальных агрегатах (щредерах-дробилках или молотковых дробилках) могут сжигаться в промышленных водогрейных котельных. Полученная теплота может использоваться как для обогрева цехов, так и для обеспечения тепловой энергией сушильных камер деревообрабатывающего предприятия.

Возможно топливное использование не только крупных отходов, но и древесных опилок и пыли. Технологии сжигания твердого топлива в виде древесных отходов подразделяются на технологии сжигания мелкофракционного топлива и топлива более крупных фракций. Мелкофракционное топливо (шлифовальная пыль и стружка) сжигается в виде суспензии (во взвешенном состоянии) в котлах с вихревой топкой. Для горения более крупного по размеру топлива, такого как щепа и дробленые кусковые отходы, требуется больше времени, и его обычно сжигают в слоевых топках. Кроме того, имеет значение и влажность топлива. К сухому топливу относят отходы с влажностью до 30 %, к влажному — отходы с влажностью 50—55 %.

За последние 10 лет большой прогресс достигнут в усовершенствовании котлов с вихревыми и слоевыми топками. Это касается повышения эффективности процесса горения и снижения выбросов пыли и оксида углерода. Совершенствуются конструкции топочной камеры, способы подача воздуха, процесс автоматизации контроля процесса сгорания. КПД котельных агрегатов стали сопоставимы с КПД агрегатов на органическом топливе.

Одним из перспективных направлений топливного использования древесных отходов стала технология производства пеллет и брикетов. Экологически чистое топливо характеризуется высокой теплотой сгорания (порядка 17 000 кДж/кг), минимальным выбросом вредных веществ и низкой зольностью.

Пеллеты изготавливаются в виде гранул цилиндрической формы из отходов древесины (опилок, щепок, коры, горбылей, некачественной древесины предварительно измельченных) методом прессования под высоким давлением при нагревании. Для склеивания компонентов используется лигнин — природный компонент древесины. Лигнин под воздействием температуры соединяет составляющие пеллет и брикетов.

Брикеты — спрессованные изделия цилиндрической, прямоугольной или любой другой формы. В основе технологии производства древесных топливных брикетов, как и при изготовлении пеллет, — прессование и термическая обработка.

Пеллеты и брикеты подходят для сжигания в любых твердотопливных котлах и печах. Специальные пеллетные котлы с автоматической подачей топлива способны работать в автономном режиме неделю на полной загрузке бункера.

Удельный выход ВЭР определяется произведением удельного количества энергоносителя на его энергетический потенциал [3, 4]. Удельный выход горючих ВЭР, кДж/ед. продукции или кДж/ч,

$$q^{\Gamma} = mQ_{\text{H}}^{\text{p}}; \quad (9.1)$$

удельный выход горючих ВЭР, выраженный в условном топливе, кг у.т/ед. продукции или кг у.т/ч,

$$b^{\Gamma} = m \frac{Q_{\text{H}}^{\text{p}}}{Q_{\text{y}}}, \quad (9.2)$$

где m — удельное количество твердого, жидкого или газообразного энергоносителя, расходуемого на получение единицы продукции или в единицу времени, кг/ед. продукции, м³/ед. продукции или кг/ч, м³/ч; Q_{H}^{p} — низшая рабочая теплота сгорания горючих ВЭР, кДж/кг или кДж/м³; $Q_{\text{y}} = 29\,330$ кДж/кг у. т. — теплота сгорания условного топлива.

При использовании горючих ВЭР в смеси с натуральным топливом: угольной пылью, природным газом или мазутом — часто происходит снижение КПД топливосжигающей установки из-за роста потерь с механическим недожогом и химической неполнотой сгорания по сравнению с работой на природном топливе, а также вследствие возникновения отклонений температурных режимов от расчетных.

Тогда удельный выход горючих ВЭР, кДж/ед. продукции или кДж/ч,

$$q^{\Gamma} = (1 - \Delta\eta_{\text{y}})mQ_{\text{H}}^{\text{p}}, \quad (9.3)$$

где $\Delta\eta_{\text{y}}$ — снижение КПД топливосжигающей установки.

Тепловые ВЭР

Тепловые ВЭР в энергоемких отраслях промышленности являются наиболее представительной группой, на долю которой может приходиться до 60 % потенциала энергосбережения.

По температурному уровню ВЭР их делят на высоко- средне- и низкопотенциальные. Четкой градации ВЭР по температуре нет. Условно принимают, что к высокопотенциальным относят ВЭР с температурой не менее 450 °С (по другим данным не менее 600 °С). Высокопотенциальные ВЭР — это уходящие газы металлургических печей, шлаки металлургических производств, уходящие газы газотурбинных установок компрессорных станций магистральных газопроводов, отходящие газы туннельных и вращающихся печей, вагранок, используемых в технологии производства строительных материалов и др.

К низкопотенциальным условно относят ВЭР, представляющие собой жидкости с температурой менее 150 °С и газы с температурой ниже 300 °С. Низкопотенциальные ВЭР — это отработавший производственный пар паровых машин, нагретая вода после технологического оборудования, про-

изводственный конденсат, газы после технологических агрегатов, вентиляционные выбросы в зданиях различного назначения, в первую очередь промышленных, а также промышленные сточные воды.

Среднепотенциальные ВЭР по температуре занимают промежуточное положение между высоко- и низкопотенциальными ВЭР.

Высокопотенциальные ВЭР. В черной металлургии все доменные печи оборудованы системой искусственного охлаждения, предназначенной для защиты от износа конструкций и деталей, работающих при высоких температурах, от образования гарнисажа на холодильниках, а также для предохранения кожуха и фундамента печи от воздействия высоких температур. До настоящего времени наиболее распространенным видом охлаждения являлось охлаждение оборотной или проточной водой, с которой уносится 0,42—0,50 ГДж подведенной в печь теплоты на 1 т чугуна.

При водяном охлаждении повышение температуры воды во избежание образования накипи на охлаждаемых элементах допускается не более чем на 20 °С. При этом огромное количество теплоты, отводимой от охлаждаемых элементов металлургических печей, не используется ввиду ее низкого потенциала. Перевод элементов доменных печей (холодильников, воздушных фурм, клапанов горячего дутья) на испарительное охлаждение дает большие технологические преимущества, так как увеличивается срок службы охлаждаемых элементов, снижается расход охлаждающей воды и, следовательно, расход электроэнергии на ее перекачку.

В сталеплавильном производстве при выплавке стали значительное количество теплоты выходит из печи в виде физической теплоты уходящих газов и стали. Еще одним источником ВЭР является теплота, выделяющаяся при охлаждении элементов печи. Физическая теплота шлака сталеплавильного производства, как и теплота доменных шлаков, не утилизируется.

При использовании теплоты конвертерного газа можно получить горячую воду и насыщенный водяной пар в охладителях с дожиганием. Пар направляют для технологических нужд предприятия или после перегрева на выработку электрической энергии. На металлургических заводах с полным рабочим циклом часть физической теплоты стали используется с горячим всадом слитков в нагревательные устройства прокатных станов. Оптимальная температура горячего всада находится в пределах 800—900 °С. Применение технологии горячего всада слитков в нагревательные устройства позволяет значительно сократить расход топлива на нагрев металла.

Температура уходящих газов нагревательных устройств колеблется в очень широких пределах (от 220—250 до 700—750 °С), а в печах, не имеющих рекуператоров, достигает 900—1000 °С, что позволяет в утилизационных установках вырабатывать пар высоких (энергетических) параметров.

В прокатном производстве имеются термические печи, особенностью которых является периодичность работы. Поэтому задача о целесообразности утилизации теплоты уходящих газов термических печей должна решаться в тесной связи с возможностью периодического использования утилизационного пара.

В цветной металлургии основными ВЭР являются физическая теплота побочных и промежуточных продуктов и отходов, уходящих газов технологических агрегатов, а также теплота, выделяющаяся при охлаждении печей (теплота кессонирования).

Доля тепловых ВЭР в тепловом балансе цветной металлургии весьма велика. В зависимости от типа и назначения печей потери теплоты составляют: с уходящими газами — 10—60 %; с охлаждающей водой — 10—30 %; со шлаками — 15—70 %. К агрегатам — источникам ВЭР в цветной металлургии следует отнести:

- печи с кипящим слоем, в которых обжигают медные, никелевые и цинковые концентраты при температуре 750—970 °С;

- отражательные печи для плавки медных, никелевых и оловянных концентратов и руды;

- электрические печи, применяемые при переработке сульфидных, медно-никелевых руд и концентратов в сыром или обожженном виде на штейн и окисленных никелевых руд на ферроникель;

- при восстановительной плавке оловянных концентратов с получением черного олова, обожженных свинцовых концентратов с выходом черного свинца, обожженных цинковых концентратов с возгонкой и последующей конденсацией металлического цинка;

- шахтные печи для плавки медных, никелевых, цинковых, свинцовых и других руд;

- конвертеры для выплавки меди, никеля и свинца;

- шлаковозгоночные печи, применяемые для переработки шлаков, содержащих 2—3 % свинца, 10—15 % цинка, 2 % олова.

Тепловые ВЭР основных пирометаллургических переделов в цветной металлургии характеризуются следующими особенностями:

- концентрацией больших количеств ВЭР в одном агрегате-источнике (до 145 ГДж/ч);

- высокой загрязненностью газов расплавленными или размягченными продуктами уноса;

- агрессивностью уходящих газов из-за содержания в них диоксида серы и расплавленного уноса.

Эти особенности свидетельствуют как о больших потенциальных возможностях использования ВЭР в целях экономии топлива, так и о технических трудностях разработки и эксплуатации утилизационного оборудования.

Основным направлением использования физической теплоты уходящих газов в цветной металлургии является ее комплексное применение в специальных котлах-утилизаторах для получения пара и нагрева воздуха, подаваемого в печь при сгорании топлива.

На предприятиях машиностроения ВЭР сравнительно высоких параметров образуются в основном в нагревательных и термических печах в виде теплоты уходящих газов и теплоты, получаемой при охлаждении, подробная характеристика которых приведена выше.

В технологических процессах основных подотраслей химической промышленности образуются только тепловые ВЭР. Например, в азотной подотрасли к основным видам тепловых ВЭР относятся:

физическая теплота отходящих газов контактных аппаратов (при производстве слабой азотной кислоты);

физическая теплота печей пароуглекислотной конверсии метана, природного газа, конвертеров;

физическая теплота продуктов сгорания промышленных стоков при производстве ацетальдегида;

физическая теплота азотно-водородной смеси колонн синтеза (в аммиачном производстве), контактного газа, синтез-газа, нитрозных газов, продукционных газов контактных аппаратов (при производстве слабой азотной кислоты);

физическая теплота конденсатов, паров вторичного вскипания (в процессе моноэтаноламиновой очистки), реакций синтеза углеводородов и др.

Использование физической теплоты технологических газов на многих предприятиях азотной подотрасли осуществляется с помощью паровых котлов-утилизаторов. В производстве аммиака начальная температура газов, поступающих в котлы-утилизаторы, колеблется от 900 до 1500 °С. В котлах температура газов снижается до 180 °С.

Вторичные энергоресурсы образуются также и в других подотраслях химической промышленности. При производстве пластических масс к тепловым ВЭР относятся физическая теплота уходящих газов печей термического обезвреживания сточных вод, теплота конденсата и горячей воды, паров вторичного вскипания. В технологических процессах производства лаков и красок к тепловым ВЭР может быть отнесена физическая теплота уходящих газов печей для сжигания колчедана, печей цинкобензольного и магниезольного производства, охлаждающих контуров технологических печей и отработавшего пара.

В нефтеперерабатывающей промышленности к основным ВЭР относится теплота уходящих дымовых газов трубчатых печей, нагретых нефтепродуктов и охлаждающей воды.

Для трубчатых печей большинства технологических установок температура дымовых газов равна в среднем 400 °С, а за печами коксовых установок и установок пиролиза она достигает 600 °С.

Теплота газов используется в рекуперативных теплообменниках для подогрева воздуха, подаваемого в печь на сжигание топлива, или в котлах-утилизаторах для выработки пара технологических параметров.

Теплота нагретых нефтепродуктов применяется, как правило, для подогрева холодных сырьевых материалов.

В нефтехимической промышленности ВЭР образуются в основном при производстве синтетических каучуков, синтетического спирта и технического углерода (сажи).

Количество и параметры образующихся ВЭР зависят от вида получаемого мономера и исходного сырья, применяемого для синтеза мономеров.

В целлюлозно-бумажной промышленности в процессах производства бумаги, картона и целлюлозы образуется также много тепловых отходов в виде теплоты парогазовой смеси, конденсата варочного и выпарного цехов, паровоздушной смеси сушильных, бумаго- и картоноделательных машин, а также дефибреров и др. Все эти тепловые отходы направляются в теплогенерационные установки и теплоулавливающую аппаратуру для подогрева технологической воды и воздуха, используемых в тех же технологических процессах и агрегатах, в результате чего снижается потребность в тепловой энергии, получаемой от энергетических установок.

Низкопотенциальные тепловые ВЭР образуются в виде теплоты отработавшего пара давлением 0,1—0,12 МПа после прессов и молотов, являющихся основными потребителями технологического пара средних параметров.

К источникам ВЭР, образующихся в системах теплоснабжения, относятся технологические аппараты и другие установки, в которых в качестве первичного теплоносителя используются водяной пар, горячая вода, горячий воздух, продукты сгорания различных видов топлива.

Источниками тепловых ВЭР являются также котельные установки, контактные газовые водоподогреватели, рекуперативные паропотребляющие установки, аппараты для контактной тепловой обработки продукции, термические и термостатные камеры, сушильные установки. ВЭР образуются также в компрессионных холодильных установках и воздушных компрессорах (теплота перегретых паров хладагентов и охлаждающей воды).

Низкопотенциальные тепловые ВЭР на предприятиях можно разделить на парообразные, жидкие и газообразные.

К парообразным ВЭР относятся пароконденсатная смесь и вторичные (соковые) пары. Пароконденсатная смесь образуется в результате конденсации в рекуперативных теплообменных аппаратах пара, называемого «глухим», она состоит из конденсата и несконденсировавшегося пара (так называемого «пролетного»). Источниками пароконденсатной смеси являются варочные котлы с паровыми рубашками, кожухотрубные водоподогреватели, выпарные и сушильные установки, калориферы, стерилизаторы, трубчатые пастеризаторы, деаэраторы и др. Содержание в пароконденсатной смеси пролетного пара зависит от наличия конденсатоотводчиков и их типа, а также от соблюдения технических условий эксплуатации.

К жидким ВЭР относятся сбросные воды, которые образуются при использовании пара в смесительных технологических аппаратах, горячей воды в рекуперативных технологических аппаратах, при сливе из емкостных аппаратов использованной воды и бульонов. К ним относится также охлаждающая вода рубашек компрессоров и конденсаторов холодильных установок.

К газообразным ВЭР можно отнести уходящие дымовые газы, отработавший воздух и вентиляционные выбросы. Источниками дымовых газов являются котельные установки, контактные газовые водоподогреватели и технологические печи, работающие на газообразном и жидком топливе.

Энергетический потенциал дымовых газов зависит от их температуры и содержания в них водяных паров. Наиболее перспективными для использования в утилизационных установках являются дымовые газы, образующиеся при сжигании природного газа, так как в них отсутствуют соединения серы.

Приняв в качестве наиболее характерного вида ВЭР пароконденсатную смесь с давлением 0,6 МПа и энтальпией до 800 кДж/кг, можно определить критерии качества других ВЭР, доли которых по отношению к пароконденсатной смеси (100 %) составляют примерно: уходящие дымовые газы котельных установок — 60 %; продукты сгорания топлива в технологических печах — 85 %; вторичные пары — 45 %; отработавший воздух термических камер и сушильных установок — до 30 %; сбросные горячие воды — 40 %; сбросные теплые воды — 20 %.

При разработке планов организационно-технических мероприятий по использованию ВЭР в первую очередь необходимо учитывать наиболее энергоемкие теплоносители: пароконденсатную смесь, вторичные пары, уходящие дымовые газы котельных установок и технологических печей.

Удельный выход тепловых ВЭР, кДж/ед. продукции или кДж/ч,

$$q^T = m\Delta h, \quad (9.4)$$

где m — удельное количество твердого, жидкого или газообразного энергоносителя, расходуемого на получение единицы продукции или в единицу времени, кг/ед. продукции, м³/ед. продукции или кг/ч, м³/ч; Δh — разность энтальпий до теплоутилизационной установки и после нее, кДж/кг или кДж/м³.

При утилизации теплоты энергоносителя, не претерпевающего в теплоутилизационной установке фазовых превращений, удельный выход тепловых ВЭР, кДж/ед. продукции или кДж/ч, определяется по формуле

$$q^T = m(c_1 t_1 - c_2 t_2), \quad (9.5)$$

где t_1 и c_1 — температура, °С, и удельная теплоемкость, кДж/(кг · К) или кДж/(м³ · К), энергоносителя на выходе из установки — источника ВЭР; t_2 и c_2 — температура, °С, и удельная теплоемкость, кДж/(кг · К) или кДж/(м³ · К), энергоносителя при поступлении его на следующую стадию технологического процесса либо температура окружающей среды и соответствующая ей удельная теплоемкость энергоносителя.

При утилизации теплоты пароконденсатной смеси ее начальная энтальпия, кДж/кг, зависит от давления p и содержания пролетного пара:

$$h_{\text{пк.с}} = h'(1 - x_{\text{п.п}}) + h'' x_{\text{п.п}}, \quad (9.6)$$

где h' , h'' — энтальпии кипящей жидкости и насыщенного пара при давлении p , кДж/кг; $x_{\text{п.п}}$ — доля пролетного пара.

ВЭР избыточного давления

Выходящий из печей доменный газ имеет избыточное давление. В настоящее время все крупные доменные печи работают с давлением под колошни-

ком, составляющим 0,2—0,27 МПа. В связи с интенсификацией доменной плавки давление газа у фурмы и под колошником постоянно повышается.

подавляющее большинство нагревательных печей прокатного производства имеет водяное или испарительное охлаждение отдельных элементов. Благодаря относительной стабильности температурного режима в печи, в системе испарительного охлаждения получают пар давлением до 4,5 МПа, который также можно использовать в энергетических целях.

В цветной металлургии применение установок испарительного охлаждения, в особенности для охлаждения кессонов шахтных печей, имеет также большие перспективы.

В химической промышленности утилизация высокотемпературных ВЭР с помощью установки котлов-утилизаторов позволяет вырабатывать пар с последующим его использованием для получения электроэнергии.

В нефтеперерабатывающей промышленности образуются также ВЭР избыточного давления. В установках термического крекинга в реакционной камере поддерживается давление 2,0—2,5 МПа. Для выделения крекинг-остатка в испарителе первоначальное давление необходимо снизить до 0,8—1,2 МПа. В настоящее время это достигается посредством редуцирования, при этом энергия избыточного давления жидких продуктов безвозвратно теряется. Снижение давления можно осуществить в специальной турбине, используемой для привода насосов или выработки электроэнергии.

При производстве этилена водно-спиртовой конденсат в сепараторе находится под давлением 7,0—7,5 МПа. Перед охлаждением он дросселируется до достижения давления 0,6—0,7 МПа. Водно-спиртовой конденсат относится к источникам ВЭР избыточного давления, и его можно использовать в гидравлической турбине для выработки электроэнергии или для привода рабочих машин (насосов, компрессоров и др.).

Удельный выход ВЭР избыточного давления, кДж/ед. продукции или кДж/ч, определяется по формуле [4]

$$q^{\text{д}} = ml, \quad (9.7)$$

где l — работа адиабатного расширения, кДж/кг; m — удельное количество жидкого или газообразного энергоносителя, расходуемого на получение единицы продукции или в единицу времени, кг/ед. продукции, м³/ед. продукции или кг/ч, м³/ч.

Работа изэнтропного (обратимого адиабатного) расширения для газообразных энергоносителей равна перепаду энтальпий:

$$l = \Delta h = h_1 - h_2, \quad (9.8)$$

где h_1 — энтальпия газа перед расширением при давлении p_1 и температуре t_1 , кДж/кг или кДж/м³; h_2 — энтальпия газа в конце изэнтропного расширения при давлении p_2 и температуре t_2 , кДж/кг или кДж/м³.

Термодинамическая температура, К, идеального газа в конце изэнтропного расширения находится по формуле

$$T_2 = T_1 \left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{(k-1)/k}, \quad (9.9)$$

где k — средний показатель изэнтропы (адиабаты) данного газа.

Для водяного пара перепад энтальпий в процессе изэнтропного расширения от давления p_1 до давления p_2 определяется по h, s -диаграмме.

Для жидкостей работа адиабатного расширения, МДж/кг, вычисляется как

$$l = (p_1 - p_2)/\rho, \quad (9.10)$$

где p_1 — давление жидкого теплоносителя на выходе из технологической установки при поступлении на следующую ступень использования, МПа; p_2 — давление окружающей среды при выбросе энергоносителя в атмосферу, МПа; ρ — плотность жидкости, кг/м³.

Направления использования ВЭР (рис. 9.1) зависят от значения, структуры и режима энергопотребления предприятия, а также от вида, параметров и количества образующихся ВЭР и в каждом конкретном случае должны выбираться на основе разработки оптимального топливно-энергетического баланса предприятия или промышленного узла с учетом обеспечения наибольшей экономической эффективности.

В зависимости от вида и параметров вторичные энергоресурсы используются по четырем основным направлениям [5]:

топливное — непосредственное применение горючих ВЭР в качестве котельно-печного топлива в энергогенерирующих или топливосжигающих установках;

тепловое — использование энергоносителей, вырабатываемых за счет ВЭР в утилизационных установках или получаемых непосредственно как ВЭР, для обеспечения потребностей в тепловой энергии или искусственном холоде;

электроэнергетическое (силовое) — использование ВЭР избыточного давления с преобразованием энергоносителя для получения электроэнергии в газовых или паровых турбоагрегатах или применение их для привода отдельных агрегатов и установок;

комбинированное — преобразование потенциала ВЭР для выработки в утилизационных установках (утилизационных ТЭЦ) по теплофикационному циклу электроэнергии и теплоты.

Программа использования ВЭР на предприятиях должна утверждаться на основании результатов экономических расчетов. Опыт использования ВЭР свидетельствует о высокой окупаемости затрат на сооружение утилизационных установок, которые в несколько раз меньше затрат на добычу эквивалентного по энергетической ценности количества топлива.

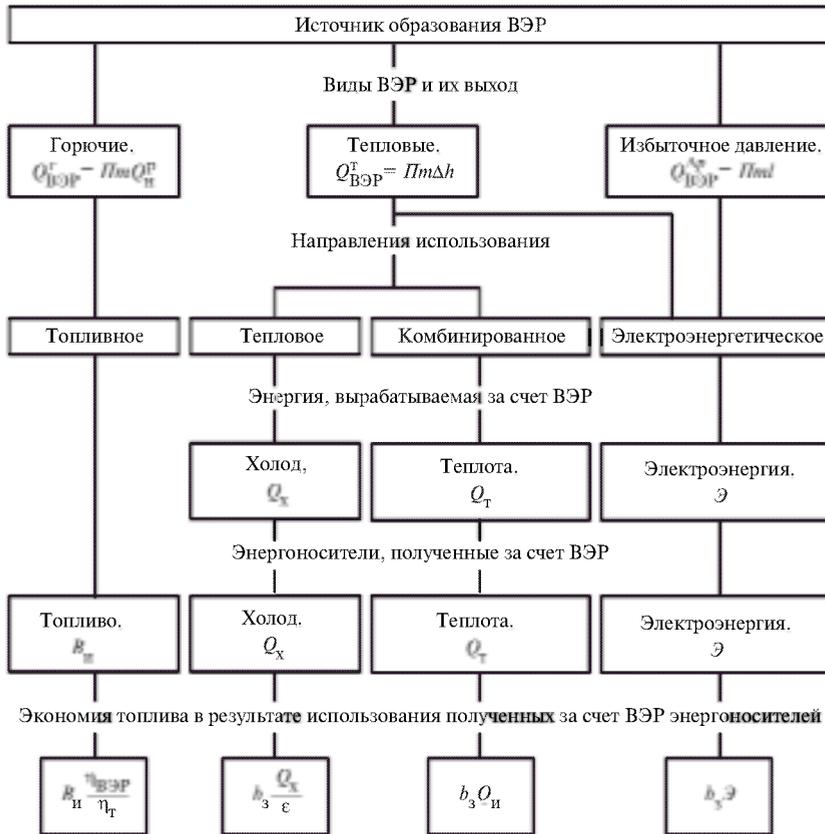


Рис. 9.1. Этапы использования ВЭР:

$Q_{ВЭР}^f, Q_{ВЭР}^t, Q_{ВЭР}^p$ — энергетические потенциалы соответственно горючих, тепловых ВЭР и ВЭР избыточного давления; $\eta_{ВЭР}$ — КПД утилизирующей установки; η_t — КПД замещающей энергетической установки, с показателями которой сопоставляется эффективность использования ВЭР; b_3 — удельный расход топлива на выработку теплоты в замещающей котельной установке; ϵ — холодильный коэффициент; $Q_{и}$ — количество используемой теплоты; $B_{и}$ — расход использованных горючих ВЭР; l — количество выпускаемой продукции; m — удельное количество энергоносителя, расходуемое на получение единицы продукции; Q_p^n — низшая теплота сгорания; Δh — разность энтальпий до теплоутилизационной установки и после нее; l — работа адиабатного расширения

9.2. Экономия энергии при утилизации ВЭР

При расчетах эффективности использования энергии, получаемой за счет ВЭР, учитываются возможные пути и способы их утилизации, технико-экономические показатели действующего или планируемого для установки утилизирующего оборудования, экономическая целесообразность выработки энергии определенного вида за счет данного вида ВЭР с учетом его количества, параметров и другие факторы.

Эффективность мероприятий по использованию ВЭР оценивается с помощью таких показателей, как:

коэффициент выхода ВЭР $\beta_{\text{вых}}$;

коэффициент утилизации ВЭР $\beta_{\text{ут}}$;

коэффициент потребления ВЭР $\beta_{\text{пот}}$;

доля сэкономленного топлива δ_B и доля теплоты δ_Q ;

удельная экономия теплоты на 1 руб. капитальных затрат на сооружение утилизационной установки l_k ;

срок окупаемости капитальных затрат на внедрение утилизационных установок [5].

Приведем выражения для определения ряда показателей на примере утилизации тепловых ВЭР. Коэффициент выхода ВЭР представляет собой отношение их потенциала к количеству теплоты, поступившей в теплоиспользующую установку с первичными теплоносителями.

Для пароконденсатной смеси значение $\beta_{\text{вых}}$, %, определяется по формуле

$$\beta_{\text{вых}} = \frac{(h_{\text{ПК.с}} - h_{\text{х.в}})100}{h_{\text{п}} - h_{\text{х.в}}}, \quad (9.11)$$

где $h_{\text{ПК.с}}$, $h_{\text{п}}$ и $h_{\text{х.в}}$ — энтальпии соответственно пароконденсатной смеси, греющего пара и холодной воды, кДж/кг.

Для продуктов сгорания топлива при нормальных условиях* значение $\beta_{\text{вых}}$, %, вычисляется как

$$\beta_{\text{вых}} = \frac{[(h_{\text{ух}} - h_{\text{х.возд}}^0) + (Q_{\text{в}}^{\text{п}} - Q_{\text{н}}^{\text{п}})]100}{Q_{\text{н}}^{\text{п}}}, \quad (9.12)$$

где $h_{\text{ух}}$, $h_{\text{х.возд}}^0$ — энтальпии уходящих газов и холодного воздуха, кДж/м³, при коэффициенте избытка воздуха, равном единице; $Q_{\text{в}}^{\text{п}}$, $Q_{\text{н}}^{\text{п}}$ — высшая и низшая теплота сгорания топлива, кДж/м³.

Для вторичных паров $\beta_{\text{вых}}$, %, рассчитывается по формуле

$$\beta_{\text{вых}} = \frac{D_{\text{в.п}}(h_{\text{в.п}} - h_{\text{х.в}})100}{D_{\text{п}}(h_{\text{п}} - h_{\text{х.р}})}, \quad (9.13)$$

где $D_{\text{п}}$ и $D_{\text{в.п}}$ — расходы греющего и вторичного пара, кг; $h_{\text{в.п}}$ — энтальпия вторичного пара, кДж/кг.

Коэффициент утилизации ВЭР представляет собой отношение количества полученной в утилизационной установке теплоты к энергетическому потенциалу поступивших в нее ВЭР.

* Нормальные условия: $p = 760$ мм рт. ст., $t = 0$ °С. Здесь и далее, если не указано специально, имеется в виду объем газа при нормальных условиях.

Для пароконденсатной смеси коэффициент утилизации ВЭР, %, определяется по формуле

$$\beta_{\text{ут}} = \frac{(h_{\text{пк.с}} - h_{\text{к}}) \eta_{\text{ут}} \cdot 100}{h_{\text{пк.с}} - h_{\text{х.в}}}, \quad (9.14)$$

где $h_{\text{к}}$ — энтальпия конденсата после утилизационной установки, кДж/кг; $\eta_{\text{ут}}$ — коэффициент полезного использования теплоты в утилизационной установке.

Для продуктов сгорания топлива $\beta_{\text{ут}}$, %, вычисляется по отношению

$$\beta_{\text{ут}} = \frac{[(h_{\text{yx}} - h_{\text{yx}}^{\text{yt}}) + \varphi(Q_{\text{в}}^{\text{п}} - Q_{\text{н}}^{\text{п}})] \eta_{\text{ут}} \cdot 100}{(h_{\text{yx}} - h_{\text{х.в}}^0) + (Q_{\text{в}}^{\text{п}} - Q_{\text{н}}^{\text{п}})}, \quad (9.15)$$

где $h_{\text{yx}}^{\text{yt}}$ — энтальпия продуктов сгорания топлива после утилизационной установки, кДж/м³; φ — доля использования теплоты конденсации водяных паров.

Для вторичных паров $\beta_{\text{ут}}$, %, определяется по формуле

$$\beta_{\text{ут}} = \frac{(h_{\text{в.п}} - h_{\text{к}}') \eta_{\text{ут}} \cdot 100}{h_{\text{в.п}} - h_{\text{х.в}}}, \quad (9.16)$$

где $h_{\text{к}}'$ — энтальпия конденсата вторичного пара, кДж/кг.

Коэффициент потребления ВЭР представляет собой отношение фактически использованной вторичной теплоты к полученной в утилизационной установке теплоте и характеризует эффективность тепловой схемы предприятия.

Доля сэкономленного в результате использования ВЭР топлива, %, находится по формуле

$$\delta_{\text{в}} = \frac{Q_{\text{исп}} \cdot 100}{B Q_{\text{н}}^{\text{п}} \eta_{\text{к}}^{\text{нт}}}, \quad (9.17)$$

где $Q_{\text{исп}}$ — количество использованной вторичной теплоты за год, кДж/год; B — расход топлива на источнике, кг/год (м³/год); $\eta_{\text{к}}^{\text{нт}}$ — коэффициент полезного действия (нетто) котельной.

Для предприятий, получающих пар от централизованных источников, уровень эффективности использования ВЭР определяется долей сэкономленной теплоты, %, которая вычисляется как

$$\delta_{\text{Q}} = Q_{\text{исп}} \cdot 100 / Q_{\text{пр}}, \quad (9.18)$$

где $Q_{\text{пр}}$ — количество теплоты, потребленной предприятием за год, кДж/год.

Удельная экономия теплоты на 1 руб. капитальных затрат на сооружение утилизационной установки, кДж/(руб.·год), определяется по формуле

$$I_k = Q_{исп} / K, \quad (9.19)$$

где K — капитальные затраты, руб.

Методы определения экономии энергоресурсов зависят от специфики ВЭР и направления их использования.

При прямом использовании горючих ВЭР в топливосжигающих установках фактическую экономию за рассматриваемый период времени, т у.т., рассчитывают, как

$$\Delta B_{эк} = \frac{B_{и} \eta_{ВЭР}}{\eta_T}, \quad (9.20)$$

где $B_{и}$ — расход использованных горючих ВЭР, т у.т.; $\eta_{ВЭР}$ — КПД топливосжигающего агрегата при работе на горючих ВЭР; η_T — КПД того же агрегата при работе на первичном топливе.

Если горючие ВЭР используются в котлах-утилизаторах для выработки пара, то экономию топлива за рассматриваемый период времени, т у.т., можно определить по формуле

$$\Delta B_{эк} = b_{Q_3} Q_{и} = b_{Q_3} Q_T \sigma, \quad (9.21)$$

где $Q_{и}$ — количество использованной теплоты, ГДж или Гкал; Q_T — выработка теплоты за счет ВЭР в утилизационной установке, ГДж или Гкал; σ — коэффициент использования теплоты, выработанной за счет ВЭР; b_{Q_3} — удельный расход топлива на выработку теплоты в замещаемой котельной установке, т у.т./ГДж или т у.т./Гкал.

В зависимости от конкретных условий энергоснабжения в качестве замещаемых установок могут рассматриваться промышленные котельные или ТЭЦ с разными КПД.

При комбинированном энергоснабжении предприятия от заводской или районной теплоэлектроцентрали использование горючих ВЭР для теплоснабжения может приводить к снижению экономичности работы ТЭЦ вследствие уменьшения тепловой нагрузки отборов или противодавления турбин. В этом случае экономию топлива, т у.т., за счет использования ВЭР определяют с учетом некоторого увеличения удельного расхода топлива на выработку электроэнергии на ТЭЦ [5]:

$$\Delta B_{эк} = Q_{и} b_Q [1 - \varepsilon(q_k - q_3)], \quad (9.22)$$

где b_Q — удельный расход топлива на выработку теплоты в ТЭЦ, т у.т./ГДж или т у.т./Гкал; ε — удельная выработка электроэнергии кВт·ч/кДж или кВт·ч/ккал; q_k — удельный расход теплоты на производство электроэнергии в конденсационной турбине, кДж/(кВт·ч) или ккал/(кВт·ч); q_3 —

удельный расход теплоты на выработку электроэнергии, кДж/(кВт · ч) или ккал/(кВт · ч).

Если теплоутилизационная установка характеризуется значительным расходом электроэнергии на собственные нужды, то из экономии топлива за рассматриваемый период времени, определяемой по (9.21), следует вычесть расход топлива $\Delta B_{с.н}$ на производство дополнительно потребляемой электроэнергии, который рассчитывается как

$$\Delta B_{с.н} = b_{\mathcal{E}}(W_{ут} - W_3)Q_T, \quad (9.23)$$

где $b_{\mathcal{E}}$ — удельный расход топлива на выработку электроэнергии, т у.т./кВт · ч; $W_{ут}, W_3$ — удельные расходы электроэнергии на выработку единицы теплоты в утилизационной и замещаемой установках, кВт · ч/ГДж или кВт · ч/Гкал.

При использовании ВЭР для получения холода в абсорбционных холодильных установках экономия топлива также может быть определена по формуле (9.21), однако вместо $Q_{и}$ следует подставлять количество выработанного холода Q_x , деленное на холодильный коэффициент ε (холодильный коэффициент — отношение количества выработанного холода к количеству затраченной теплоты):

$$\Delta B_{\text{эк}} = b_{Q_3} Q_x / \varepsilon. \quad (9.24)$$

При электроэнергетическом направлении использования ВЭР экономия топлива, т у.т., составит

$$\Delta B_{\text{эк}} = b_{\mathcal{E}} \mathcal{E}_{ут}, \quad (9.25)$$

где $b_{\mathcal{E}}$ — удельный расход топлива на выработку электроэнергии в энергетической системе или в замещаемой установке, с показателями которой сравнивается эффективность использования ВЭР, т у.т./кВт · ч; $\mathcal{E}_{ут}$ — отпуск электроэнергии утилизационными установками, получаемой за счет ВЭР, кВт · ч.

При комбинированном направлении использования ВЭР и комбинированной схеме энергоснабжения предприятия в условиях полного использования теплоты, отпускаемой утилизационной турбиной, экономия топлива, т у.т., за счет ВЭР может быть определена как

$$\Delta B_{\text{эк}} = \frac{Q_T b_Q [1 + \varepsilon_3 q_3 - q_k (\varepsilon_3 - \varepsilon_{ут})]}{1 + \varepsilon_{ут} q_{ут}}, \quad (9.26)$$

где Q_T — количество теплоты, вырабатываемой в виде пара в теплоутилизационной установке и поступающей в утилизационную турбину, ГДж или Гкал; $\varepsilon_{ут}, q_{ут}$ — удельная выработка электроэнергии, кВт · ч/кДж или кВт · ч/ккал, и удельный расход теплоты на производство электроэнергии в утилизационной турбине (на утилизационной ТЭЦ), кДж/(кВт · ч) или ккал/(кВт · ч); ε_3, q_3 — то же на замещаемой ТЭЦ; q_k — удельный расход теплоты на про-

изводство электроэнергии в конденсационной турбине, кДж/(кВт·ч) или ккал/(кВт·ч).

Возможная (расчетно-теоретическая) выработка тепловой энергии в виде пара или горячей воды в утилизационной установке за счет тепловых ВЭР, ГДж или Гкал, в общем случае определяется по формуле

$$Q_T = 10^{-6} G (h_1 - h_2) \beta (1 - \xi), \quad (9.27)$$

где G — количество энергоносителя, поступающего на вход в утилизационную установку за рассматриваемый период времени, кг или м³; h_1 — энтальпия энергоносителя на выходе из технологического агрегата — источника ВЭР, кДж/кг или кДж/м³; h_2 — энтальпия энергоносителя при температуре t_2 на выходе из утилизационной установки, кДж/кг или кДж/м³; β — коэффициент, учитывающий несоответствие режима и числа часов работы утилизационной установки и агрегата — источника ВЭР, обусловленное условиями работы источника ВЭР; ξ — коэффициент потерь энергии в окружающую среду в утилизационной установке и на линии между агрегатом — источником ВЭР и утилизационной установкой.

Количество энергоносителя, кг или м³, поступающего в утилизационную установку, может быть определено по формуле

$$G = m_{уд} \Pi \delta \quad \text{или} \quad G = m_ч \tau \delta, \quad (9.28)$$

где $m_{уд}$, $m_ч$ — удельное и часовое количества энергоносителя на выходе из источника ВЭР, кг(м³)/единицу продукции или кг(м³)/ч; Π — количество выпускаемой продукции за рассматриваемый период времени; τ — время работы источника ВЭР за рассматриваемый период, ч; δ — доля поступающего в утилизационную установку энергоносителя, обусловленная условиями работы источника ВЭР.

Количество теплоты, ГДж или Гкал, которое можно получить в утилизационной установке, также определяется по формуле

$$Q_T = Q_{ВЭР} \eta_{ВЭР}, \quad (9.29)$$

где $\eta_{ВЭР}$ — КПД утилизационной установки.

Возможная выработка холода, ГДж или Гкал, в абсорбционной холодильной установке находится как

$$Q_x = Q_T \varepsilon. \quad (9.30)$$

При комбинированном направлении использования ВЭР в теплоутилизационных установках можно определить количество отпускаемой тепловой энергии Q_o и выработку электроэнергии \mathcal{E} , кВт·ч, в зависимости от коли-

чества теплоты Q_T , ккал или кДж, поступающей в турбину от теплоутилизационной установки:

$$Q_o = \frac{Q_T}{1 + \varepsilon q_T}; \quad (9.31)$$

$$\varepsilon = \frac{\varepsilon Q_T}{1 + \varepsilon q_T}, \quad (9.32)$$

где q_T — удельный расход теплоты на производство электроэнергии на тепловом потреблении, кДж/(кВт · ч) или ккал/(кВт · ч).

При поступлении пара высоких параметров от теплоутилизационных установок в конденсационную турбину выработка электроэнергии, кВт·ч, может быть найдена по формуле

$$\varepsilon = Q_T / q_{*}. \quad (9.33)$$

9.3. Принципиальные возможности использования вторичных энергоресурсов

Очевидно, что для каждого вида ВЭР (горючие, тепловые, избыточного давления) имеются специфические возможности использования.

Горючие ВЭР могут находиться в газообразном, жидком или твердом состоянии. *Газообразные горючие ВЭР* (доменный, коксовый газы, водород, сдвух органических веществ в химической промышленности и др.) утилизируются в горелочных устройствах.

В производстве хлора и каустической соды образуется электролитический водород ($Q_{*}^p \approx 11\,000$ кДж/м³), который используется в контактных выпарных аппаратах с погружной горелкой для предварительного упаривания раствора каустической соды. Малая плотность водорода, высокие температура воспламенения и скорость распространения пламени обуславливают применение специальных горелок. При сжигании горючих ВЭР с невысокой теплотой сгорания и содержанием более 50 % примесей в виде азота, диоксида углерода, паров воды и других веществ в горелочных устройствах следует осуществлять рекуперативный нагрев газов, добавление для стабилизации горения высококалорийного газа, полное предварительное смешение топлива с окислителем, предельно возможное укорочение факела.

Низкокалорийные газы сажевых производств сжигают в пакетно-конвективных котлах (ПКК). Котлы имеют предтопок, в котором сажевый газ сжигается в смеси с природным газом (либо мазутом). Воздух, поступающий в горелки, подогревается до 350 °С. Для сжигания отбросных газов используют специальные горелки, обеспечивающие совместное сжигание отбросного и природного газов. Единичная мощность горелок по сажевому газу доведена до 7,5—9,3 МВт. Наибольшая мощность горелки с учетом сжигания резервного топлива равна 17,3 МВт. Выгорание сажи составляет 99 %

в пределах предтопка даже при ее содержании до 3 г/м^3 . При снижении нагрузки температура в предтопке падает до значений $1000\text{—}1050 \text{ }^\circ\text{C}$, что не обеспечивает выгорания сажи. Полное выгорание сажи при температуре $1150\text{—}1200 \text{ }^\circ\text{C}$ осуществляется в течение $1,5 \text{ с}$. Теплота сгорания сажевого газа, МДж/м^3 , при известном его составе рассчитывается по соотношению

$$Q_{\text{н.с}}^{\text{p}} = 0,01(10,8 \text{ H}_2 + 12,65 \text{ CO} + 35,85 \text{ CH}_4 + 63,8 \text{ C}_2\text{H}_6 + 91,3 \text{ C}_3\text{H}_8 + \dots + 23,4 \text{ H}_2\text{S}). \quad (9.34)$$

Количество природного газа, подаваемого в предтопок для обеспечения устойчивого горения, может быть рассчитано либо по заданной теплоте сгорания смеси сажевого и природного газов, либо по заданной температуре газов в предтопке. В первом случае известны теплота сгорания сажевого газа ($Q_{\text{н.с}}^{\text{p}}$), природного газа ($Q_{\text{н.пр}}^{\text{p}}$) и их смеси ($Q_{\text{н.см}}^{\text{p}}$). Доля природного газа x , подаваемого в расчете на 1 м^3 сажевого газа, определяется из уравнения теплового баланса

$$Q_{\text{н.с}}^{\text{p}} + xQ_{\text{н.пр}}^{\text{p}} = (1 + x)Q_{\text{н.см}}^{\text{p}}.$$

Откуда

$$x = (Q_{\text{н.см}}^{\text{p}} - Q_{\text{н.с}}^{\text{p}})/(Q_{\text{н.пр}}^{\text{p}} - Q_{\text{н.с}}^{\text{p}}). \quad (9.35)$$

Во втором случае заданными являются составы и теплота сгорания сажевого и природного газов, а также минимальная температура устойчивого горения $t_{\text{г}}$ в факеле, которую обычно принимают равной примерно $1150\text{—}1300 \text{ }^\circ\text{C}$. По известным составам рассчитывают энтальпии сажевого $h_{\text{г}}$ и природного $h_{\text{пр}}$ газов при температуре $t_{\text{г}}$. Если считать, что вся вводимая в теплоизолированный предтопок теплота переходит в энтальпию продуктов сгорания, то можно записать тепловой баланс в следующем виде:

$$Q_{\text{н.с}}^{\text{p}} + xQ_{\text{н.пр}}^{\text{p}} = h_{\text{г}} + xh_{\text{пр}}.$$

Откуда

$$x = (h_{\text{г}} - Q_{\text{н.с}}^{\text{p}})/(Q_{\text{н.пр}}^{\text{p}} - h_{\text{пр}}). \quad (9.36)$$

Расчет энтальпий продуктов сгорания при известных их объемах проводят по следующей формуле

$$h_{\text{г}} = h_{\text{г}}^0 + (\alpha - 1)h_{\text{в}}^0, \quad (9.37)$$

где α — коэффициент избытка воздуха; $h_{\text{г}}^0$ — энтальпия теоретического количества продуктов сгорания, кДж/м^3 :

$$h_{\text{г}}^0 = V_{\text{RO}_2}^0 h_{\text{RO}_2}^0 + V_{\text{N}_2}^0 h_{\text{N}_2}^0 + V_{\text{H}_2\text{O}}^0 h_{\text{H}_2\text{O}}^0; \quad (9.38)$$

h_B^0 — энтальпия теоретически необходимого количества воздуха, кДж/м³:

$$h_B^0 = V^0 h_B. \quad (9.39)$$

Область применения ПКК расширяется, их используют в нефтехимической промышленности (за печами выжига катализатора), в сланцеперерабатывающем производстве для сжигания забалластированных газов [5].

В качестве примера использования *жидких горючих ВЭР* можно назвать сжигание черных сульфатных щелоков в целлюлозно-бумажной промышленности. Сульфатный способ производства целлюлозы (рис. 9.2) основан на процессе термической обработки дробленой древесины в варочном котле, куда подаются щепы и белый щелок, состоящий из смеси щелочи NaOH, сульфата натрия Na₂SO₄ и карбоната натрия Na₂CO₃. При варке образуется сильно разбавленный черный сульфатный щелок, содержащий минеральные и органические вещества.

Черный щелок имеет низкую калорийность, высокое влагосодержание (40—45 % на общую массу) и высокую зольность. Поскольку необходима регенерация химических веществ черного щелока, то его сжигают в специальных содорегенерационных котлах (СРК), при этом одновременно вырабатывается пар с давлением до 4 МПа и температурой до 450 °С. Конструкция СРК аналогична конструкции энергетического котла, но имеет отличия, связанные со сбором расплавленных щелочных солей, с необходимостью очистки от загрязнений поверхностей нагрева в топке котла, с двух- или трехъярусным по высоте сжиганием черных щелоков, распыливаемых с помощью механических форсунок.

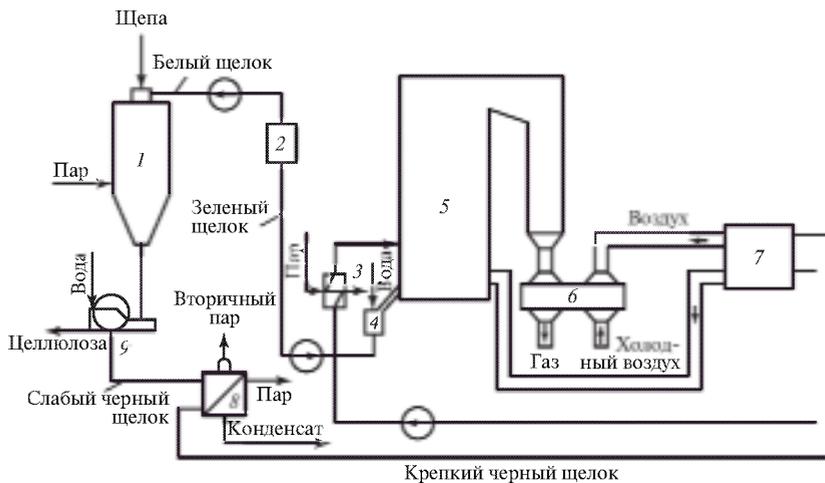


Рис. 9.2. Устройства для производства целлюлозы:

1 — варочный котел; 2 — установка каустизации; 3 — подогреватель; 4 — бак; 5 — содорегенерационный агрегат; 6 — регенеративный воздухоподогреватель; 7 — испаритель; 8 — выпарной аппарат; 9 — промывочный бак

Твердые горючие ВЭР, например кора и другие древесные отходы целлюлозно-бумажной промышленности, в зависимости от влажности имеют низшую теплоту сгорания 15—18,9 МДж/кг. Наряду с органическими веществами такие горючие ВЭР содержат минеральные вещества, что обуславливает при их сжигании образование золы. При использовании древесных отходов в энергетических котлах их сжигание, как правило, осуществляется в слое. Наиболее распространены котлы типа КМ-75-40, оборудованные предтопками с наклонной неподвижной и горизонтальной подвижной колосниковыми решетками. Для устойчивого горения древесные отходы должны иметь начальную влажность менее 55 %. В противном случае они подсушиваются в барабанной или аэрофонтанной сушилке уходящими из котла газами.

Тепловые ВЭР. Принципиальные возможности утилизации тепловых ВЭР наиболее многообразны и зависят от их начальной температуры, теплоты сгорания и непрерывности выхода.

Тепловые ВЭР с температурой выше 450 °С относятся к высокотемпературным ресурсам.

Перспективным способом утилизации является их использование в котлах-утилизаторах. Устанавливаемые для этого котлы-утилизаторы (КУ) имеют обычно экономайзерные и испарительные поверхности нагрева и пароперегреватель. Глубина охлаждения отходящих газов в КУ зависит от соотношения D/G_r , где D — паропроизводительность котла, кг/ч; G_r — расход греющего газа, м³/ч. С уменьшением начальной температуры греющих газов t_r существенно увеличивается расход теплоносителя, необходимого для выработки 1 кг пара, а соотношение D/G_r (при $D = \text{const}$) соответственно уменьшается. Так, если для обычных паровых котлов, работающих на органическом топливе, соотношение $D/G_r \gg 1$, то для получения пара при использовании отходящих газов с температурой $t_r = 400 \div 600$ °С оно составляет 0,12—0,15 [3, 6].

Газотрубные КУ широко распространены во многих отраслях промышленности. Продукты сгорания (отходящие технологические газы) в этих КУ проходят внутри труб, размещенных в водяном объеме барабана. Для этих котлов не требуется специальная обмуровка, они характеризуются высокой газоплотностью, простотой изготовления, монтажа, обслуживания и пониженными требованиями к питательной воде.

К основным недостаткам КУ подобного типа относятся низкий коэффициент использования теплоты отходящих от технологических агрегатов газов (50—60 %), высокая удельная металлоемкость на выработку пара [до 8 кг/(кг · ч⁻¹)]. К недостаткам следует также отнести низкий предел давления вырабатываемого пара (всего 1,5—2,0 МПа) из-за наличия барабана большого диаметра, ограниченный расход отходящих газов — не более $40 \cdot 10^3$ м³/ч.

В маркировках газотрубных котлов буквы обозначают: Г — горизонтальный; В — вертикальный; Б — с дополнительным барабаном-сепаратором; И — с испарительным предвключенным пучком; Э — с экономайзером; П — с пароперегревателем. В маркировках газотрубных энерготехнологических агрегатов буквы дополнительно обозначают: Т — с топкой; Ц — с циклонной камерой сгорания. Число после букв Г и В указывает площадь основной испарительной поверхности нагрева газотрубного котла, м².

К газотрубным горизонтальным однобарабанным КУ относятся агрегаты типов Г-250, Г-250П, Г-345, Г-345П, Г-550П, предназначенные для выработки насыщенного, а при наличии пароперегревателя — перегретого пара при использовании теплоты технологических газов.

В котле типа Г-250 с пароперегревателем (рис. 9.3) отходящие газы технологического агрегата поступают во входную камеру, проходят через трубы и через выходную камеру удаляются в атмосферу. Испарительная поверхность нагрева выполнена из труб диаметром 50 мм с толщиной стенки 3 мм. В верхней части барабана расположено паросепарационное устройство, представляющее собой пароприемный короб и дырчатые листы.

Одно из наиболее перспективных направлений повышения эффективности производства электроэнергии и теплоты — внедрение парогазовых установок (рис. 9.4), в которых коэффициент полезного действия выработки электроэнергии и теплоты повышается до 0,6 при коэффициенте использования топлива около 75 %. В таких установках высокотемпературные тепловые ВЭР после газовой турбины 2 поступают в котел-утилизатор 5, в котором вырабатывается пар, обеспечивающий работу паровой турбины 4.

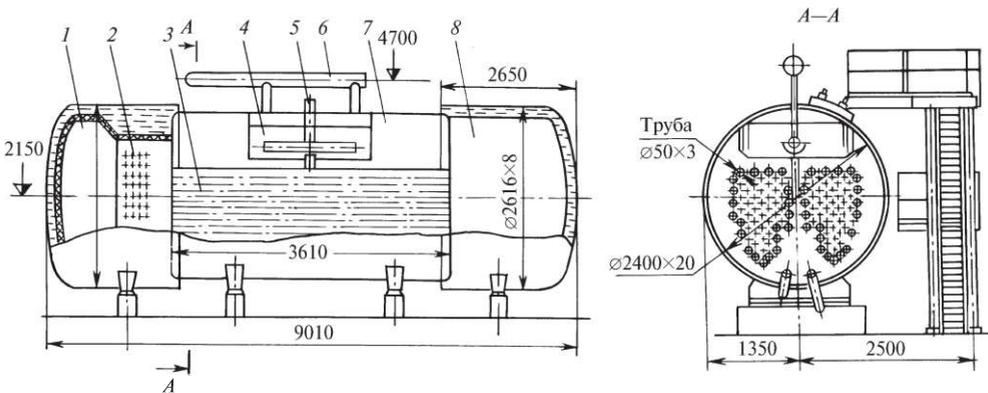


Рис. 9.3. Котел-утилизатор типа Г-250П:

1 — входная камера; 2 — трубы пароперегревателя; 3 — трубы испарителя; 4 — паросепарационное устройство; 5 — патрубок подвода питательной воды; 6 — паровой коллектор; 7 — испарительный барабан; 8 — выходная камера

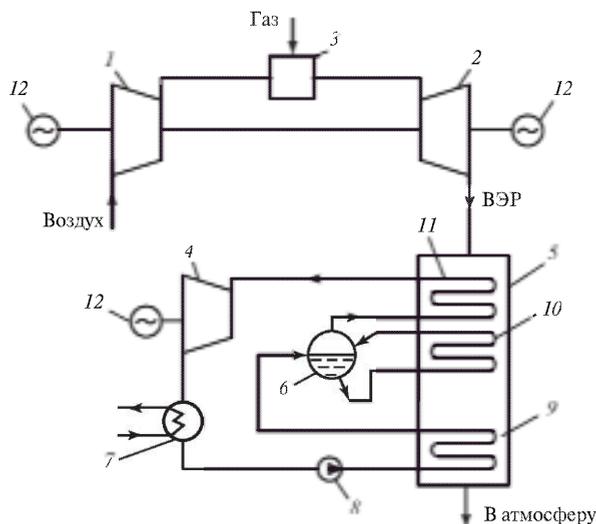


Рис. 9.4. Тепловая схема парогазовой установки с котлом-утилизатором:

1 — осевой компрессор; 2 — газовая турбина; 3 — камера сгорания ГТУ; 4 — паровая турбина; 5 — котел-утилизатор; 6 — сепаратор; 7 — конденсатор; 8 — насос питательной воды; 9 — экономайзер; 10 — испаритель; 11 — пароперегреватель; 12 — генераторы

Для конденсационных парогазовых установок коэффициент полезного действия записывается в виде

$$\eta_{\text{пг}} = \frac{N_{\text{Г}} + N_{\text{П}}}{(B_{\text{Г}} + B_{\text{П}})Q_{\text{Н}}^{\text{P}}}, \quad (9.40)$$

где $N_{\text{Г}}$ и $N_{\text{П}}$ — электрические мощности газовой и паровой турбин, кВт; $Q_{\text{Н}}^{\text{P}}$ — низшая теплота сгорания газового топлива, кДж/м³; $B_{\text{Г}}$ — расход топлива, приходящийся на газовую турбину, м³/с; $B_{\text{П}}$ — расход топлива, приходящийся на паровую турбину, м³/с.

Формулы для определения электрических мощностей газовой и паровой турбин имеют вид:

$$N_{\text{Г}} = B_{\text{Г}}Q_{\text{Н}}^{\text{P}}\eta_{\text{Г}}; \quad (9.41)$$

$$N_{\text{П}} = [B_{\text{Г}}Q_{\text{Н}}^{\text{P}}(1 - \eta_{\text{Г}}) + B_{\text{П}}Q_{\text{Н}}^{\text{P}} - Q_{\text{пот}}]\eta_{\text{П}}, \quad (9.42)$$

где $Q_{\text{пот}}$ — потери теплоты в котле, основными из которых являются потери с уходящими газами, кВт; $\eta_{\text{Г}}$, $\eta_{\text{П}}$ — коэффициенты полезного действия газовой и паровой турбин.

Пренебрегая потерями за счет наружного охлаждения и химической неполноты сгорания топлива, записываем потери теплоты, кВт, в виде

$$Q_{\text{пот}} = (B_{\text{г}} + B_{\text{п}})\alpha_{\text{yx}}V^0c_{\text{г}}t_{\text{yx}}, \quad (9.43)$$

где $B_{\text{г}} + B_{\text{п}}$ — расход топлива в парогазовой установке, $\text{м}^3/\text{с}$; α_{yx} — коэффициент избытка воздуха в уходящих газах; V^0 — удельный теоретический объем воздуха для сжигания 1 м^3 газа, $\text{м}^3/\text{м}^3$; $c_{\text{г}}$ — удельная теплоемкость уходящих газов, $\text{кДж}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C})$; t_{yx} — температура уходящих газов, $^\circ\text{C}$.

Подставляя в (9.40) соотношения (9.41)—(9.43), получаем

$$\begin{aligned} \eta_{\text{пр}} &= \frac{B_{\text{г}}\eta_{\text{г}} + B_{\text{г}}(1 - \eta_{\text{г}})\eta_{\text{п}} + B_{\text{п}}\eta_{\text{п}} - \frac{(B_{\text{г}} + B_{\text{п}})\alpha_{\text{yx}}V^0c_{\text{г}}t_{\text{yx}}}{Q_{\text{н}}^{\text{п}}}\eta_{\text{п}}}{B_{\text{г}} + B_{\text{п}}} = \\ &= \eta_{\text{г}}\frac{\alpha_{\text{yx}}}{\alpha_{\text{г}}} + \left[\frac{\alpha_{\text{yx}}}{\alpha_{\text{г}}}(1 - \eta_{\text{г}}) + \left(1 - \frac{\alpha_{\text{yx}}}{\alpha_{\text{г}}}\right) - \frac{\alpha_{\text{yx}}c_{\text{г}}t_{\text{yx}}}{Q_{\text{н}}^{\text{п}}} \right] \eta_{\text{п}} = \\ &= \eta_{\text{г}}\frac{\alpha_{\text{yx}}}{\alpha_{\text{г}}} + \left(1 - \eta_{\text{г}}\frac{\alpha_{\text{yx}}}{\alpha_{\text{г}}} - l_{\text{yx}}\right)\eta_{\text{п}}, \end{aligned} \quad (9.44)$$

где $\alpha_{\text{г}}$ — коэффициент избытка воздуха, поступающего в газотурбинную установку; l_{yx} — безразмерные потери теплоты с уходящими газами. Для парогазовой установки с котлом-утилизатором коэффициент избытка воздуха, поступающего в газотурбинную установку, $\alpha_{\text{г}} = \alpha_{\text{yx}}$, и выражение (9.44) преобразуется к виду

$$\eta_{\text{пр}} = \eta_{\text{г}} + (1 - \eta_{\text{г}} - l_{\text{yx}})\eta_{\text{п}}. \quad (9.45)$$

В теплотехнологиях применяются специфические котлы-утилизаторы. В химической промышленности используются: газотрубные котлы малой мощности, работающие при температуре утилизируемых газов $850\text{—}1200 \text{ }^\circ\text{C}$ и генерирующие пар с давлением $1,4 \text{ МПа}$; конвективные и радиационно-конвективные котлы с естественной и принудительной циркуляцией, позволяющие получать пар с давлением до $4,5 \text{ МПа}$. Специфика производства привела к появлению более 60 типоразмеров КУ. Существуют котлы-утилизаторы для охлаждения газов серного производства (КУС), нитрозных газов (КУН), газов фосфорного производства (КУФ) и др.

Одним из способов повышения эффективности использования топлива в топливосжигающих агрегатах, в том числе в котельных установках, является утилизация теплоты уходящих газов (тепловые ВЭР) за счет использования рекуперативных, смесительных, комбинированных аппаратов.

Применение рекуперативных теплообменников для утилизации теплоты уходящих из котельной установки газов обеспечивает повышение коэффици-

циента использования теплоты топлива ($\eta_{\text{КИТ}}$). Снижение температуры уходящих газов на 15—20 °С при использовании в качестве топлива природного газа соответствует увеличению $\eta_{\text{КИТ}}$ на 1 %. Применение рекуперативных теплообменников для охлаждения парогазовой смеси, работающих в конденсационном режиме (температура рекуперативной поверхности ниже температуры точки росы), приводит к увеличению $\eta_{\text{КИТ}}$ на 1 % уже при снижении температуры уходящих газов на 3—4 °С.

Известно, что температура уходящих из котла газов должна составлять не менее 120 °С по двум причинам: для исключения конденсации по всему газоотводящему тракту вплоть до выхода в атмосферу водяных паров; для увеличения естественной тяги, снижающей необходимый напор дымососа.

Наиболее важна первая из отмеченных причин. Покажем теоретические возможности снижения температуры уходящих газов ниже указанных значений без появления конденсата на стенках газоотводящего тракта. Для предупреждения конденсации водяных паров в газоходах и дымовой трубе можно использовать частичное байпасирование горячих газов (рис. 9.5) [7].

Разделение уходящих из котла газов, имеющих температуру t'_y (точка y' на диаграмме), на два потока позволяет при охлаждении и осушении одного из них в конденсационном теплообменнике-утилизаторе (КТУ) до t''_y (точка y''

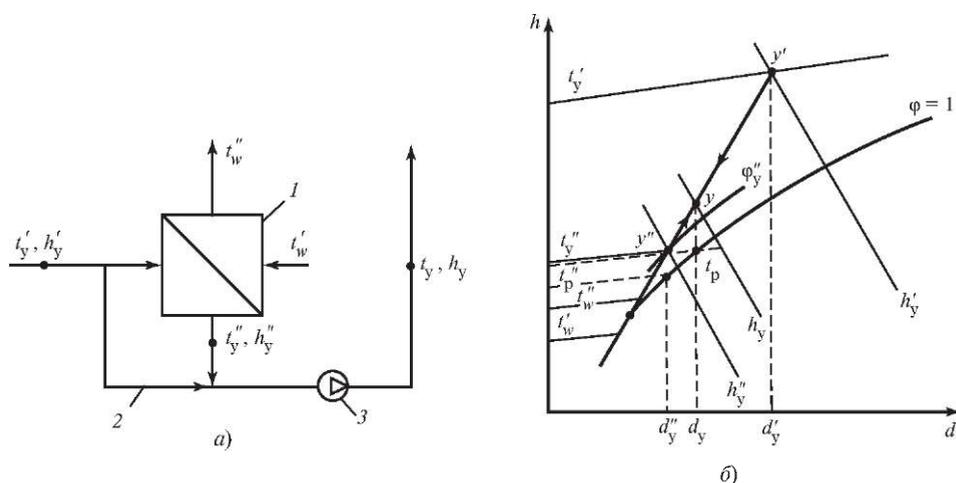


Рис. 9.5. Принципиальная схема байпасирования уходящих из котла газов (а) и процессы, соответствующие изменению их состояния в h, d -диаграмме (б):

1 — конденсационный теплообменник-утилизатор; 2 — байпасная линия; 3 — вентилятор дымосос; $y' \rightarrow y''$ — процесс охлаждения и осушения газа; $y'' \rightarrow y \rightarrow y'' \rightarrow y$ — процесс смешения газа после конденсационного теплообменника-утилизатора и газа из байпасной линии; t''_p — температура точки росы газа после конденсационного теплообменника-утилизатора; t_p — температура точки росы газа после смешения; t'_w и t''_w — температуры холодного теплоносителя до теплообменника-утилизатора и после него

на диаграмме) иметь после смешения (точка y) более высокие значения температуры t_y , влагосодержания d_y и температуры точки росы t_p ($t_p > t_p^*$).

Особенностью процессов глубокого охлаждения парогазовых смесей является изменение их относительного количества вследствие конденсации части водяных паров. Приведенное количество конденсата, получаемого из продуктов сгорания, можно рассчитать по формуле

$$\Delta W^{\text{np}} = [W_{\text{с.г}}^{\text{np0}} + W_{\text{с.в}}^{\text{np0}} (\alpha_{\text{yx}} - 1)] (d'_y - d''_y) \cdot 10^{-3}, \quad (9.45)$$

где $W_{\text{с.в}}^{\text{np0}} = 1,415$ кг/кг — приведенный теоретический расход сухого дутьевого воздуха в расчете на 1 кг влаги; $W_{\text{с.г}}^{\text{np0}} = 1,333$ кг/кг — приведенное теоретическое количество сухих продуктов сгорания в расчете на 1 кг влаги; α_{yx} — коэффициент избытка воздуха продуктов сгорания в газоходе перед конденсационным теплообменником-утилизатором; d'_y — начальное влагосодержание продуктов сгорания (перед утилизатором), г/кг; d''_y — влагосодержание продуктов сгорания на выходе из утилизатора, г/кг.

Значения d'_y и d''_y могут быть рассчитаны по приближенным формулам Л.Г. Семенюка [8]:

$$d'_y = \frac{0,13 + d_0 \alpha_{\text{yx}}}{\alpha_{\text{yx}} - 0,058}; \quad (9.46)$$

$$d''_y = \frac{0,0006382 + 0,004 \alpha_{\text{yx}}}{0,199 + \alpha_{\text{yx}}} \exp(0,062 t''_y), \quad (9.47)$$

где d_0 — влагосодержание дутьевого воздуха, г/кг; t''_y — температура продуктов сгорания на выходе из утилизатора, °С.

По значению ΔW^{np} рассчитывается абсолютное количество конденсата ΔW , которое может быть получено в процессе охлаждения продуктов сгорания, образующихся при сжигании 1 м³ природного газа.

Процессы теплопередачи в рекуперативных теплообменниках-утилизаторах, как показывают результаты экспериментальных исследований [9], протекают более интенсивно, чем при «сухом» теплообмене.

Для определения теплоотдачи со стороны газа в КТУ можно использовать следующее соотношение [9]:

$$\text{Nu} = 4,55 \text{Re}^{0,315} \text{K}^{0,388} \text{Pr}^{0,67}. \quad (9.48)$$

Здесь в числах подобия за определяющий линейный размер принят внешний диаметр трубы D , а скорость потока отнесена к самому узкому поперечному сечению теплообменника (канала). Определяющей температурой

является средняя температура продуктов сгорания. Введение критерия орошения $K = VD/\mu$ позволяет установить зависимость числа Нуссельта $Nu = \alpha D/\lambda$ от плотности орошения V , связанной со степенью охлаждения продуктов сгорания в конденсационном теплообменнике-утилизаторе поверхностного типа. В приведенных формулах λ — теплопроводность продуктов сгорания, Вт/(м·К); μ — динамическая вязкость, Пас; α — коэффициент теплоотдачи, Вт/(м²·К); V — плотность орошения, кг/(м²·с). Критериальное уравнение (9.48) получено при $875 < Re < 3500$; $0,55 < K < 1,0$; $0,5 < Pr < 1,0$.

Пример применения КТУ для повышения эффективности использования природного газа в котельных установках показан на рис. 9.6. Продукты сгорания природного газа после котла 1 поступают в водяной экономайзер 2, где охлаждаются до температуры 135—150 °С, и затем разделяются на два потока. Приблизительно 70—80 % газов по основному газоходу 15 поступает в КТУ 6 поверхностного типа, остальная часть их идет в байпасный газоход 14. В утилизаторе 6 продукты сгорания охлаждаются сырой водой до температуры 35—40 °С, при этом происходит конденсация части содержащихся в них водяных паров, что позволяет полезно использовать как физическую теплоту дымовых газов, так и скрытую теплоту конденсации

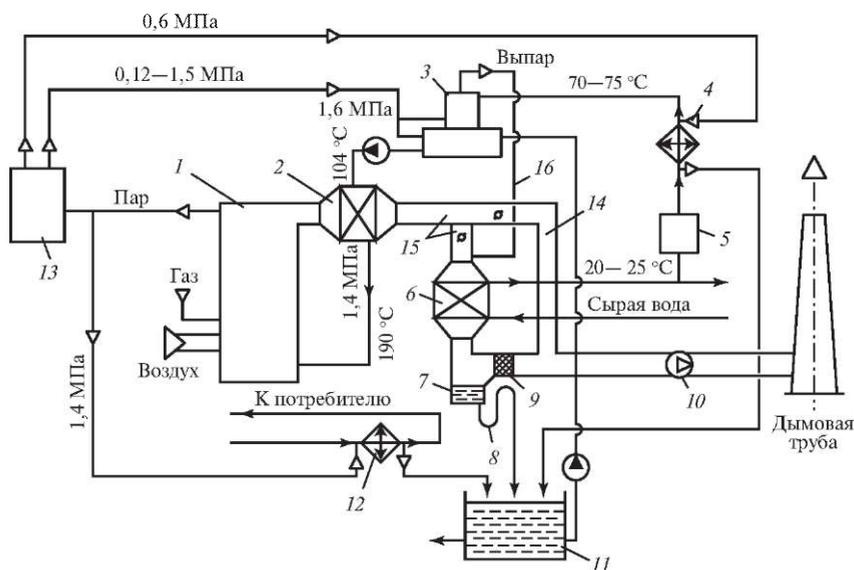


Рис. 9.6. Пример применения конденсационного теплообменника для повышения эффективности использования топлива в котельной установке:

1 — паровой котел; 2 — водяной экономайзер; 3 — деаэрагор; 4 — кожухотрубный теплообменник для подогрева химически очищенной воды; 5 — система химводоочистки; 6 — конденсационный теплообменник-утилизатор; 7 — сборник конденсата; 8 — гидравлический затвор; 9 — каплеуловитель; 10 — вентилятор-дымосос; 11 — бак сбора конденсата; 12 — кожухотрубный теплообменник для подогрева сетевой воды; 13 — редукционная установка; 14 — байпасный газоход; 15 — основной газоход; 16 — трубопровод подачи выпара в основной газоход

части содержащихся в них водяных паров. Охлажденные продукты сгорания, смешиваясь после каплеуловителя 9 с проходящими по байпасному газоходу 14 неохлажденными продуктами сгорания, отводятся дымососом 10 через дымовую трубу в атмосферу. Подогретая в КТУ 6 вода последовательно проходит через систему химводоочистки 5, кожухотрубный теплообменник 4, термический деаэратор 3, водяной экономайзер 2 и подается на подпитку в паровой котел 1.

Вырабатываемый в котле 1 пар может поступать в кожухотрубный теплообменник 12, где в процессе теплообмена конденсируется, а конденсат отводится в бак 11. Часть пара направляется в редукционную установку 13 и после понижения давления подается в кожухотрубный теплообменник 4 для подогрева химически очищенной воды, а также в деаэратор 3 для деаэрации подпиточной воды и конденсата, поступающего из бака 11. Подача по трубопроводу 16 выпара деаэратора 3 в основной газоход 15 к КТУ 6 позволяет дополнительно интенсифицировать теплообмен за счет конденсации выпара и орошения поверхности теплообменника. Через гидравлический затвор 8 выпар совместно с конденсатом продуктов сгорания поступает в сборник конденсата 7 и отводится в сборный конденсатный бак 11.

Суммарная экономия энергии определяется снижением температуры уходящих газов (Q_{yx}), конденсацией из них водяных паров (Q_k), утилизацией теплоты выпара деаэратора (Q_b), а также использованием теплоты образовавшегося конденсата для подогрева, например, химически очищенной воды, идущей на подпитку котла.

Пример 9.1. Определить количество теплоты, выделяющееся при охлаждении от 500 до 20 °С продуктов сгорания фрезерного торфа при их расходе 4,2 кг/с. Найти расход образовавшегося конденсата. Коэффициент избытка воздуха $\alpha = 1,5$. Влажность наружного воздуха $x_n = 0,02$ кг/кг. Состав топлива следующий:

$$C^P = 24,7 \%; S^P = 0,1 \%; H^P = 2,6 \%; O^P = 15,2 \%; W^P = 50 \%.$$

Решение. Объем теоретически необходимого воздуха для сжигания 1 кг торфа

$$V^P = 0,0889(24,7 + 0,375 \cdot 0,1) + 0,265 \cdot 2,6 - 0,033 \cdot 15,2 = 2,382 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Масса теоретически необходимого воздуха для сжигания 1 кг торфа

$$G^P = V^P \rho = 2,385 \cdot 1,29 = 3,073 \text{ кг/кг}.$$

Теоретический объем водяных паров, получаемый при сжигании 1 кг торфа,

$$V_{H_2O}^0 = 0,111 \cdot 2,6 + 0,0124 \cdot 50 + 0,016 \cdot 2,382 = 0,947 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Объем получаемых водяных паров с учетом влаги, содержащейся в избыточном воздухе,

$$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161(\alpha - 1)V^0 = 0,947 + 0,0161(1,5 - 1) \cdot 2,382 = 0,966 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Масса водяных паров, получающихся при сжигании 1 кг торфа,

$$G_{H_2O} = V_{H_2O} \rho_{H_2O} = 0,966 \cdot 0,804 = 0,777 \text{ кг/кг}.$$

Общая масса продуктов сгорания, получающихся при сжигании 1 кг торфа,

$$G = 1 + \alpha G^0(1 + x_H) = 1 + 1,5 \cdot 3,073(1 + 0,02) = 5,702 \text{ кг/кг,}$$

где x_H — влагосодержание дутьевого (наружного) воздуха.

Влагосодержание продуктов сгорания торфа

$$x_1' = \frac{G_{H_2O}}{G - G_{H_2O}} = \frac{0,777}{5,702 - 0,777} = 0,158 \text{ кг/кг.}$$

Энтальпия продуктов сгорания до охлаждения

$$h_1' = c_{p1} t_1' + x_1' (r + c_{p \text{ п}} t_1') = 1,005 \cdot 500 + \\ + 0,158(2480 + 1,98 \cdot 500) = 1049 \text{ кДж/кг.}$$

Считаем, что газы на выходе находятся в насыщенном состоянии. Температура и парциальное давление насыщенного пара связаны соотношением

$$p_s = 133,3 \exp \left[2,303 \left(8,074 - \frac{1733,4}{t_s + 233,4} \right) \right] = \\ = 133,3 \exp \left[2,303 \left(8,074 - \frac{1733,4}{20 + 233,4} \right) \right] = 2342 \text{ Па.}$$

Влагосодержание насыщенных продуктов сгорания

$$x_1'' = 0,622 \frac{p_s}{p_6 - p_s} = 0,622 \frac{2342}{100\,000 - 2342} = 0,015 \text{ кг/кг,}$$

где p_6 — барометрическое давление.

Энтальпия продуктов сгорания после охлаждения

$$h_1'' = c_{p1} t_1'' + x_1'' (r + c_{p \text{ п}} t_1'') = 1,005 \cdot 20 + 0,015(2480 + 1,98 \cdot 20) = 57,9 \text{ кДж/кг.}$$

Расход сухих продуктов сгорания

$$G_{\text{сух}} = \frac{G_1'}{1 + x_1'} = \frac{4,2}{1 + 0,158} = 3,63 \text{ кг/с.}$$

Расход образовавшегося конденсата

$$G_{\text{конд}} = G_{\text{сух}}(x_1' - x_1'') = 3,63(0,158 - 0,015) = 0,519 \text{ кг/с.}$$

Количество теплоты, выделяющееся в единицу времени

$$Q = G_1' h_1' - G_1'' h_1'' = G_1' h_1 - G_{\text{сух}}(1 + x_1'') h_1'' = \\ = 4,2 \cdot 1049 - 3,63(1 + 0,015) \cdot 57,9 = 4192 \text{ кВт.}$$

Известно, что при утилизации теплоты уходящих из промышленных аппаратов парогазовых смесей в рекуперативных теплообменниках-утилизаторах интенсивность теплопередачи невелика из-за незначительных коэффициентов теплоотдачи со стороны парогазовых потоков. Коэффициенты теплоотдачи от газов к воде в контактном теплообменнике и от газов к поверхности нагрева в конденсационном поверхностном теплообменнике существенно выше (при прочих равных условиях), чем при «сухом»,

т.е. чисто конвективном теплообмене. С учетом этого представляют интерес теплообменные аппараты поверхностного типа, в которых для интенсификации теплоотдачи со стороны парогазовой смеси используется распыление жидкости. Такие аппараты называют контактными теплообменниками с активной насадкой (КТАН). Принципиальная схема КТАН показана на рис. 9.7 [7].

Дымовые газы поступают в верхнюю часть установки, проходят камеру орошения, активную насадку, представляющую собой, как правило, трубчатый рекуперативный теплообменник-сепаратор, и отводятся в атмосферу.

Установка КТАН в газоходах котельных позволяет за счет снижения температуры дымовых газов и за счет теплоты конденсации водяных паров, содержащихся в дымовых газах, повысить эффективность использования природного газа на 8—12 %. Утилизированная теплота используется при нагреве до температуры 50 °С холодной воды для различных нужд.

Контактные теплообменники с активной насадкой в определенной степени универсальны: их можно использовать в качестве утилизатора, устанавливаемого за котлами, промышленными печами и сушилками, в целях утилизации теплоты парогазовых потоков, а также в качестве подогревателя воздуха в системах воздушного отопления промышленных корпусов.

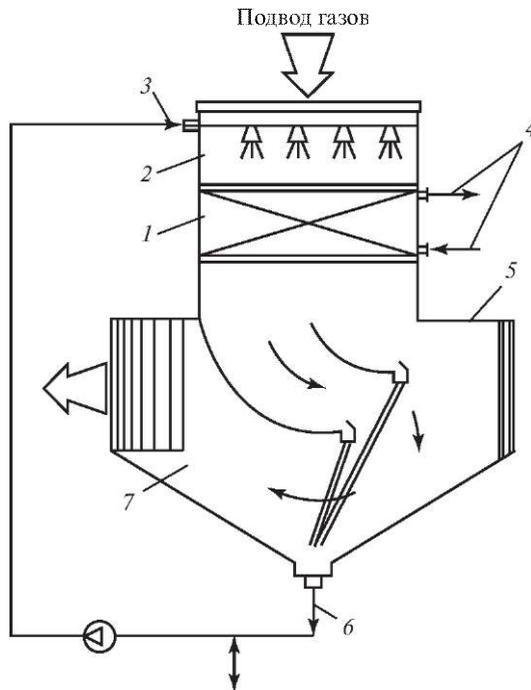


Рис. 9.7. Принципиальная схема КТАН:

1 — активная насадка; 2 — камера орошения; 3 — подвод орошающей воды; 4 — подвод и отвод нагреваемой воды; 5 — корпус; 6 — отвод орошающей воды; 7 — сепарирующее устройство

Одновременно с процессами теплообмена в КТАН происходит очистка дымовых газов от вредных соединений, содержащихся в них, при этом возможно получение продукта, используемого в дальнейшем для полезных нужд.

Утилизационный отопительно-вентиляционный агрегат (УОВА), предназначенный для термовлажностной обработки воздуха систем вентиляции (рис. 9.8) [7], позволяет эффективно использовать теплоту обратной воды тепловой сети при одновременном обеспечении высокой тепловой надежности оборудования.

В состав УОВА входят калорифер 1, насадочная контактная камера, разделенная на ступени промежуточного 2 и предварительного 3 подогрева, водораспределитель 5, установленный между ступенями 2 и 3. Агрегат имеет систему защиты от обмерзания, состоящую из обогреваемой опорной решетки 6 и греющей рубашки 7 нижней части ступени 3.

Утилизационный отопительно-вентиляционный агрегат работает как в зимнее время, так и в летнее. Изменение состояния воздуха в зимнее время показано в h, d -диаграмме (рис. 9.9). Наружный воздух с отрицательной температурой подается вентилятором 10 (см. рис. 9.8) под насадку ступени 3 предварительного подогрева. В насадке он контактирует с водой, подаваемой через дополнительный водораспределитель 5, и с водой, стекающей с насадки ступени 2 промежуточного подогрева. При этом воздух подогревается и увлажняется практически до полного насыщения, достигая относи-

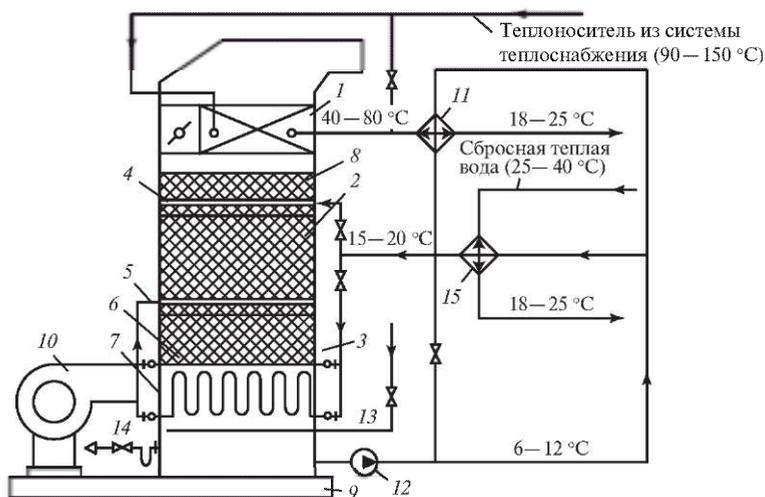


Рис. 9.8. Схема утилизационного отопительно-вентиляционного агрегата:

1 — калорифер; 2 — промежуточная ступень насадочной контактной камеры; 3 — предварительная ступень насадочной контактной камеры; 4, 5 — водораспределители; 6 — обогреваемая опорная решетка; 7 — греющая рубашка ступени предварительного подогрева; 8 — каплеуловитель; 9 — поддон; 10 — вентилятор; 11, 15 — промежуточные поверхностные теплообменники; 12 — циркуляционный насос; 13 — регулировочный клапан; 14 — линия подачи воды в градирню

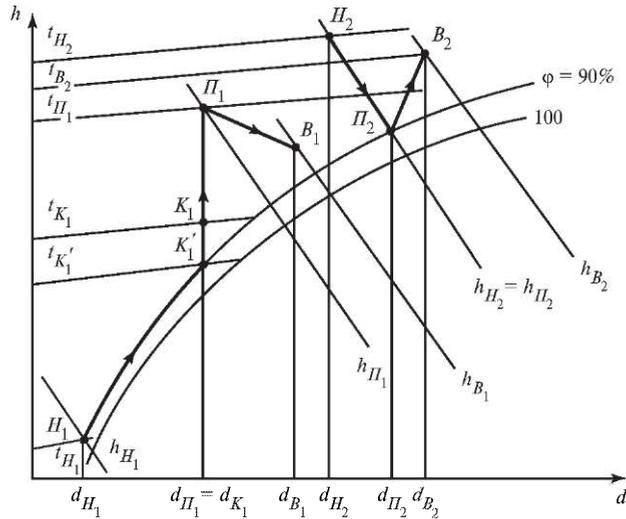


Рис. 9.9. Диаграмма процессов обработки воздуха в УОВА:

$H_1—K_1^*$ и $K_1^*—K$ — процессы увлажнения и подогрева воздуха в промежуточной ступени насадочной контактной камеры 2 (см. рис. 9.8) и в предварительной ступени насадочной контактной камеры 3 в холодное время года; $K_1—P_1$ — процесс подогрева воздуха до требуемой температуры в калорифере 1 в холодное время года; $H_2—P_2$ — процесс адиабатного увлажнения воздуха в теплое время года; $P_1—B_1$ и $P_2—B_2$ — процессы изменения параметров воздуха в обслуживаемом помещении соответственно в холодное и теплое время года

тельной влажности $\varphi \approx 90\%$. Дальнейший его подогрев до параметров, соответствующих точке K_1 , происходит в насадке ступени 2 промежуточного подогрева при контакте с водой, подаваемой через водораспределитель 4. После прохождения через каплеуловитель 8 воздух подогревается до требуемой температуры в калорифере 1 и подается в систему приточной вентиляции (точка P_1).

Нагретая охлаждающая вода, поступающая из производственных цехов, разделяется на два потока: первый направляется в водораспределитель 5 и, отдавая теплоту холодному воздуху в предварительной ступени насадочной камеры 3, стекает в поддон 9, а второй — в теплообменник 11, где подогревается обратной водой, и затем поступает в водораспределитель 4.

Охлажденная вода из поддона 9 циркуляционным насосом 12 подается в нагревательный тракт промежуточных поверхностных теплообменников 11 и 15. Затем основная часть нагретой воды направляется через водораспределитель 4 в промежуточную ступень 2 насадочной контактной камеры, а оставшая часть — в систему защиты от обмерзания (к подключенным параллельно обогреваемой опорной решетке 6 и греющей рубашке 7) и через дополнительный водораспределитель 5 в ступень 3.

Теплоноситель из подающей магистрали системы теплоснабжения последовательно проходит калорифер 1 и промежуточный поверхностный тепло-

обменник 11 циркуляционного контура агрегата и при температуре 18—25 °С поступает в обратную магистраль системы теплоснабжения.

Последовательная схема включения калорифера 1 и теплообменника 11 позволяет эффективно использовать потенциальную энергию подводимого теплоносителя. В охладительный тракт дополнительного промежуточного теплообменника 15 может подаваться также и сбросная теплая вода (например, из системы охлаждения технологического оборудования). Промежуточные теплообменники позволяют обеспечить требуемое качество воды циркуляционного контура агрегата, что необходимо, учитывая подачу приточного воздуха в помещения с постоянным или временным пребыванием людей.

Для глубокого охлаждения воды промежуточные теплообменники 11 и 15 включаются по противоточной схеме.

При положительных температурах наружного воздуха система защиты от обмерзания отключается, и вся вода после нагревательного тракта промежуточных теплообменников 11 и 15 подается в водораспределитель 4. В переходный период, когда влагосодержание наружного воздуха d_{H_2} равно или превышает влагосодержание приточного воздуха d_{H_1} , подача воды в контактную камеру прекращается и нагрев воздуха осуществляется только в калорифере 1.

Нагрев воздуха в контактной камере в холодное время года дает возможность поддерживать в производственных помещениях необходимую относительную влажность воздуха, т.е. обеспечивать кондиционирование воздуха.

В отдельных случаях при значительных тепловыделениях и малых влаговыведениях может оказаться достаточным применение только одной контактной камеры для нагрева приточного воздуха. Тогда теплоноситель поступает в теплообменник 11, минуя калорифер, по обводной линии.

Как показывают авторы [10], в теплое время года в УОВА работает только контактная камера, куда поступает наружный воздух с параметрами t_{H_2} , d_{H_2} и откуда выходит воздух с параметрами t_{H_1} , d_{H_1} , который и направляется в помещение, где его параметры достигают значений t_{B_2} , d_{B_2} (см. рис. 9.9). Вода циркуляционного контура контактной камеры проходит по соответствующим обводным линиям, минуя теплообменники 11 и 15, а воздух — по обводному воздушному каналу у калорифера, что снижает общее аэродинамическое сопротивление агрегата [7].

Оценивая энергетический эффект от использования агрегата УОВА за счет снижения температуры обратной сетевой воды, авторы разработки утверждают, что для котельной экономия топлива составляет около 0,5 % на каждые 10 °С снижения температуры воды в обратном трубопроводе. При теплоснабжении от ТЭЦ снижение температуры обратной воды позволяет увеличить выработку электроэнергии на тепловом потреблении.

Пример 9.2. Определить экономию тепловой энергии при установке теплообменника для утилизации теплоты влажных продуктов сгорания. Теплообменник представляет собой калорифер с оребренными трубками диаметром $d_0 = 18$ мм, имеющими площадь оребренной поверхности $F = 114$ м². Температура поступающих в теплообменник газов $t'_1 = 135$ °С, их влагосодержание $d'_1 = 0,12$ кг/кг. Продукты сгорания используются для предварительного подогрева воды, поступающей в теплообменник с температурой $t'_2 = 9$ °С. Коэффициент теплоотдачи при сухом теплообмене с наружной поверхности трубок $\alpha_1 = 22,1$ Вт/(м² · °С), при теплообмене внутри трубок $\alpha_2 = 11\,000$ Вт/(м² · °С). Расход газов через теплообменник $G_1 = 1,48$ кг/с, расход жидкости $G_2 = 7,0$ кг/с. Ребра изготовлены из алюминия, их теплопроводность $\lambda = 204$ Вт/(м · °С), толщина $\delta = 0,5$ мм, высота $h_p = 10$ мм, коэффициент развития поверхности при оребрении $\psi = 10$.

Решение. Зададим конечную температуру воды на выходе из теплообменника t''_2 равной 25 °С. Тепловая нагрузка теплообменника при этом составит

$$Q = G_2 c_{p2} (t''_2 - t'_2) = 7,0 \cdot 4200 (25 - 9) = 470,4 \text{ кВт.}$$

Энтальпия газов на входе в аппарат может быть определена по h, d -диаграмме или вычислена по формуле

$$h'_1 = c_p t'_1 + x(r + c_{p\text{п}} t'_1) = 1,005 \cdot 135 + 0,12(2480 + 1,98 \cdot 135) = 466 \text{ кДж/кг.}$$

Найдем энтальпию газов на выходе из аппарата:

$$h''_1 = h'_1 - Q/G_1 = 466 - 470,4/1,48 = 148,2 \text{ кДж/кг.}$$

Температура газов на выходе из аппарата t''_1 находится по h, d -диаграмме по линии, соединяющей точки, соответствующие начальным параметрам газа и средним параметрам воды (см. пример 9.1), и составляет 48 °С.

Температура точки росы на выходе газов из теплообменника равна 35 °С. Таким образом, она выше температуры холодного теплоносителя, следовательно, конденсация пара во влажном газе имеет место на всей поверхности теплообмена.

По полученным значениям температуры и энтальпии вычислим коэффициент влаговывадения:

$$\xi = \frac{h'_1 - h''_1}{c_p (t'_1 - t''_1)} = \frac{466 - 148,2}{1,1(135 - 48)} = 3,32,$$

здесь $c_p = 1,1$ кДж/(кг · К) — теплоемкость дымовых газов, взятая из табличных данных [11].

Определим среднелогарифмическую разность температур в теплообменнике, заменив перекрестноточную схему движения теплоносителей на противоточную:

$$\Delta \bar{t}_2 = \frac{(t'_1 - t''_2) - (t''_1 - t'_2)}{\ln \frac{t'_1 - t''_2}{t''_1 - t'_2}} = \frac{(135 - 25) - (48 - 9)}{\ln \frac{135 - 25}{48 - 9}} = 68,7 \text{ °С.}$$

Для вычисления коэффициента теплопередачи необходимо найти КПД влажного ребра. Найдем параметр m :

$$m = \sqrt{\frac{2\alpha_1}{\delta\lambda} \xi} = \sqrt{\frac{2 \cdot 22,1}{0,0005 \cdot 204} \cdot 3,32} = 37,93.$$

Эффективность круглого ребра диаметром $d = d_0 + 2h_p$ может быть определена по номограмме или вычислена по формуле

$$\eta_0 = \frac{\text{th}(mh_p \sqrt[3]{d/d_0})}{mh_p \sqrt[3]{d/d_0}} = \frac{\text{th}(37,93 \cdot 0,01 \sqrt[3]{0,038/0,018})}{37,93 \cdot 0,01 \sqrt[3]{0,038/0,018}} = 0,927.$$

Рассчитаем КПД оребренной поверхности:

$$\eta = 1 - \frac{\psi - 1}{\psi} (1 - \eta_0) = 1 - \frac{10 - 1}{10} (1 - 0,927) = 0,934.$$

Вычислим коэффициент теплопередачи со стороны оребренной поверхности (термическим сопротивлением стенки трубы пренебрегаем):

$$k = \frac{1}{1/(\alpha_1 \eta \xi) + \psi/\alpha_2} = \frac{1}{1/(22,1 \cdot 0,934 \cdot 3,32) + 10/11\,000} = 61,76 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°C}).$$

Найдем уточненное значение тепловой нагрузки теплообменника:

$$Q = k \Delta \bar{t}_D F = 61,67 \cdot 68,7 \cdot 114 = 482 \text{ кВт}.$$

Уточненное значение температуры воды на выходе из аппарата будет составлять

$$t_2'' = t_2' + \frac{Q}{G_2 c_{p2}} = 9 + \frac{482}{7,0 \cdot 4,2} = 25,4 \text{ °C}.$$

Примем температуру воды на выходе из аппарата как среднюю от ее значения в первом приближении и вновь полученного: $t_2'' = 25,2 \text{ °C}$. Повторим расчет и убедимся, что тепловая нагрузка теплообменника изменится не более чем на 1 %.

В результате получаем:

$$t_2'' = 25,2 \text{ °C}; Q = 476,2 \text{ кВт}; t_1'' = 46,4 \text{ °C}; d_1'' = 0,037 \text{ кг/кг}.$$

9.4. Использование ВЭР в целях получения теплоты и холода с помощью теплонасосных установок

Общие сведения о теплонасосных установках

Теплонасосные установки преобразуют низкопотенциальную теплоту ВЭР (удаляемого из зданий воздуха; уходящих из технологических установок газов; сбросной, сточной, оборотной воды) и природных источников (наружного воздуха, грунта, геотермальной вод или солнечной энергии) в теплоту более высокого потенциала, пригодную для использования потребителями.

Активное применение теплонасосных установок (ТНУ) в целях снижения потребления органического топлива насчитывает уже более 30 лет и с каждым годом расширяется, что подчеркивает перспективность этого направления энергосбережения.

Использование теплонасосных установок является типовым межотраслевым энергосберегающим мероприятием.

Трансформация теплоты с помощью теплонасосных установок позволяет вовлекать в хозяйственный оборот значительные количества неиспользуемых вторичных энергоресурсов.

В настоящее время ТНУ широко распространены в ряде зарубежных стран. Повышенный интерес к внедрению ТНУ обусловлен: возможностью утилизации не используемой иными способами рассеянной теплоты естественного или техногенного происхождения; высокой энергетической эффективностью трансформации теплоты, достигающей 150—600 % (на 1 кВт потребляемой ТНУ мощности можно получить 1,5—6 кВт полезной мощности); экологической чистотой устройства как источника трансформации теплоты; возможностью производства теплоты и холода на одном и том же агрегате [12—14].

Теплонасосные установки успешно используются как в теплотехнологических агрегатах (сушка продуктов сельского хозяйства, теплотехнология молочно-товарных, животноводческих комплексов, птицефабрик и т.п.), так и в системах теплоснабжения (подробнее см. в гл. 10).

Несмотря на то что для трансформации теплоты могут быть использованы различные термодинамические циклы, наиболее часто применяются ТНУ парокompрессионного и сорбционного типа.

Широко используемые парокompрессионные ТНУ различаются:

по реализуемому термодинамическим циклам — в основном это циклы Ренкина, Стирлинга, Брайтона;

по типу компрессоров — поршневые, винтовые и турбокомпрессорные;

по степени герметичности — герметичные, бессальниковые и сальниковые.

Наибольшее распространение как за рубежом, так и в России получили парокompрессионные ТНУ, работающие по циклу Ренкина (со всеми типами компрессоров и с любой степенью герметичности) как более термодинамически совершенные.

Парокompрессионная ТНУ, принципиальная схема которой приведена на рис. 9.10, а, в качестве основных элементов включает в себя компрессор, конденсатор, дроссель и испаритель.

В компрессоре III рабочее вещество (например, газообразный фреон), поступающее из испарителя, сжимается. При сжатии в компрессоре газообразный фреон нагревается (до 80 °С). Работа сжатия идет на повышение энергии фреона, циркулирующего в тепловом насосе.

В конденсаторе II (рекуперативном теплообменнике с фазовым переходом) перегретые пары фреона охлаждаются до температуры конденсации,

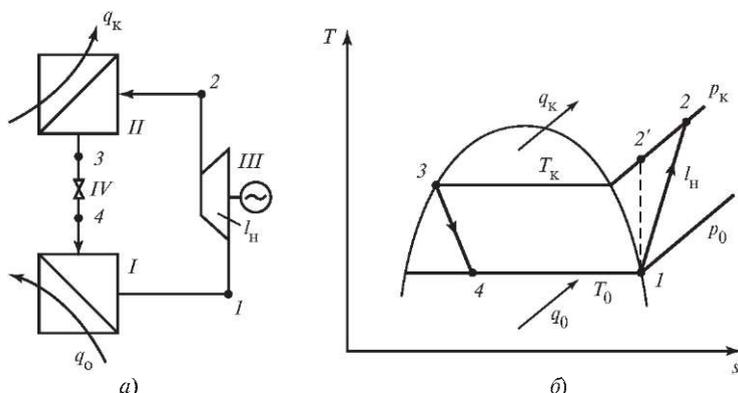


Рис. 9.10. Схема парокompрессионной ТНУ (а) и изменение состояния рабочего вещества в T, s -диаграмме (б):

I — испаритель; II — конденсатор; III — компрессор; IV — дроссель; $1-2$ — процесс сжатия пара в компрессоре; $2-3$ — процесс переохлаждения и конденсации в конденсаторе; $3-4$ — процесс дросселирования; $4-1$ — процесс испарения фреона в испарителе; p_k, T_k — давление и температура в конденсаторе; p_0, T_0 — давление и температура в испарителе; q_k — удельная (на 1 кг рабочего агента) теплота, отведенная в конденсаторе; q_0 — удельная теплота, подводенная к фреону в испарителе; l_n — удельная работа, затраченная на привод компрессора

отдавая часть тепловой энергии; дальнейшее охлаждение паров фреона приводит к их конденсации (сжижению). При конденсации выделяется теплота. Полученную энергию используют для нагрева до $60\text{ }^\circ\text{C}$ воды, поступающей в систему теплоснабжения.

В дросселе IV давление жидкого фреона снижается до значения, при котором возможно его испарение в теплообменнике-испарителе.

В испарителе I за счет подводимой от низкотемпературного источника энергии жидкий фреон испаряется. Пары фреона поступают в компрессор. Цикл повторяется.

Энергетический баланс ТНУ без учета потерь запишем в виде

$$q_k = q_0 + l_n, \quad (9.49)$$

где q_k — удельная теплота, отведенная в конденсаторе при температуре конденсации T_k ; q_0 — удельная теплота, подводенная в испарителе при температуре T_0 ; l_n — удельная работа, затраченная в цикле.

Энергетическая эффективность ТНУ оценивается коэффициентом трансформации теплоты

$$\mu = q_k / l_n. \quad (9.50)$$

На рис. 9.11 представлены идеальные и реальные значения коэффициента трансформации теплоты μ в зависимости от температуры конденсации t_k и температуры испарения t_0 как параметра, изменяющегося на графиках от -20

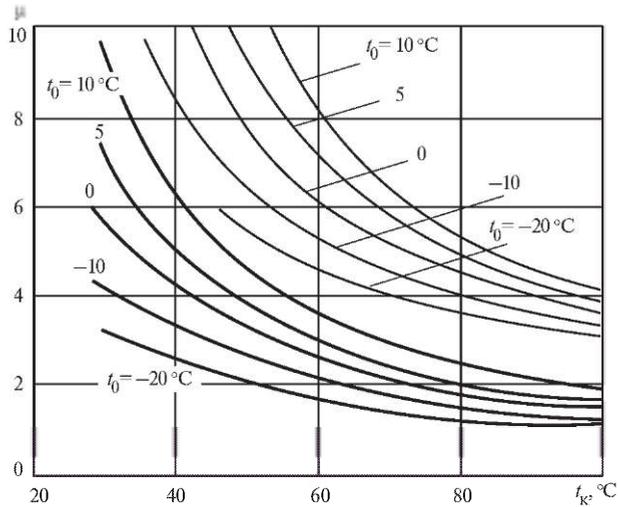


Рис. 9.11. Графики зависимости коэффициента трансформации теплоты от температуры конденсации

до $+10^\circ\text{C}$. Верхняя серия графиков относится к идеальному циклу ТНУ, нижняя — к реальному. При температуре конденсации $t_k = 60^\circ\text{C}$ коэффициент трансформации реального цикла ТНУ составляет два-четыре, а коэффициент трансформации идеального цикла равен пяти-восемью, причем при $t_0 \rightarrow t_k$ коэффициент $\mu \rightarrow \infty$.

Использование низкопотенциальной теплоты с помощью теплонасосных установок

Применение ТНУ наиболее эффективно в процессах, в которых t_k незначительно отличается от t_0 , например в системах теплоснабжения с воздушным, напольным отоплением, в которых температура в конденсаторе может быть в пределах 40°C , или в процессе дистилляции и разделения смесей с близкими значениями температуры кипения в нефтехимической и пищевой промышленности, когда ТНУ используется одновременно для выработки теплоты и холода.

Промышленные ТНУ малой мощности [до $0,58\text{ МВт}$ ($0,5\text{ Гкал/ч}$)], используемые для отопления небольших объектов, имеют наибольший КПД, но меньший ресурс работы (до $40\ 000\text{ ч}$) и требуют квалифицированного обслуживания.

Теплонасосные установки с винтовыми компрессорами имеют среднюю мощность [до $3,5\text{ МВт}$ (3 Гкал/ч)]. Они более просты в обслуживании, надежны и более доступны для полной автоматизации. Их ресурс до капитального ремонта достигает $60\ 000\text{ ч}$.

Турбокомпрессорные ТНУ имеют ресурс до 100 000 ч, это ТНУ большой мощности [10,5—35 МВт (9—30 Гкал/ч)]. При меньшей единичной мощности их КПД значительно снижается.

Поскольку тепловую энергию можно получать в котельных, сжигая первичное топливо, и в ТНУ, утилизируя ВЭР, то следует оценить эффективность использования этих источников теплоты. Несмотря на различия по видам используемого топлива, экономической и экологической эффективности, котельные установки всех типов имеют одно и то же ограничение — ни в одном из котлов, сжигающих органическое топливо, невозможно получить больше полезной теплоты для потребителя, нежели ее заключено в этом топливе, т.е. коэффициент использования первичной энергии (топлива) в этих котлах всегда меньше единицы (рис. 9.12).

В парокompрессионных ТНУ в качестве привода компрессора могут использоваться как электродвигатели, так и двигатели внутреннего сгорания (ДВС). Эффективность использования первичного топлива в последнем случае, как правило, выше, чем в случае ТНУ с электроприводом (рис. 9.12).

Коэффициент трансформации μ одноступенчатых ТНУ с электроприводом, использующих для горячего водоснабжения теплоту грунта, составляет 2,3—3,0, теплоту водных источников — 2,3—2,7 и теплоту воздуха —

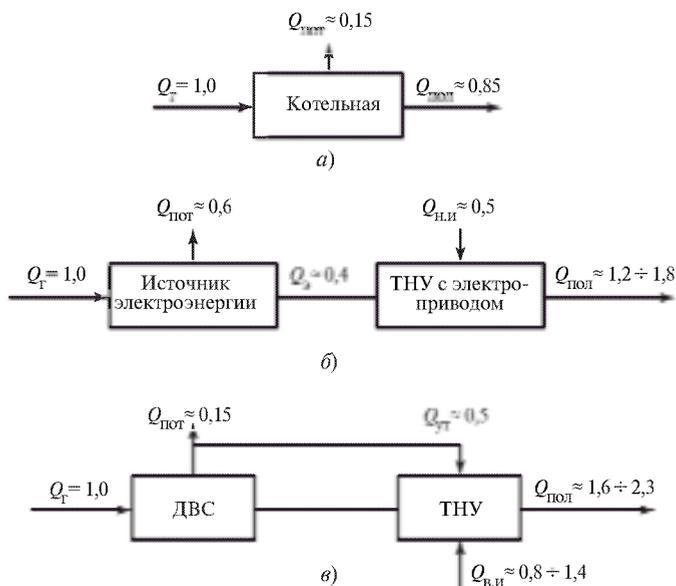


Рис. 9.12. Эффективность получения тепловой энергии в котельной (а) и с помощью парокompрессионных ТНУ с различным приводом компрессора (б, в):

$Q_T, Q_{\text{э}}, Q_{\text{пол}}, Q_{\text{пот}}, Q_{\text{н.и.}}, Q_{\text{в.и.}}, Q_{\text{вт}}$ — соответственно энергии (в долях) первичного топлива, полученной электроэнергии, полезной энергии, потерь, энергии от низкопотенциального и высокопотенциального источников, утилизируемой энергии

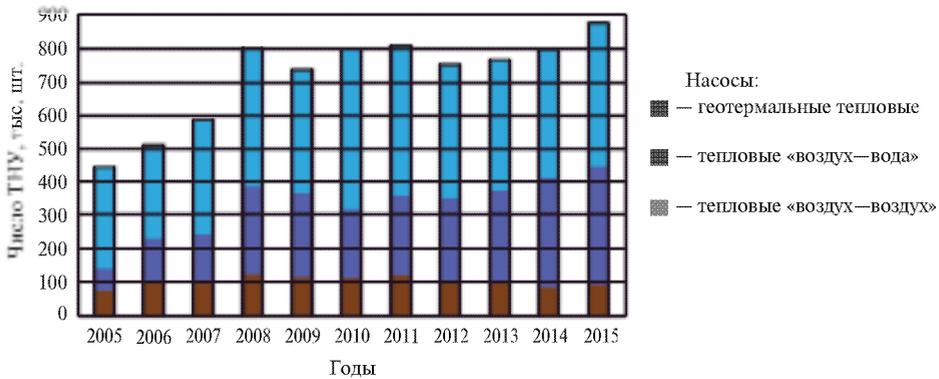


Рис. 9.13. Статистика продаж тепловых насосов в Европе с выделением долей продаж по типам оборудования

1,5—2,5. Для открытых и закрытых бассейнов при подаче воды с температурой 35 °С значение коэффициента трансформации теплоты возрастает на 12—15 %. Коэффициент использования первичного топлива имеет наиболее стабильные значения (около 1,4—1,5) у ТНУ, утилизирующих теплоту грунта, и наименее устойчивые значения (1,2—1,3) у ТНУ с источниками теплоты воздушной среды, что связано с более стабильной температурой грунта по сравнению с температурой воздушной среды. Однако последние получили большее распространение из-за низкой стоимости, несложного оборудования и простоты обслуживания (рис. 9.13.) [15]. Из 893 тыс. тепловых насосов, применяемых в 2015 г. в Европе, примерно 793 тыс. (около 89 %) использовали в качестве низкотемпературного источника теплоты атмосферный воздух. Из этого числа наиболее частое применение имели тепловые насосы типа «воздух—воздух» (примерно 56 %). На втором месте — тепловые насосы типа «воздух—вода».

Для оценки целесообразности использования ТНУ сравнивают затраты условного топлива B_1 на выработку теплоты в котельной и затраты топлива B_2 на получение теплоты с помощью ТНУ:

$$B_1 = b_Q Q_{\text{пол}}; B_2 = b_Э Q_{\text{пол}} / \mu, \quad (9.51)$$

где b_Q , $b_Э$ — удельные расходы условного топлива на выработку единицы теплоты и электроэнергии; μ — коэффициент трансформации теплоты ТНУ; $Q_{\text{пол}}$ — полезная энергия.

Использование ТНУ для получения теплоты энергетически выгодно при условии

$$B_2/B_1 \leq 1. \quad (9.52)$$

При существующих средних по России удельных расходах условного топлива $b_Q = 148,6$ кг у.т./Гкал, $b_{\mathcal{E}} = 344,5$ кг у.т./(10^3 кВт · ч) (см. гл. 1) с учетом, что $1 \text{ Гкал} = 0,86 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$, имеем

$$\frac{B_2}{B_1} = \frac{344,5 Q_{\text{пол}}}{0,86 \cdot 148,6 Q_{\text{пол}}} \frac{1}{\mu} = \frac{2,7}{\mu}. \quad (9.53)$$

Следовательно, применение ТНУ для получения теплоты энергетически эффективно при значении коэффициента трансформации теплоты $\mu \geq 2,7$.

Следует отметить, что, несмотря на существенные, по сравнению с традиционными источниками теплоснабжения на органическом топливе, капитальными затратами, ТНУ находят все большее применение в странах Европы, Китая и США. Например, динамика применения тепловых насосов в Европе (рис. 9.14) [16] показывает двукратный рост за последнее десятилетие. Тройка лидеров – Франция, Италия и Германия, на их долю приходится 48 % всех применяемых в Европе тепловых насосов. Имеет место тенденция роста применения ТНУ и снижения применения котлов на органическом топливе.

Подробнее об особенностях применения тепловых насосов в теплоснабжении жилищно-коммунальной сферы см. гл. 10. Здесь остановимся на применении тепловых насосов в теплотехнологиях. Одна из возможных схем использования ТНУ в теплотехнологиях приведена на рис. 9.15.

Уходящий сушильный агент (точка 2) является источником низкотемпературной теплоты для испарителя III ТНУ. В этом теплообменнике за счет глубокой утилизации теплоты сушильный агент не только охлаждается, но и осушается. В результате интенсифицируется процесс конвективной сушки в сушильной камере. Наличие подогревателя II позволяет поддерживать

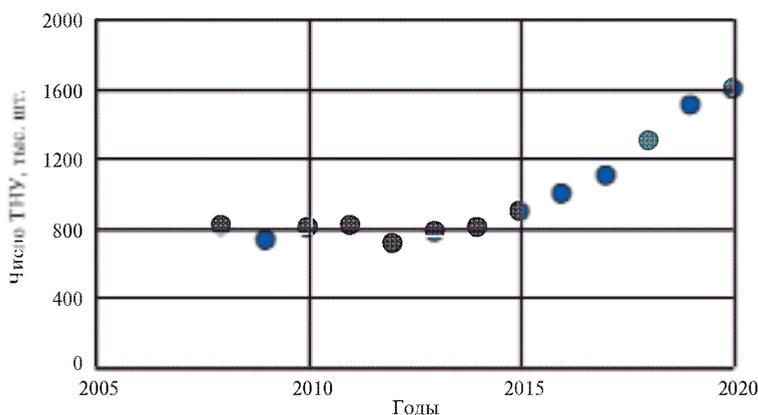


Рис. 9.14. Динамика продаж тепловых насосов в Европе с 2008 по 2020 г.

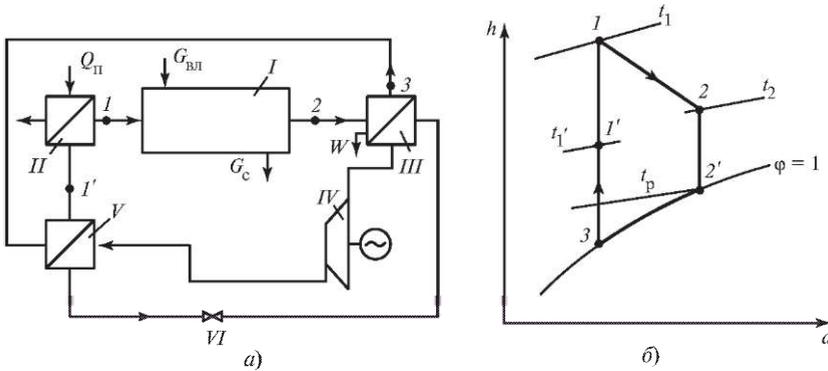


Рис. 9.15. Схема использования ТНУ в замкнутых сушильных установках (а) и изображение процессов, происходящих в сушильной установке, в h, d -диаграмме (б):

I — конвективная сушилка; II — основной подогреватель; III — испаритель; IV — компрессор; V — конденсатор; VI — регулировочный дроссель; $1-2$ — процесс адиабатного увлажнения сушильного агента в идеальной конвективной сушилке; $2-2'-3$ — процесс охлаждения и осушки сушильного агента в испарителе ТНУ; $3-1$ — процесс нагрева сушильного агента в конденсаторе ТНУ; $1-1'$ — процесс нагрева сушильного агента в основном подогревателе; Q_{II} — количество теплоты, подведенной от внешнего источника; $G_{вп}$, G_c — расходы влажного и сухого материалов; W — количество удаляемой влаги

требуемую по технологии температуру сушильного агента t_1 на входе в сушильную камеру.

Примеры применения тепловых насосов в промышленности приводятся в работе [17].

Использование ВЭР в целях получения холода с помощью теплонасосных установок

Для утилизации высокотемпературных тепловых или горючих ВЭР при получении холода используют абсорбционные холодильные установки с термомеханическим компрессором [18].

Повышение давления рабочего агента (хладагента) в этих установках основано на использовании экзотермических процессов смешения и эндотермических процессов разделения веществ. В двух аппаратах — абсорбере и генераторе, смешивая пары рабочего агента и поглотителя, а затем их разделяя, получают пары рабочего агента с повышенными энтальпией и концентрацией.

Абсорбер I (рис. 9.16) обеспечивает всасывание пара рабочего агента (например, аммиака) из испарителя $VIII$ при давлении p_0 за счет поглощения абсорбентом — слабым водоаммиачным раствором, поступающим из генератора II . Процесс абсорбции происходит при температуре T_a и сопровождается выделением теплоты q_a , которая должна быть отведена охлаждающей водой. Образующийся раствор с помощью насоса III через теплообменник IV подается в генератор II с давлением p_k . За счет подводимой теплоты

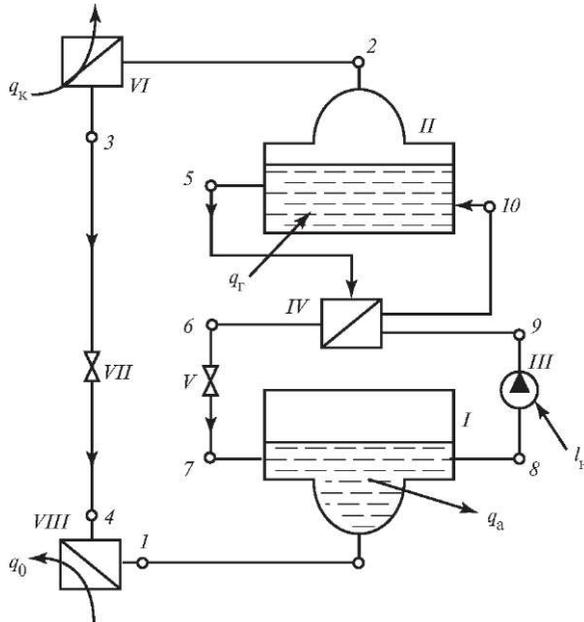


Рис. 9.16. Принципиальная схема абсорбционной холодильной установки:

I — абсорбер; *II* — генератор; *III* — насос крепкого раствора; *IV* — теплообменник; *V* — дроссель слабого раствора; *VI* — конденсатор; *VII* — дроссель хладагента; *VIII* — испаритель хладагента; процессы: 2—3 — конденсации; 3—4 — дросселирования; 4—1 — испарения; 7—8 — образования крепкого раствора; 8—9 — повышения давления; 9—10 — нагрева крепкого раствора; 10—5 — образования слабого раствора; 5—6 — охлаждения слабого раствора; 6—7 — дросселирования

в генераторе q_r происходит разделение воды и аммиака (ректификация). Концентрированные пары направляются в конденсатор *VI*, а горячий слабый водоаммиачный раствор через теплообменник *IV* и дроссель *V* возвращается в абсорбер *I*. Пары аммиака, поступившие в конденсатор *VI*, конденсируются вследствие отвода теплоты с охлаждающей водой. Дроссель *VII* способствует снижению давления рабочего агента от p_k до p_0 и соответственно снижению его температуры до T_0 , после чего рабочий агент поступает в испаритель, в котором для его испарения отбирается теплота от хладагента.

Энергетический баланс абсорбционной установки имеет вид

$$q_k + q_a = q_r + q_0 + l_n, \quad (9.54)$$

где q_k — теплота конденсации аммиака; q_a — теплота абсорбции паров аммиака раствором в абсорбере; q_r — теплота, подведенная в генератор; q_0 — холодильная мощность или теплота, подведенная в испаритель от охлаждаемого объекта; l_n — работа насоса, затрачиваемая на перекачку раствора. В сравнении с потоками теплоты q_r и q_a работа насоса невелика, и при составлении баланса ею можно пренебречь.

Из баланса потоков теплоты можно найти выражение для определения коэффициента ε_a , характеризующего эффективность абсорбционно-холодильной машины (АХМ) и называемого тепловым коэффициентом:

$$\varepsilon_a = q_0 / q_r. \quad (9.55)$$

Поскольку в конденсаторе и абсорбере теплота отводится при температуре T_a и суммарное изменение энтропии в цикле АХМ равно нулю, запишем

$$\frac{q_r}{T_r} + \frac{q_0}{T_0} = \frac{q_{к+а}}{T_a}, \quad (9.56)$$

где $q_{к+а} = q_k + q_a$. Тогда

$$\varepsilon_a = \frac{q_0}{q_r} = \left(\frac{1}{T_a} - \frac{1}{T_r} \right) / \left(\frac{1}{T_0} - \frac{1}{T_a} \right), \quad (9.57)$$

т.е. тепловой коэффициент идеального цикла АХМ увеличивается с повышением температуры T_r и T_0 и уменьшается с повышением температуры охлаждающей воды T_a .

Водоаммиачные холодильные установки используют в промышленности для охлаждения объектов при температуре от -10 до -30 °С. В системах кондиционирования ($t_0 = 4 \div 10$ °С) используют бромисто-литиевые холодильные установки, в которых рабочим агентом является вода, а поглотителем — бромистый литий. Эта установка может работать как для производства холода, так и для выработки теплоты при температуре 90 — 110 °С. В последнем случае (рис. 9.17) к испарителю VIII подводится утилизируемая теплота

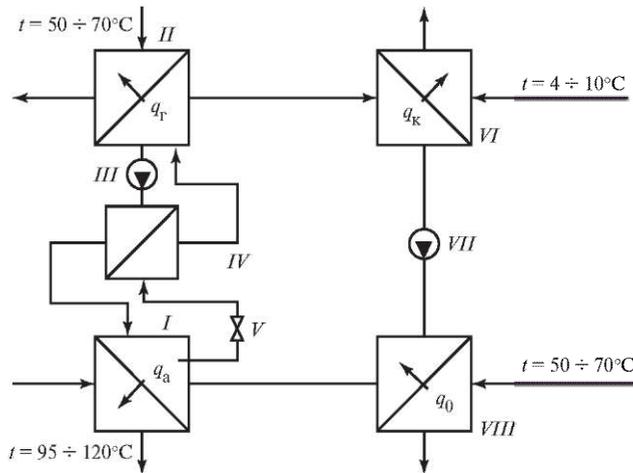


Рис. 9.17. Принципиальная схема использования водоаммиачной теплонасосной установки: I — абсорбер; II — генератор; III, VII — насосы; IV — промежуточный теплообменник; V — дроссель; VI — конденсатор; VIII — испаритель

с температурой 50—70 °С. Наличие насоса *VII* обеспечивает кипение рабочего агента в испарителе при более высокой температуре, чем в холодильной установке. Образовавшиеся пары поступают в абсорбер *I*, в котором поглощаются абсорбирующим раствором с выделением теплоты. Абсорбция при высоких давлении и температуре (95—120 °С) позволяет отводить теплоту абсорбции при температурах 90—110 °С, которая может быть использована в системе теплоснабжения.

Слабый раствор из абсорбера через дроссель *V* и промежуточный теплообменник *IV* поступает в генератор *II*, где за счет подводимой теплоты происходит выделение паров рабочего агента. Крепкий раствор с помощью насоса *III* возвращается в абсорбер, а пары направляются в конденсатор.

Давление в генераторе и конденсаторе ниже, чем в испарителе и абсорбере. Поэтому в схеме, в отличие от холодильной установки, используются насосы для подачи крепкого раствора и конденсата, а на линии слабого раствора устанавливается дроссель.

В странах с суровыми климатическими условиями, к числу которых принадлежит и Россия, целесообразно применять ТНУ двойного назначения. В отопительный период теплоснабжение зданий осуществляется преимущественно от теплового насоса (80—90 % годового теплопотребления), а пиковые нагрузки (при низких температурах) покрываются за счет работы электроджетов или котлов, сжигающих органическое топливо. В летнее время ТНУ могут применяться в целях охлаждения различных сред.

9.5. Применение детандер-генераторных агрегатов при использовании избыточной энергии газа и низкопотенциальной теплоты ВЭР

При существующей в России системе газоснабжения снижение давления транспортируемого природного газа производится в двух ступенях. В первой из них [газораспределительные станции (ГРС)] давление газа снижается с 4,0—7,5 до 1,0—1,5 МПа, во второй [газорегуляторные пункты (ГРП)] — до 0,1—0,3 МПа. Применение детандер-генераторных агрегатов (ДГА) вместо обычного дросселирования позволяет получать электроэнергию вследствие использования избыточного давления природного газа.

Детандер-генераторный агрегат представляет собой устройство, в котором природный газ используется в качестве рабочего тела (без его сжигания). Принципиальные схемы использования ДГА и изменение состояния газа в *h, s*-диаграмме показаны на рис. 9.18 [11]. В состав ДГА входят детандер, генератор, теплообменное оборудование, система контроля и регулирования рабочих параметров и пр. В детандере энергия газового потока преобразуется в механическую энергию. Давление и температура газа при этом снижаются. Механическая энергия, полученная в детандере, может быть

преобразована в электрическую энергию в соединенном с детандером генераторе. При работе таких установок возможно также наряду с электроэнергией получение теплоты и холода.

Процесс дросселирования на станции понижения давления близок к адиабатному. После адиабатного дросселирования энтальпия потока газа остается такой же (точка 1 на рис. 9.18, в), какой она была при входе потока на станцию понижения давления (точка 0).

При снижении давления газа с применением ДГА возможны несколько различных вариантов организации процесса.

Процесс расширения без подогрева газа перед детандером изображается линией $0-2$. После такого расширения энтальпия и температура газа после детандера будут значительно ниже, чем при дросселировании. В этом случае в механическую энергию преобразуется часть внутренней энергии, уже имеющейся у газа, транспортируемого по трубопроводу. Однако для достижения состояния, соответствующего точке 1 (рис. 9.18, в), для повышения энтальпии до значения h_1 необходим дополнительный подвод энергии (процесс $2-1$).

Возможны несколько вариантов организации процесса, но при любом из них в механическую энергию в детандере преобразуется внутренняя энергия газа, уровень которой определяется энергией, подведенной к газу до процесса его расширения в детандере.

В одном из вариантов (рис. 9.18, а) газ предварительно подогревается перед детандером за счет энергии высокого потенциала (линия $0-3$) таким образом, что энтальпия газа после детандера (процесс $3-1$) оказывается равной энтальпии газа после дросселирования. При этом вся подведенная к газу энергия, пропорциональная разности энтальпий $h_3 - h_0$ (см. рис. 9.18, в), преобразуется в детандере в механическую энергию.

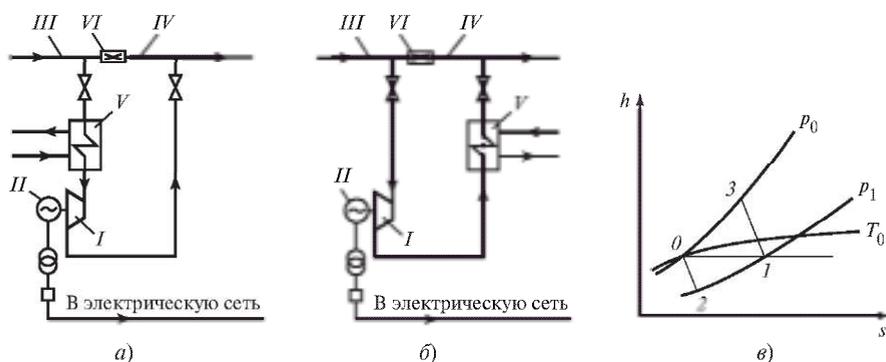


Рис. 9.18. Схемы ДГА (а и б) и процессы, происходящие в детандере и теплообменниках (в): I — детандер; II — генератор; III и IV — трубопроводы высокого и низкого давления; V — теплообменник; VI — дроссель

В другом случае (рис. 9.18, б) газ расширяется в детандере без предварительного подогрева (линия 0—2). После детандера газ подогревается за счет низкопотенциальной энергии (линия 2—1) так, чтобы энтальпия газа после детандера становилась равной энтальпии газа после дросселирования.

Детандер-генераторные агрегаты представляют собой устройства, для обеспечения работы которых могут быть использованы (порознь или одновременно) как энергия, выделяющаяся при сжигании топлива, так и энергия вторичных энергетических ресурсов низкого потенциала или возобновляемых источников. Следовательно, при определении энергетической эффективности необходимо рассматривать, с одной стороны, совершенство ДГА как отдельного устройства для производства электрической энергии (а также теплоты и/или холода), с другой — степень использования низкопотенциальной энергии при организации подогрева газа в ДГА. Очевидно, что чем больше доля низкопотенциальной энергии при организации работы ДГА, тем выше его энергетическая эффективность. В том случае, когда для подогрева газа в ДГА используется только низкопотенциальная энергия вторичных энергетических ресурсов или возобновляемых источников, можно говорить о «бестопливной электроэнергии», вырабатываемой детандер-генераторным агрегатом.

Детандер-генераторные агрегаты могут использоваться в газовой промышленности на газораспределительных станциях (ГРС), а также на компрессорных станциях (КС), на промышленных предприятиях — крупных потребителях газа. К ним относятся предприятия химической, сталелитейной промышленности, работающие на газе электростанции, промышленные и отопительные котельные и др.

Одним из способов применения ДГА является установка их на ТЭС перед котлом (рис. 9.19). Предварительный подогрев газа перед расширением его в детандере осуществляется паром из отбора турбины.

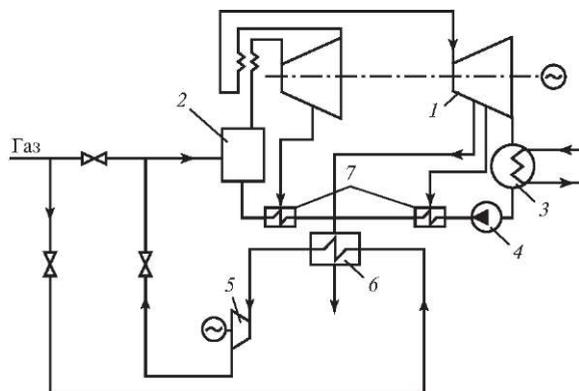


Рис. 9.19. Схема включения ДГА в тепловую схему энергоблока:

1 — турбина; 2 — котел; 3 — конденсатор; 4 — насос; 5 — детандер; 6 — теплообменник подогрева газа; 7 — регенеративные подогреватели

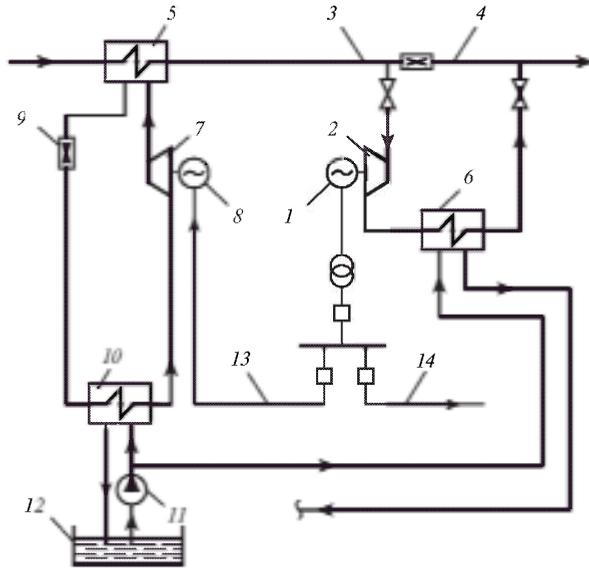


Рис. 9.20. Принципиальная схема автономной энергетической установки на основе ДГА с подогревом газа до детандера и после него:

1 — генератор; 2 — детандер; 3 — газопровод высокого давления; 4 — газопровод низкого давления; 5 — регенеративный подогреватель хладагента; 6 — теплообменник подогрева газа; 7 — компрессор; 8 — электродвигатель; 9 — дроссель; 10 — испаритель; 11 — насос; 12 — источник низкопотенциальной теплоты; 13, 14 — электрические сети

При автономном применении детандер-генераторных агрегатов с целью выработки электрической энергии (рис. 9.20) для подогрева газа перед детандером может использоваться любой доступный низкопотенциальный источник теплоты, потенциала которого достаточно для подогрева газа в теплообменнике 6 после расширения его в детандере. Поскольку для нагрева газа перед детандером необходим источник высокого потенциала, то для повышения температурного уровня низкопотенциального источника необходимо применение теплового насоса. Фреоновый контур парокомпрессионного теплового насоса представлен на рис. 9.20 следующими элементами: испаритель 10, компрессор 7, конденсатор (он же теплообменник подогрева газа) 5, дроссель 9.

Доля вырабатываемой ДГА энергии (от энергии, передаваемой газу в процессах сжатия и нагрева), которая может быть полезно использована, тем выше, чем больше температура газа на входе в теплообменник его подогрева и температура теплоносителя из низкопотенциального источника теплоты. При определенных условиях (высокие температуры газа и особенно теплоносителя в низкопотенциальном источнике теплоты) доля полезно используемой энергии может составлять 70—80 %.

Контрольные вопросы

1. Дайте определение ВЭР, укажите их виды и приведите выражение для вычисления коэффициента выхода для одного из видов ВЭР.
2. Запишите выражения для оценки долей сэкономленного топлива и теплоты за счет утилизации ВЭР.
3. Приведите примеры неэффективного использования энергии и возможные варианты энергосбережения.
4. Укажите возможные источники и приемы утилизации высокотемпературных ВЭР.
5. Поясните теплотехнологию сульфатного способа производства бумаги и назовите источники горючих ВЭР.
6. Поясните принципиальную схему газотурбинных котлов-утилизаторов и опишите их возможное конструктивное исполнение.
7. Поясните сущность и возможность расчета термической эффективности парогазовой установки.
8. Укажите составляющие суммарной экономии энергии при глубокой утилизации теплоты уходящих из котлов газов.
9. Нарисуйте принципиальную схему КТАН и поясните его использование при утилизации теплоты уходящих газов.
10. Приведите примеры утилизации теплоты с помощью рекуперативных теплообменников.
11. Нарисуйте принципиальную схему использования ТНУ в теплотехнологии.
12. Поясните принцип работы парокompрессионной ТНУ.
13. Опишите принцип работы абсорбционной ТНУ.
14. От чего зависит коэффициент трансформации теплоты в ТНУ?
15. Поясните последовательность выбора парокompрессионной ТНУ.
16. Опишите принципиальную схему использования детандер-генераторных агрегатов и изменение состояния газа в h, s -диаграмме.

Глава 10

РАЦИОНАЛЬНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭНЕРГИИ В ЗДАНИЯХ И СООРУЖЕНИЯХ

10.1. Инженерные системы обеспечения жизнедеятельности в зданиях и сооружениях

Жизнедеятельность людей в зданиях и сооружениях обеспечивают следующие инженерные системы: тепло- и холодоснабжения, горячего и холодного водоснабжения и водоотведения; электроснабжения и газоснабжения, мусороотведения, вертикального транспорта, связи и диспетчеризации. В чрезвычайных ситуациях могут быть задействованы системы пожаротушения и дымоудаления.

Перечисленные системы являются потребителями в общем случае электрической и тепловой энергии, а также топлива. Тепловая энергия и холод потребляются системами отопления, вентиляции, кондиционирования воздуха и горячего водоснабжения.

На теплоснабжение зданий в настоящее время затрачивается около 430 млн т у.т. или примерно 45 % всех энергетических ресурсов, используемых в стране. Это в 2,3 раза больше, чем расходуется на производство электроэнергии. В холодные зимы эта цифра вырастает еще на 30—50 млн т у.т. На отопление и горячее водоснабжение непромышленной сферы приходится 40 % затрат тепловой энергии, а, например, в Москве доля энергопотребления населением и предприятиями ЖКХ составляет 52 % (рис. 10.1) [1].

Тепловая энергия — наиболее востребованный энергетический ресурс в энергоснабжении зданий: более 80 % затрат энергии приходится на отопление и горячее водоснабжение [2] (рис. 10.2).

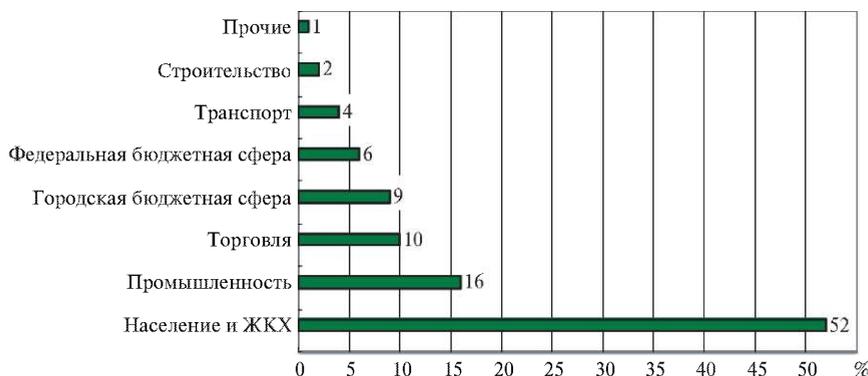


Рис. 10.1. Распределение энергопотребления по группам потребителей в Москве

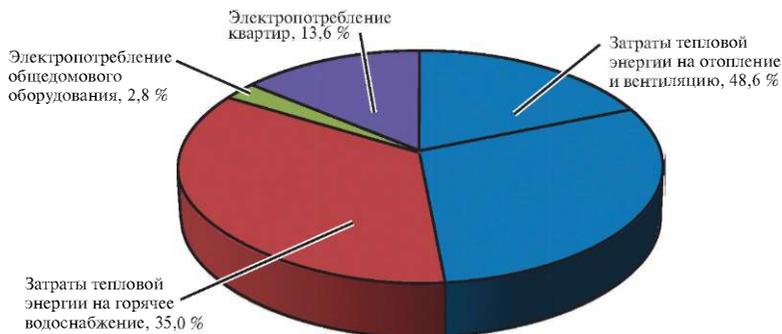


Рис. 10.2. Структура потребления энергетических ресурсов в зданиях

Электроэнергия потребляется циркуляционными насосами отопительных систем, вентиляторами общеобменной и местной вентиляции, осветительными приборами, бытовым и вспомогательным оборудованием (холодильными машинами и тепловыми насосами).

Топливо обеспечивает работу автономных источников энергоснабжения и бытовых плит для приготовления пищи.

Вода хозяйственно-питьевого качества используется системами холодного водоснабжения и водоотведения.

Системы отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха поддерживают параметры микроклимата зданий и сооружений в пределах допустимых или оптимальных санитарно-гигиенических норм.

Системы отопления жилых и общественных зданий, помещений промышленных предприятий присоединяются к водяным сетям по зависимой или независимой схеме.

В качестве теплоносителя в системах отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха могут применяться вода, водяной пар и воздух.

Выбор теплоносителя для системы отопления осуществляется в соответствии с назначением здания. В системах отопления жилых и общественных зданий в качестве теплоносителя используется преимущественно вода. Применяются насосные системы отопления и системы с естественной циркуляцией теплоносителя. Последние используются в зданиях малой этажности.

Системы парового отопления устанавливаются в основном в производственных зданиях и помещениях с временным пребыванием людей. Применение парового отопления в жилых и общественных зданиях ограничено в соответствии с санитарно-гигиеническими требованиями из-за высокой температуры поверхностей отопительных приборов. Отопительные системы присоединяются к паропроводам как по зависимым, так и по независимым схемам. Системы парового отопления — преимущественно двухтрубные, за исключением проточных паровых систем (без возврата конденсата). Теплоснабжение без возврата конденсата допускается, когда сбор и возврат его нецелесообразен из-за большой разветвленности сборных конденсаторопроводов или сложности очистки загрязненного конденсата.

Системы вентиляции являются вторым по значимости, а для общественных и промышленных зданий нередко и первым потребителем тепловой энергии после систем отопления. Помимо теплоты приточные вентиляционные системы потребляют электрическую энергию, но соотношение между ними таково, что теплота составляет примерно 90 % общего потребления энергоресурсов.

Назначение вентиляции — удаление из обслуживаемого помещения избытков теплоты, влаги, снижение концентрации вредных веществ ниже уровня предельно допустимых значений, а взрывоопасных веществ — до концентрации ниже предела взрываемости.

Различают естественную вентиляцию, аэрацию и вентиляцию с принудительным побуждением (механическая вентиляция, или принудительная). Движение потока воздуха при естественной вентиляции создается за счет разности его полных давлений в верхней точке вентиляционной шахты и на нулевой отметке. Естественная вентиляция нашла широкое применение в жилых зданиях. При аэрации поток воздуха создается за счет разности плотностей воздуха снаружи помещения и внутри его. Она применяется для вентиляции промышленных зданий с большими избытками теплоты.

В данной главе рассмотрим механическую вентиляцию как требующую значительных затрат тепловой энергии для подогрева приточного воздуха. Механическая вентиляция подразделяется на общеобменную (приточную и вытяжную) и местную. При *общеобменной* вентиляции воздух подается или удаляется из всего объема вентилируемого помещения. При *местной* вентиляции чистый воздух подают на определенные рабочие места (местная приточная вентиляция), а загрязненный воздух удаляют только от мест образования вредных выделений (местная вытяжная вентиляция). К местной приточной вентиляции относятся воздушные души (целенаправленный приток воздуха); воздушные оазисы — участки помещений, отгороженные от основного помещения передвижными перегородками высотой 2,0—2,5 м, в которые нагнетается воздух с пониженной температурой; воздушные тепловые завесы, создающие преграды для холодного воздуха, врывающегося в помещение через открытые двери или ворота. Воздушные души обеспечивают подачу чистого воздуха к постоянным рабочим местам, обдувая рабочих и снижая температуру окружающего воздуха в зоне действия душа. Местную вытяжную вентиляцию применяют при локализации мест вредных выделений в помещении в целях исключения их распространения по всему его объему. Местная вытяжная вентиляция в производственных помещениях обеспечивает улавливание и отвод вредных выделений: выделяющейся от оборудования теплоты, влаги, вредных веществ, пыли, дыма и др.

Для удаления и локализации вредных выделений применяют укрытия мест их выбросов в виде зонтов или шкафов, укрытия в виде кожухов у станков, бортовые отсосы у ванн и др. Местная вентиляция требует меньших затрат энергоресурсов, чем общеобменная. В производственных помещениях обычно используют смешанную систему вентиляции — общеобменную (приточную и вытяжную) для создания микроклимата во всем объеме

помещения и местную на рабочих местах. Применение местных отсосов, например, в местах концентрации вредных выбросов позволяет снизить расход приточного воздуха обменной вентиляции, сокращая теплопотребление калориферов на обогрев поступающего воздуха.

Потребителем тепловой энергии в системах общеобменной вентиляции являются приточные установки. В отдельных случаях воздух, подаваемый в помещения, охлаждают, увлажняют или осушают в зависимости от требований технологического процесса или для создания комфортных условий в помещении. В случаях, когда в помещении требуется создать и автоматически поддерживать определенные параметры микроклимата, применяют *кондиционирование* воздуха. При функционировании элементов охлаждения и влажностной обработки воздуха требуются помимо источников тепловой энергии источники холода, одним из которых может быть, например, артезианская вода или вода, охлажденная холодильной машиной. Расширение функциональных возможностей систем вентиляции и создание комфортной внутренней среды достигаются за счет дополнительного оборудования и затрат энергоресурсов.

Кондиционированием воздуха называется создание и автоматическое поддержание нормируемых параметров воздуха в обслуживаемой или рабочей зоне помещений. Поддерживаются в пределах регламентируемых норм такие параметры воздушной среды, как температура, относительная влажность, давление, содержание вредных примесей, газовый и ионный состав, а также скорость движения воздуха. Для большинства объектов промышленного и общественного строительства, как правило, ограничивается только часть перечисленных параметров воздушной среды. Система кондиционирования может работать в помещениях совместно с системами отопления и вентиляции, но может и выполнять их функции, создавая в помещениях необходимые метеорологические условия, наиболее благоприятные для труда и отдыха человека и позволяющие обеспечить выпуск продукции с необходимыми потребительскими свойствами. Системы кондиционирования подразделяются на комфортные и технологические. Первые из них предназначены для достижения и автоматического поддержания параметров воздушной среды, отвечающих комфортным условиям среды обитания человека. Технологические системы кондиционирования воздуха предназначены для создания микроклимата, отвечающего требованиям технологических процессов.

Для работы установки кондиционирования воздуха необходимы источники теплоты (нагрев воздуха) и холодной воды для увлажнения или охлаждения. Источником тепловой энергии является горячая вода, поступающая из тепловой сети, источником холодной воды может быть водопроводная вода. Если температура воды недостаточна для нужд охлаждения воздуха, то используется вода, охлажденная холодильной машиной. Системы отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха обеспечивают поддержание заданных параметров микроклимата в зданиях и сооружениях разного назначения. Здание как энергетическая система представляет собой совокуп-

ность помещений, каждое из которых характеризуется индивидуальными особенностями. Параметры внутренней среды формируются в условиях воздействия на нее потоков теплоты, влаги и воздуха. Поступление потоков извне и внутри помещения обусловлено воздействием наружных и внутренних (технологических) факторов. Параметры наружной среды (температура и энтальпия) изменяются с течением времени, как и тепловой поток, направление которого определяется разностью внутренней и наружной температур воздуха. Изменяется, например, в течение суток и тепловой поток от людей и оборудования, находящихся в помещении. Для оценки энергетической эффективности инженерных систем по созданию микроклимата зданий следует пользоваться суммарным (во времени) показателем, каковым является годовой расход энергии. Следует отметить, что снижение энергопотребления системами отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха не может осуществляться в ущерб оптимальным (комфортным) условиям и допустимым параметрам микроклимата. Кроме того, снижение энергопотребления должно быть оправдано экономически, т.е. должны использоваться решения, которые экономически обоснованы.

Вопросы нормирования потребления тепловой энергии зданиями и сооружениями для нужд отопления, вентиляции, кондиционирования воздуха и горячего водоснабжения рассмотрены в гл. 5.

10.2. Общие принципы энергосбережения в зданиях и сооружениях

Общие принципы энергосбережения в зданиях и сооружениях в целом не отличаются от принципов энергосбережения для других потребителей энергоресурсов. Они включают в себя:

- организацию учета и контроля за использованием энергоресурсов;
- обоснованность норм потребления энергоресурсов, не снижающих санитарно-гигиенических требований к микроклимату зданий;
- уменьшение потерь энергии и энергоносителя до уровня эксплуатационно неизбежных;
- использование энергии вторичных энергоресурсов;
- частичное замещение потребления произведенных энергоресурсов потреблением энергоресурсов природных источников.

Мероприятия по энергосбережению в системах отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха условно можно разделить на четыре группы [3, 4]:

1. Учет и контроль за использованием энергоносителей.
2. Объемно-планировочные, строительно-конструктивные меры по энергосбережению.
3. Технические меры по энергосбережению — совершенствование систем и их элементов.
4. Энергосбережение в результате использования природных теплоты и холода, утилизации вторичных энергоресурсов.

Приборный учет тепловой энергии и расхода теплоносителя относится к организационным мерам и позволяет выявить фактическое потребление, которое в общем случае может отличаться от проектного потребления тепловой энергии зданиями и сооружениями. Это отличие по данным, полученным в результате эксплуатации систем теплоснабжения, оборудованных узлами учета теплопотребления, может составлять до 30 % плановых (проектных) показателей. Превышение планового теплопотребления, как правило, связано с ухудшенными характеристиками ограждающих конструкций. Организация учета и контроля должна стимулировать внедрение энергосберегающих мероприятий, объединенных в группы 3 и 4.

Объемно-планировочные, строительно-конструктивные меры по энергосбережению связаны с уменьшением тепловых потерь и теплопоступлений [3, 4]. Конкретная их реализация обеспечивается на стадии проектирования здания:

- выбором ориентации здания относительно сторон света;
- выбором формы здания в плане и по вертикали, применением солнцезащитных устройств;
- уменьшением затрат энергии на искусственное освещение выбором степени и характера остекления;
- подбором тепловой изоляции, обеспечивающей термические сопротивления элементов ограждающих конструкций, удовлетворяющих нормам тепловой защиты зданий (см. гл. 5).

Вторая составляющая мер по энергосбережению из этой группы связана с уменьшением расхода инфильтрующегося воздуха (герметизация проемов и стыков). В целом эти мероприятия предусматриваются на стадиях проектирования зданий или их капитального ремонта (например, утепление ограждающих конструкций здания).

Технические меры по энергосбережению — совершенствование систем и их элементов. К этой группе мероприятий по энергосбережению можно отнести, например:

- уточнение расчетных условий (выбор расчетных температур наружного и внутреннего воздуха, правильный выбор необходимого количества свежего воздуха);
- зональный и точечный обогрев, выравнивание температурного градиента по высоте помещений;
- уменьшение инфильтрации (создание подпора, воздушных завес и др.);
- снижение потерь (изоляция трубопроводов и воздухопроводов, уменьшение коэффициентов гидравлических и аэродинамических потерь, исключение утечек теплоносителя, повышение тепловой эффективности теплообменного оборудования);
- регулирование мощности систем с использованием различных способов, обеспечивающих снижение расхода энергии;
- комбинирование однотипных систем (например, центральная и автономная системы кондиционирования воздуха) и с другими системами (например, комбинирование системы кондиционирования воздуха и системы отопления);

автоматизация процессов теплоснабжения и подготовки воздуха;
интенсификация процессов тепло- и массообмена для оборудования, обеспечивающего микроклимат зданий, и др.;

обеспечение пропускной способности трубопроводов водяных систем.

Энергосбережение в результате использования природных теплоты и холода, утилизации вторичных энергоресурсов. Эта группа мероприятий по энергосбережению включает в себя:

пассивное и активное использование солнечной энергии;

использование природных источников теплоты и холода (воды природных источников, наружного воздуха, грунта);

использование потенциала вторичных энергоресурсов (теплоты и холода удаляемого воздуха, теплоты источников освещения, нагревательных приборов, сточных вод и др.);

использование теплонасосных установок в целях повышения потенциала природных источников теплоты и вторичных энергоресурсов.

При этом мероприятия по энергосбережению можно разделить:

на долгосрочные, требующие значительных капитальных вложений, со сроком окупаемости более 5 лет;

среднесрочные со сроком окупаемости от 2 до 5 лет;

первоочередные со сроком окупаемости до 2 лет.

К долгосрочным мероприятиям относятся, в частности, утепление наружных стеновых ограждений зданий с использованием жестких плит, гибких матов и других материалов, замена оконных блоков и др.

Среднесрочные мероприятия включают в себя, например, внедрение оптимальных графиков регулирования расхода и температуры теплоносителя с использованием средств автоматизации и контроля, уплотнение оконных и дверных проемов, стыков стеновых панелей.

Первоочередные мероприятия характеризуются малым сроком внедрения и небольшим сроком окупаемости. К ним могут относиться, например, организационные мероприятия, позволяющие заинтересовать потребителей тепловой энергии в экономии топлива, технические мероприятия по обеспечению требуемого качества сетевой воды и др.

10.3. Типовые энергосберегающие мероприятия в системах отопления и оценка энергосберегающих эффектов

10.3.1. Оснащение потребителей счетчиками тепловой энергии

Оснащение потребителей счетчиками тепловой энергии само по себе не является энергосберегающим мероприятием, но служит предпосылкой для их внедрения.

Как показывает опыт оснащения теплосчетчиками тепловых узлов потребителей, получающих теплоту от теплоснабжающих организаций Москвы, наблюдается расхождение фактического теплопотребления и предусмотрен-

ного договорами, заключаемыми потребителями с теплоснабжающей организацией, что приводит к значительному перерасходу средств потребителями при оплате потребленной тепловой энергии.

При проведении анализа (например, [5]) использовались данные по фактическому теплопотреблению двух объектов, один из которых школа, другой — жилой микрорайон. В последнем случае узел учета тепловой энергии располагался в ЦТП. Источниками информации являлись распечатки протоколов теплосчетчиков, договоры на теплоснабжение потребителей, акты об оплате потребленной теплоты, проекты тепловых узлов потребителей. Фактическое потребление теплоты выделенными объектами ниже договорного, в первую очередь объектом с высокой долей вентиляционной нагрузки (школой). Экономия теплоты по сравнению с договорным уровнем ее потребления в школе доходила до 52 %, в жилом микрорайоне — до 30 %. Основная часть экономии теплоты приходится на вентиляционную составляющую, фактический расход теплоты на отопление отличается от договорного не более чем на 20 %, а на горячее водоснабжение превышает договорный.

Установка теплосчетчиков в большинстве случаев позволяет существенно экономить денежные средства на оплату за использованную тепловую энергию по сравнению с оплатой по договору с теплоснабжающей организацией в случае отсутствия учета фактического теплопотребления.

10.3.2. Регулирование мощности систем с использованием различных способов, обеспечивающих снижение расхода энергии

Среди всех систем обеспечения санитарных норм микроклимата в зданиях наибольшее теплопотребление приходится на системы отопления. Тепловая нагрузка этих систем изменяется в зависимости от температуры наружного воздуха. Необходимо изменять температуру и расход теплоносителя в соответствии с фактической потребностью в тепловой энергии, т.е. осуществлять регулирование мощности систем отопления, обеспечивающее снижение расхода энергии за счет исключения непроизводительных затрат (перетопа). При этом подразумевается, что в помещениях зданий должна поддерживаться температура в пределах санитарно-гигиенических норм, предусмотренных нормативными документами для зданий соответствующего назначения. Экономия тепловой энергии за счет снижения нормативных требований к воздуху помещений недопустима.

Центральное регулирование проводят на ТЭЦ или в котельной по преобладающей нагрузке для большинства потребителей. Групповое регулирование осуществляют в центральном тепловом пункте для группы потребителей.

Местное регулирование в индивидуальном тепловом пункте предусматривается в целях корректировки температуры или расхода теплоносителя с учетом фактических потребностей. Индивидуальное регулирование предусматривается непосредственно у отопительных приборов дополнительно к вышеуказанным видам регулирования.

Наиболее распространенным видом центрального регулирования является качественное регулирование, при котором изменяется температура теплоносителя при неизменном расходе.

При количественном регулировании отпуска теплоты потребителям изменяется расход при неизменной температуре.

Качественно-количественное регулирование предусматривает совместное изменение параметров теплоносителя в зависимости от метеоусловий внешней среды.

Среди энергосберегающих методов местного и индивидуального регулирования подачи теплоносителя существуют методы, учитывающие [4, 6, 7]:

поступление теплоты от источников внутри здания;

особенности внутренних систем отопления, например тип используемых отопительных приборов, способ подачи теплоносителя в отопительные приборы;

различные метеофакторы (солнечное излучение, ветровая нагрузка) по фасадам здания (пофасадное регулирование).

Учет поступления теплоты от источников внутри здания

Нагрузку по отоплению при текущей температуре наружного воздуха удобно представить в безразмерном виде — в виде относительной отопительной нагрузки:

$$\bar{Q}_o = Q_o / Q_o^p,$$

где Q_o — тепловая нагрузка здания при текущей температуре наружного воздуха t_n ; Q_o^p — расчетная отопительная нагрузка здания при расчетных температурах наружного (t_n^p) и внутреннего (t_b^p) воздуха.

Если внутренние теплопоступления здания незначительны, то относительная отопительная нагрузка рассчитывается по формуле

$$\bar{Q}_o = \frac{t_b^p - t_n}{t_b^p - t_n^p}, \quad (10.1)$$

здесь t_b^p задается согласно [8]. При температуре наружного воздуха, равной расчетной ($t_n = t_n^p$), $\bar{Q}_o = 1$; при температуре наружного воздуха, равной расчетной температуре внутреннего воздуха ($t_n = t_b^p$), $\bar{Q}_o = 0$. Если температура наружного воздуха опускается ниже расчетной ($t_n < t_n^p$), то относительная отопительная нагрузка поддерживается постоянной и равной единице (график 1 на рис. 10.3).

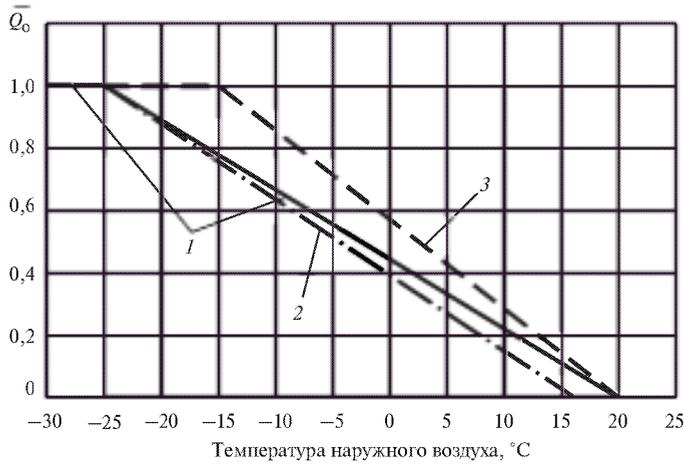


Рис. 10.3. Относительная отопительная нагрузка в зависимости от температуры наружного воздуха:

1 — $\bar{Q}_6 = 0$, $t_B^P = 20\text{ }^\circ\text{C}$, $t_H^P = -25\text{ }^\circ\text{C}$; 2 — $\bar{Q}_6 > 0$, $t_B^Y = 16\text{ }^\circ\text{C}$, $t_H^P = -25\text{ }^\circ\text{C}$; 3 — $\bar{Q}_6 = 0$, $t_B^P = 20\text{ }^\circ\text{C}$, $t_H^P = -15\text{ }^\circ\text{C}$

Если учитывать внутренние (бытовые) теплопоступления, то относительная отопительная нагрузка

$$\bar{Q}_o^6 = Q_o^6 / Q_o^P = \frac{t_B^P - t_H}{t_H^P - t_H} - \bar{Q}_6 \frac{t_H - t_H^P}{t_H^P - t_H}, \quad (10.2)$$

где $\bar{Q}_6 = Q_6 / Q_o^P$ — относительная мощность бытовых теплопоступлений. Если принять $\bar{Q}_6 = 0$, то зависимость (10.2) преобразуется к виду (10.1). При условиях $\bar{Q}_6 > 0$ и $t_H = t_H^P$ относительная нагрузка $\bar{Q}_o^6 = 1$, что следует из (10.2), т.е. графики $\bar{Q}_o = f(t_H)$ и $\bar{Q}_o^6 = f(t_H)$ выходят из одной точки $\bar{Q}_o = \bar{Q}_o^6 = 1$ (графики 1 и 2 на рис. 10.3). График $\bar{Q}_o^6 = f(t_H)$ пересекает ось абсцисс при температуре внутреннего воздуха t_B , значение которой может быть вычислено при условиях $\bar{Q}_o^6 = 0$ и $t_B = t_H$ по формуле, которая следует из (10.2):

$$t_B = t_B^P - (t_B^P - t_H^P) \frac{\bar{Q}_6}{1 + \bar{Q}_6} = \frac{t_B^P + t_H^P \bar{Q}_6}{1 + \bar{Q}_6}. \quad (10.3)$$

При этой температуре необходимость в отоплении отпадает, по сути это есть температура внутреннего воздуха, при которой требуемая мощность по

отоплению равняется нулю. Если обозначить эту температуру как некую условную температуру внутреннего воздуха $t_{в}^y$, то формула (10.2) может быть представлена в виде, аналогичном (10.1) [6]:

$$\bar{Q}_0^{\delta} = \frac{t_{н}^y - t_{н}}{t_{в}^y - t_{н}^p}, \quad (10.4)$$

что позволит упростить расчеты [при предварительном определении температуры по формуле (10.3)].

Поскольку график относительной отопительной нагрузки 2 располагается ниже графика 1 (рис. 10.3), то следует полагать, что теплопотребление системой отопления при учете внутренних теплопоступлений в здание будет ниже и это даст некоторый энергосберегающий эффект. Разумеется, при условии регулирования подачи теплоты в систему отопления в соответствии с предлагаемым графиком.

Заметим, что если графики 1 и 2 на рис. 10.3 построить в размерном виде $Q_0 = f(t_{н})$, то они будут представлять собой параллельные линии, начинающиеся в точках с координатами $(t_{н}^p, Q_0^p)$ и $[t_{н}^p, Q_0^p(1 - \bar{Q}_0^{\delta})]$. Здесь Q_0^p — расчетная проектная отопительная нагрузка, рассчитанная без учета внутренних теплопоступлений.

Теплопотребление системой отопления за отопительный период (кВт · ч или Гкал) без учета ($Q_{0.п}$) и с учетом ($Q_{0.п}^{\delta}$) внутренних теплопоступлений может быть представлено с привлечением графика стояния средних температур для климатического района строительства здания в виде зависимостей

$$Q_{0.п} = Q_0^p \sum_i \bar{Q}_0^i n_i = Q_0^p \sum_i \frac{t_{в}^p - t_{н}^{cp} i}{t_{н}^p - t_{н}^p} n_i; \quad (10.5)$$

$$Q_{0.п}^{\delta} = Q_0^p \sum_i \bar{Q}_0^{\delta} i n_i = Q_0^p \sum_i \frac{t_{в}^y - t_{н}^{cp} i}{t_{в}^y - t_{н}^p} n_i. \quad (10.6)$$

График стояния средних температур представляет собой дискретную зависимость числа часов (n_i) стояния температур наружного воздуха от средневзвешенной температуры $t_{н}^{cp}$. Пример такой зависимости для климатических условий г. Иваново приведен на рис. 10.4 и в табл. 10.1. График построен по фактическим данным о температуре наружного воздуха за ото-

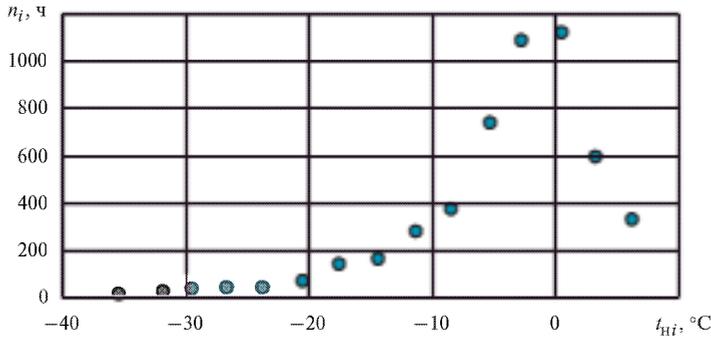


Рис. 10.4. График стояния средних температур за отопительный период в г. Иваново

пительный период. На приведенном графике по оси абсцисс откладывается средневзвешенная температура из i -го интервала (см. табл. 10.1):

$$t_{Hi}^{cp} = \sum_k t_k \Delta\tau_k / \sum_k \Delta\tau_k, \quad (10.7)$$

по оси ординат — n_i , число часов стояния средневзвешенных в пределах выбранного интервала температур наружного воздуха по фактическим метеоданным; M — количество измеренных температур, попадающих в i -й интервал; $\Delta\tau_k$ — длительность периода, ч, в течение которого измеренные температуры t_k находятся в пределах заданного интервала:

$$\sum_k \Delta\tau_k = n_i. \quad (10.8)$$

Поскольку $Q_{o,п}$ и $Q_{o,п}^{\bar{b}}$ в (10.5) и (10.6) линейно зависят от t_{Hi}^{cp} , они могут быть представлены в виде

$$Q_{o,п} = Q_o^p \sum_{i=1}^N \bar{Q}_o^i n_i = Q_o^p \frac{t_B^p - t_{Hi}^{cp}}{t_B^p - t_H^p} z_{o,п}; \quad (10.9)$$

$$Q_{o,п}^{\bar{b}} = Q_o^p \sum_{i=1}^N \bar{Q}_o^{\bar{b}i} n_i = Q_o^p \frac{t_B^y - t_{Hi}^{cp}}{t_B^y - t_H^p} z_{o,п}, \quad (10.10)$$

здесь t_{Hi}^{cp} — средневзвешенная температура наружного воздуха за отопительный период, определяемая как

$$t_{Hi}^{cp} = \sum_i t_{Hi}^{cp} n_i / \sum_i n_i = \sum_i t_{Hi}^{cp} n_i / z_{o,п}, \quad (10.11)$$

где $z_{o,п}$ — длительность отопительного сезона, ч:

$$z_{o,п} = \sum_i^N n_i. \quad (10.12)$$

Среднестатистические данные о расчетной и средней за отопительной период температурах наружного воздуха, а также о продолжительности отопительного периода для различных регионов следует задавать согласно СП «Строительная климатология» [8].

Таблица 10.1

Показатели, соответствующие отопительному периоду в г. Иваново

i	Температурный интервал, °С	$t_{нi}^{cp}$, °С	n_i , ч	\bar{Q}_{oi}	$\bar{Q}_{oi} n_i$, ч	$t_{нi}^{cp} n_i$, °С·ч
Температура наружного воздуха ниже расчетной						
1	от -37 до -34	-35,4	12	1	12,00	-424,8
2	от -34 до -31	-31,8	24	1	24,00	-763,2
3	от -31 до -28	-29,4	33	1	33,00	-970,2
Сумма ($N_1 = 3$)			69	—	69,00	—
Температура наружного воздуха выше расчетной						
4	от -28 до -25	-26,6	36	0,93	33,55	-957,6
5	от -25 до -22	-23,7	36	0,87	31,46	-853,2
6	от -22 до -19	-20,4	66	0,81	53,33	-1346,4
7	от -19 до -16	-17,5	138	0,75	103,50	-2415,0
8	от -16 до -13	-14,3	162	0,69	111,13	-2316,6
9	от -13 до -10	-11,3	276	0,63	172,78	-3118,8
10	от -10 до -7	-8,4	372	0,57	211,30	-3124,8
11	от -7 до -4	-5,2	735	0,50	370,44	-3822,0
12	от -4 до -1	-2,7	1086	0,45	493,04	-2932,2
13	от -1 до +2	0,6	1119	0,39	434,17	671,4
14	от +2 до +5	3,3	594	0,33	198,40	1960,2
15	от +5 до +8	6,3	327	0,27	89,60	2060,1
Сумма ($N - N_1 = 12$)			—	—	2302,7	—
Сумма ($N = 15$)			5016	—	—	-18 353,1

Пример 10.1. Рассчитать теплопотребление системой отопления здания, расположенного в г. Иваново, за отопительный период согласно температурному графику стояния средних температур в табл. 10.1. Расчетная отопительная нагрузка здания 0,5 Гкал/ч. Расчетная температура внутреннего воздуха $t_B^p = 20$ °С.

Решение. По своду правил «Строительная климатология» расчетная температура воздуха в климатическом районе г. Иваново $t_H^p = -29$ °С. Согласно табл. 10.1 температура наружного воздуха за отопительный период опускалась ниже расчетной в течение 69 ч.

В соответствии с табл. 10.1 и графиком на рис. 10.4 суммарное потребление тепловой энергии разделим на две составляющие, соответствующие периоду с температурой ниже расчетной и периоду с температурой, превышающей расчетную. Тогда в формулу (10.5) также должны входить две составляющие:

$$Q_{o.п} = Q_o^p \left(\sum_{i=1}^{N_1} n_i + \sum_{i=N_1+1}^N \bar{Q}_{oi} n_i \right) = Q_o^p \left(\sum_{i=1}^{N_1} n_i + \sum_{i=N_1+1}^N \frac{t_B^p - t_{Hi}^{cp}}{t_B^p - t_H^p} n_i \right), \quad (10.13)$$

где $N = 15$ — общее число температурных интервалов на которое разбивается отопительный период; N_1 — число интервалов, в пределах которых температура наружного воздуха меньше расчетной ($N_1 = 3$), при этом число интервалов, в пределах которых температура наружного воздуха больше расчетной $N - N_1 = 12$.

Результаты расчетов приведены в табл. 10.1, из данных которой следует, что число часов стояния температур ниже -29 °С будет равно $\sum_{i=1}^{N_1} n_i = 69$ ч;

$$\sum_{i=N_1+1}^N \bar{Q}_{oi} n_i = 2302,7 \text{ ч}; z_{o.п} = \sum_{i=1}^N n_i = 5016 \text{ ч}; \sum_{i=1}^N t_{Hi}^{cp} n_i = -18\,353,1 \text{ ч.}$$

Потребление тепловой энергии за отопительный период

$$Q_{o.п} = Q_o^p \left(\sum_{i=1}^{N_1} n_i + \sum_{i=N_1+1}^N \bar{Q}_{oi} n_i \right) = 0,5(69 + 2302,7) = 1185,9 \text{ Гкал.}$$

Определим средневзвешенную температуру наружного воздуха за отопительный период по формуле (10.11):

$$t_H^{cp} = \sum_{i=1}^N t_{Hi}^{cp} n_i / z_{o.п} = -18\,353,1 / 5016 = -3,7 \text{ °С.}$$

Сравним полученный результат с расчетом теплопотребления по статистическим данным. Согласно своду правил «Строительная климатология» [8] средняя за отопительный период температура наружного воздуха $t_H^{cp} = -3,7$ °С, а продол-

жительность отопительного периода 214 сут, т.е. $z_{o,п} = 214 \cdot 24 = 5136$ ч. Потребление тепловой энергии за отопительный период, вычисленное по формуле (10.9),

$$Q_{o,п} = Q_o^p \frac{t_b^p - t_n^{сп}}{t_b^p - t_n^p} z_{o,п} = 0,5 \frac{20 - (-3,7)}{20 - (-29)} 5136 = 1242,07 \text{ Гкал.}$$

Выводы. Потребность в тепловой энергии, вычисленная по фактическим данным о стоянии средних температур, равна 1185,9 Гкал. Проектное потребление 1242,1 Гкал.

Рассмотрим пример учета внутренних теплопоступлений при построении графика тепловой нагрузки отопительной системы и расчета теплопотребления.

Пример 10.2. Построить графики тепловой нагрузки системы отопления здания, расположенного в Москве, в зависимости от наружной температуры без учета внутренних теплопоступлений и с учетом теплопоступлений, составляющих 10 % максимальной отопительной нагрузки ($\bar{Q}_6 = 0,1$). Сравнить теплопотребление здания на нужды отопления при реализации этих графиков. Результат сравнения представить в виде относительного уменьшения затрат тепловой энергии на отопление здания с учетом бытовых теплопоступлений. Расчетные температуры внутреннего и наружного воздуха следующие: $t_b^p = 20$ °С, $t_n^p = -25$ °С. Средняя за отопительный период температура наружного воздуха $t_n^p = -2,2$ °С. Длительность отопительного периода $z_{o,п} = 205$ сут. Расчетная отопительная нагрузка здания Q_o^p определена на стадии проектирования.

Решение. Графики построим для относительных тепловых нагрузок (в долях от расчетной). На рис. 10.5 приведены графики относительной (в долях от расчетной) отопительной нагрузки здания в зависимости от наружной температуры для двух рассматриваемых случаев.

Вычислим теплопотребление за отопительный период без учета теплопоступлений по формуле (10.9) в долях от расчетной отопительной нагрузки:

$$Q_{o,п} = Q_o^p \frac{t_b^p - t_n^{сп}}{t_b^p - t_n^p} z_{o,п} = Q_o^p \frac{20 - (-2,2)}{20 - (-25)} 205 \cdot 24 = 2427 Q_o^p.$$

С учетом бытовых теплопоступлений потребление тепловой энергии системой отопления за отопительный период может быть рассчитано по зависимостям (10.3) и (10.10):

$$t_b^y = t_b^p - (t_b^p - t_n) \frac{\bar{Q}_6}{1 + \bar{Q}_6} = 20 - [20 - (-25)] \frac{0,1}{1 + 0,1} = 15,9 \text{ °С;}$$

$$Q_{o,п}^6 = Q_o^p \frac{t_b^y - t_n^{сп}}{t_b^y - t_n^p} z_{o,п} = Q_o^p \frac{15,9 - (-2,2)}{15,9 - (-25)} 205 \cdot 24 = 2178 Q_o^p.$$

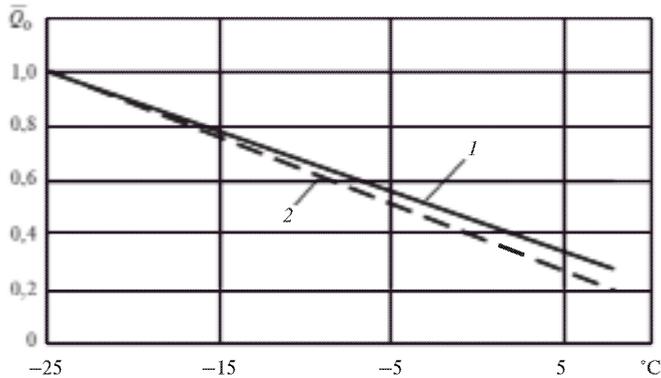


Рис. 10.5. Зависимость относительной отопительной нагрузки \bar{Q}_o от температуры наружного воздуха:
 1 — без учета внутренних теплопоступлений; 2 — с учетом внутренних теплопоступлений
 $\bar{Q}_6 = 0,1$

Теплопотребление за отопительный период будет измеряться в киловатт-часах или гигакалориях в зависимости от единицы измерения расчетной отопительной нагрузки Q_o^p .

Относительное уменьшение затрат тепловой энергии на отопление при учете бытовых теплопоступлений в здание и реализации графика регулирования нагрузки составит (при условии постоянства проектной расчетной отопительной нагрузки)

$$\Delta \bar{Q}_{o,п} = \frac{Q_{o,п} - Q_o^p}{Q_{o,п}} = \frac{2427 - 2178}{2427} = 0,1026.$$

Этот результат можно получить, не проводя промежуточных вычислений, если преобразовать $\Delta \bar{Q}_{o,п}$, используя формулы (10.1) и (10.2):

$$\Delta \bar{Q}_{o,п} = \bar{Q}_6 \frac{t_n^{cp} - t_n^p}{t_b^p - t_n^{cp}}; \quad (10.14)$$

$$\Delta \bar{Q}_{o,п} = 0,1 \frac{-2,2 - (-25)}{20 - (-2,2)} = 0,1026.$$

Зависимость (10.14) позволяет оценить влияние относительной мощности бытовых теплопоступлений на энергосберегающий эффект для различных регионов с отличающимися расчетными температурами (рис. 10.6).

Снизить подачу теплоты в систему отопления по сравнению с отпуском его по температурному графику центрального регулирования, осуществляемым без учета внутренних теплопоступлений, можно, используя местное регулирование температуры теплоносителя в индивидуальном тепловом пункте (ИТП).

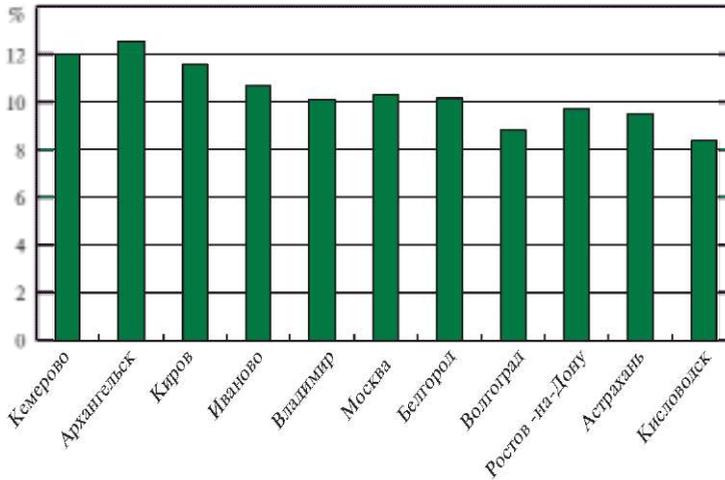


Рис. 10.6. Относительное уменьшение затрат тепловой энергии на отопление при учете бытовых тепlopоступлений в различных климатических условиях:

$\bar{Q}_6 = 0,1, t_B^p = 20 \text{ }^\circ\text{C}$ (остальные климатические параметры см. табл. 10.2)

Таблица 10.2

Климатические параметры холодного периода года [8]

Город	Параметры	
	t_{\square}^p	$t_{\text{н}}^{\text{ср}}$
Кемерово	-39	-6,8
Архангельск	-33	-3,5
Киров	-32	-4,1
Иваново	-29	-3,7
Владимир	-27	-3,4
Москва	-25	-2,2
Белгород	-24	-1,8
Волгоград	-22	-2,3
Астрахань	-21	-0,8
Ростов-на-Дону	-19	0
Кисловодск	-16	0,4

Учет особенностей внутренних систем отопления

При подаче воды от местной котельной или автоматизированного ЦТП, как правило, соблюдается один из температурных графиков, установленных для всех потребителей. Температура воды, подаваемой в систему отопления,

зависит от относительной отопительной нагрузки и расчетных температур и вычисляется по формуле [9]

$$t_{\text{н}} = t_{\text{в}}^{\text{п}} + 0,5(t_{\text{н}}^{\text{п}} + t_{\text{о}}^{\text{п}} - 2t_{\text{в}}^{\text{п}}) \bar{Q}_{\text{о}}^{1/(1+n)} + 0,5(t_{\text{н}}^{\text{п}} - t_{\text{о}}^{\text{п}}) \bar{Q}_{\text{о}}; \quad (10.15)$$

для обратного трубопровода

$$t_{\text{о}} = t_{\text{в}}^{\text{п}} + 0,5(t_{\text{н}}^{\text{п}} + t_{\text{о}}^{\text{п}} - 2t_{\text{в}}^{\text{п}}) \bar{Q}_{\text{о}}^{1/(1+n)} - 0,5(t_{\text{н}}^{\text{п}} - t_{\text{о}}^{\text{п}}) \bar{Q}_{\text{о}}, \quad (10.16)$$

где $t_{\text{в}}^{\text{п}}$ — расчетная температура воздуха внутри помещения; $t_{\text{н}}^{\text{п}}$ — расчетная температура воды в подающем трубопроводе; $t_{\text{о}}^{\text{п}}$ — то же в обратном трубопроводе; n — коэффициент, учитывающий типы отопительной системы и отопительных приборов (радиаторы, конвекторы и др.); $\bar{Q}_{\text{о}} = Q_{\text{о}}/Q_{\text{о}}^{\text{п}}$ — текущая (при изменяющейся наружной температуре) относительная нагрузка по отоплению, $Q_{\text{о}}^{\text{п}}$ — расчетная (максимальная) нагрузка по отоплению, находится из теплового баланса здания.

Вместе с тем отпуск теплоты желательно производить с учетом внутренних теплопоступлений, а также типов системы отопления и отопительных приборов [7]. Коэффициент n (табл. 10.3) учитывает влияние на средний коэффициент теплопередачи разности средних температур на входе и на выходе из отопительного прибора и зависит от таких факторов, как конструкция отопительного прибора и способ подачи теплоносителя в радиаторы.

На рис. 10.7 приведены температурные графики подачи теплоносителя в систему отопления дома с радиаторами, в которые вода поступает по схеме «сверху вниз». Одни графики (1 и 2) — действующие, построены при изменении температур теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах по формулам (10.15) и 10.16) при центральном регулировании ($n = 0,25$), другие (3 и 4) — для случая местного регулирования с скорректированным коэффициентом ($n = 0,32$).

Согласно [6] для однотрубных систем отопления с естественной циркуляцией воды оптимальным является график качественно-количественного

Таблица 10.3

Коэффициент, учитывающий типы отопительного прибора и отопительной системы [7]

Тип отопительного прибора	Способ подачи теплоносителя	n
Радиатор	Сверху вниз	0,32
	Снизу вверх	0,15
	Снизу вниз	0,24
Конвектор КП «Комфорт»	—	0,206
	—	0,36

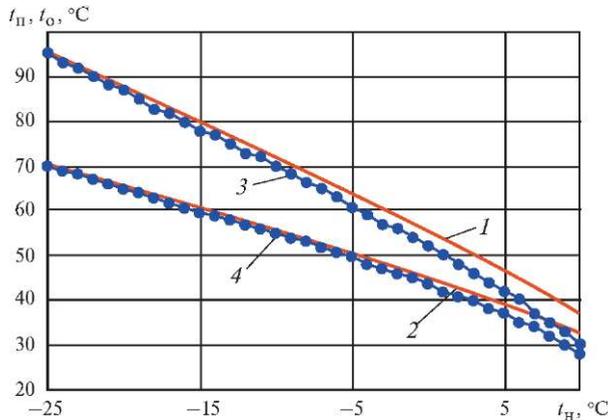


Рис. 10.7. Графики качественного регулирования температуры воды в системе отопления с радиаторами при подаче «сверху вниз» и расчетных температурах 90/70 °C/°C: 1, 2 — температура воды в подающем и обратном трубопроводах при действующем графике ($n = 0,25$); 3, 4 — температура воды в подающем и обратном трубопроводах при экономичном графике ($n = 0,32$) (по данным [7])

регулирования с изменением температур теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах в соответствии с зависимостями

$$t_{\text{п}} = t_{\text{в}}^{\text{п}} + (t_{\text{п}}^{\text{п}} - t_{\text{в}}^{\text{п}}) \bar{Q}_0^{1/(1+n)}; \quad (10.17)$$

$$t_{\text{о}} = t_{\text{в}}^{\text{п}} + (t_{\text{о}}^{\text{п}} - t_{\text{в}}^{\text{п}}) \bar{Q}_0^{1/(1+n)}, \quad (10.18)$$

и относительного расхода теплоносителя в соответствии с зависимостью

$$\bar{G} = G/G_0^{\text{п}} = \bar{Q}_0^{n/(1+n)}, \quad (10.19)$$

где G — массовый расход теплоносителя при текущей отопительной нагрузке Q_0 [6]; расчетный массовый расход теплоносителя (воды) $G_0^{\text{п}}$, определяется при $Q_0 = Q_0^{\text{п}}$.

Режим регулирования отпуска теплоты в системах с насосной циркуляцией воды должен выбираться возможно близким к режимам, являющимся оптимальными для систем с естественной циркуляцией [(10.17), (10.18)], что снижает нежелательные последствия эффекта гравитационного давления в системах с принудительным побуждением [6]. В этом случае экономия энергоресурсов предполагается за счет экономии электрической энергии на прокачку теплоносителя.

Учет внутренних теплопоступлений (тепловыделений) и переход от качественного регулирования к качественно-количественному позволяют для конкретной системы отопления построить экономичный график подачи теплоносителя в систему.

Оценку энергосбережения при использовании экономичных графиков при качественном регулировании предложено выполнять в виде [7]

$$\Delta \bar{Q}_3 = (1 - Q_3/Q_d) = 1 - \sum_i c_p \Delta t_3 G_0^p n_i / \sum_i c_p \Delta t_d G_0^p n_i, \quad (10.20)$$

где Q_3, Q_d — теплопотребления при реализации экономичного и действующего температурных графиков; Δt_3 — разность температур теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах по экономичному графику; Δt_d — то же по действующему графику; c_p — теплоемкость воды; n_i — число часов стояния температуры наружного воздуха не выше заданной; $G_0^p = \text{const}$ при качественном регулировании.

С учетом снижения расхода (при качественно-количественном регулировании) экономия может быть оценена как

$$\Delta \bar{Q}_3 = (1 - Q_3/Q_d) = 1 - \sum_i c_p \Delta t_3 (G/G_0^p) n_i / \sum_i c_p \Delta t_d n_i. \quad (10.21)$$

Примеры построения экономичных графиков при регулировании нагрузки с учетом таких особенностей внутренних систем отопления, как тип используемых отопительных приборов, способ подачи теплоносителя в отопительные приборы, приведены в [7] и [10].

Местное пофасадное регулирование отпуска теплоты на отопление в ИТП применяется при условии разделения системы отопления по фасадам здания. При отсутствии такого разделения используется местное (общедомовое) или индивидуальное регулирование расхода теплоносителя в приборах отопления. В основе пофасадного регулирования лежит учет влияния на теплопотребление здания таких факторов, как скорость ветра и солнечное излучение. Эти факторы индивидуальны для каждого из фасадов и зависят от ориентации фасадов здания относительно сторон света. В зависимости от сочетания указанных факторов могут быть предложены индивидуальные графики подачи теплоносителя в систему отопления помещений, прилегающих к различным фасадам здания.

Рассмотрим влияние скорости ветра в определенной местности на тепловые потери и на потребность здания в отопительной нагрузке. При расчете составляющей тепловых потерь здания, связанной с инфильтрацией холодного воздуха, расход проникающего холодного воздуха принимается пропорциональным разности давлений по разные стороны от ограждающих конструкций здания. Разность наружного и внутреннего давлений по разные стороны ограждения на наветренном фасаде на любой высоте h_i

$$\Delta p_i = g(H/2 - h_i)(\rho_n - \rho_b) + 0,25(k_n - k_3)\rho_n w_p^2, \quad (10.22)$$

где H — высота здания; ρ_n — плотность наружного воздуха; ρ_b — плотность внутреннего воздуха; w_p — расчетная скорость ветра на высоте h_i ; k_n, k_3 —

аэродинамические коэффициенты, учитывающие долю динамического давления, преобразуемого в статическое давление.

В таком виде формула (10.22) применяется для оценки расхода инфильтрующегося воздуха и составляющей тепловой мощности, необходимой для компенсации потерь, связанных с инфильтрацией. Дополнительно учитывается зависимость аэродинамических коэффициентов с наветренной и заветренной сторон здания от высоты и конфигурации здания.

Сделаем оценки потенциала энергосбережения при пофасадном регулировании отпуска теплоты в ИТП с учетом скорости ветра.

Эмпирическая зависимость для часового расхода теплоты на отопление помещений, прилегающих к наветренному фасаду здания, за рассматриваемый период со средней температурой наружного воздуха $t_{н\ i}^{cp}$ с учетом влияния ветра записывается как [7]

$$Q_{o\ i}^H = \frac{1}{2} \left\{ (Q_o^p + Q_{\sigma}) \frac{t_B^p - t_{н\ i}^{cp}}{t_B^p - t_{н}^p} \left[a + (1 - a) \left(\frac{w_i}{w_p} \right)^2 \right] - Q_{\sigma} \right\}. \quad (10.23)$$

Для фасада, не подвергающегося воздействию ветра ($w_i = 0$), удельное теплотребление определяется по следующей формуле [7]:

$$Q_{o\ i}^3 = \frac{1}{2} \left\{ (Q_o^p + Q_{\sigma}) \frac{t_B^p - t_{н\ i}^{cp}}{t_B^p - t_{н}^p} a - Q_{\sigma} \right\}. \quad (10.24)$$

В формулах (10.23) и (10.24) Q_o^p — максимальное расчетное потребление тепловой энергии системой отопления при расчетных температуре наружного воздуха $t_{н}^p$ и скорости ветра w_p , кВт; Q_{σ} — бытовые теплопоступления, кВт; t_B^p — расчетная температура воздуха внутри здания, °С; $t_{н\ i}^{cp}$ — средневзвешенная температура наружного воздуха, °С, за i -й интервал; w_i — средняя за рассматриваемый интервал скорость ветра на уровне среднего этажа, м/с; a — безразмерный коэффициент, учитывающий влияние ветра на теплотребление здания. Расчетная скорость ветра задается как максимальная из средних значений скорости для данного климатического района [11]. Например, для Москвы расчетная скорость ветра принимается равной 4,9 м/с, для Воронежа — 5,1 м/с [11]. В работе [7] расчетная скорость ветра задается равной 5 м/с, что соответствует средней расчетной скорости ветра для средней полосы России.

Если расчет теплотребления выполняется при скорости ветра $w_p = 0$, то в формулах (10.23) и (10.24) $a = 1$ и суммарное (по двум фасадам) тепло-

потребление здания без учета влияния ветра на тепловые потери будет составлять [7]

$$Q_{oi} = Q_{oi}^H + Q_{oi}^3 = (Q_o^p + Q_6) \frac{t_n^p - t_{n,i}^{cp}}{t_n^p - t_n^p} - Q_6. \quad (10.25)$$

Формула (10.25) может быть представлена в виде (10.2) или (10.4) и представляет потребность в тепловой энергии с учетом бытовых теплопоступлений при некоторой текущей температуре наружного воздуха $t_{n,i}^{cp}$.

Суммарное теплотребление при пофасадном отпуске теплоты складывается из двух составляющих [см. (10.23) и (10.24)] [7]:

$$Q_{oi}^w = (Q_o^p + Q_6) \frac{t_n^p - t_{n,i}^{cp}}{t_n^p - t_n^p} \left[a + \frac{1-a}{2} \left(\frac{w_i}{w_p} \right)^2 \right] - Q_6. \quad (10.26)$$

Опыт эксплуатации зданий показывает, что значения коэффициента a при расчетных скоростях ветра 2; 5 и 10 м/с равны соответственно 0,94; 0,78 и 0,51. Практически это означает, что, например, расчетные теплотребления при нулевой скорости ветра и при его расчетной скорости, составляющей 10 м/с, будут различаться почти в 2 раза.

Суммарное теплотребление за отопительный период, кВт · ч, с учетом бытовых теплопоступлений и влияния ветра при пофасадном регулировании отпуски теплоты в отопительную систему здания может быть рассчитано как

$$Q_{o.п}^w = \sum_{i=1}^N Q_{oi}^w n_i = \sum_{i=1}^N \left\{ (Q_o^p + Q_6) \frac{t_n^p - t_{n,i}^{cp}}{t_n^p - t_n^p} \left[a + \frac{1-a}{2} \left(\frac{w_i}{w_p} \right)^2 \right] - Q_6 \right\} n_i, \quad (10.27)$$

где n_i — длительность i -го интервала, ч, со средневзвешенной температурой наружного воздуха $t_{n,i}^{cp}$; N — число интервалов, на которое разбивается отопительный период. Суммарное теплотребление за отопительный период с учетом только бытовых теплопоступлений находится по формуле (10.6) или (10.10).

Пример 10.3. Оценить экономию тепловой энергии для многосекционного здания, расположенного в Воронеже, при переходе на пофасадное регулирование его отопительной нагрузки с учетом влияния ветра. В климатической зоне Воронежа расчетная температура наружного воздуха $t_n^p = -24$ °С, средняя за отопительный период температура $t_{n,i}^{cp} = -2,5$ °С, а средняя скорость ветра 3,3 м/с, продолжительность отопительного периода $z_{o.п} = 4560$ ч [8]. За расчетную скорость

ветра примем $w_p = 5$ м/с. Расчетная часовая отопительная нагрузка здания $Q_o^p = 1$ Гкал/ч. Расчетная температура воздуха внутри здания $t_b^p = 20$ °С.

Решение. Рассмотрим два случая:

— влияние ветра при отпуске теплоты учитывается, но пофасадное регулирование отсутствует, т.е. отпуск теплоты для обоих фасадов здания осуществляется, как для наветренного фасада;

— отпуск теплоты проводится по температурному графику, не учитывающему влияние ветра на теплопотери здания, пофасадное регулирование отсутствует.

В первом случае перерасход тепловой энергии, кВт или Гкал/ч, из-за отсутствия пофасадного регулирования в абсолютном исчислении будет определяться по формуле [7]

$$\Delta Q_{oi}^w = Q_{oi}^w - Q_{oi}^p = (Q_o^p + Q_b) \frac{t_b^p - t_{ni}^{cp}}{t_b^p - t_{ni}^p} \left[\frac{1-a}{2} \left(\frac{w_i}{w_p} \right)^2 \right], \quad (10.28)$$

а перерасход тепловой энергии относительно расчетного теплопотребления (в долях) будет составлять

$$\Delta \bar{Q}_{oi}^w = \frac{\Delta Q_{oi}^w}{Q_o^p} = (1 + \bar{Q}_b) \frac{t_b^p - t_{ni}^{cp}}{t_b^p - t_{ni}^p} \left[\frac{1-a}{2} \left(\frac{w_i}{w_p} \right)^2 \right], \quad (10.29)$$

где \bar{Q}_b — относительные бытовые теплопоступления.

Во втором случае перерасход тепловой энергии, кВт или Гкал/ч, по сравнению с пофасадным регулированием отпуска теплоты будет вычисляться в виде

$$\Delta Q_{oi} = Q_{oi} - Q_{oi}^w - Q_{oi}^p = (Q_o^p + Q_b) \frac{t_b^p - t_{ni}^{cp}}{t_b^p - t_{ni}^p} \left[1 - a - \frac{1-a}{2} \left(\frac{w_i}{w_p} \right)^2 \right], \quad (10.30)$$

а перерасход тепловой энергии относительно расчетного теплопотребления (в долях) будет составлять

$$\Delta \bar{Q}_{oi} = \frac{\Delta Q_{oi}}{Q_o^p} = (1 + \bar{Q}_b) \frac{t_b^p - t_{ni}^{cp}}{t_b^p - t_{ni}^p} \left[1 - a - \frac{1-a}{2} \left(\frac{w_i}{w_p} \right)^2 \right]. \quad (10.31)$$

Например, для отопительного периода в условиях Воронежа при $\bar{Q}_b = 0,15$ и при средних за отопительный период температуре наружного воздуха и скорости ветра при переходе на пофасадное регулирование отпуска теплоты относительная (в долях от расчетной нагрузки) экономия тепловой энергии в рассматриваемых случаях будет составлять

$$\Delta \bar{Q}_{oi}^w = (1 + 0,15) \frac{20 - (-2,5)}{20 - (-24)} \left[\frac{1 - 0,78}{2} \left(\frac{3,3}{5} \right)^2 \right] = 0,028; \quad (10.32)$$

$$\Delta \bar{Q}_{oi} = (1 + 0,15) \frac{20 - (-2,5)}{20 - (-24)} \left[1 - 0,78 - \frac{1 - 0,78}{2} \left(\frac{3,3}{5} \right)^2 \right] = 0,101.$$

Полагая $w_i/w_p = \text{const}$, в первом случае потенциал энергосбережения за отопительный период при переходе на пофасадное регулирование отпуска теплоты в ИТП составит

$$\begin{aligned} \Delta Q_{\text{о.п}}^w &= Q_0^p \sum_i^N \Delta \bar{Q}_{\text{о.п}}^w - Q_0^p \sum_i^N (1 + \bar{Q}_6) \frac{t_n^p - t_n^{\text{сп}}}{t_n^p - t_n^p} \left[\frac{1-a}{2} \left(\frac{w_i}{w_p} \right)^2 \right] n_i - \\ &= Q_0^p (1 + \bar{Q}_6) \frac{t_n^p - t_n^{\text{сп}}}{t_n^p - t_n^p} \left[\frac{1-a}{2} \left(\frac{w_i}{w_p} \right)^2 \right] z_{\text{о.п}}; \end{aligned} \quad (10.33)$$

$$\Delta Q_{\text{о.п}}^w = 1 \cdot (1 + 0,15) \frac{20 - (-2,5)}{20 - (-24)} \left[\frac{1 - 0,78}{2} \left(\frac{3,3}{5} \right)^2 \right] 4560 = 127,7 \text{ Гкал.}$$

Во втором случае потенциал энергосбережения за отопительный период при переходе на пофасадное регулирование отпуска теплоты в ИТП составит

$$\Delta Q_{\text{о.п}} = Q_0^p (1 + \bar{Q}_6) \frac{t_n^p - t_n^{\text{сп}}}{t_n^p - t_n^p} \left[1 - a - \frac{1-a}{2} \left(\frac{w_i}{w_p} \right)^2 \right] z_{\text{о.п}}; \quad (10.34)$$

$$\Delta Q_{\text{о.п}} = 1 \cdot (1 + 0,15) \frac{20 - (-2,5)}{20 - (-24)} \left[1 - 0,78 - \frac{1 - 0,78}{2} \left(\frac{3,3}{5} \right)^2 \right] 4560 = 460,6 \text{ Гкал.}$$

Выводы. Для условий примера переход на пофасадное регулирование отпуска теплоты в систему отопления здания дает среднюю за отопительный период экономии тепловой энергии 2,8—10 % расчетной отопительной нагрузки. За отопительный период экономия составила 127 и 460 Гкал соответственно. Последние оценки выполнены для средней скорости ветра. Оценки могут быть уточнены с использованием диаграмм направления и скорости ветра различной продолжительности в течение отопительного периода.

Техническая реализация пофасадного отопления осуществляется в результате модернизации ИТП, суть которой заключается в автоматизации регулирования отпуска теплоты по фасадам здания. Схема индивидуального теплового пункта приведена на рис. 10.8.

Сетевая вода из подающего трубопровода тепловой сети поступает в систему отопления здания, в котором для помещений, прилегающих к каждому из фасадов, организован собственный контур системы отопления.

На подающем трубопроводе каждого из контуров системы отопления установлен регулирующий клапан типа КР, который поддерживает заданную температуру внутреннего воздуха в помещении путем изменения расхода греющего теплоносителя при постоянной температуре его на входе в регулируемую установку в зависимости от наружных метеоусловий (количественный метод). Сигнал на изменение степени открытия/закрытия регулирующего клапана типа КР подается от контроллера, установленного на одном из фасадов здания и запрограммированного с учетом различной теплотребности помещений, прилегающих к противоположным фасадам здания.

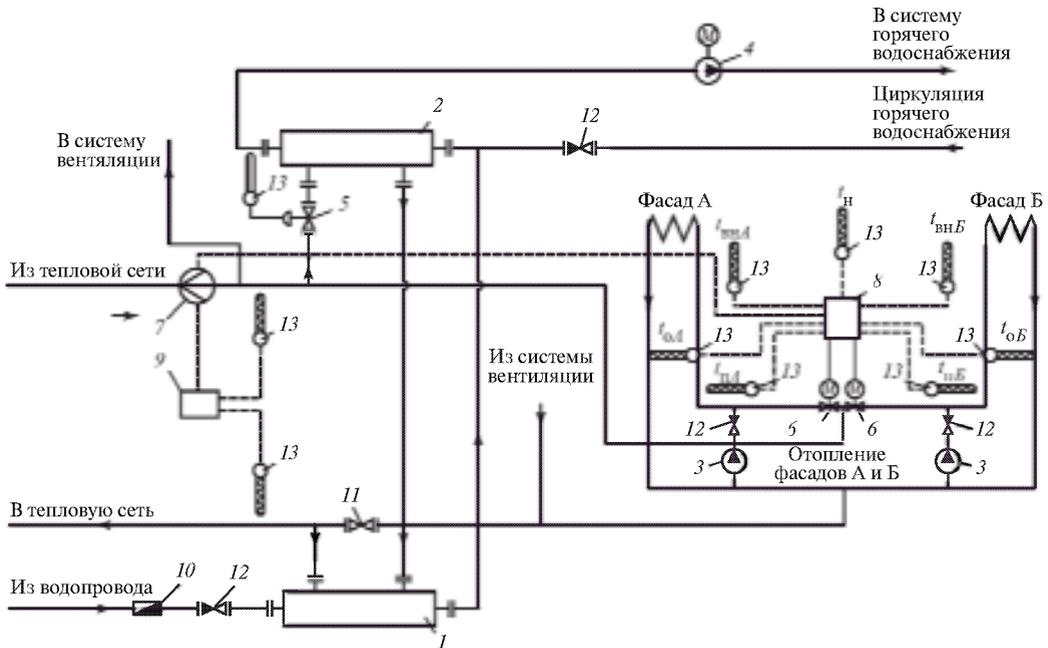


Рис. 10.8. Принципиальная схема ИТП с автоматическим пофасадным регулированием отопительной нагрузки [12]:

1 — первая ступень водонагревателя; 2 — вторая ступень водонагревателя; 3 — насосы с частотным регулированием; 4 — циркуляционный насос системы горячего водоснабжения; 5 — клапан запорно-регулирующий ГВС; 6 — клапаны регулирующие седельные типа КР; 7 — расходомер узла учета теплоты; 8 — регулирующие органы (контроллеры); 9 — узел учета теплоты; 10 — фильтр; 11 — запорный орган; 12 — обратные клапаны; 13 — датчики температуры

Сигнал на регулирующий орган (контроллер) поступает от датчиков температуры наружного воздуха, температуры теплоносителя в подающей и обратной линиях и температуры воздуха в контрольном помещении, предусмотренных для каждого из фасадов.

На перемычках, соединяющих обратный и подающий трубопроводы каждого из фасадов, установлены насосы с частотным регулированием. Насосы осуществляют частичное смешивание обратной воды и воды из подающего трубопровода, тем самым изменяя температуру и расход греющего теплоносителя во внутренних контурах отопления помещений фасадов (качественно-количественное регулирование). Остальная часть воды из обратного трубопровода, не смешиваясь с водой из подающего трубопровода, идет на первую ступень водонагревателя. Обратные клапаны обеспечивают течение потока воды строго в одном направлении.

Пофасадное регулирование особенно эффективно при реконструкции существующих протяженных многосекционных зданий, особенно муниципальных, выполняемой без замены системы отопления, а также во вновь

построенных зданиях повышенной этажности (9—12 этажей и более) с выполненным по проекту разделением системы отопления по фасадам. По эквивалентному эффекту пофасадное регулирование ненамного уступает авторегулированию с термостатами, но значительно дешевле по капитальным затратам и не требует проведения сварочных работ в квартирах, необходимых при установке термостатов.

Индивидуальное количественное регулирование может быть реализовано при применении терморегуляторов.

Терморегуляторы представляют собой регулирующие клапаны, автоматически изменяющие расход воды через отопительный прибор в зависимости от температуры воздуха внутри отапливаемого помещения. Конструктивно регулирующий клапан и термозлемент, измеряющий температуру и управляющий работой клапана, могут быть выполнены раздельно или совмещены в одном устройстве.

Терморегуляторы устанавливаются на каждый отопительный прибор и автоматически поддерживают заданную температуру в помещении в результате изменения расхода воды через прибор.

В зависимости от типа системы отопления применяют регулирующие клапаны для однотрубных или двухтрубных систем. В двухтрубных системах применяются клапаны повышенного гидравлического сопротивления. Клапаны, предназначенные для использования в однотрубных системах отопления, представляют собой проходные клапаны пониженного гидравлического сопротивления. В однотрубных системах целесообразно использовать трехходовые терморегуляторы, обеспечивающие удобное подключение к прибору и монтаж замыкающего участка. Некоторые характерные схемы подключения терморегуляторов показаны на рис. 10.9.

Выбор термозлемента зависит от условий размещения отопительного прибора и терморегулятора. Все термозлементы являются универсальными и могут применяться с любыми регулируемыми клапанами той же фирмы.

Автоматическое регулирование температуры воздуха в помещении возможно с помощью как простых радиаторных терморегуляторов с жидкостными датчиками, не требующих вспомогательного питания, так и электронных регуляторов с электрическими приводами.

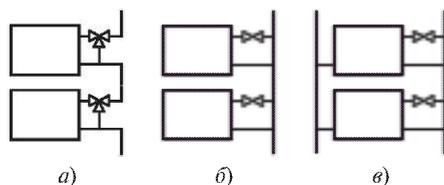


Рис. 10.9. Схемы подключения терморегуляторов в системах отопления различного типа: а — установка трехходового терморегулятора в однотрубной системе отопления с верхней подачей теплоносителя; б — установка терморегуляторов на отопительных приборах в однотрубной системе; в — то же в двухтрубной системе

Экономия тепловой энергии при применении индивидуального регулирования достигается уменьшением расхода теплоносителя в следующих случаях:

- при поступлении теплоты в помещение от бытовых тепловыделений (Q_6);
- поступлении теплоты в помещение от солнечного излучения (Q_c);
- снижении установленной на терморегуляторе температуры в жилых помещениях в ночное время;
- снижении установленной на терморегуляторе температуры в административно-бытовых и общественных зданиях в нерабочее время.

Относительное снижение потребления теплоты $\Delta Q/Q_0^H$ при использовании терморегулятора в двухтрубной системе при текущей температуре наружного воздуха можно оценить по следующим формулам, полученным в [13]:

$$\frac{\Delta Q}{Q_0^H} = 1 - \frac{t_n^P - t_n}{t_n(t_n) - t_n} = \frac{t_n(t_n) - t_n^P}{t_n(t_n) - t_n}; \quad (10.35)$$

$$t_n(t_n) = t_n + (t_n^P - t_n) \frac{t_n(t_n) - t_0(t_n)}{t_n^P - t_0^P} + \frac{Q_6}{Q_{\text{пот}}} (t_n^P - t_n) \left[1 - \frac{t_n(t_n) - t_0(t_n)}{t_n^P - t_0^P} \right], \quad (10.36)$$

где Q_0^H — тепловая нагрузка по отоплению помещения при текущей температуре наружного воздуха t_n ; $Q_{\text{пот}}$ — суммарные теплотери помещения; t_n^P, t_0^P — температуры воды в подающем и обратном трубопроводах при расчетной температуре наружного воздуха, °С.

Например, при средней за отопительный период температуре наружного воздуха, составляющей -3 °С, экономия тепловой энергии при уровне бытовых теплопоступлений $0,1-0,2$ (в долях от максимальной отопительной нагрузки) может составить $9-16$ % текущей нагрузки по отоплению. По представленной методике можно получить максимальную экономию при заданной температуре наружного воздуха. При расчетах экономии теплоты за определенный период следует учитывать неравномерность бытовых тепловыделений в течение суток.

Оценки относительной экономии теплоты при снижении температуры в помещении в ночное время и в выходные дни, а также при снижении температуры, задаваемой индивидуальными терморегуляторами, могут быть сделаны по формулам, подобным формуле (10.35). В этом случаях в знаменателе (10.35) разность текущих температур внутреннего и наружного воздуха следует заменить на разность расчетных температур, а в числителе

возможное снижение температуры за счет тепловыделений — на допустимое снижение температуры внутреннего воздуха в ночное время или в выходные дни. Допустимое ночное снижение температуры в жилых и в нерабочее время в административных и общественных зданиях регламентируется требованиями СП «Отопление, вентиляции и кондиционирование воздуха» [14]. С учетом сделанных замечаний относительная экономия тепловой энергии от снижения внутренней температуры, регулируемой индивидуальными терморегуляторами, составит [7]:

$$\frac{\Delta Q_{\text{ноч}}}{Q_0^p} = \frac{t_{\text{в}}^p - t_{\text{с}}}{t_{\text{в}}^p - t_{\text{н}}^{\text{ср}}} \frac{n_{\text{с}}}{n_{\text{сут}}}, \quad (10.37)$$

$$\frac{\Delta Q_{\text{вых}}}{Q_0^p} = \frac{t_{\text{в}}^p - t_{\text{с}}}{t_{\text{в}}^p - t_{\text{н}}^{\text{ср}}} \frac{n_{\text{вых}}}{n_{\text{нед}}}, \quad (10.38)$$

где $t_{\text{в}}^p - t_{\text{с}}$ — допустимое снижение температуры внутреннего воздуха в ночное время или в выходные дни, °С; $t_{\text{с}}$ — температура воздуха после снижения, °С; $t_{\text{н}}^{\text{ср}}$ — средняя за отопительный период температура наружного воздуха, °С; $n_{\text{с}}$ — число часов со сниженной температурой в ночное время, ч; $n_{\text{сут}}$ — число часов в сутках, ч; $n_{\text{вых}}$ — число часов в выходные дни, ч; $n_{\text{нед}}$ — число часов в неделе, ч.

По формулам (10.37) и (10.38) можно определить уменьшение потребления тепловой энергии при средней за отопительный период температуре наружного воздуха относительно расчетной нагрузки по отоплению. Для административного здания $\Delta Q_{\text{ноч}}/Q_0^p = 8\%$, а $\Delta Q_{\text{вых}}/Q_0^p = 3\%$. Эти расчеты в работе [7] были выполнены для средней наружной температуры $-3,2$ °С. С учетом влияния солнечного излучения, которое оценивается в $1,5\%$, максимальная суммарная экономия от применения индивидуальных терморегуляторов в административном здании может составить $12,5\%$ средней отопительной нагрузки.

10.3.3. Восстановление пропускной способности внутридомовых инженерных сетей отопления и горячего водоснабжения

Восстановление пропускной способности внутридомовых инженерных сетей отопления и горячего водоснабжения зданий представляет собой одно из малозатратных мероприятий по энергосбережению.

Наличие отложений на стенках трубопроводов внутренних сетей и радиаторов отопления служит причиной:

снижения коэффициента теплопередачи отопительных приборов;

снижения расхода теплоносителя и тепловой нагрузки по отоплению при неизменном температурном графике подачи теплоносителя;

роста гидравлического сопротивления сети и, как следствие, увеличения электрической мощности, потребляемой насосами.

Очистка внутридомовых сетей и приборов отопления от отложений, образующихся в процессе эксплуатации систем тепло- и водоснабжения, позволяет устранить причину непроизводительных затрат тепловой или электрической энергии.

Рассмотрим влияние отложений на энергопотребление. Сравним гидродинамические потери первоначально чистого трубопровода с площадью проходного сечения S_n и потери того же трубопровода с отложениями на стенках, уменьшающими площадь проходного сечения до S_o . Отношение гидродинамических потерь можно представить как

$$\frac{\Delta p_o}{\Delta p_n} = \left(\frac{G_o}{G}\right)^{2-n} \left(\frac{S_n}{S_o}\right)^{0,5(5-n)} = \left(\frac{L_o}{L_n}\right)^{2-n} \left(\frac{S_n}{S_o}\right)^{0,5(5-n)} \quad (10.39)$$

В (10.39) и далее индексы «н» и «о» обозначают состояние сетей соответственно до и после образования отложений; Δp_o и Δp_n — потери давления в трубопроводах на трение, Па; G_o и G_n — массовые расходы теплоносителя, кг/с; L_o и L_n — объемные расходы теплоносителя, м/с; n — показатель степени (при турбулентном режиме течения $n = 0,25$). Очевидно, что $S_n/S_o > 1$.

Относительное увеличение потребляемой электрической мощности (P_o/P_n) в случае частотного регулирования подачи насоса может быть вычислено по формуле

$$\frac{P_o}{P_n} = \frac{\Delta p_o L_o}{\Delta p_n L_n} = \left(\frac{L_o}{L_n}\right)^{3-n} \left(\frac{S_n}{S_o}\right)^{0,5(5-n)} \quad (10.40)$$

где P_n — электрическая мощность насоса для прокачки теплоносителя через трубопровод без отложений накипи; P_o — то же для трубопровода с отложениями.

Если обозначить долю сечения, занятого отложениями, как

$$\delta_s = \frac{S_n - S_o}{S_n} = 1 - \frac{S_o}{S_n} \quad (10.41)$$

то относительное увеличение потребляемой электрической мощности при сохранении расхода теплоносителя составит

$$\frac{P_o}{P_n} = \left(\frac{S_n}{S_o}\right)^{0,5(5-n)} = \left(\frac{1}{1 - \delta_s}\right)^{0,5(5-n)} \quad (10.42)$$

Перерасход электрической энергии, кВт·ч, за период времени работы насоса τ в этом случае можно рассчитать по формуле

$$\Delta P_{\tau} = P_{\text{н}} \tau \left[\left(\frac{S_{\text{н}}}{S_0} \right)^{0,5(5-n)} - 1 \right] = P_{\text{н}} \tau \left[\left(\frac{1}{1 - \delta_S} \right)^{0,5(5-n)} - 1 \right]. \quad (10.43)$$

Результаты расчетов по (10.42) приведены на рис. 10.10. Из рисунка видно, что непроизводительные расходы электрической энергии могут возрастать в несколько раз по мере уменьшения проходного сечения трубопровода из-за отложений на стенках. Очевидно, что очистка труб позволит исключить или, по крайней мере, уменьшить непроизводительные расходы электроэнергии на прокачку теплоносителя.

Среди прогрессивных методов очистки труб и радиаторов отопления можно выделить пневмогидроимпульсную и электрогидроимпульсную очистку.

В основе первого из методов лежит создание кинетической волны давления, распространяющейся по трубам с высокой скоростью (до 1500 м/с). Волна создается коротким импульсом сжатого воздуха. Воздушная пробка воздействует на столб жидкости в трубе. Ударная волна, 98 % энергии которой воздействует на жидкость и только 2 % — на стенки трубы, сбивает отложения со стенок трубы и радиатора. Очистку можно проводить без демонтажа системы отопления.

Технология электрогидроимпульсной очистки основана на эффекте Юткина. Кинетическая волна с избыточным давлением до $7 \cdot 10^5$ Па создается разрядом высокого напряжения в жидкости, находящейся в трубе. Из-за разности скоростей распространения волны в жидкости и стенке трубы на поверхности соприкосновения отложений со стенкой возникают деформации, которые способствуют скалыванию отложений, смываемых водой. Достижимый эффект значительно выше по сравнению, например, с эффектом от промывки систем отопления с применением химических реагентов,

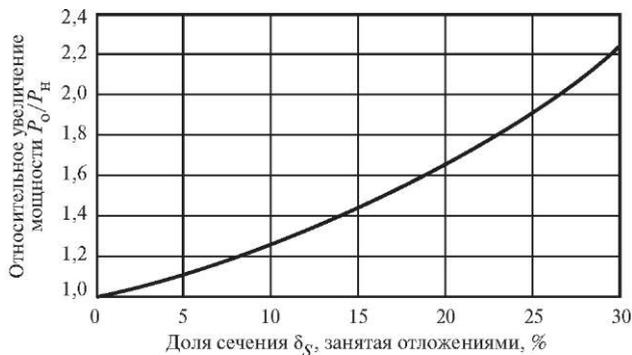


Рис. 10.10. Относительное увеличение мощности, используемой на прокачку теплоносителя, в зависимости от степени заполнения сечения трубопровода отложениями

поскольку при электрогидроимпульсной очистке поверхности очищаются до металла без его разрушения. К преимуществам этого метода можно отнести:

- удаление практически всех видов отложений;
- полную очистку поверхности;
- экологическую безопасность;
- возможность очистки труб сложной конфигурации;
- возможность очистки систем без их демонтажа.

10.3.4. Использование природной теплоты, вторичных энергоресурсов в отоплении и горячем водоснабжении. Применение теплонасосных установок

Для производства тепловой энергии используются традиционные виды топлива: природный газ, продукты нефтепереработки, уголь и т.д. Топливо сжигается в больших объемах. С одной стороны, сжигание топлива ухудшает экологическую ситуацию, с другой — запасы топлива ограничены и стремительно снижаются. Поэтому в настоящее время уделяется большое внимание альтернативным технологиям теплоснабжения на основе природных источников теплоты.

В качестве природных источников теплоты могут служить солнечная энергия, геотермальные источники, вода незамерзающих водоемов, вода из артезианских скважин, грунт, атмосферный воздух. В качестве искусственных источников теплоты рассматриваются промышленные сбросы, вода в системах оборотного теплоснабжения, вода станций аэрации, вентиляционные выбросы и т.д. Последние источники по существующей классификации ТЭР относятся к вторичным энергетическим ресурсам.

За исключением геотермальных, перечисленные источники относятся к низкопотенциальным, другими словами, к источникам низкопотенциальной теплоты — ИНТ. Пассивное (непосредственное) их использование для нужд отопления или горячего водоснабжения невозможно, поскольку температура источников не превышает 25 °С. Без повышения температурного потенциала использование таких источников в системах отопления и горячего водоснабжения проблематично.

Технологии применения природных и искусственных источников теплоты основаны на использовании тепловых насосов, которые выступают в роли трансформаторов теплоты, преобразующих теплоту ИНТ в теплоту с параметрами, приемлемыми для нужд отопления и горячего водоснабжения.

Согласно «Перечню объектов и технологий, которые относятся к объектам и технологиям высокой энергетической эффективности» тепловые насосы относятся к объектам высокой энергетической эффективности, что обусловлено использованием возобновляемых источников энергии [15].

По оценкам [16] на перспективу до 2030 г. в целях теплоснабжения в РФ в целом может быть востребовано порядка 3,4—4,4 ГВт теплонасосной мощности, что составляет 9—11 % вводимой тепловой мощности малоэтажной

застройки. Их установка позволит экономить топливо в количестве около 3,8 млн т у.т. в год [16], что составляет примерно 5 % потенциала энергосбережения в сфере ЖКХ (см. гл. 2).

Энергетическая эффективность парокомпрессионных тепловых насосов оценивается величиной *коэффициента трансформации теплоты* (см. гл. 9, § 9.4), в технике численно равному отношению полученной (отданной потребителю) тепловой мощности к затраченной электрической мощности на привод компрессора теплового насоса:

$$\mu = \frac{Q_{\text{ТНУ}}}{P_{\text{к}}}. \quad (10.44)$$

Для абсорбционных тепловых насосов в качестве подобной характеристики выступает *тепловой коэффициент* [см. (9.55) гл. 9].

В технической документации западных производителей теплонасосного оборудования для оценки эффективности теплонасосных установок (ТНУ) с электрическим приводом вводятся понятия коэффициента мощности и коэффициента потребления (использования) [17].

Коэффициент мощности представляет отношение отданной потребителю тепловой мощности ($Q_{\text{ТНУ}}$) к эффективной потребляемой мощности ТНУ ($P_{\text{ТНУ}}$), включая мощность компрессора, нагнетающего и вспомогательного оборудования:

$$\varepsilon = \frac{Q_{\text{ТНУ}}}{P_{\text{ТНУ}}}. \quad (10.45)$$

Коэффициент использования представляет собой отношение отданного потребителю за год количества теплоты ($Q_{\text{ТНУ}}^{\text{г}}$) к потребленной за это время теплонасосной установкой электрической энергии ($P_{\text{ТНУ}}^{\text{г}}$):

$$\beta = \frac{Q_{\text{ТНУ}}^{\text{г}}}{P_{\text{ТНУ}}^{\text{г}}}. \quad (10.46)$$

Однако при оценке энергетической эффективности систем теплоснабжения на основе теплового насоса таких показателей, как (10.44)—(10.46), недостаточно, так как необходимо также учитывать климатическую зону расположения установки и режим ее эксплуатации. Как будет показано ниже, тепловой насос может работать в составе системы теплоснабжения, включающей дополнительный источник теплоты (бивалентный режим). Оценку эффективности работы ТНУ с учетом режима ее работы (моновалентный или бивалентный) можно выполнить с помощью сезонного коэффициента энергоэффективности системы. Этот коэффициент отражает реальный показатель эксплуатации ТНУ в течение года с учетом климатических условий и режима работы.

Сезонный коэффициент энергетической эффективности SEER представляет собой отношение общего количества тепла $Q_{o.n}$, кВт · ч, полученного отапливаемым объектом за отопительный период, к суммарным энергетическим затратам $\Sigma \mathcal{E}$, которые складываются из энергетических затрат на теплонасосную установку $\mathcal{E}_{ТНУ}$, кВт · ч, и дополнительный источник тепла $\mathcal{E}_{д.и}$, кВт · ч:

$$SEER = \frac{Q_{o.n}}{\Sigma \mathcal{E}} = \frac{Q_{o.n}}{\mathcal{E}_{ТНУ} + \mathcal{E}_{д.и}}. \quad (10.47)$$

Для оценки целесообразности использования ТНУ можно сравнить затраты топлива B_Q на выработку теплоты в котельной и затраты топлива $B_{\mathcal{E}}$ на получение теплоты с помощью ТНУ (в виде эквивалента тепловой энергии, вырабатываемой на источнике, и эквивалента электрической энергии, потребляемой ТНУ, выраженных в единицах условного топлива) с учетом КПД источников и сетей транспортировки энергии:

$$B_Q = \frac{b_Q^T Q_{пол}}{\eta_{и} \eta_{т.с}}; \quad B_{\mathcal{E}} = \frac{b_{\mathcal{E}}^T Q_{пол}}{\mu \eta_{э.и} \eta_{э.с}}, \quad (10.48)$$

где b_Q^T , $b_{\mathcal{E}}^T$ — теоретические удельные расходы условного топлива на выработку единицы теплоты и электроэнергии, кг у.т/(кВт · ч); μ — коэффициент трансформации теплоты; $Q_{пол}$ — количество полезной энергии, использованной потребителем, кВт · ч; $\eta_{и}$ и $\eta_{э.и}$ — коэффициенты полезного действия источников тепловой и электрической энергии; $\eta_{т.с}$ и $\eta_{э.с}$ — коэффициенты полезного действия тепловой и электрической сетей по передаче энергии. Для получения теплоты при $B_{\mathcal{E}}/B_Q < 1$ энергетически выгодно использование ТНУ. Подобная оценка приводится в гл. 9 при среднестатистических удельных расходах условного топлива на выработку тепловой и электрической энергии.

В общем случае энергетическую эффективность перехода на автономное теплоснабжение от ТНУ как альтернативу централизованному теплоснабжению можно оценить показателем, предложенным в [18]:

$$F_y = \frac{\Sigma \mathcal{E}}{Q_{o.n}}. \quad (10.49)$$

Этот показатель учитывает актуальные затраты условного топлива на производство тепловой энергии тепловым насосом с дополнительным источником ($\Sigma \mathcal{E}$) и централизованным источником ($Q_{o.n}$). Если $F_y \leq 1$, то затраты ТЭР в условном топливе на теплоснабжение от ТНУ меньше затрат ТЭР на централизованном источнике: $\Sigma \mathcal{E} \leq Q_{o.n}$. Переход на теплоснабжение от автономного источника представляется обоснованным

с позиции энергетической эффективности. В качестве дополнительного источника в системе теплоснабжения от ТНУ может применяться электрический котел или индивидуальный котел на традиционном топливе.

Особенности применения тепловых насосов в теплоснабжении

Достаточно высокая стоимость теплонасосного оборудования, а в ряде случаев (тепловые насосы типа «антифриз—вода» и «вода—вода») большие затраты на инженерное обеспечение работы ТНУ, обуславливают большой срок окупаемости проектов.

Ограничение эффективной работы по температуре наружного воздуха для тепловых насосов типа «воздух—вода». Работоспособность подобных насосов ограничена температурой наружного воздуха не ниже $-15...-20$ °С. При более низких температурах коэффициент трансформации энергии приближается к единице и эффективность теплового насоса становится сопоставимой с эффективностью электрического котла. В то же время на большей части территории Российской Федерации расчетная температура наружного воздуха может быть существенно ниже предела работоспособности теплового насоса. Это означает, что требуется дополнительный источник теплоты, который совместно с тепловым насосом (или самостоятельно) обеспечит покрытие отопительной нагрузки. В этом случае реализуется бивалентный (от двух источников) режим работы системы теплоснабжения на основе ТНУ.

На рис. 10.11 представлена последовательность режимов работы ТНУ с дополнительным источником теплоты, например с электрическим котлом. Приведены относительная отопительная нагрузка $\bar{Q}_o = Q_o/Q_o^p$ системы отопления здания и относительная тепловая производительность ТНУ $\bar{Q}_{ТНУ} = Q_{ТНУ}/Q_{ТНУ}^{ном}$ при $Q_{ТНУ}^{ном}/Q_o^p = 1$ в зависимости от температуры

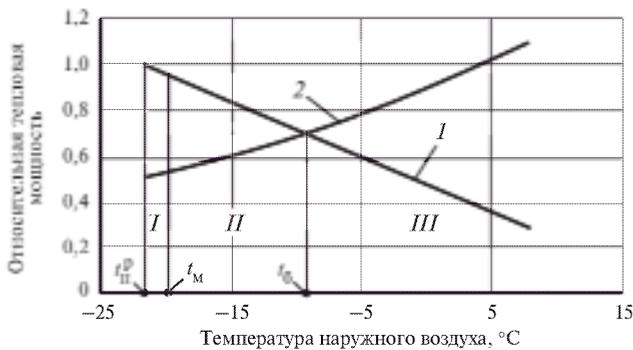


Рис. 10.11. Зависимость относительной отопительной нагрузки \bar{Q}_o (1), относительной теплопроизводительности ТНУ $\bar{Q}_{ТНУ}$ (2) от температуры наружного воздуха при работе теплового насоса с дополнительным источником в частично параллельном бивалентном режиме $Q_{ТНУ}^{ном}/Q_o^p = 1$

наружного воздуха ($Q_{\text{ТНУ}}^{\text{ном}}$ — номинальная теплопроизводительность ТНУ, указывается производителем оборудования при $t_{\text{н}} = 7 \text{ }^\circ\text{C}$). В диапазоне температур наружного воздуха $t_{\text{н}}^{\text{п}} \leq t_{\text{н}} < t_{\text{м}}$ (I) вся нагрузка по отоплению обеспечивается дополнительным источником. Здесь $t_{\text{м}}$ — температура, ограничивающая работоспособность ТНУ. В области температур наружного воздуха $t_{\text{м}} \leq t_{\text{н}} \leq t_{\text{б}}$ (II), где $t_{\text{б}}$ — температура в точке бивалентности (точке пересечения графиков на рис. 10.11), отопительная нагрузка обеспечивается совместно тепловым насосом и дополнительным источником (параллельный бивалентный режим). В области $t_{\text{б}} < t_{\text{н}} < 8$ (III) вся отопительная нагрузка покрывается ТНУ. Во всем диапазоне температур, вплоть до расчетной, реализуется последовательно-параллельный бивалентный режим работы ТНУ с дополнительным источником.

Современные тепловые насосы позволяют нагреть воду в системе теплоснабжения до 55—60 °С. Этой температуры достаточно для подготовки воды в системе горячего водоснабжения, но недостаточно для традиционного водяного отопления, работающего при графике теплоснабжения 90/70 или 105/70 °С/°С. Поэтому при работе отопительной системы от ТНУ применяются низкотемпературные системы отопления, такие как «теплый пол» или система с отопительными приборами типа «фанкойл», в которых обеспечивается более высокий тепловой поток по сравнению с радиаторами и конвекторами за счет принудительного обдува теплопередающей поверхности.

При применении тепловых насосов в теплоснабжении часть тепловой энергии, получаемой из централизованного или автономного источника, замещается электрической энергией, расходуемой на привод компрессора. Соотношение тарифов на электрическую и тепловую энергию в России для различных регионов отличается, но всегда $T_{\text{э}} > T_{\text{т}}$. Это объяснимо, поскольку при выработке 1 кВт·ч электрической энергии затраты условного топлива в 2,7 раза превышают затраты топлива на выработку такого же количества тепловой энергии. Поэтому переход на теплоснабжение от тепловых насосов может быть экономически невыгодным из-за возросших затрат на потребляемые энергоресурсы. И это несмотря на то, что потребление энергоресурсов в целом будет ниже, чем в традиционной системе теплоснабжения.

Опыт эксплуатации систем теплоснабжения на основе ТНУ показывает, что экономия финансовых средств по оплате энергоресурсов может быть и отрицательной, что показывает график на рис. 10.12.

Для эффективной работы как с позиции энергозатрат, так и финансовых средств необходимо, чтобы соблюдалось условие $\mu > 3$. Коэффициент трансформации μ , в свою очередь, зависит от разности температур воды (температура конденсации) на выходе из ТНУ и источника (температура испарения). При снижении разности температур конденсации и испарения коэффициент

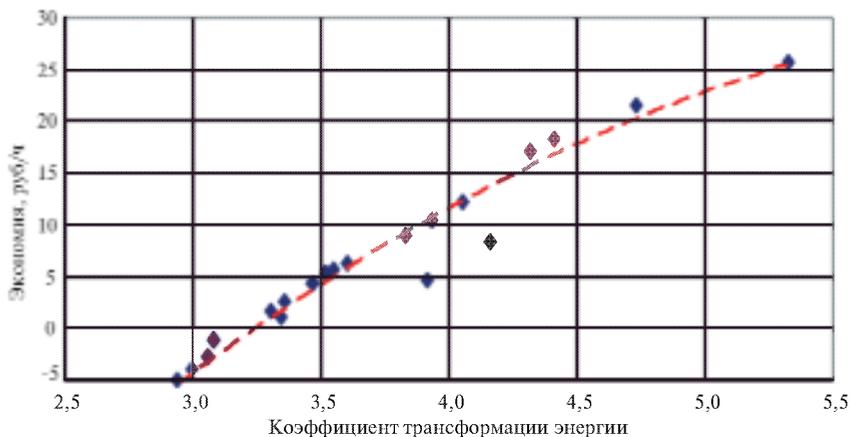


Рис. 10.12. Экономия финансовых средств в зависимости от коэффициента трансформации энергии при подготовке горячей воды с использованием теплового насоса [19]

трансформации энергии уменьшается. Эта закономерность присуща всем типам тепловых насосов, работающим по парокомпрессионному термодинамическому циклу.

Рассмотрим основные **возможные схемы теплоснабжения на основе тепловых насосов** [20]. Тепловые насосы могут быть как единственным источником теплоснабжения, т.е. покрывать 100 % тепловой нагрузки жилого здания, так и работать в комбинации с другим теплогенерирующим оборудованием. В бивалентном режиме работы тепловая мощность тепловых насосов рассчитывается на покрытие от 60 до 75 % расчетной тепловой нагрузки здания, т.е. на покрытие базовой части суточного графика. Включение тепловых насосов по каскадной схеме обеспечивает максимальное использование их тепловой мощности, большую управляемость и экономичность работы. Расчеты по выбору количества и единичной мощности тепловых насосов рекомендуется выполнять только по данным, подтвержденным заводами-изготовителями или их представителями.

Возможны следующие варианты работы систем теплоснабжения на основе ТНУ (рис. 10.13 и 10.14):

- сеть централизованного теплоснабжения и тепловые насосы;
- собственная котельная и тепловые насосы;
- тепловые насосы «воздух—вода» и электрические котлы;
- тепловые насосы «антифриз—вода» или «вода—вода» и электрические котлы.

Теплопроизводительность ТНУ рассчитывается в соответствии с выбранной схемой.

При теплоснабжении по первой схеме (рис. 10.13, *а*) тепловой насос покрывает только среднечасовую нагрузку горячего водоснабжения при работе с догревом горячей воды сетью централизованного теплоснабжения. При использовании схемы, изображенной на рис. 10.13, *б* теплопроизводитель-

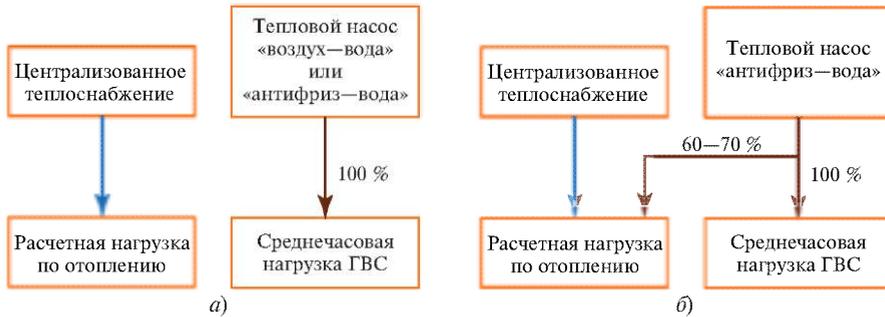


Рис. 10.13. Схема теплоснабжения с двумя источниками: сетью централизованного теплоснабжения и тепловым насосом:

низкопотенциальный источник: а — воздух или сточные воды; б — грунт

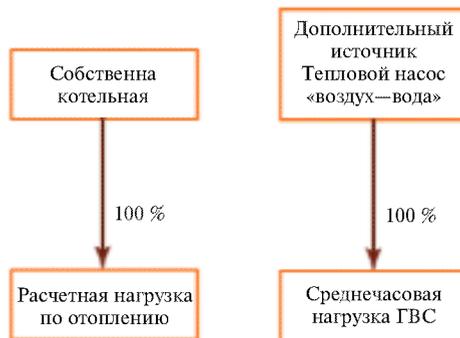


Рис. 10.14. Схема теплоснабжения с двумя источниками: собственной котельной и тепловым насосом

ность ТНУ обеспечивает среднечасовую нагрузку горячего водоснабжения и базовую часть отопительной нагрузки, составляющей от 60 до 75 % ее расчетного значения.

При совмещении тепловых насосов и собственной котельной жилого здания (рис. 10.14) теплопроизводительность тепловых котлов рассчитывается на покрытие среднечасовой нагрузки горячего водоснабжения, а котлов на природном газе — только отопительной нагрузки.

В следующих двух вариантах (рис. 10.15, а и б) теплонасосные установки работают совместно с электрическими котлами и покрывают среднечасовую нагрузку горячего водоснабжения, а также часть отопительной нагрузки в интервале от 60 до 75 %, электрические котлы покрывают пиковую часть отопительной нагрузки и обеспечивают догрев горячей воды до нормируемых температур. Отличие схем на рис. 10.15 заключается в использовании различных ИНТ.

На рис. 10.16 приведена схема включения ТНУ в централизованную систему теплоснабжения при различных вариантах низкопотенциальных источников.

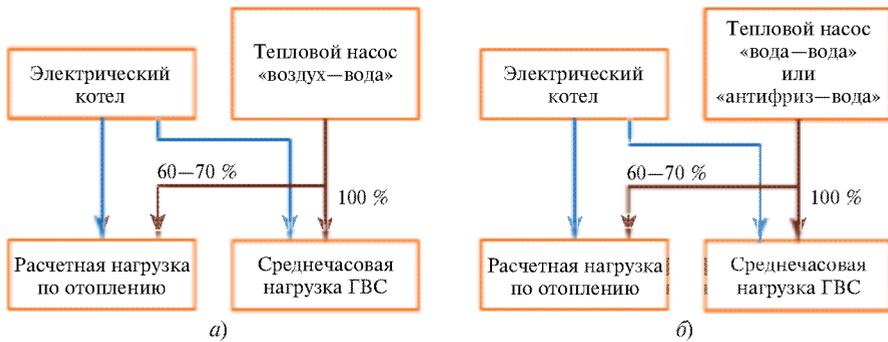


Рис. 10.15. Схема теплоснабжения с двумя источниками: электрическим котлом и тепловым насосом:

низкопотенциальный источник: а — наружный или вытяжной воздух; б — грунт или поверхностные воды, теплота подземных вод

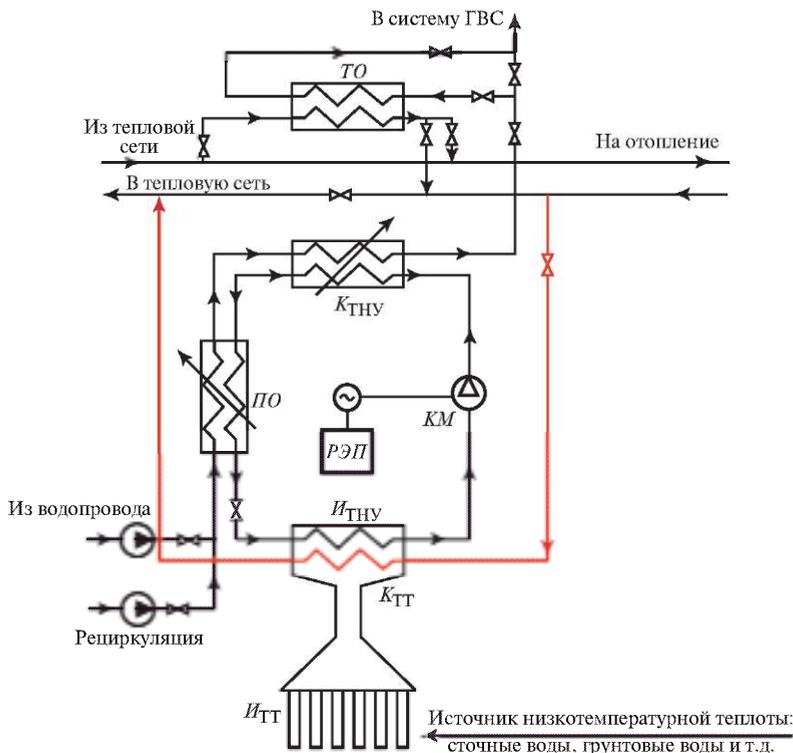


Рис. 10.16. Схема включения ТНУ в централизованную систему теплоснабжения: КМ — компрессор; КТНУ — конденсатор ТНУ; ПО — переохладитель ТНУ; ИТНУ — испаритель ТНУ; КТТ — конденсатор ТТ; ИТТ — испаритель ТТ; РЭП — регулятор электропривода; ТО — теплообменник нагрева воды в системе ГВС

Среднечасовая нагрузка по горячему водоснабжению обеспечивается ТНУ с догревом до расчетной температуры в теплообменнике ТО, греющим теплоносителем в котором является вода из тепловой сети. В качестве источника теплоты для ТНУ рассматривается вода из обратного трубопровода тепловой сети или сточные, грунтовые воды. Если используется теплота вод, для транспортировки теплоносителя от ИНТ к испарителю ТНУ вместо насоса с электроприводом для перекачивания промежуточного теплоносителя предлагается использовать тепловую трубу (ТТ) [21, 22]. В этом случае экономится энергия, которая затрачивалась бы на привод циркуляционных насосов в контуре транспортировки теплоносителя к испарителю $I_{\text{ТНУ}}$.

На рис. 10.17. приведен пример теплоснабжения индивидуального дома на основе воздушного теплового насоса типа «воздух—вода». Теплонасосная установка работает совместно с электрическим котлом и покрывает нагрузку горячего водоснабжения и часть отопительной нагрузки. Электрический котел покрывают пиковую часть отопительной нагрузки и обеспечивают догрев горячей воды до нормируемых температур. Особенностью схемы является наличие баков аккумуляторов горячей воды в системах ГВС и отопления, что обеспечивает бесперебойное теплоснабжение. Независимо

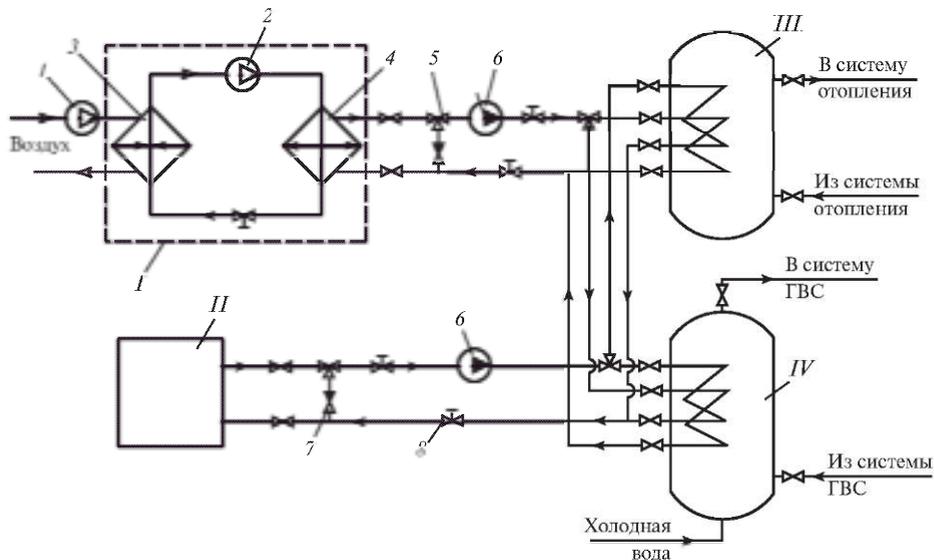


Рис. 10.17. Принципиальная схема теплоснабжения дома на основе воздушного теплового насоса типа «воздух — вода»:

I — теплонасосная установка (ТНУ); *II* — электрический котел; *III* — буферный бак-аккумулятор; *IV* — бак-аккумулятор косвенного обогрева; 1 — вентилятор; 2 — компрессор ТНУ; 3 — испаритель ТНУ; 4 — конденсатор ТНУ; 5 — трехходовой клапан; 6 — циркуляционный насос; 7 — обратный клапан; 8 — регулирующий клапан

от водоразбора автоматика поддерживает постоянную температуру в баках-аккумуляторах.

При автономном горячем водоснабжении от ТНУ целесообразно поддерживать температуру горячей воды 45 °С. Этой температуры достаточно в более чем 70 % случаев, и только в остальных случаях требуется более высокая температура воды. Это позволяет ТНУ работать в более экономичном режиме, поскольку коэффициент трансформации будет более высоким при снижении температуры воды после конденсатора ТНУ.

Преимущество применения ТНУ заключается в том, что они могут применяться в комбинации с другими нетрадиционными тепловыми источниками, такими как солнечные водонагреватели, биоэнергетические установки, установки по переработке и сжиганию твердых бытовых отходов [23].

На рис. 10.18 приведена принципиальная схема автономной системы теплоснабжения на основе солнечного водонагревателя и теплового насоса, предназначенной для обеспечения нужд отопления и горячего водоснабжения в течение всего года. Особенность схемы заключается в наличии циркуляционного контура «бак—аккумулятор—испаритель». Циркуляционный насос позволяет осуществлять регулирование расхода теплоносителя, тем самым более гибко регулируя количество теплоты, передаваемое из бака-аккумулятора в испаритель.

Принципиальная схема утилизации теплоты вытяжного воздуха плавательного бассейна на базе ТНУ представлена на рис. 10.19 [23]. Основными элементами системы являются: теплонасосная установка I; буферный бак-накопитель смешивающего типа 3; крышный вентилятор 10; утилизатор теплоты вытяжного воздуха в составе конденсационного теплообменника-утилизатора 2 и циркуляционного контура с промежуточным теплоносителем. В отличие от схемы, рассмотренной в работе [19], утилизация теплоты

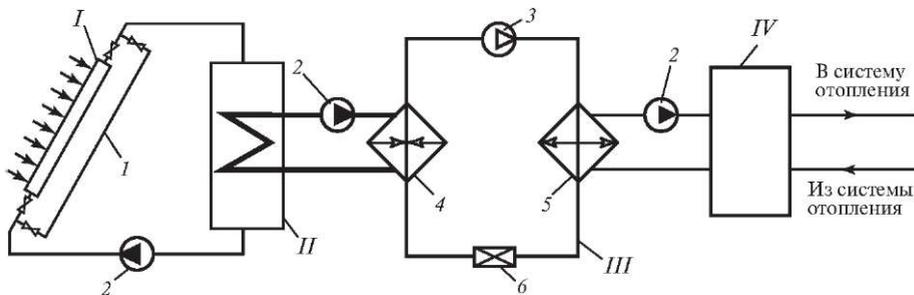


Рис. 10.18. Принципиальная схема солнечной теплонасосной установки с циркуляционным контуром «бак—аккумулятор—испаритель»:

I — солнечный коллектор; II — бак-аккумулятор в контуре солнечного коллектора; III — ТНУ; IV — бак-аккумулятор в системе отопления; 1 — байпас; 2 — циркуляционный насос; 3 — компрессор ТНУ; 4 — испаритель ТНУ; 5 — конденсатор ТНУ; 6 — дрессель

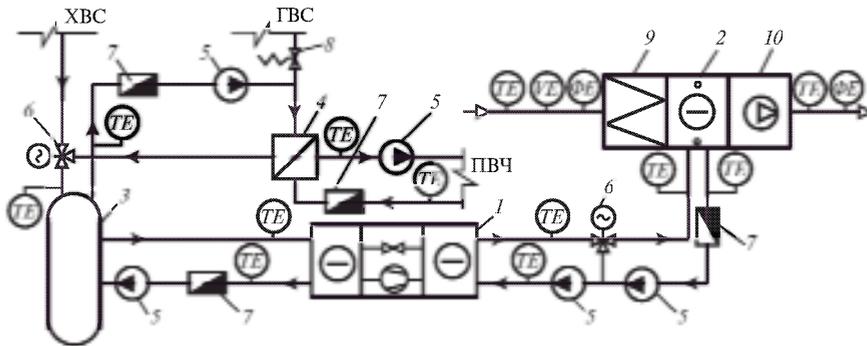


Рис. 10.19. Принципиальная схема использования ТНУ в системе поддержания микроклимата плавательного бассейна [23]:

1 — ТНУ; 2 — конденсационный теплообменник-утилизатор; 3 — буферный бак-накопитель; 4 — промежуточный теплообменник в системе подогрева воды в чаше бассейна; 5 — циркуляционные насосы; 6 — смешивающие клапаны с электроприводом; 7 — электромагнитные расходомеры; 8 — соленоидный клапан; 9 — карманный фильтр; 10 — крышный вентилятор; TE — термометры сопротивления; VE — измерительный преобразователь скорости потока; FE — емкостные датчики относительной влажности воздуха; ПВЧ — к подогревателю воды в чаше бассейна; ГВС — в систему горячего водоснабжения; ХВС — из системы холодного водоснабжения

вытяжного воздуха осуществляется с применением установки с промежуточным теплоносителем (поз. 5—7 на рис. 10.19).

Применение промежуточного теплоносителя позволяет проводить глубокую утилизацию теплоты вентиляционных выбросов, поскольку температура поверхности теплопередачи снижается ниже температуры точки росы. Это возможно при использовании в качестве промежуточного теплоносителя антифриза — 45%-ного пропиленгликоля. Результаты исследования показали, что при существующем уровне цен на тепловую и электрическую энергию применение ТНУ в системах горячего водоснабжения целесообразно, учитывая затраты энергоносителя, при значениях коэффициента трансформации $\mu \geq 2,5\text{—}3,0$ (см. рис. 10.12). Оптимальными режимами работы ТНУ являются режимы, в которых разность температур конденсации и испарения не выше примерно $30\text{ }^\circ\text{C}$, при этом коэффициент трансформации $\mu > 4$.

10.4. Энергосбережение в системах вентиляции и кондиционирования воздуха

Среди энергосберегающих мероприятий, реализуемых в целях снижения энергопотребления системами вентиляции и кондиционирования воздуха, можно выделить [4, 24—29]:

- совместное применение систем общеобменной и местной вентиляции;
- использование теплоты вентиляционных выбросов;

использование природной теплоты и холода при применении теплонасосных установок;

правильный подбор вентилятора в соответствии с аэродинамической характеристикой сети;

использование частотно-регулируемого электропривода вентиляторов в целях регулирования расхода воздуха;

выполнение тепловой изоляции воздуховодов в местах прокладки с пониженной температурой воздуха.

Примеры совместного использования систем общеобменной и местной вентиляции с оценками энергосберегающего эффекта приведены в [4, 25—27].

10.4.1. Использование теплоты вентиляционных выбросов

Наиболее простым, не требующим значительных капиталовложений методом снижения затрат теплоты, поступающей от внешних источников, на подогрев воздуха в системах приточной вентиляции и кондиционирования воздуха является рециркуляция. При этом часть удаляемого воздуха подмешивается к воздуху, подаваемому в помещение. Возможная принципиальная схема и процессы обработки воздуха в установке кондиционирования в летний период времени в h, d -диаграмме представлены на рис. 10.20—10.24.

Несмотря на простоту и экономичность этого метода, возможности его реализации на практике ограничены. Рециркуляция недопустима при наличии в удаляемом воздухе взрыво- и пожароопасных примесей, отравляющих веществ, болезнетворных микроорганизмов и т.п. Кроме того, расход свежего наружного воздуха, подаваемого в помещение, должен быть не ниже минимального расхода, регламентируемого нормативными документами [13]. Только при отсутствии людей в помещении допускается подача 100 % удаляемого воздуха на рециркуляцию.

Рассмотрим схему рециркуляции воздуха для теплого периода года. Рециркуляционный воздух может подмешиваться к наружному воздуху либо перед оросительной камерой, либо перед калорифером второй ступени (рис. 10.20). Определим параметры смеси рециркуляционного воздуха с наружным (рис. 10.21). Соединим точки H и B отрезком прямой, вдоль которого изменяются параметры смеси. Массовый расход рециркуляционного воздуха будет составлять:

$$G_p = G_{\text{п}} - G_{\text{н}}, \quad (10.50)$$

где $G_{\text{п}}$ — массовый расход приточного воздуха; $G_{\text{н}}$ — массовый расход наружного воздуха.

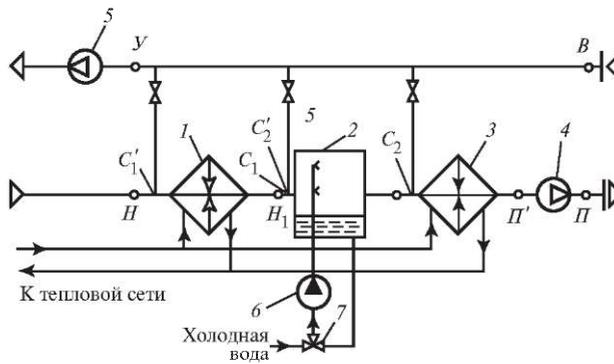


Рис. 10.20. Схема установки кондиционирования воздуха для работы в холодный и теплый периоды года:

1 — калорифер первой ступени подогрева воздуха; 2 — оросительная камера; 3 — калорифер второй ступени подогрева воздуха; 4, 5 — приточный и вытяжной вентиляторы; 6 — циркуляционный насос; 7 — трехходовой клапан; C_1' и C_2' — точки, соответствующие параметрам воздуха после смешения при применении рециркуляции в холодный период года; C_1 и C_2 — то же в теплый период года

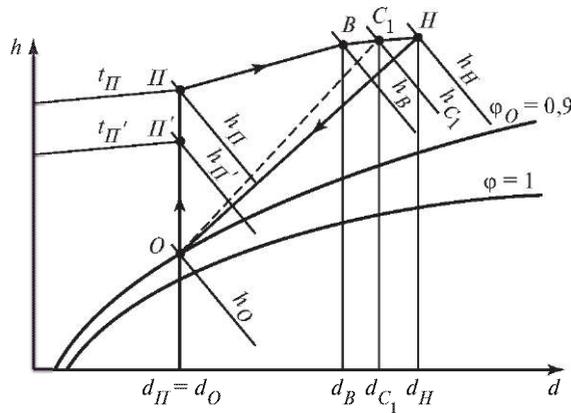


Рис. 10.21. Процессы обработки воздуха в установке его кондиционирования с рециркуляцией (смешение наружного воздуха с вытяжным) в h, d -диаграмме для теплого периода года: $B-C_1-H-C_1$ — процесс смешения наружного и вытяжного (удаляемого) воздуха; C_1-O — процесс политропного осушения воздуха в форсуночной камере орошения; $O-Pi'$ — процесс подогрева воздуха в калорифере второй ступени; $Pi'-Pi$ — процесс подогрева воздуха в вентиляторе (на $1-1,5$ °C); $Pi-B$ — процесс нагрева и увлажнения воздуха в помещении; ϕ — относительная влажность воздуха.

Примечание. На рис. 10.21—10.24 процессы ассимиляции положительных избытков теплоты и влаги в помещении представлены для случая подачи воздуха по схеме «сверху вниз» и удаления из обслуживаемой зоны

Определим энтальпию и влагосодержание смеси из уравнений теплового и материального балансов:

$$h_{C_1} = \frac{G_H h_H + G_P h_B}{G_H}; \quad (10.51)$$

$$d_{C_1} = \frac{G_H d_H + G_P d_B}{G_H}. \quad (10.52)$$

Параметры воздуха после смешения однозначно определяют его энтальпию. Удельное (на 1 кг сухого воздуха) снижение затрат холода на охлаждение приточного воздуха, кДж/кг, по сравнению с приточной схемой (без рециркуляции),

$$\Delta q = h_H - h_{C_1}. \quad (10.53)$$

При массовом расходе приточного воздуха $G_H \neq 1$ кг/с экономия холода, кВт, при охлаждении воздуха будет составлять

$$\Delta Q = G_H (h_H - h_{C_1}). \quad (10.54)$$

Рассмотрим случай, когда воздух, удаляемый из помещения, подмешивается к наружному воздуху, предварительно обработанному в камере орошения (рис. 10.22).

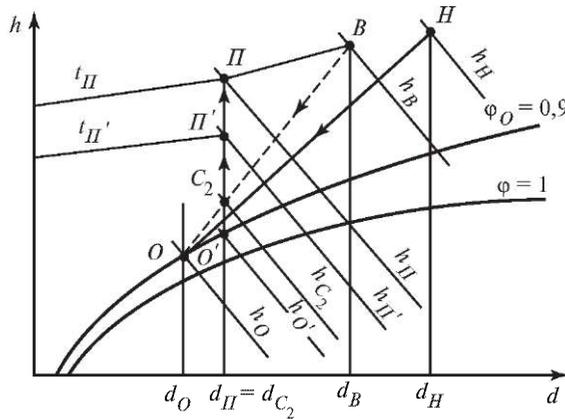


Рис. 10.22. Процессы обработки воздуха в установке его кондиционирования с рециркуляцией (смешение предварительно охлажденного и осушенного наружного воздуха с вытяжным) в h, d -диаграмме для теплого периода года:

$H-O$ — процесс политропного осушения и охлаждения воздуха в форсуночной камере орошения; $B-C_2-O-C_2$ — процесс смешения охлажденного в камере орошения наружного воздуха с вытяжным (удаляемым) воздухом; C_2-P — процесс подогрева воздуха в калорифере второй ступени; $P-P'$ — процесс подогрева воздуха в вентиляторе (на 1—1,5 °С); $P-B$ — процесс нагрева и увлажнения воздуха в помещении

Из уравнения теплового баланса, записанного для процесса смешения $B—C_2—O—C_2$:

$$G_{\text{п}} h_{C_2} = (G_{\text{п}} - G_{\text{р}}) h_{\text{O}} + G_{\text{р}} h_{\text{B}}, \quad (10.55)$$

и уравнения материального баланса (10.50) получим формулы для определения параметров смеси:

$$d_{C_2} = \frac{G_{\text{р}} (d_{\text{B}} - d_{\text{O}}) + G_{\text{п}} d_{\text{O}}}{G_{\text{п}}}; \quad (10.56)$$

$$h_{C_2} = \frac{G_{\text{р}} (h_{\text{B}} - h_{\text{O}}) + G_{\text{п}} h_{\text{O}}}{G_{\text{п}}}. \quad (10.57)$$

Расход теплоты, кВт, в калорифере второй ступени

$$Q = G_{\text{п}} (h_{\text{II}'} - h_{C_2}). \quad (10.58)$$

Снижение расхода теплоты по сравнению с прямоточной схемой будет определяться как

$$\Delta Q = G_{\text{п}} (h_{\text{II}'} - h_{\text{O}'}). \quad (10.59)$$

Расход рециркулирующего воздуха определяется из условия $d_{C_2} = d_{\text{п}}$, причем этот расход должен быть меньше санитарной нормы подачи свежего воздуха (как и во всех рассматриваемых случаях применения рециркуляции).

Рассмотрим применение рециркуляции двух типов в центральных системах кондиционирования в холодный период года (см. рис. 10.20) и оценим экономию тепловой энергии от ее применения по сравнению с расходом энергии при применении прямоточной схемы.

Экономия тепловой мощности по нагреву воздуха в калориферах первого и второго подогрева при использовании рециркуляции по первому способу в холодный период (рис. 10.23) суммарно составит

$$\Delta Q = G_{\text{п}} (h_{C_2}' - h_{\text{II}}). \quad (10.60)$$

При использовании рециркуляции по второму способу (рис. 10.24) экономия тепловой мощности по нагреву воздуха в калорифере первого подогрева будет:

$$\begin{aligned} \Delta Q &= Q_{\text{пр}} - Q_{\text{рец}} = G_{\text{п}} (h_{\text{II}_1} - h_{\text{II}}) - (G_{\text{п}} - G_{\text{р}}) (h_{\text{II}'} - h_{\text{II}}) = \\ &= G_{\text{п}} (h_{\text{II}_1} - h_{\text{II}'} + h_{\text{II}'} - h_{\text{II}}) + G_{\text{р}} (h_{\text{II}'} - h_{\text{II}}), \end{aligned} \quad (10.61)$$

где $Q_{\text{пр}}$ и $Q_{\text{рец}}$ — мощности по нагреву воздуха в калорифере первой ступени прямоточной и рециркуляционной системы кондиционирования соответственно.

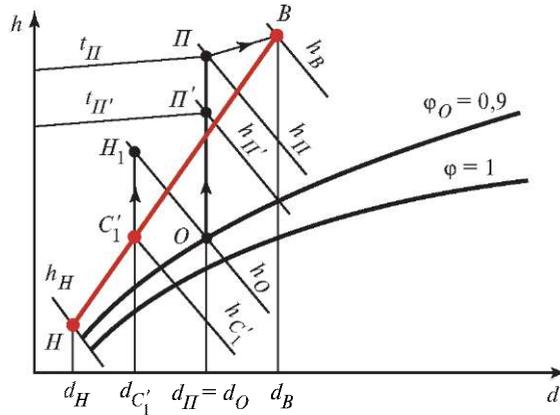


Рис. 10.23. Процессы подготовки воздуха в центральных рециркуляционных системах кондиционирования в холодный период года (I способ рециркуляции):

$H-C_1'-B-C_1'$ — процесс смешения наружного и вытяжного (удаляемого) воздуха; $C_1'-H_1$ — процесс нагрева воздуха в калорифере первой ступени; H_1-O — процесс адиабатного увлажнения воздуха в форсуночной камере орошения; $O-P'$ — процесс подгрева воздуха в калорифере второй ступени; $P-P'$ — процесс подгрева воздуха в вентиляторе (на $1-1,5$ °C); $P-B$ — процесс нагрева и увлажнения воздуха в помещении

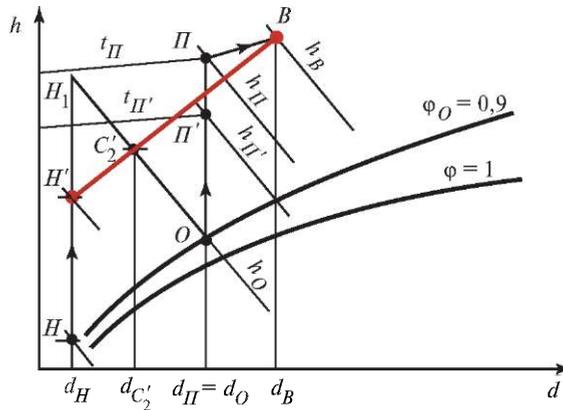


Рис. 10.24. Процессы подготовки воздуха в центральных рециркуляционных системах кондиционирования в холодный период года (II способ рециркуляции):

$H'-C_2'-B-C_2'$ — процесс смешения предварительно нагретого наружного и вытяжного (удаляемого) воздуха; $H-H'$ — процесс нагрева воздуха в калорифере первой ступени; $C_2'-H_1'$ — процесс нагрева воздуха в калорифере первой ступени; $H_1'-O$ — процесс адиабатного увлажнения воздуха в форсуночной камере орошения; $O-P'$ — процесс подгрева воздуха в калорифере второй ступени; $P'-P$ — процесс подгрева воздуха в вентиляторе (на $1-1,5$ °C); $P-B$ — процесс нагрева и увлажнения воздуха в помещении; $H-H_1'$ — процесс нагрева воздуха в калорифере первой ступени для прямооточной схемы

Расход рециркулирующего воздуха определяется из условия $h_{C_2'} = h_O$.

Применение рециркуляции в системах вентиляции рассмотрим на следующем примере.

Пример 10.4. Оценить максимальную экономию тепловой энергии на подогрев приточного воздуха в системе механической приточной вентиляции помещения производственного цеха объемом $V = 1500 \text{ м}^3$. Нормируемая кратность воздухообмена $k = 2$. Расход воздуха в системе вентиляции в холодный период года равен $L_H = 8000 \text{ м}^3/\text{ч}$. Внутренние источники доставляют в помещение $\Delta Q = 10 \text{ кВт}$ полной теплоты. Интенсивность поступления влаги $\Delta W = 20 \text{ кг/ч}$. Расчетная температура внутреннего воздуха $t_B^P = 23 \text{ }^\circ\text{C}$. Расчетные параметры наружного воздуха в холодный период года: $t_H^P = -4 \text{ }^\circ\text{C}$, удельная энтальпия $h_H = -1,0 \text{ кДж/кг}$. Воздухообмен в цехе осуществляется по схеме «сверху вниз»:

Решение. При подаче воздуха «сверху вниз» температура удаляемого воздуха принимается равной температуре обслуживаемой зоны $t_y = t_B^P$. Применим графоаналитический метод решения задачи. Наносим на поле диаграммы (рис. 10.25) точку H , отвечающую расчетным параметрам наружного воздуха. По диаграмме находим влагосодержание наружного воздуха $x_H = 0,0011 \text{ кг/кг}$.

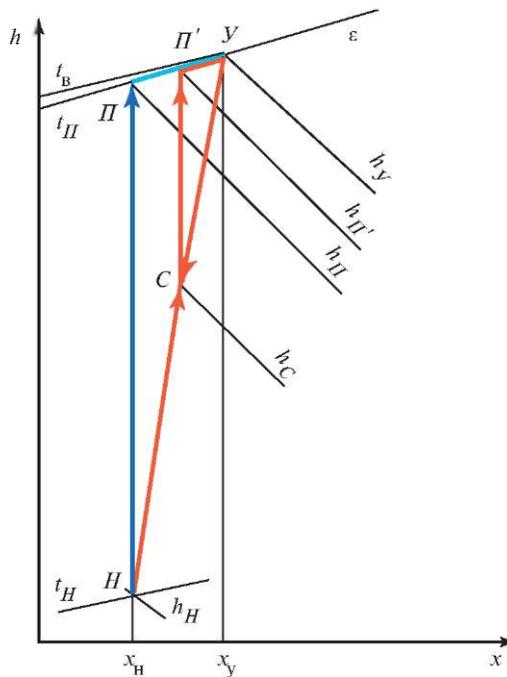


Рис. 10.25. Процесс изменения параметров состояния воздуха в помещении цеха при работе общеобменной приточно-вытяжной вентиляции и удалении воздуха из рабочей зоны в холодный период года

Зная расход вентиляционного воздуха и интенсивность поступления влаги, рассчитываем изменение влагосодержания воздуха (кг/кг) при изменении его состояний от притока до вытяжки:

$$\Delta x = (d_y - d_n) \cdot 10^{-3} = \frac{\Delta W}{G_n} = \frac{\Delta W/3600}{L_n \rho / 3600} = \frac{20}{8000 \cdot 1,2} = 0,0021.$$

По оси абсцисс (рис. 10.25) от значения $x_n = 0,0011$ кг/кг откладываем $\Delta x = 0,0021$ кг/кг. Получаем значение влагосодержания удаляемого воздуха $x_y = 0,0021 + 0,0011 = 0,0032$ кг/кг. Через точку $x_y = 0,0017$ кг/кг на оси влагосодержаний проводим вертикальную линию до пересечения с изотермой $t_n^p = 23$ °С. Точка пересечения $У$ определяет параметры внутреннего (в данном примере удаляемого) воздуха.

Рассчитываем угловой коэффициент луча процесса в помещении:

$$\varepsilon = \frac{\Delta H}{\Delta d \cdot 10^{-3}} = \frac{\Delta Q_n}{\Delta W} = \frac{10}{(20/3600)} = 2700 \text{ кДж/кг.}$$

Пользуясь угловым транспортиром на диаграмме проводим через точку $У$ луч процесса, как показано на рис. 10.25.

Продолжаем луч процесса в помещении цеха до пересечения с лучом процесса нагрева воздуха в калорифере $x_n = 0,0011$ кг/кг = const ($H-П$). Точка пересечения этих линий определяет положение на поле диаграммы точки $П$, отвечающей состоянию приточного воздуха. По диаграмме считываем параметры приточного воздуха: температура $t_{П} = 22,8$ °С, удельная энтальпия $h_{П} = 26$ кДж/кг.

Нормируемое количество воздуха равно $L_n = \kappa \cdot V = 2 \cdot 1500 = 3000$ м³/ч, следовательно, на рециркуляцию допустимо направить расход воздуха, равный $L_p = L_n - L_n = 8000 - 3000 = 5000$ м³/ч.

Определяем параметры воздуха после смешения. Записываем уравнения теплового и материального балансов для процессов смешения:

$$G_p h_y + G_n h_n = G_c h_c; \quad G_n + G_p = G_n \quad (10.62)$$

Из уравнений (10.60), полагая, что плотность воздуха постоянна, следует, что

$$\frac{h_y - h_c}{h_y - h_n} = \frac{L_n}{L_n} = 1 - \frac{L_p}{L_n}. \quad (10.63)$$

Отношение длин отрезков $У-С$ и $У-Н$ ($l_{УС}$ и $l_{УН}$) находим по правилу пропорций:

$$\frac{l_{УС}}{l_{УН}} = \frac{L_n}{L_n} = \frac{3000}{8000} = 0,375.$$

То есть длина отрезка $У-С$ составляет 0,375 длины отрезка $У-Н$. Определяем положение точки $С$ на отрезке $У-Н$ и находим значение энтальпии воздуха после смешения: $h_c = 19$ кДж/кг.

Проводим линию постоянного влагосодержания $x_c = \text{const}$ до пересечения с линией процесса в помещении. Точка пересечения соответствует состоянию воздуха после нагрева воздуха в калорифере. Энтальпия воздуха после калорифера равна $h_{П'} = 29,9$ кДж/кг.

Тепловая мощность калорифера по нагреву приточного воздуха при применении рециркуляции будет:

$$Q_{\text{рец}} = G_{\text{п}}(h_{\text{П}'} - h_{\text{С}}) = (8000 \cdot 1,2/3600)(29,9 - 19) = 29,1 \text{ кВт};$$

без применения рециркуляции:

$$Q = G_{\text{п}}(h_{\text{П}} - h_{\text{Н}}) = (8000 \cdot 1,2/3600)[26 - (-1)] = 72,0 \text{ кВт}.$$

Экономия тепловой мощности по нагреву воздуха при расчетных условиях составляет

$$\Delta Q = Q - Q_{\text{рец}} = 72,0 - 29,1 = 42,9 \text{ кВт}.$$

При невозможности применения рециркуляции тепло и холод удаляемого воздуха могут передаваться приточному воздуху в теплообменниках-утилизаторах различного типа, как рекуперативных, так и регенеративных.

На рис. 10.26 приведена принципиальная схема передачи теплоты в системе вентиляции от вытяжного к приточному воздуху в теплообменнике-утилизаторе 1. Поскольку вытяжной воздух теплый и влажный, то в теплообменнике-утилизаторе возможно выпадение влаги и ее замерзание на холодной поверхности теплопередачи. В этом случае воздух проходит, минуя утилизатор, по байпасу 5. Догрев приточного воздуха после теплообменника-утилизатора 1 осуществляется в калорифере подогрева 2.

В качестве теплоутилизатора применяются рекуперативные теплообменники. Это могут быть:

— трубчатые теплообменники, в которых приточный воздух движется внутри трубок, а удаляемый — в межтрубном пространстве;

— компактные пластинчатые теплообменники с различными видами оребрения.

При этом в целях полезного использования может извлекаться как явная, так и скрытая теплота. В последнем случае применяются конденсационные теплообменники-утилизаторы различного типа. Пример принципиальной

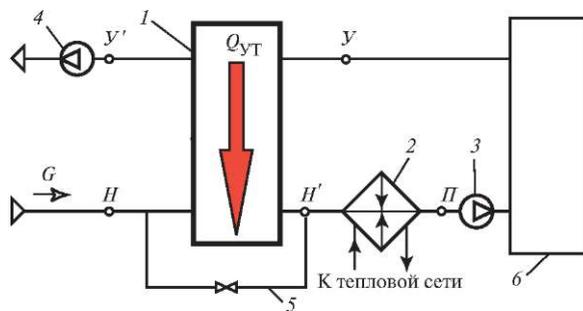


Рис. 10.26. Принципиальная схема утилизации теплоты вентиляционных выбросов при помощи теплообменных аппаратов:

1 — утилизационный теплообменный аппарат (или система из нескольких аппаратов); 2 — калорифер нагрева воздуха; 3, 4 — приточный и вытяжной вентилятор; 5 — байпас (обводная линия); 6 — вентилируемое помещение

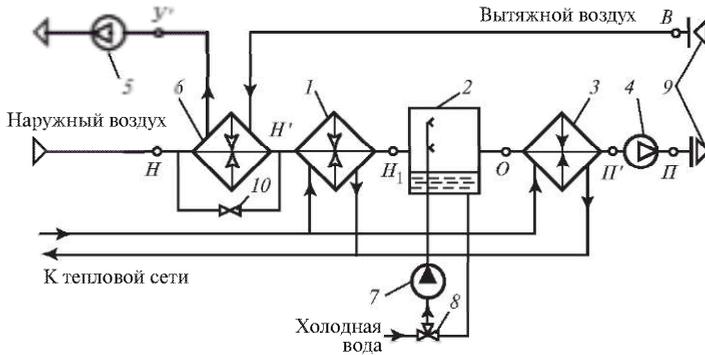


Рис. 10.27. Схема установки кондиционирования воздуха с утилизацией теплоты вентиляционных выбросов в рекуперативном конденсационном теплообменнике:

1 — калорифер первой ступени подогрева воздуха; 2 — форсуночная камера орошения; 3 — калорифер второй ступени подогрева воздуха; 4, 5 — приточный и вытяжной вентиляторы; 6 — рекуперативный теплообменник-теплоутилизатор; 7 — циркуляционный насос; 8 — трехходовой клапан; 9 — приточный и вытяжной воздухоподразделители; 10 — байпас (обводная линия)

схемы установки кондиционирования воздуха, в которой используется рекуперативный теплообменник-утилизатор теплоты вентиляционных выбросов, представлен на рис. 10.27.

В качестве теплоутилизатора применяются также теплообменники регенеративного типа, схема и устройство которого показаны на рис. 10.28.

Регенеративный теплообменник с вращающимся ротором (рис. 10.28, б) конструктивно представлен ротором б, заполненным профилированными металлическими пластинами, между которыми имеются зазоры для прохода воздуха. Заполнение ротора должно обеспечивать хорошую аккумулялирующую способность и развитую поверхность теплопередачи. Потoki вытяжного и приточного воздуха разделены пластинами 8, обеспечивающими минимальный переток воздуха из линии вытяжки в линию притока.

Потоки вытяжного и приточного воздуха постоянно циркулируют через зазоры в наполнении ротора. Приточный воздух омывает нижнюю часть насадки, охлаждая ее, в то время как вытяжной воздух нагревает верхнюю часть насадки ротора. При повороте ротора нагретая часть омывается холодным приточным воздухом, а охлажденная часть нагревается воздухом вытяжным.

Вращение ротора с частотой в пределах 12 об/мин осуществляется приводом от электрического двигателя 10. Автоматика позволяет регулировать частоту вращения ротора в зависимости от температур потоков воздуха, обеспечивая максимальную тепловую производительность теплообменника.

Роторный теплоутилизатор может работать в режиме энтальпийного теплообменника, когда от вытяжного воздуха к приточному передается не только теплота, но и влага, которая конденсируется на поверхности насадки в местах, имеющих температуру ниже точки росы. В этом случае насадка

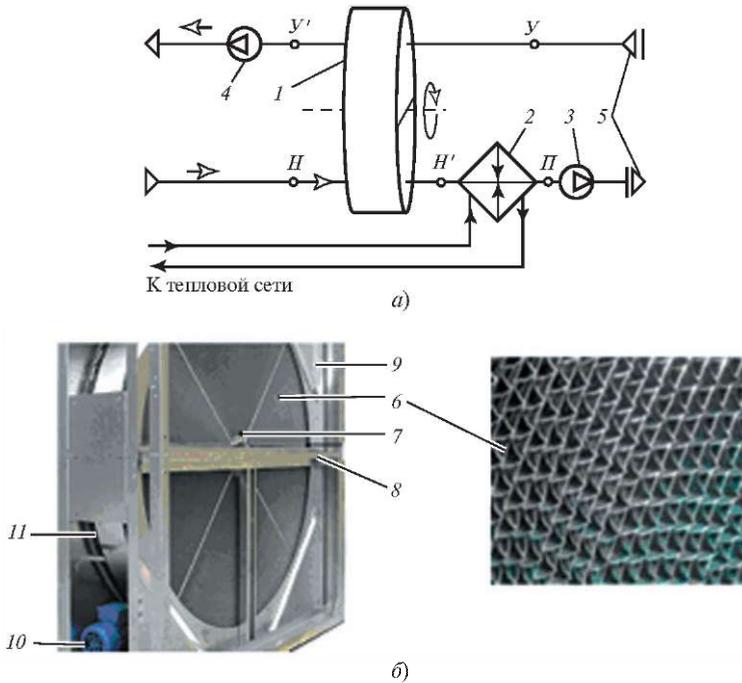


Рис. 10.28. Схема утилизации теплоты вытяжного воздуха с регенеративным теплообменником-теплоутилизатором роторного типа (а) и устройство роторного теплообменника (б): 1 — регенеративный теплообменник-утилизатор; 2 — калорифер; 3, 4 — приточный и вытяжной вентиляторы; 5 — приточный и вытяжной воздухораспределители; 6 — ротор с насадкой; 7 — ось вращения; 8 — разделительная пластина; 9 — корпус; 10 — электродвигатель; 11 — ремённая передача

имеет гигроскопическое покрытие, впитывающее влагу. Этим достигается большая, по сравнению с сухим теплообменником, тепловая эффективность аппарата.

К недостаткам аппаратов подобного типа следует отнести большие массогабаритные показатели, необходимость в дополнительной энергии на привод ротора, частичное смешение потоков чистого и отработанного воздуха (в пределах 5—15 %).

Работа теплоутилизаторов по схемам, представленным на рис. 10.26 и 10.28, требует неперемного условия: воздуховоды приточных и вытяжных систем должны присоединяться непосредственно к теплоутилизатору, т.е. подведены к месту расположения аппаратов. Это условие не всегда может быть выполнено без больших затрат на подводку воздуховодов к месту расположения теплоутилизатора. В этом случае применяется схема с двумя теплообменниками и промежуточным циркуляционным контуром (рис. 10.29).

Теплота в теплообменнике 1 передается к жидкому промежуточному теплоносителю в промежуточном контуре. В теплообменнике 2 теплота возвра-

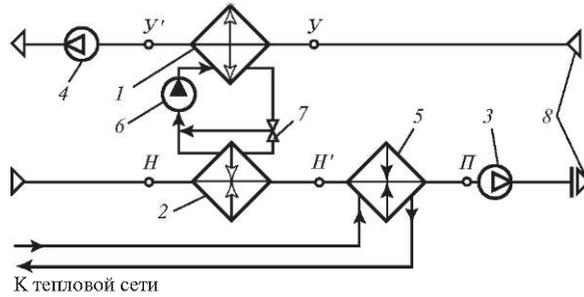


Рис. 10.29. Схема утилизации теплоты вытяжного воздуха с двумя теплообменниками и промежуточным циркуляционным контуром:

1 — теплообменник, извлекающий теплоту из вытяжного воздуха; 2 — теплообменник, передающий теплоту приточному воздуху; 3 — приточный вентилятор; 4 — вытяжной вентилятор; 5 — калорифер; 6 — циркуляционный насос; 7 — трехходовой клапан; 8 — приточный и вытяжной воздухоораспределители

щается приточному воздуху. Эти два теплообменника представляют собой трубчатые рекуперативные аппараты с оребрением со стороны воздуха. Тепловая мощность, передаваемая от вытяжного к приточному воздуху, регулируется расходом теплоносителя в промежуточном контуре. В качестве теплоносителя используется вода или жидкость с низкой температурой замерзания — антифриз. Это может быть, например, водный раствор пропиленгликоля. Понижая температуру антифриза, можно увеличить тепловую эффективность системы за счет работы теплоизвлекающего теплообменника 1 в конденсационном режиме [30].

Экономия тепловой энергии при применении теплоутилизаторов различного типа зависит от тепловой эффективности теплообменных аппаратов (или системы из двух аппаратов). В режиме работы теплообменника без выпадения влаги экономию, Вт, можно представить в виде

$$\Delta Q = \varepsilon G_{\text{п}} c_p (t_{\text{y}} - t_{\text{п}}), \quad (10.64)$$

где ε — коэффициент тепловой эффективности теплообменника-теплоутилизатора, определяемый при условии равенства водяных эквивалентов потоков воздуха:

$$\varepsilon = \frac{t_{\text{y}} - t'_{\text{y}}}{t_{\text{y}} - t_{\text{п}}} = \frac{t'_{\text{п}} - t_{\text{п}}}{t_{\text{y}} - t_{\text{п}}}. \quad (10.65)$$

Здесь $t_{\text{п}}$ и $t'_{\text{п}}$ — температуры приточного воздуха на входе и выходе из теплообменника-теплоутилизатора; t_{y} и t'_{y} — то же для удаляемого (вытяжного) воздуха. Как видно из приведенных формул, количество утилизируемой теплоты зависит от эффективности теплообменного аппарата, применяемого в качестве теплоутилизатора. При заданной эффективности

эффект от применения теплоутилизатора будет возрастать с понижением температуры наружного (приточного) воздуха.

Эффективность рекуперативных теплообменных аппаратов лежит в пределах 0,4—0,7, регенеративных — в пределах 0,5—0,8. Следовательно, при использовании для утилизации теплоты вентиляционных выбросов теплообменников различного типа можно сэкономить до 40—80 % тепловой мощности, требуемой на нагрев приточного воздуха. Наибольший эффект может быть достигнут при применении аппарата регенеративного типа с вращающимся ротором ($\varepsilon < 0,8$), а наименьший — при применении системы из двух теплообменников с промежуточным контуром, имеющей наименьшее значение эффективности. С позиции эффективности применения теплообменников различного типа следует отметить, что перспективным представляется использование теплообменников на основе тепловых труб, для которых коэффициент эффективности может достигать 0,9. Сфера применения и конструкция подобных теплообменников рассмотрены в [3].

10.4.2. Соблюдение установленного графика работы и регулирование мощности, потребляемой приточными вентиляционными системами

Соблюдение установленного графика дает реальную экономию энергоресурсов. Например, в общественных и административно-бытовых зданиях максимальную (расчетную) производительность систем вентиляции по воздуху необходимо обеспечить в рабочее время. В нерабочее время и выходные дни расход воздуха можно уменьшить до некоторого минимального значения, требуемого для работы калорифера по нагреву воздуха во избежание замерзания системы. При этом производительность систем должна регулироваться в соответствии с текущими потребностями в приточном воздухе. Соблюдение установленного графика работы позволяет экономить тепловую энергию, поскольку требуемая на нагрев воздуха тепловая мощность пропорциональна расходу воздуха.

Регулирование расхода воздуха позволяет экономить и электрическую энергию, которая расходуется на привод вентилятора. Потребляемая электрическая мощность, затрачиваемая на привод вентилятора, Вт,

$$P = \frac{pL}{\eta_v \eta_\varepsilon \eta_\pi \eta_p}, \quad (10.66)$$

где p — полное давление, создаваемое вентилятором, Па; L — объемный расход воздуха, м³/с; η_v — коэффициент полезного действия вентилятора, учитывающий механические потери мощности на различные виды трения в рабочих органах вентилятора, объемные потери в результате утечек через уплотнения и аэродинамические потери в проточной части вентилятора; η_ε — коэффициент полезного действия электродвигателя; $\eta_\pi = 0,95 \div 0,98$ — коэффициент полезного действия подшипников; η_p — коэффициент полез-

ного действия ремённой передачи, для плоских ремней принимается $\eta_p = 0,85 \div 0,9$, для клиновых — $\eta_p = 0,9 \div 0,95$ (при наличии такой передачи). Как следует из (10.66), мощность электродвигателя вентилятора пропорциональна расходу воздуха и полному давлению, создаваемому вентилятором.

Требуемое давление, создаваемое вентилятором при расчетной производительности по воздуху, зависит от конфигурации вентиляционной сети и полных потерь давления в сети. Поэтому важное значение имеет правильный подбор вентилятора в соответствии с аэродинамической характеристикой сети, которая представляет собой зависимость потерь давления во всех элементах сети от расхода воздуха:

$$\Delta p_c = k_s L^2 + \sum_{m=1}^K \Delta p_m + \frac{\rho v_0^2}{2}, \quad (10.67)$$

где k_s — аэродинамический коэффициент вентиляционной сети:

$$k_s = \frac{8\rho}{\pi^2} \sum_{i=1}^N \left[\frac{\lambda_i}{d_i^4} \left(\frac{L_i}{L} \right)^2 + \sum_{j=1}^{M_i} \frac{\xi_{mj}}{d_i^4} \left(\frac{L_i}{L} \right)^2 \right]; \quad (10.68)$$

L — суммарный объемный расход воздуха в сети, $\text{м}^3/\text{с}$; $\sum_{m=1}^K \Delta p_m$ — суммарное падение давления в оборудовании вентиляционной сети (калорифер, воздушный фильтр, воздушные заслонки и т.д.); v_0 — расчетная скорость воздуха на выходе из самого удаленного воздухораспределителя, $\text{м}/\text{с}$; L_i — расход воздуха для i -го участка сети, $\text{м}^3/\text{с}$, через воздуховод с гидравлическим диаметром d_i , м ; λ_i — коэффициент аэродинамического сопротивления трению для i -го участка сети; ξ_{mj} — коэффициент j -го местного аэродинамического сопротивления.

Рабочая точка вентилятора находится на пересечении двух характеристик — характеристики вентилятора и характеристики вентиляционной сети.

При эксплуатации вентиляционного оборудования возникает необходимость изменения расхода воздуха. Изменение расхода воздуха осуществляется путем регулирования работы вентилятора. Применяются следующие способы регулирования работы вентиляторов:

- дросселирование потока воздуха в линии нагнетания или всасывания;
- изменение частоты вращения рабочего колеса;
- изменение направления потока перед входом в рабочее колесо;
- поворот лопаток или отдельных частей лопаток рабочего колеса.

Дросселирование потока воздуха проводится путем изменения характеристики вентиляционной сети в результате изменения степени открытия регулирующего устройства (воздушного клапана, шиберы и т.д.). Дополнительно

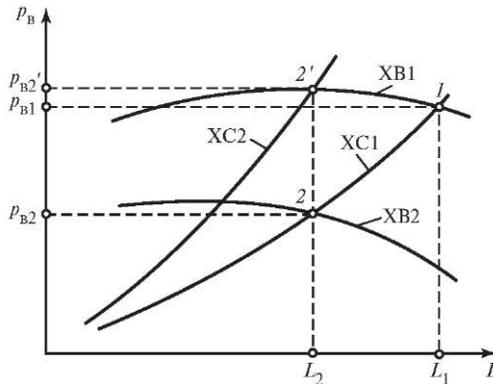


Рис. 10.30. Способы регулирования производительности вентиляторов по воздуху: XB — характеристика вентилятора; XC — характеристика вентиляционной сети

ное местное сопротивление в виде регулирующего устройства изменяет характеристику сети в соответствии с формулой (10.67). Характеристика вентиляционной сети становится более крутой, и рабочая точка вентилятора перемещается вдоль его характеристики XB1 от точки 1 к точке 2 (рис. 10.30). Создаваемый вентилятором расход воздуха при этом уменьшается от первоначального значения L_1 до значения L_2 . Изменение потребляемой электрической мощности, затрачиваемой на привод вентилятора (полагая, что КПД вентиляционной установки $\eta_{y1} \approx \eta_{y2'}$), отвечает условию

$$\frac{P_{B1} L_1}{\eta_{y1}} > \frac{P_{B2'} L_2'}{\eta_{2'}}. \quad (10.69)$$

Регулирование изменением частоты вращения рабочего колеса вентилятора возможно при наличии регулируемого привода. Изменяя частоту вращения рабочего колеса, можно получить ряд характеристик вентилятора, каждая из которых будет лежать тем ниже, чем меньше частота вращения. На рис. 10.30 переход от характеристики вентилятора XB1 к характеристике XB2 осуществляется при уменьшении частоты вращения от n_1 до n_2 . Рабочая точка вентилятора смещается от положения 1 до положения 2' вдоль неизменной характеристики вентиляционной сети. При этом достигается эффект, аналогичный эффекту при применении ранее рассматриваемого метода регулирования, а именно снижение расхода создаваемого вентилятором от значения L_1 до значения L_2 . Изменение потребляемой электрической мощности, затрачиваемой на привод вентилятора, в предположении, что $\eta_{y1} = \eta_{y2'} = \eta_{y2}$:

$$\frac{P_{n1} L_1}{\eta_{y1}} > \frac{P_{n2'} L_2'}{\eta_{y2'}} > \frac{P_{n2} L_2}{\eta_{y2}}. \quad (10.70)$$

Сравнивая (10.69) и (10.70), можно сделать вывод, что

$$P_2 = \frac{P_{в2}L_2}{\eta_{y2}} < P_{2'} = \frac{P_{в2'}L_{2'}}{\eta_{y2'}}, \quad (10.71)$$

то есть электрическая мощность, потребляемая вентилятором, в случае регулирования изменением частоты вращения рабочего колеса вентилятора уменьшается более существенно, чем в случае регулирования дросселированием.

При регулировании частоты вращения вентилятора уменьшение расхода приводит к более существенному снижению потребляемой мощности. Количественные оценки дополнительной экономии потребляемой электрической энергии при частотном регулировании расхода воздуха, создаваемого вентилятором, могут быть выполнены по зависимости

$$\Delta P = P_2 \left[\left(\frac{P_{в2'}}{P_{в2}} \right) \left(\frac{\eta_{y2}}{\eta_{y2'}} \right) - 1 \right]. \quad (10.72)$$

Метод регулирования изменением частоты вращения предпочтительнее метода регулирования дросселированием, так как при его применении достигается больший энергосберегающий эффект.

Изменение частоты вращения колеса вентилятора возможно двумя способами:

изменением частоты вращения с помощью специальных муфт (гидравлических или электромагнитных) или ремённого вариатора скоростей, скорость вращения вала электродвигателя остается постоянной;

регулируем с переменной частотой вала электродвигателя при применении частотно-регулируемого электропривода.

Последний метод предпочтительнее, как более экономичный.

Методы регулирования посредством изменения направления потока перед входом в рабочее колесо или поворота лопаток рабочего колеса не только усложняют конструкцию вентилятора, но и менее экономичны, чем метод регулирования с применением частотно-регулируемого электропривода.

10.4.3. Использование природных теплоты и холода в системах искусственного климата зданий

Пассивное использование природных источников теплоты в системах искусственного климата нецелесообразно по причине низкого потенциала теплоты источников. Исключение составляет энергия солнечного излучения, которая в ряде случаев может использоваться непосредственно на нужды теплоснабжения. Активное применение теплоты естественных источников с применением тепловых насосов рассмотрено в предыдущем параграфе.

Вместе с тем кондиционирование воздуха, а в некоторых случаях и вентиляция помещений зданий, нуждаются в предварительно охлажденной воде

до температуры примерно 10 °С. В этих случаях применение естественных источников холода может рассматриваться как энергосберегающая технология, в результате применения которой снижается нагрузка на холодильные машины в системе холодоснабжения.

К естественным источникам холода относятся артезианская вода, вода холодных рек и озер и естественный лед, а также атмосферный воздух.

Артезианскую воду и воду из других естественных источников применяют, когда она имеется в требуемом количестве с достаточно низкой температурой и обеспечивает получение необходимых параметров воздуха в системах кондиционирования.

Артезианская вода имеет постоянную и достаточно низкую температуру. Для примера, в Москве температура артезианской воды равна 8—9 °С, в Санкт-Петербурге 10—11 °С, что дает возможность рассматривать ее как устойчивый и надежный источник холодоснабжения для систем центрального кондиционирования воздуха. Вода естественных источников может применяться в форсуночных камерах орошения центральных систем кондиционирования воздуха без дополнительной подготовки, если ее качество удовлетворяет требованиям к воде питьевого качества. При этом следует помнить, что использование в качестве источника холода артезианской воды допускается только в исключительных случаях по согласованию с природоохранными органами [30].

Вода холодных рек и озер по своим качествам и особенностям использования в системах кондиционирования воздуха приближается к артезианской, однако ее наличие и качество определяются климатическими и географическими особенностями районов.

Лед для систем кондиционирования воздуха намораживается в бунтах толщиной 2,5—3 м в зимний период и закрывается слоем теплоизоляции на теплое время года. При помощи льда охлаждается вода, подаваемая в кондиционер для охлаждения воздуха. Она охлаждается в специальных теплообменниках. Непосредственный контакт между льдом и воздухом, обрабатываемым в кондиционерах, не допускается по санитарно-гигиеническим соображениям. Естественный лед применяется для небольших систем с расчетной потребностью в холоде до 180 кВт.

Атмосферный воздух. В качестве естественного источника холода можно применять воздух окружающей среды. Атмосферный воздух возможно использовать [30]:

в установках прямого и косвенного (двухступенчатого) испарительного охлаждения систем центрального кондиционирования в теплый период года в районах с сухим и жарким климатом;

в переходный и холодный периоды года для непосредственной ассимиляции теплоизбытков в помещениях, например в помещениях центров обработки данных;

для охлаждения жидкого хладоносителя (вода, раствор этиленгликоля и др.), циркулирующего в поверхностных воздухоохладителях.

Вода в системах испарительного охлаждения (брызгальных бассейнах, градирнях, камерах орошения) охлаждается в результате отвода скрытой теплоты при испарении воды в воздухе и используется в системе кондиционирования.

Системы испарительного охлаждения эффективны в районах с жарким и сухим климатом. Однако этого охлаждения недостаточно для использования при кондиционировании. Поэтому системы испарительного охлаждения обычно сочетают с системами искусственного холодоснабжения для отвода теплоты от конденсатора холодильных машин. Воду, подаваемую в кондиционер, охлаждает в этом случае холодильная машина.

Контрольные вопросы

1. Как можно классифицировать энергосберегающие мероприятия в зданиях и сооружениях?
2. Как влияют учет и контроль расхода энергоресурсов на энергосбережение?
3. Каковы основные принципы энергосбережения в зданиях и сооружениях?
4. Где и как регулируется отпуск теплоты на нужды отопления зданий?
5. Как на практике реализуется качественное и количественное регулирование отпуска теплоты на нужды отопления?
6. Какие факторы учитываются при местном и индивидуальном регулировании подачи теплоносителя в системы отопления зданий?
7. Дайте примерные количественные оценки энергосберегающего эффекта при реализации различных способов регулирования отпуска теплоты на нужды отопления зданий.
8. Какие физические принципы положены в основу способов очистки трубопроводов от отложений, как оценить эффект от восстановления пропускной способности трубопроводов?
9. Реализация каких энергосберегающих мероприятий в системах отопления зданий дает наибольший эффект?
10. Какие природные источники теплоты могут использоваться для нужд теплоснабжения зданий?
11. Приведите примеры энергосберегающих мероприятий в зданиях, в основе которых лежит использование вторичных энергоресурсов.
12. Какие способы утилизации теплоты вытяжного воздуха применяются в системах вентиляции и кондиционирования воздуха?
13. Как оценить энергосберегающий эффект от применения теплоутилизаторов в системах вентиляции и кондиционирования воздуха?
14. Как уменьшить потребление электроэнергии насосами и вентиляторами?
15. Приведите примеры применения теплонасосных установок для теплоснабжения зданий?
16. Приведите примеры энергосберегающих мероприятий в зданиях, в основе которых лежит использование природных теплоты и холода.

Глава 11

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИИ И ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИИ

11.1. Общие сведения о системах электроснабжения промышленных предприятий и объектов ЖКХ

Жилые районы городов и промышленные предприятия обеспечиваются электроэнергией от *систем электроснабжения*, включающих в себя электрические станции, преобразовательные и распределительные подстанции, питающие и связывающие их линии электропередачи. В качестве источников электрической энергии обычно используются электрические станции, вырабатывающие переменный трехфазный ток. Для обеспечения экономичности передачи электроэнергии на дальние расстояния необходимо напряжение, значительно превышающее номинальное напряжение генераторов переменного тока, а применение источников переменного тока позволяет эффективно и просто изменять напряжение в электрической сети с помощью повышающих или понижающих трансформаторов.

Электроэнергия подводится к потребителям с помощью *электрических сетей*, включающих в себя воздушные и кабельные линии электропередачи, пункты преобразования и распределения электроэнергии.

Важной особенностью электроэнергетических систем является необходимость поддерживать постоянный баланс выработки и потребления электрической энергии. Со стороны потребителя основными требованиями к системам электроснабжения является обеспечение требуемой мощности и технической надежности при выполнении нормативов качества электрической энергии.

Надежность электроснабжения потребителей обеспечивается благодаря созданию электрических схем, в которых электрические нагрузки могут покрываться от различных источников. Объединение электрических станций, покрывающих нагрузку, в энергосистемы способствует обеспечению устойчивости электроснабжения, поддержанию постоянства напряжения и частоты переменного тока при изменении потребления, мощности и общего числа потребителей.

Потребители электроэнергии — это предприятия, организации, территориально обособленные цеха, строительные площадки, квартиры, у которых приемники электроэнергии подключены к электрической сети. *Приемником электроэнергии* (электроприемником) называют устройство, в котором происходит преобразование электрической энергии в другой вид энергии в целях ее использования [1].

Электроприемники потребителей электроэнергии по степени надежности, которая предъявляется к их электроснабжению, подразделяются на три основных категории.

К *первой категории* относятся электроприемники, которые допускают перерывы в питании в пределах долей секунды, так как от их непрерывной работы зависит жизнь людей. Это электроприемники реанимационных, операционных и родильных блоков лечебных учреждений; станций связи, диспетчерских пунктов городских систем; серверных помещений; устройств противопожарной и охранной сигнализации; систем аварийного освещения; противопожарных вентиляционных систем подпора и дымоудаления; лифтов общественных зданий; водопроводных и канализационных систем; городского электрического транспорта; сетей уличного освещения с суммарной нагрузкой до 10 000 кВт · А. К этой же категории следует отнести электроприемники предприятий с непрерывным производственным процессом, остановка которых может привести к опасной для жизни людей ситуации, экологически неблагоприятным последствиям, существенным экономическим убыткам, повреждению дорогостоящего оборудования, нарушению функционирования особо важных объектов коммунального хозяйства. Электроснабжение таких электроприемников должно осуществляться от двух независимых взаимно резервирующих источников питания. В особых случаях устанавливается третий взаимно резервирующий источник электрической энергии. В случае перерыва в электроснабжении питание нагрузки незамедлительно переводится на независимый источник энергии с помощью систем аварийного включения резерва.

Электроприемники *второй категории* допускают перерывы в электропитании на время, необходимое для включения резервных линий дежурным персоналом, но не превышающее одних суток. К этой категории относятся электроприемники, перерыв в электроснабжении которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению жизнедеятельности городских и сельских жителей. В эту же категорию входят электроприемники жилых домов, общежитий, где установлены электроплиты, административно-общественных зданий, детских учреждений, предприятий общественного питания, коммунальных предприятий (химчисток, прачечных, бань и т.п.), магазинов. Электроприемники второй категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания.

К *третьей категории* относятся электроприемники, которые не входят в первую и вторую категории. Для электроприемников этой категории электроснабжение может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышают одних суток.

В электроэнергетической системе распределение и передача энергии от источников к потребителям осуществляется с помощью электрических

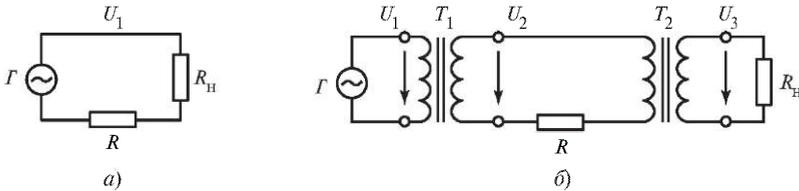


Рис. 11.1. Системы передачи электроэнергии:

a — без повышения напряжения; *б* — с повышением и понижением напряжения на трансформаторах [2]

сетей. Они включают в себя трансформаторные и преобразовательные подстанции, распределительные устройства и воздушные или кабельные линии электропередачи (ЛЭП). Передачу энергии обычно осуществляют с повышением напряжения ЛЭП и его последующим понижением у потребителя с помощью трансформаторов.

Простейшие системы передачи электрической энергии представлены на рис. 11.1 [2]. На рис. 11.1, *a* энергия передается от генератора G к потребителю R_n по сети с сопротивлением R при том же напряжении U_1 , при котором она произведена генератором. В случае системы с повышением и понижением напряжения (рис. 11.1, *б*) от генератора G электрическая энергия напряжением U_1 подается на повышающий трансформатор T_1 . Транспортировка электрической энергии осуществляется по линии электропередачи с активным сопротивлением R при напряжении U_2 . Трансформатор T_2 понижает напряжение до уровня U_3 , необходимого потребителю с нагрузкой R_n .

Для этой системы полезная нагрузка $P_{\text{пол}} = U_3^2/R_n$, обусловленная сопротивлением потребителя R_n , остается постоянной. Сравним эффективность передачи электрической энергии при напряжениях U_1 и U_2 .

Полезная мощность, передаваемая источником потребителю в схемах, представленных на рис. 11.1, *a* и *б*, составляет $P_{\text{пол } 1} = U_1 I_1$, $P_{\text{пол } 2} = U_2 I_2$. Потери энергии при напряжениях U_1 и U_2 различаются и составляют: $\Delta P_1 = I_1^2 R$ и $\Delta P_2 = I_2^2 R$. Отношение потерь будет определяться как

$$\frac{\Delta P_1}{\Delta P_2} = \frac{(P/U_1)^2}{(P/U_2)^2} = \frac{U_2^2}{U_1^2}. \tag{11.1}$$

Таким образом, потери при передаче электроэнергии обратно пропорциональны квадрату напряжения. По этой причине в линиях электропередачи используются высокие напряжения, которые в настоящее время достигают 35—1150 кВ. Это позволяет без существенных потерь передавать электроэнергию на большие расстояния по проводам небольшого сечения и, кроме того, экономически выгодно в результате снижения материалоемкости ЛЭП.

Рациональное и надежное энергообеспечение реализуется путем формирования электрических сетей с возможностью резервирования.

Уменьшения потерь и реализации высокой пропускной способности линий связи с электростанциями добиваются использованием глубоких вводов высокого напряжения и формированием в пределах города или в непосредственной близости от него кольцевых сетей высокого напряжения. *Глубоким вводом* называют систему электроснабжения, включающую в себя питающую линию высокого напряжения, подведенную максимально близко к центру нагрузок потребителя. Такая система обеспечивает передачу значительной мощности вглубь территории крупного города или крупного промышленного предприятия.

Электрические сети высокого напряжения кольцевой конфигурации выполняют роль сборных шин для приема электроэнергии от удаленных электростанций и для присоединения городских источников электроэнергии и понижающих подстанций города. В этом случае для глубоких вводов характерно напряжение 110—500 кВ, для распределительных пунктов используются воздушные и кабельные линии напряжением 35—220 кВ. На территории предприятий подводы к крупным потребителям выполняют в виде кабельных или воздушных распределительных линий напряжением 0,4 и 10 (6) кВ. У потребителей применяют электрические линии внутренних сетей напряжением 0,4 кВ.

На рис. 11.2 приведена обобщенная схема электроснабжения города.

Городские электрические сети включают в себя подстанции и распределительные устройства, схемы которых представлены на рис. 11.3, 11.4. Обеспечение потребителей электроэнергией происходит с резервированием, т.е. электротехническое оборудование дублируется в целях сохранения электропитания в аварийных ситуациях и при проведении ремонтных работ. Резервирование по питанию от линий электропередачи L_1, L_2 (рис. 11.3) осуществляется с помощью использования разъединителей P_3, P_4 , выключателей B_3, B_4 и двух понижающих трансформаторов T_1, T_2 . Потребители могут быть подключены к разным системам шин через выключатели и разъединители.

Электроснабжение отдельных районов города обычно осуществляется с помощью разветвленных распределительных сетей напряжением 6, 10, 35 кВ. Эти сети высокого напряжения обеспечивают необходимую гибкость и надежность электроснабжения в городе. Отдельные потребители получают электроэнергию через распределительные пункты, где также предусмотрена возможность их подключения к различным источникам (рис. 11.4). Комбинацией выключателей B и разъединителей P добиваются надежного обеспечения электроэнергией потребителей со стороны выключателей $B_1—B_4$. Выключатели $B_5—B_7$ обеспечивают переключение систем шин A и B и создают возможность срабатывания устройств автоматического включения резерва, подключая вводы 1 и 2 к потребителям электроэнергии.

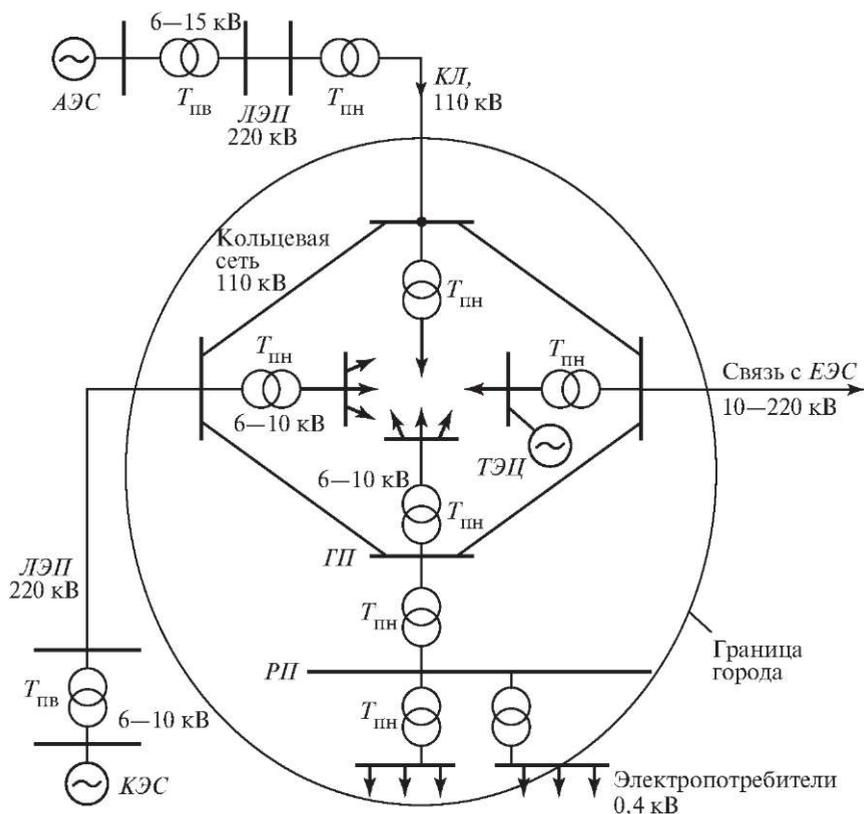


Рис. 11.2 Обобщенная схема электроснабжения города:

КЛ — кабельная линия; *ЛЭП* — линия электропередачи; *КЭС* — конденсационная электростанция; *ТЭЦ* — теплоэлектроцентраль; *АЭС* — атомная электростанция; *ЕЭС* — единая энергетическая система; *РП* — распределительный пункт; *ГП* — городская подстанция; *Т_{пв}* — повышающий трансформатор; *Т_{пн}* — понижающий трансформатор

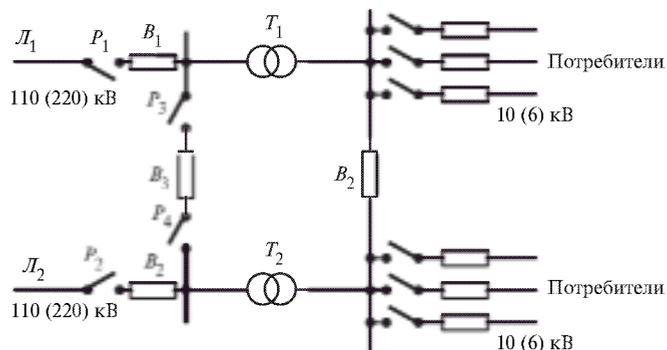


Рис. 11.3. Однолинейная электрическая схема понижающей подстанции

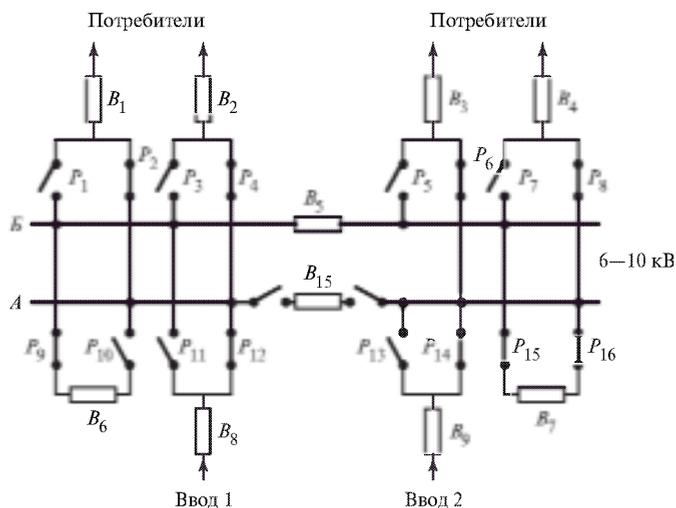


Рис. 11.4. Однолинейная схема распределительного устройства РУ 10 (6) кВ

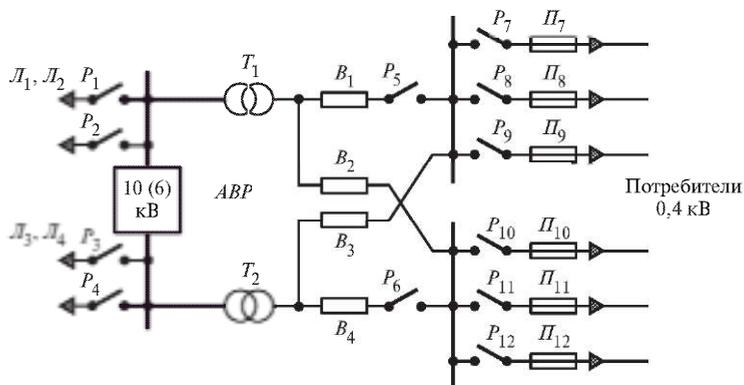


Рис. 11.5. Автоматизированная распределительная подстанция 10 (6)/0,4 кВ:

P — разъединители; B — выключатели; Π — предохранители; $Л$ — линии электропередачи; ABP — устройства автоматического включения резерва; T — трансформаторы

Схема автоматизированной распределительной подстанции с резервированием линий и трансформаторов при подключении потребителей сетей напряжением 0,4 кВ представлена на рис. 11.5. На подстанциях с двумя трансформаторами и с автоматическим включением резерва, на стороне 0,4 кВ обеспечивается надежное питание потребителей при повреждении линий электропередачи или трансформаторов, а также при проведении плановых ремонтов оборудования.

11.2. Определение нагрузок при потреблении электроэнергии

Активная и реактивная мощности

В приведенных до сих пор примерах рассматривались нагрузка в трехфазной цепи и использование ее для совершения полезной механической работы, получения тепловой энергии и энергии излучения (света), так называемой «активной энергии». В то же время часть знакопеременной электрической мощности, называемой реактивной, участвует в колебательных процессах, связанных с наличием в сети помимо элементов активного сопротивления элементов с электрической емкостью и индуктивностью.

Реактивная мощность — величина, характеризующая нагрузки, создаваемые в электротехнических устройствах колебаниями энергии электромагнитного поля в цепи переменного тока с элементами, обладающими емкостью или индуктивностью.

Электрической емкостью (электроемкостью) обладает любой электроприбор или элемент сети, в состав которого входит как минимум два проводника с изоляцией между ними (аналог двух обкладок конденсатора с диэлектрическим материалом между обкладками). Электроемкость проводника определяется геометрическими размерами, формой проводника и электрическими свойствами окружающей среды (ее диэлектрической проницаемостью) и не зависит от материала проводника.

Индуктивность характеризует электромагнитные свойства электрической цепи или ее элемента. Таким элементом может считаться один, несколько или даже часть витка проводника, на высоких частотах также прямой отрезок провода любой длины. Практически все оборудование электрической сети переменного тока составляют устройства, имеющие значительную индуктивность: асинхронные двигатели, трансформаторы, индукционные электрические печи, сварочные трансформаторы и др. Суммарная мощность индуктивного сопротивления сети существенно преобладает над суммарным емкостным сопротивлением сети, поэтому в расчетах емкостью сети как правило пренебрегают.

При синусоидальных колебаниях тока и напряжения энергия запасается в магнитном поле индуктивной катушки или электрическом поле конденсатора, а затем вновь возвращается в сеть. Колебания напряжения и тока в электротехнических устройствах требуют затрат энергии на перемагничивание магнитопроводов трансформаторов, электродвигателей, изменение заряда электрической емкости линий электропередачи и отдельных проводников, что приводит к сдвигу фазы тока и напряжения в проводниках и элементах сети.

Реактивные элементы обеспечивают сдвиг по фазе между векторами тока и напряжения в нагрузочных цепях. При анализе токов и напряжения пред-

ставляется возможным условно разложить их на синусоидальные составляющие, которые отдельно соответствуют использованию активной и реактивной мощности. Полная мощность S для однофазного потребителя трехфазной электрической цепи переменного тока определяется как произведение действующего значения тока потребления I на напряжение U :

$$S = UI. \quad (11.2)$$

Активная мощность равна произведению действующих значений тока и напряжения на косинус сдвига фаз между ними:

$$P = UI \cos \varphi = S \cos \varphi. \quad (11.3)$$

Мощность переменного тока характеризуют не только активной, но и реактивной составляющей. Реактивная мощность равна произведению действующих значений тока и напряжения на синус сдвига фаз между ними:

$$Q = UI \sin \varphi = S \sin \varphi. \quad (11.4)$$

Для каждой фазы трехфазной цепи при синусоидальных нагрузках отношение активной составляющей потребляемой мощности P к полной S называют **коэффициентом мощности**, который определяется по формуле

$$K = P/S = P/\sqrt{P^2 + Q^2} = \cos \varphi. \quad (11.5)$$

Коэффициент K характеризует уровень потребления активной мощности электротехническим оборудованием (двигателями, генераторами, трансформаторами и др.), а также нагрузку потребителя в целом. При фиксированной активной нагрузке потребителя P с ростом реактивной составляющей полной нагрузки (уменьшением $\cos \varphi$) ток приемника и питающей его сети увеличивается, что следует из уравнения (11.3). Это приводит к дополнительным потерям электрической энергии в приемнике и линиях электропередачи, которые пропорциональны квадрату тока (обратно пропорциональны $\cos^2 \varphi$).

Таким образом, генераторы электростанций должны вырабатывать наряду с активной мощностью также и реактивную, передаваемую по электрической сети потребителям. При низких коэффициентах мощности у потребителей для обеспечения передачи им необходимой активной мощности требуется увеличивать нагрузку генераторов электростанций, а также пропускную способность сетей и мощность трансформаторов. Увеличение коэффициента мощности следует рассматривать как одно из технических мероприятий по энергосбережению у потребителей, в источниках и системах передачи электрической энергии.

Устанавливаемые СП 31-110-2003 [3] значения коэффициента электрической мощности при нагрузках различного характера для расчета силовых сетей общественных зданий приведены в табл. 11.1.

Т а б л и ц а 11.1

Коэффициент мощности для расчета силовых сетей общественных зданий [3]

Здания и сооружения	Коэффициент мощности
Предприятия общественного питания:	
полностью электрифицированные	0,98
частично электрифицированные (с плитами на газообразном и твердом топливе)	0,95
Продовольственные и промтоварные магазины	0,85
Ясли-сады:	
с пищеблоками	0,98
без пищеблоков	0,95
Общеобразовательные школы:	
с пищеблоками	0,95
без пищеблоков	0,9
Фабрики-химчистки с прачечными самообслуживания	0,75
Учебные корпуса профессионально-технических училищ	0,9
Учебно-производственные мастерские по металлообработке и деревообработке	0,6
Гостиницы:	
без ресторанов	0,85
с ресторанами	0,9
Здания и учреждения управления, финансирования, кредитования и государственного страхования, проектные и конструкторские организации	0,85
Парикмахерские и салоны-парикмахерские	0,97
Ателье, комбинаты бытового обслуживания	0,85
Холодильное оборудование предприятий торговли и общественного питания, насосов, вентиляторов и кондиционеров воздуха при мощности электродвигателей, кВт:	
до 1	0,65
от 1 до 4	0,75
свыше 4	0,85
Лифты и другое подъемное оборудование	0,65
Вычислительные машины (без технологического кондиционирования воздуха)	0,65
Коэффициенты мощности для расчета сетей освещения следует принимать с лампами:	
люминесцентными	0,92
накаливания	1,0
ДРЛ и ДРИ с компенсированными ПРА	0,85
то же, с некомпенсированными ПРА	0,3—0,5
газосветных рекламных установок	0,35—0,4

П р и м е ч а н и е: ДРЛ — лампа дуговая ртутная с излучающими добавками; ДРИ — лампа дуговая ртутная люминесцентная; ПРА — пускорегулирующий аппарат

Расчетные нагрузки и электропотребление

Как уже отмечалось, генерация электрической энергии должна соответствовать ее суммарному потреблению. Электрическая нагрузка меняется в течение суток и зависит от вида подключаемых потребителей.

В электрической системе города нагрузки обусловлены потреблением электроэнергии на предприятиях, в общественных зданиях и сооружениях, на транспорте и пр. Например, в жилищно-коммунальном хозяйстве в качестве потребителей нагрузки рассматриваются отдельные квартиры, насосное и вентиляционное оборудование, осветительные приборы.

Потребители различаются по мощности электроприемников и по графику их использования. Для наиболее часто используемых в промышленности трехфазных потребителей трехфазную мощность при симметричной нагрузке фаз можно определить как

$$P = 3U_{\phi}I_{\phi} \cos \varphi = \sqrt{3} UI \cos \varphi;$$

$$Q = 3U_{\phi}I_{\phi} \sin \varphi = \sqrt{3} UI \sin \varphi; \quad (11.6)$$

$$S = \sqrt{3} UI.$$

где U_{ϕ} и I_{ϕ} — фазные напряжение и ток.

На рис. 11.6 представлено примерное распределение использования электрической энергии у потребителей между электроприемниками различного вида.

Выбор сетевого энергетического оборудования осуществляется с учетом электрических нагрузок. Статистическая обработка значений электропотребления является основой определения расчетных нормативных показателей.

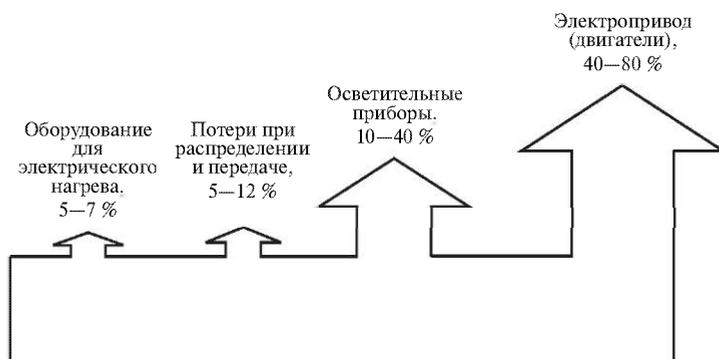


Рис. 11.6. Примерное усредненное распределение электрической энергии среди электроприемников различного вида

При решении вопросов развития распределительной сети достаточно данных о максимальных нагрузках потребителей $P_{\text{макс}}$. Один из наиболее распространенных методов расчета ожидаемой максимальной электрической нагрузки потребителя состоит в использовании данных о его суммарном годовом электропотреблении $W_{\text{год}}$ и продолжительности использования максимальной нагрузки $T_{\text{макс}}$ [4]:

$$P_{\text{макс}} = W_{\text{год}} / T_{\text{макс}} \quad (11.7)$$

В настоящее время для определения расчетных нагрузок потребителей, подключаемых к электросети, используются также удельные расчетные показатели потребления мощности. Например, ориентировочные расчеты электрических нагрузок общественных зданий допускается выполнять по укрупненным удельным электрическим нагрузкам (табл. 11.2).

Таблица 11.2

Укрупненные удельные электрические нагрузки общественных зданий [3]

Здание	Единица измерения	Удельная нагрузка
<i>Предприятия общественного питания</i>		
Полностью электрифицированные с количеством посадочных мест:		
до 400	кВт/место	1,04
св. 400 до 1000	То же	0,86
св. 1000	»	0,75
Частично электрифицированные (с плитами на газообразном топливе) с количеством посадочных мест:		
до 400	»	0,81
св. 400 до 1000	»	0,69
св. 1000	»	0,56
<i>Продовольственные магазины</i>		
Без кондиционирования воздуха	кВт/м ² торгового зала	0,23
С кондиционированием воздуха	То же	0,25
<i>Промтоварные магазины</i>		
Без кондиционирования воздуха	»	0,14
С кондиционированием воздуха	»	0,16
<i>Общеобразовательные школы</i>		
С электрифицированными столовыми и спортзалами	кВт/1 учащегося	0,25
Без электрифицированных столовых, со спортзалами	То же	0,17
С буфетами, без спортзалов	»	0,17
Без буфетов и спортзалов	»	0,15

11.2. Определение нагрузок при потреблении электроэнергии

Окончание табл. 11.2

Здание	Единица измерения	Удельная нагрузка
<i>Общеобразовательные школы</i>		
Профессионально-технические училища со столовыми	»	0,46
Детские ясли-сады	кВт/место	0,46
<i>Кинотеатры и киноконцертные залы</i>		
С кондиционированием воздуха	То же	0,14
Без кондиционирования воздуха	»	0,12
Клубы	»	0,46
Парикмахерские	кВт/рабочее место	1,5
<i>Здания или помещения учреждений управления, проектных и конструкторских организаций</i>		
С кондиционированием воздуха	кВт/м ² общей площади	0,054
Без кондиционирования воздуха	То же	0,043
Гостиницы		
С кондиционированием воздуха	кВт/место	0,46
Без кондиционирования воздуха	То же	0,34
Дома отдыха и пансионаты без кондиционирования воздуха	»	0,36
Фабрики химчистки и прачечные самообслуживания	кВт/кг вещей	0,075
Детские лагеря	кВт/м ² жилых помещений	0,023

Годовой расход энергии, кВт · ч/год, потребляемой промышленным предприятием, может быть определен по выражению [4]

$$W_{\text{год}} = P_p \tau_{\text{макс}}, \quad (11.8)$$

где P_p — математическое ожидание расчетной активной мощности (нагрузки) на границе балансового разграничения с электроснабжающей организацией; $\tau_{\text{макс}}$ — годовое число часов использования максимума активной мощности, определяемое в зависимости от сменности предприятия. Для одно-, двух- и трехсменных предприятий $\tau_{\text{макс}}$ соответственно рекомендуется принимать 1900, 3600 и 5100 ч, для непрерывного производства — 7650 ч [4].

При отсутствии проектных проработок расход электроэнергии $W_{\text{год}}$, потребляемой предприятием, определяется на основании годового объема выпускаемой продукции $V_{\text{пр}}$, представленного в натуральных единицах (т, м², м³, условные единицы и т.д.), и удельных показателей потребления электроэнергии $w_{\text{уд}}$ (табл. 11.3):

$$W_{\text{год}} = w_{\text{уд}} V_{\text{пр}}. \quad (11.9)$$

Таблица 11.3

**Ориентировочные удельные показатели потребления электроэнергии
в отдельных отраслях промышленности**

Продукция	Удельный расход электроэнергии на единицу продукции, кВт·ч
<i>Металлургическая промышленность</i>	
Сталь, выплавляемая в дуговых электропечах в среднем по отрасли (1 т)	685—690
Медь черная (1 т)	385—400
Алюминий-сырец (1 т)	17 400—18 400
Магний рафинированный (1 т)	950
<i>Химическая промышленность</i>	
Аммиак, получаемый методом конверсии (1 т)	750—2000
Сода каустическая (1 т)	60—120
Кислота серная (1 т)	60—100
Суперфосфат (1 т)	7—10
Искусственный каучук (1 т)	15 000
Азотная кислота (1 т)	130—150
<i>Машиностроение и металлообработка</i>	
Автомобили (усл. ед.)	1300—1900
Электродвигатели (на 1 кВт)	4—7
Электрофарфор (1 т)	300—800
Трансформаторы (на 1 кВ·А)	2,5
<i>Промышленность строительных материалов</i>	
Силикатный кирпич (1000 шт.)	30
Производство портландцемента сухим способом (1 т)	135
Стекло оконное (1 т)	55—80
<i>Лесная, бумажная и деревообрабатывающая промышленность</i>	
Лесозаготовки (1 м ³ леса)	3—5
Бумага газетная (1 т)	375
Сушка пиломатериалов (1 м ³)	10
Производство древесины (1 т)	1000—1350
<i>Легкая промышленность</i>	
Хлопчатобумажные изделия (1 т):	
прядение	40—50
ткачество	40—70
отделка	130—300
Ковры (1000 м ²)	980—1000
Ткани (1000 м ²):	
шерстяные	2400—3400
хлопчатобумажные	1200
Ковры (1000 м ²)	980—1000
Ткани (1000 м ²):	
шерстяные	2400—3400
хлопчатобумажные	1200

11.2. Определение нагрузок при потреблении электроэнергии

Окончание табл. 11.3

Продукция	Удельный расход электроэнергии на единицу продукции, кВт · ч
<i>Легкая промышленность</i>	
Обувь (1000 пар):	
кожаная	400—580
резиновая	600—700
<i>Пищевая промышленность</i>	
Крупа (1 т)	20—100
Хлеб (выпечка 1 т)	20—40
Масло сливочное (1 т)	100—120
Молочные изделия (1 т)	25—160
Колбасные изделия (1 т)	65—80

В табл. 11.3 приведены значения усредненных удельных показателей, которые следует рассматривать как нормы потребления электрической энергии в различных производствах отдельных отраслей промышленности, составленные на основе обобщенных отчетных данных по промышленным предприятиям. Удельные показатели характеризуют уровень, достигнутый с помощью внедрения новых и совершенствования существующих технологических процессов.

Сопоставляя данные, приведенные в табл. 11.3, с данными по фактическому удельному потреблению, можно оценить эффективность использования электрической энергии у различных потребителей.

Суточные графики нагрузки потребителей

Усредненные удельные нормы потребления электроэнергии в различных сферах деятельности по объему выпускаемой продукции и общему времени ее выпуска позволяют оценить средние значения используемой электрической мощности. В то же время циклический характер производственных процессов, сменная работа производства и сотрудников, изменение погодных и сезонных условий приводят к тому, что суточные графики потребления электрической энергии неравномерны и имеют один или несколько максимумов. Равномерность потребления характеризуется рядом показателей, в частности *коэффициентом нагрузки*, определяемым как отношение среднесуточной нагрузки к максимальной ($k_n = P_{\text{ср}}/P_{\text{макс}}$). При производстве электрической энергии необходимо вовремя включить дополнительные генерирующие мощности, чтобы покрыть существующие максимумы нагрузок графиков электропотребления. При этом диспетчерские службы оперативного управления в энергосистеме подготавливают резервные генераторы и, если нужно, паровые котлы резерва, чтобы вовремя покрыть увеличивающуюся нагрузку в системе. На рис. 11.7 и 11.8 приведены примеры характерных обобщенных графиков электрических нагрузок городских потребителей.

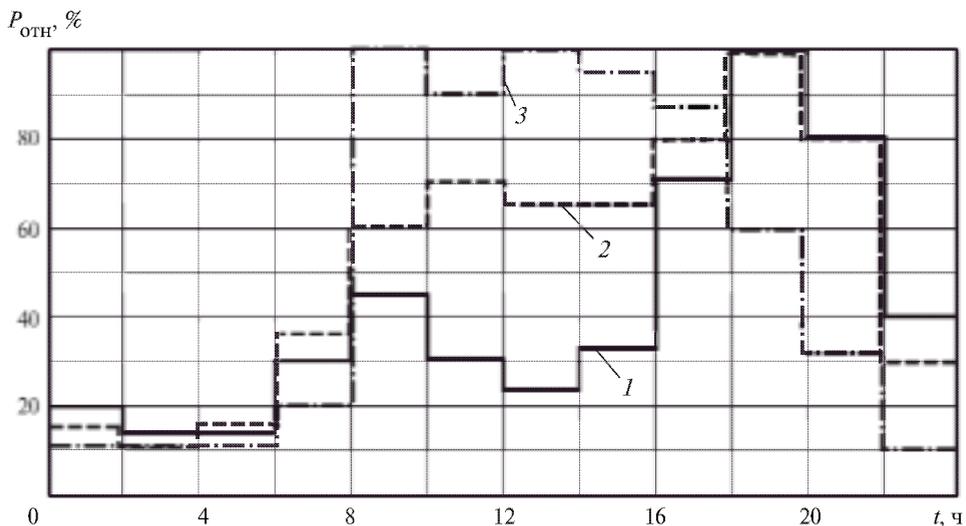


Рис. 11.7. Суточные графики среднечасовых нагрузок для отдельных городских потребителей: 1 — график нагрузки жилого дома с газовыми плитами; 2 — то же с электрическими плитами; 3 — график нагрузки универсама

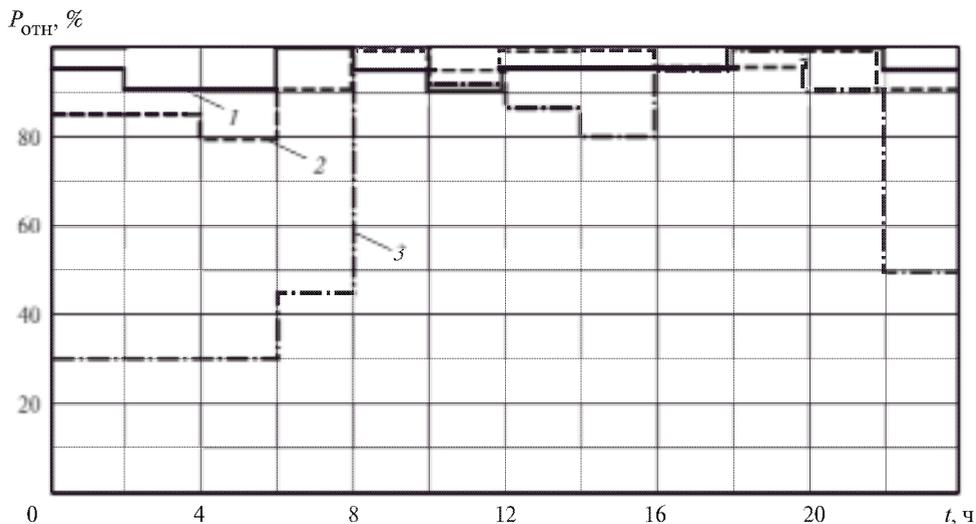


Рис. 11.8. Суточные графики среднечасовых нагрузок объектов коммунального хозяйства города: 1 — график нагрузки районной котельной; 2 — график нагрузки водопроводной станции; 3 — график нагрузки распределительного пункта городской сети

Фактические графики нагрузок имеют не ступенчатый, а плавный характер. Они, как и обобщенные временные графики нагрузок, имеют достаточно сложную зависимость от времени суток, изменяются по дням недели и отличаются для разных потребителей. Зависимость потребления электрической энергии от времени неодинакова и в течение года. Электрические нагрузки для условий России максимальны в зимнее время и минимальны в летний период, хотя в результате более широкого применения кондиционеров в летний период сезонные графики нагрузок выравниваются.

Средняя мощность $P_{\text{ср}}$ в суточном графике нагрузки определяется по формуле

$$P_{\text{ср}} = P_{\text{макс}} k_{\text{н}} = P_{\text{макс}} \frac{\sum_i^N P_{\text{отн } i} \Delta t_i}{100 \sum_i^N \Delta t_i}, \quad (11.10)$$

где $P_{\text{макс}}$ — мощность, потребляемая на ступени с максимальной нагрузкой, кВт; Δt_i — интервал времени, соответствующий i -й ступени, ч; $P_{\text{отн } i}$ — потребляемая мощность на i -й ступени суточного графика нагрузки относительно максимальной потребляемой мощности, %; N — число временных участков с постоянной нагрузкой, на которые разбит суточный график нагрузки.

Выравнивание графика нагрузки у потребителей имеет большое значение, поскольку приводит к более равномерной работе электростанций, а следовательно, к уменьшению удельного расхода топлива и повышению срока службы их оборудования.

11.3. Качество электроэнергии и его влияние на работу потребителей, затраты энергии и ресурсов

На практике могут наблюдаться отклонения параметров электрической энергии, поставляемой потребителям, от требуемых стандартизированных значений. Эти отклонения негативно влияют на работу потребителей, приводят к непроизводительным потерям энергии и материальных ресурсов. Причинами ухудшения качества электроэнергии могут являться:

- междуфазные короткие замыкания в распределительной сети;
- присутствие гармоник высших составляющих тока и напряжения в сети;
- неравномерность распределения нагрузки у потребителя по отдельным фазам;
- периодические срабатывания средств защиты и автоматики;
- электромагнитные и сетевые возмущения (переходные процессы), связанные с включением, отключением и работой мощных потребителей электроэнергии и др.

Отклонение показателей качества электрической энергии (ПКЭ) от нормативных или оптимальных значений проявляется в виде экономического ущерба у потребителей электрической энергии. Данный ущерб имеет электромагнитную и технологическую составляющие. Электромагнитная составляющая определяется в основном дополнительными потерями активной мощности и энергии и сокращением ресурса электроустановки ввиду ускоренного старения изоляции. Технологическая составляющая ущерба связана с увеличением длительности производственного процесса, со снижением производительности электрооборудования, с увеличением удельного электропотребления на единицу произведенной продукции.

Показатели качества электроэнергии связаны с изменением напряжения, а также с условиями обеспечения нагрузок в трехфазной сети и должны соответствовать требованиям ГОСТ 32144—2013 [5].

Рассмотрим влияние некоторых показателей качества на работу потребителей.

Отклонение напряжения от номинального значения. Отклонения напряжения от номинального значения происходят вследствие суточных, сезонных и технологических изменений электрической нагрузки потребителей, изменения мощности компенсирующих устройств, регулирования напряжения на выводах генераторов электростанций и трансформаторов на подстанциях энергосистем, а также изменения схем и параметров электрических сетей.

В соответствии с ГОСТ 32144—2013 установлены следующие нормы: положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать **10 % номинального или согласованного значения напряжения** в течение 100 % времени интервала в одну неделю. Согласованное напряжение электропитания — напряжение, отличающееся от стандартного номинального напряжения электрической сети, согласованное для конкретного пользователя электрической сети при технологическом присоединении в качестве напряжения электропитания [5].

В первую очередь на потребителях отражается установившееся отклонение напряжения.

Отклонение напряжения по отношению к его номинальному значению приводит к изменению светового потока от ламп накаливания. Так, понижение напряжения на 10 % приводит к уменьшению освещенности рабочей поверхности в среднем на 40 %, что вызывает снижение производительности труда, повышенную утомляемость персонала. Повышение напряжения для ламп накаливания также на 10 % приводит к сокращению их срока службы и вызывает избыточное освещение рабочих поверхностей, что неблагоприятно сказывается на восприятии информации с мониторов и цифровых приборов. Газоразрядные люминесцентные лампы при указанном диапазоне изменения напряжения не столь существенно изменяют светоотдачу, но увеличение напряжения на 10—15 % приводит к резкому снижению их срока службы, а понижение напряжения на 20 % вызывает отказы системы зажигания ламп.

Отклонение напряжения от номинального значения влияет на технические показатели электропривода. Снижение напряжения на входе асинхронных двигателей способствует изменению таких механических характеристик, как крутящий момент, частота вращения (скольжение). При этом уменьшается производительность механизма, а при понижении напряжения до уровня, когда механический момент на валу двигателя превышает электромагнитный, запуск двигателя становится невозможным. Установлено, что при понижении напряжения на 15 % от номинального значения электромагнитный момент асинхронного двигателя снижается до 72 %, а при провалах напряжения двигатель вообще может остановиться. При понижении напряжения на входе электродвигателя при той же потребляемой мощности увеличивается потребляемый ток и происходит дополнительный нагрев обмоток двигателя, что приводит к сокращению срока его службы. При работе двигателя на напряжении 0,9 номинального значения срок его службы сокращается практически вдвое.

Повышение напряжения на входе электродвигателя вызывает увеличение потребления реактивной мощности. В среднем на каждый процент повышения напряжения потребление реактивной мощности увеличивается на 3 % для двигателей мощностью 20—100 кВт и на 5—7 % для двигателей меньшей мощности.

Использование электрической энергии с отклонениями напряжения в электротермических установках изменяет технологический процесс и себестоимость производимой продукции. Выделение теплоты в электротермических системах пропорционально квадрату приложенного напряжения, поэтому при отклонении напряжения всего на 5 % производительность установки может измениться на 10—20 %.

Работа электролизных установок при пониженном напряжении связана со снижением их производительности, дополнительным расходом электродных систем, повышением удельного расхода электроэнергии и себестоимости продукции, получаемой в процессе электролиза. Понижение напряжения на 5 % от номинального значения приводит, например, к снижению выпуска продукции при производстве хлора и каустической соды на 8 %. Повышение напряжения более чем на 5 % по отношению к номинальному вызывает недопустимый перегрев ванн электролизера.

Отклонение частоты переменного напряжения сети от номинального значения. Одним из важнейших параметров электрической системы, обеспечивающей генерацию и потребление электроэнергии переменного тока, является стабильность частоты сети. Частота переменного напряжения в электрической системе определяется частотой вращения генераторов на электростанциях. В случае отсутствия баланса по выработке и потреблению электроэнергии генераторы начинают вращаться с другой частотой, что отражается на частоте сети. Таким образом, отклонение частоты сети является общесистемным показателем, характеризующим баланс мощности в системе.

Для отклонения частоты напряжения переменного тока в электрических сетях установлены следующие нормы: отклонение частоты в синхронизированных системах электроснабжения не должно превышать $\pm 0,2$ Гц в течение 95 % времени интервала в одну неделю и $\pm 0,4$ Гц в течение 100 % времени интервала в одну неделю [5]. Вычисляется значение отклонения частоты Δf по выражению

$$\Delta f = f_v - f_{\text{НОМ}}, \quad (11.11)$$

где f — значение основной частоты напряжения электропитания, Гц, измеренное в интервале времени 10 с; $f_{\text{НОМ}}$ — номинальное значение частоты, Гц. Номинальное значение частоты напряжения электропитания в электрической сети равно 50 Гц.

Отклонение частоты сети часто служит сигналом для увеличения выработки электроэнергии генерирующими станциями и для отключения части нагрузки во время перегрузок и при авариях с короткими замыканиями в системе. Нормализации частоты можно добиться в результате строгого соблюдения баланса генерируемой и потребляемой мощностей, исключением аварийных ситуаций и несанкционированных коммутаций на электрических станциях и подстанциях.

При изменении частоты меняется мощность металлорежущих станков, вентиляторов, центробежных насосов. Снижение частоты часто приводит к изменению производительности оборудования, а нередко и к ухудшению качества выпускаемой продукции [6].

Несимметрия напряжений в трехфазной системе при неравномерном распределении нагрузки по фазам. Несимметрия напряжений обусловлена наличием мощных однофазных нагрузок, неравномерным распределением нагрузки между фазами, обрывом одного из фазных проводов.

Неодинаковые значения напряжения и тока в фазах обычно свидетельствуют о неравномерном распределении нагрузок у потребителя по отдельным фазам.

Несимметричные значения фазных напряжений приводят к тому, что в электрических сетях появляются дополнительные потери. В частности, существенно сокращается срок службы асинхронных двигателей вследствие дополнительного теплового нагрева, при этом приходится выбирать двигатели большей номинальной мощности, чем требуемая.

При несимметрии напряжений сети, посредством которой питаются синхронные двигатели, могут дополнительно возникать опасные вибрации. При значительной несимметрии фазного напряжения вибрации могут оказаться столь существенными, что возникает опасность разрушения фундаментов, на которых устанавливаются двигатели, и нарушения сварных соединений.

Несимметрия фазных напряжений оказывает заметное влияние на работу силовых трансформаторов, вызывая сокращение срока их службы. Имеющиеся данные показывают, что при номинальной нагрузке и коэффициенте несимметрии токов, равном 10 %, срок службы изоляции трехфазных силовых трансформаторов сокращается на 16 %.

Несинусоидальность кривой напряжения при нелинейной нагрузке.

Несинусоидальность кривой напряжения равнозначна возникновению высших гармонических составляющих в питающем напряжении. Чаще всего появление высших гармоник связано с подключением оборудования с нелинейной зависимостью нагрузки от сопротивления. К такому оборудованию можно отнести преобразовательные устройства (выпрямители, преобразователи, стабилизаторы), газоразрядные приборы (люминесцентные лампы), установки с прерыванием тока в технологическом процессе (электросварка, дуговые печи и др.).

Несинусоидальность кривой напряжения влияет на все группы потребителей. Это вызвано дополнительным нагревом элементов электроприемников от высших гармоник. Высшие гармоники вызывают дополнительные потери мощности в двигателях, трансформаторах, а также тепловые потери в изоляции, силовых кабелях и системах, в которых используются электрические конденсаторы, ухудшают условия работы батарей конденсаторов устройств компенсации реактивной мощности.

При несинусоидальной кривой напряжения происходит ускоренное старение изоляции электрических машин, трансформаторов, конденсаторов и кабелей в результате необратимых физико-химических процессов, протекающих под воздействием высокочастотных полей, повышенного нагрева токоведущих частей сердечников и изоляции.

Таким образом, снижение качества электроэнергии приводит к ухудшению условий труда, уменьшению объемов производства, потерям ресурсов из-за ухудшения качества продукции и снижению срока службы оборудования, а также к дополнительным затратам.

11.4. Направления повышения эффективности использования электрической энергии

Электрическая энергия представляет собой энергетический ресурс высокого качества. Она может быть с высоким КПД преобразована в механическую работу. По сравнению с другими видами ТЭР она легко передается на большие расстояния и легко трансформируется, а ее потребление удобно регулировать. Экономия электроэнергии очень важна, поскольку она вырабатывается с относительно низким КПД и для ее генерирования требуется большое количество первичного топлива.

Среди основных направлений обеспечения рационального использования электроэнергии следует выделить:

уменьшение потерь в системах электроснабжения с помощью выравнивания суточных графиков электрических нагрузок потребителей, снижение потерь в линиях электропередачи и в трансформаторах;

снижение потерь в электроприемниках потребителей путем рационального использования электропривода (электродвигателей насосов, вентиляторов, компрессоров, станков, подъемно-транспортных устройств и др.) и энергии в электротермических установках, применения рациональных методов освещения;

снижение потерь при проведении технологических процессов в результате применения энергосберегающих технологий и более совершенного оборудования, повышения уровня эксплуатации и технологического обслуживания оборудования.

Как было показано ранее, меры, направленные на улучшение качества электроэнергии, также приводят к экономии электроэнергии и материальных ресурсов.

Внедрение энергосберегающих мероприятий по экономии электрической энергии в системах электроснабжения должно осуществляться после обследования этих систем при проведении энергетического аудита, которому посвящена гл. 12 этого учебника.

Уменьшение потерь в системах электроснабжения

Важнейшим показателем энергетической эффективности в системах электроснабжения промышленных предприятий, городского жилищно-коммунального и сельского хозяйства, являются потери электроэнергии в электрических сетях, отнесенные к отпуску электроэнергии в этих сетях.

Размер фактических потерь электрической энергии в электрических сетях определяется как разница между объемом электрической энергии, поставленной в электрическую сеть от производителей электрической энергии или из других сетей, и объемом электрической энергии, потребленной электропринимающими устройствами, присоединенными к этой сети, а также переданной в другие сетевые организации. Основную часть технических потерь электрической энергии в электрических сетях составляют потери в линиях электропередач и в трансформаторах. По данным ПАО «Россети» на них приходится примерно 92 % всех технических потерь [6].

Рассмотрим методы уменьшения потерь электроэнергии в линиях электропередачи. К ним можно отнести:

равномерную загрузку сети во времени;

замену проводов на перегруженных линиях электропередачи на провода с экономически целесообразным сечением проводников;

увеличение коэффициента мощности $\cos \varphi$ (для сетей с синусоидальным напряжением).

Одним из главных мероприятий, направленных на экономию энергетических ресурсов в системах электроснабжения, является выравнивание суточных графиков электрических нагрузок потребителей во времени. Основную экономию энергоресурсов от выравнивания нагрузки получают организации, занимающиеся производством и передачей электрической

энергии [1]. При выравнивании суточных графиков потребления электроэнергии во времени котлы тепловых электростанций работают с нагрузкой, близкой к номинальной, при которой они имеют наибольший КПД. С большей эффективностью при этом работают и турбогенераторы.

Выравнивание нагрузки может достигаться отключением части предприятий-потребителей или снижением потребляемой ими мощности в часы максимальной нагрузки энергосистемы: отключением в это время их вспомогательного оборудования, проведением профилактических работ и ремонтов технологического оборудования и пр.

Ближайшей перспективой снижения указанных потерь является внедрение систем управления нагрузкой на основе разработки, создания и внедрения цифровых интеллектуальных электрических сетей и интеллектуальных систем учета электроэнергии.

Выравнивание нагрузки сети способствует не только снижению затрат энергоресурсов при генерации электроэнергии на электростанциях, но и уменьшению потерь в линиях электропередачи, поскольку при этом ток в сети будет распределен во времени более равномерно. Поскольку потери мощности при передаче электроэнергии пропорциональны квадрату силы тока, то неравномерность нагрузки в течение суток при ее постоянном среднесуточном значении всегда приводит к росту потерь.

Потери электроэнергии при ее доставке потребителям зависят от сопротивления проводников. Выбор экономически целесообразного сечения проводников линий электропередачи осуществляется на этапе проектирования или при реконструкции электрических сетей. Отметим, что большое количество сетей промышленных и коммунально-бытовых потребителей в настоящее время нуждается в реконструкции.

Падение напряжения и потери мощности в проводниках трехфазных сетей до 10 кВ определяются по суммарному току, включающему в себя активную и реактивную составляющие:

$$I = \frac{S}{U} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} U_{\phi}} = \frac{P}{\sqrt{3} U_{\phi} \cos \varphi}, \quad (11.12)$$

и рассчитываются в соответствии с выражениями

$$\Delta U = \sqrt{3} k_{\Delta U} I (r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi) l \quad (11.13)$$

или

$$\Delta U = \frac{k_{\Delta U} P (r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi) l}{U_{\phi} \cos \varphi} = \frac{k_{\Delta U} P (r_0 + x_0 \operatorname{tg} \varphi) l}{U_{\phi}}; \quad (11.14)$$

$$\Delta P = 3 k_{\Delta P} I^2 r_0 l = k_{\Delta P} \frac{P^2}{U_{\phi}^2 \cos^2 \varphi} r_0 l = k_{\Delta P} \frac{P^2}{U^2 \cos^2 \varphi} r_0 l, \quad (11.15)$$

Таблица 11.4

Значения коэффициентов распределения $k_{\Delta U}$, $k_{\Delta P}$ при разном числе нагрузок
в магистральных линиях электропередачи

Коэффициент	Число нагрузок n						
	1	2	3	4	6	8	10
$k_{\Delta U}$	1	0,75	0,67	0,62	0,58	0,56	0,55
$k_{\Delta P}$	1	0,79	0,72	0,70	0,65	0,63	0,62

где $k_{\Delta U}$, $k_{\Delta P}$ — коэффициенты распределения рассредоточенных n нагрузок по линии длиной l (коэффициенты неравномерности нагрузок); r_0 , x_0 — активное и реактивное сопротивления единицы длины сети; φ — сдвиг фаз тока и напряжения, связанный с наличием в сети активных и реактивных элементов нагрузки. Значения коэффициентов $k_{\Delta U}$, $k_{\Delta P}$ при разном числе рассредоточенных нагрузок в магистральных линиях электропередачи приведены в табл. 11.4.

Наибольшие потери напряжения ΔU и активной мощности ΔP характерны для наиболее нагруженных сетей, если они имеют провода или кабели с недостаточным сечением проводников.

Существует значение плотности тока, при котором передача электроэнергии по линии с определенным сечением проводника наиболее экономически выгодна. При этом значении достигается компромисс по выбору сечения проводников между стоимостью потерь электроэнергии и капитальными затратами на провода и кабели сети, а дисконтированные затраты на передачу электрической энергии минимальны. Такое значение называют экономической плотностью тока. По ее нормативному значению можно определить экономически оправданное сечение проводников без проведения сложных вычислений.

По Правилам устройства электроустановок [7] экономическое сечение проводов следует определять в зависимости от экономической плотности тока следующим образом:

$$s = I_{\max} / J_{\text{ЭК}}, \quad (11.16)$$

где I_{\max} — расчетная сила тока, А, при максимальной нагрузке энергосистемы; $J_{\text{ЭК}}$ — нормированное значение экономической плотности тока, А/мм², для заданных условий работы, выбирается по табл. 11.5. Значение $J_{\text{ЭК}}$ зависит от материала проводника и времени работы системы с максимальной нагрузкой.

Значения сечений проводов, выбранные по экономической плотности тока, проверяют по нагреву проводников, по допустимой потере напряжения, по механической прочности.

В табл. 11.6 представлены значения сопротивлений линий электропередачи длиной 1 км при разных сечениях жил и материала проводников. Используя приведенные данные, можно вычислить годовые потери электро-

11.4. Направления повышения эффективности использования электрической энергии

Т а б л и ц а 11.5

Экономическая плотность тока [7]

Проводники	Экономическая плотность тока, А/мм ² , при числе часов использования максимума нагрузки в год		
	более 1000 до 3000	более 3000 до 5000	более 5000
Неизолированные провода и шины:			
медные	2,5	2,1	1,8
алюминиевые	1,3	1,1	1,0
Кабели с бумажной и провода с резиновой и поливинилхло- ридной изоляцией с жилами:			
медными	3,0	2,5	2,0
алюминиевыми	1,6	1,4	1,2
Кабели с резиновой и пластмас- совой изоляцией с жилами:			
медными	3,5	3,1	2,7
алюминиевыми	1,9	1,7	1,6

Т а б л и ц а 11.6

Активные и реактивные сопротивления кабельных линий с жилами из меди и алюминия [8, табл. П.8]

Сечение жилы, мм ²	Активное сопротивление при 20 °С, Ом/км		Индуктивное сопротивление, Ом/км, кабеля напряжением, кВ			
	Медь	Алюминий	6	10	20	35
10	1,840	3,100	0,110	—	—	—
16	1,150	1,940	0,102	0,113	—	—
25	0,740	1,240	0,091	0,099	0,135	—
35	0,520	0,890	0,087	0,095	0,129	—
50	0,370	0,620	0,083	0,090	0,119	—
70	0,260	0,443	0,080	0,086	0,116	0,137
95	0,194	0,326	0,078	0,083	0,110	0,126
120	0,153	0,258	0,076	0,081	0,107	0,120
150	0,122	0,206	0,074	0,079	0,104	0,116
185	0,099	0,167	0,073	0,077	0,101	0,113
240	0,077	0,129	0,071	0,075	—	—
300	0,061	0,103	—	—	0,095	0,097
400	0,046	0,077	—	—	0,092	—

энергии в этих линиях $\Delta W_{\text{год}}$, кВт · ч/год, которые определяются в соответствии с выражением

$$\Delta W_{\text{год}} = I_{\text{ср}}^2 r_0 l T_{\text{год}}, \quad (11.17)$$

где $T_{\text{год}}$ — среднегодовое время работы электрической системы, ч/год; $I_{\text{ср}}$ — средний за год (8760 ч) ток, А, определяемый по формуле

$$I_{\text{ср}} = \frac{\sqrt{W_P^2 + W_Q^2}}{\sqrt{3} U_{\phi} \cdot 8760}, \quad (11.18)$$

где W_P — передаваемое в линии за год количество активной энергии; W_Q — то же реактивной.

Пример 11.1. На участке трехфазной кабельной линии с алюминиевыми жилами с напряжением $U = 6$ кВ при передаче средней мощности 1,0 МВт среднее значение $\cos \varphi_{\text{ср}} = 0,8$. Длина ЛЭП $l = 10$ км, кабель 3×70 (число жил — 3, площадь сечения одной жилы $s = 70$ мм²), нагрузка постоянная, время работы участка сети $T_{\text{год}} = 8000$ ч/год.

Найти годовые потери при передаче электроэнергии на участке сети.

Решение. Поскольку нагрузка постоянна, коэффициент неравномерности нагрузки равен единице. Удельное активное сопротивление жилы по табл. 11.5 составляет $r_0 = 0,420$ Ом/км. Вычислим годовые потери электроэнергии по формуле при средних за период параметрах:

$$\begin{aligned} \Delta W_{\text{год}} &= I_{\text{ср}}^2 r_0 l T_{\text{год}} = 3 \frac{P_{\text{ср}}^2}{U^2 \cos^2 \varphi_{\text{ср}}} r_0 l T_{\text{год}} = 3 \frac{(1,0 \cdot 10^6)^2}{(6 \cdot 10^3)^2 \cdot (0,8)^2} 0,443 \cdot 10 \cdot 8 \cdot 10^3 \\ &= \\ &= \frac{3 \cdot 0,443 \cdot 8}{36 \cdot 0,64} 10^{10} = 4,61 \cdot 10^9 \text{ Вт} \cdot \text{ч}. \end{aligned}$$

Годовые потери электроэнергии составляют $4,61 \cdot 10^6$ кВт · ч.

Уменьшения снижения напряжения и потерь мощности можно достичь не только путем выбора экономически целесообразного сечения жил, но и компенсируя индуктивную и емкостную составляющие реактивного тока и увеличивая коэффициент мощности.

Контроль коэффициента мощности важен для уменьшения потерь при передаче электрической энергии и снижения падения напряжения в подводящих линиях электропередачи [см. (11.13)—(11.15)]. С увеличением коэффициента мощности и при приближении значения $\cos \varphi$ к единице уменьшаются потери в линии электропередачи. При этом также снижается падение напряжения (11.14).

Увеличение коэффициента мощности достигается с помощью рациональной работы установленного на предприятии оборудования (правильный выбор электродвигателей, повышение загрузки технологических агрегатов

для использования их с большим коэффициентом мощности, применение синхронных двигателей и др.) или использования компенсаторов реактивной мощности.

Основными средствами компенсации реактивной мощности на промышленных предприятиях являются конденсаторные установки и высоковольтные синхронные двигатели. Конденсаторная установка состоит из единичного конденсатора или из батарей параллельно подключенных конденсаторов и относящегося к ним вспомогательного электрооборудования. Конденсаторные установки вырабатывают реактивный ток противоположного направления по сравнению с реактивным током индуктивных элементов сети и тем самым уменьшают потребляемую реактивную мощность. Для максимальной эффективности они должны подключаться как можно ближе к индуктивной нагрузке. На практике коэффициент мощности после компенсации находится в пределах 0,93—0,99.

Следует заметить, что при больших значениях компенсированной реактивной нагрузки из-за снижения падения напряжения в линии, передающей электроэнергию, после установки компенсирующих устройств может происходить повышение напряжения на приемной стороне.

В энергетических системах территориальных образований и промышленных объектов потери электрической энергии связаны не только с потерями в линиях электропередачи, но также и с потерями энергии в трансформаторах.

Уменьшение потерь в трансформаторах

Потери энергии в трансформаторах зависят от их времени их работы в рабочем или ином режиме, их нагрузки и от их технических характеристик.

Рабочим режимом (ходом) трансформатора называется режим, при котором в цепь его вторичной обмотки включаются нагрузка сопротивлением R . Режим холостого хода трансформатора называется режимом с разомкнутой вторичной обмоткой. Потери трансформатора на холостом ходу — это активная мощность, которая расходуется на создание магнитного потока и нагрев обмоток. Потери холостого хода показывают состояние обмоток трансформатора и магнитной системы. Режимом короткого замыкания называется режим, при котором вторичная обмотка трансформатора замкнута без нагрузки. В этом случае ток во вторичной обмотке максимален.

Потери активной энергии в трансформаторах определяются по формуле

Из файла старого

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{тр}} = \Delta P_{\text{х}} T_{\text{год}} + \Delta P_{\text{к}} \sum k_{\text{з.т}i}^2 T_{\text{раб}i}, \quad (11.19)$$

где $\Delta P_{\text{х}}$, $\Delta P_{\text{к}}$ — потери холостого хода и короткого замыкания трансформатора; $T_{\text{год}}$, $T_{\text{раб}i}$ — годовое время включения трансформатора и время работы с нагрузкой; $k_{\text{з.т}i} = S_{\text{р}i}/S_{\text{ном}}$ — коэффициент загрузки трансформатора; $S_{\text{р}i}$, $S_{\text{ном}}$ — фактическая и номинальная нагрузки трансформатора.

Таблица 11.7

Характеристики понижающих трансформаторов

Тип	Номинальная мощность, кВ · А	Вторичное напряжение, В	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	U_k , %	I_k , %
ТМ-40/10	40	0,4	0,175	0,88	4,5	3,0
ТМ-63/10	63	0,4	0,24	1,28	4,5	2,8
ТМ-100/10	100	0,4	0,33	1,97	4,5	2,6
ТМ-160/10	160	0,4	0,51	3,1	4,5	2,4
ТМ-250/10	250	0,4	0,74	4,2	4,5	2,3
ТМ-400/10	400	0,4	0,95	5,9	4,5	2,1
ТМ-630/10	630	0,4	1,31	8,5	5,5	2,0
ТМ-1000/10	1000	0,4	1,9	10,8	5,5	1,2
ТМ-1600/10	1600	0,4	2,65	16,5	6	1,0
ТМ-2500/10	2500	0,4	3,75	24	6	0,8
ТМ-4000/35	4000	6,3 (11)	5,6	33,5	7,5	0,9
ТМ-6300/110	6300	6,6 (11)	10	44	10,5	1,0
ТМ-10000/110	10 000	6,6 (11)	14	58	10,5	0,9
ТМ-16000/110	16 000	11,0	18	85	10,5	0,7
ТМ-25000/110	25 000	6,3 (10,5)	25	120	10,5	0,65
ТМ-40000/110	40 000	6,3 (10,5)	34	170	10,5	0,55
ТМ-63000/110	63 000	6,3 (10,5)	50,5	245	10,5	0,5
ТМ-80000/110	80 000	6,3 (10,5)	58	310	10,5	0,45
ТМ-1000/110	100 000	35	14	58	10,5	0,4

В табл. 11.7 приведены характеристики используемых трансформаторов, по которым могут быть оценены потери электроэнергии при их работе.

Пример 11.2. Трансформатор ТМ-10000/110 каждые сутки имеет нагрузку, соответствующую 80 % номинальной мощности в течение 8 ч и 40 % мощности в течение 16 ч. Режим работы остается постоянным в течение всего года. Определить годовые потери электроэнергии в трансформаторе.

Решение. Формула (11.19) для расчета потерь электроэнергии в трансформаторе будет иметь вид

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{тр}} = \Delta P_x T_{\text{год}} + \Delta P_k (k_{3,1}^2 T_{\text{раб}1} + k_{3,2}^2 T_{\text{раб}2}),$$

Значения ΔP_x , ΔP_k найдем по табл. 11.6: $\Delta P_x = 14$ кВт; $\Delta P_k = 58$ кВт.

Годовое время включения трансформатора $T_{\text{год}} = 8760$ ч, коэффициент загрузки трансформатора $k_{3,1} = 0,8$ в течение $T_{\text{раб}1} = 0,33 \cdot 8760 = 2920$ ч и $k_{3,2} = 0,4$ в течение $T_{\text{раб}2} = 0,66 \cdot 8760 = 5840$ ч.

Потери электроэнергии в трансформаторе составят:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{тр}} = 14 \cdot 8760 + (0,8^2 \cdot 2920 + 0,4^2 \cdot 5840)58 = 2,85 \cdot 10^5 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

При использовании трансформаторов рекомендуются следующие мероприятия по экономии электроэнергии:

отключение силовых трансформаторов с сезонной нагрузкой, что дает экономию благодаря отсутствию потерь холостого хода и повышает коэффициент мощности во внутривоздушных сетях электроснабжения;

замена перегруженных, установка и ввод в эксплуатацию дополнительных силовых трансформаторов на действующих подстанциях;

замена старых трансформаторов на новые трансформаторы более высоких классов энергетической эффективности (всего таких классов четыре [9]) с меньшими потерями холостого хода и короткого замыкания;

отключение слабозагруженных трансформаторов с передачей нагрузки на другие трансформаторы (если это не снижает категории надежности электроснабжения).

установка автоматической системы оптимизации загрузки трансформаторов на подстанциях.

Снижение потерь в электроприемниках потребителей

Электроприемники преобразуют электрическую энергию в механическую, тепловую, световую, химическую энергию, в энергию электростатических и электромагнитных полей. В зависимости от процесса преобразования энергии имеются: электродвигатели, электротермические установки, установки электроосвещения, электрохимические установки, установки электромагнитных и электростатических полей, электрофильтры, устройства искровой обработки, устройства контроля и испытания изделий (рентгеновские аппараты, установки ультразвука).

Для систем электроснабжения промышленных предприятий можно выделить следующие типы характерных приемников электрической энергии [10]:

силовые промышленные установки;

электрические осветительные установки;

преобразовательные установки;

электродвигатели производственных механизмов;

электротермические установки, включая сварочное оборудование.

К группе силовых общепромышленных установок относятся компрессоры, вентиляторы, насосы и подъемно-транспортные устройства. Указанный тип приемников в качестве привода использует электродвигатели.

Преобразовательные установки предназначены для питания двигателей машин и механизмов; электротермических установок, включая сварочное оборудование, внутривоздушного транспорта, электрофильтров и т.д.

Потребители электрической энергии представляют собой совокупность электроприемников. Среди приемников электрической энергии выделим самые распространенные в теплоэнергетике и теплотехнологиях, к ним можно отнести электроприводы машин и механизмов различного назначения, электротермические установки и осветительные устройства (см. рис. 11.6).

Энергосбережение в электроприводе

Важную роль в решении проблемы энергосбережения у потребителей энергии играет электропривод. Потребление электроэнергии двигателями в промышленности составляет от 30 до 40 % всей вырабатываемой в мире электроэнергии. Общий потенциал энергосбережения от оптимизации электропривода может достигать от 30 до 60 % [11].

Большая часть установленной мощности электродвигателей приходится на асинхронные двигатели (около 80 % всей потребляемой в промышленности электрической энергии) [12]. Далее будут рассмотрены трехфазные асинхронные двигатели с короткозамкнутым ротором, так как их применение в электроприводе наиболее распространено.

Потребляемая электродвигателем мощность расходуется полезно на совершение механической работы и на покрытие потерь, которые складываются из потерь в обмотках электродвигателя, в магнитопроводе и механических потерь. Потери в обмотках (потери в меди) обусловлены активным электрическим сопротивлением электрических цепей. Потери в магнитопроводе (потери в стали) имеют место по причине гистерезиса и вихревых токов, вызванных перемагничиванием стальных сердечников.

Полные потери мощности определяются, как разность между потребляемой электродвигателем из сети мощностью P_1 и мощностью на валу двигателя P_2 :

$$\Delta P_{\text{пот}} = P_1 - P_2. \quad (11.20)$$

Энергетический баланс двигателя по активной мощности можно представить в виде (в единицах мощности, Вт)

$$P_1 = P_2 + \Delta P_{\text{пот}} = P_2 + (\Delta P_{\text{эл}1} + \Delta P_{\text{эл}2} + \Delta P_{\text{маг}} + \Delta P_{\text{мех}}), \quad (11.21)$$

где P_1 — электрическая мощность, потребляемая из сети; P_2 — часть электрической энергии, преобразованная в механическую энергию вращения вала; $\Delta P_{\text{эл}1}$ и $\Delta P_{\text{эл}2}$ — электрические потери в обмотках статора и ротора; $\Delta P_{\text{маг}}$ — магнитные потери в магнитопроводе; $\Delta P_{\text{мех}}$ — механические потери.

Электрическая мощность, потребляемая из сети:

$$P_1 = 3U_{\phi} I_{1\phi} \cos \varphi, \quad (11.22)$$

U_{ϕ} — фазное напряжение, В; $I_{1\phi}$ — сила тока в обмотке статора, А; $\cos \varphi$ — коэффициент мощности.

Полезная мощность, Вт, на валу определяется частотой вращения (n , об/мин) и вращательным моментом (M , н · м) [13]:

$$P_2 = \frac{nM}{9,55}. \quad (11.23)$$

Электрические потери в обмотках статора и ротора:

$$\Delta P_{эл1} = 3I_{1\phi}^2 R_1; \quad (11.24)$$

$$\Delta P_{эл2} = 3I_2^2 R_2, \quad (11.25)$$

где R_1, R_2 — активные сопротивления обмоток статора и ротора соответственно; I_2 — сила тока в обмотке ротора.

Сила тока в обмотке статора определяется выражением

$$I_{1\phi} = \frac{P_2}{3U_{\phi}\pi \cos \varphi}. \quad (11.26)$$

Магнитные потери составляют от 1 до 3 %, а механические от 1 до 2 % потребляемой мощности.

Коэффициент полезного действия (КПД), характеризующий соотношение полезной и потребляемой мощности и относительную величину суммарных потерь, из уравнения баланса (11.21) можно представить в виде

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} = \frac{P_2}{P_2 + \Delta P_{пот}} = \frac{1}{1 + \Delta P_{пот}/P_2}. \quad (11.27)$$

Полные потери мощности зависят от полезной мощности на валу электродвигателя и его КПД:

$$\Delta P_{пот} = P_2 \frac{1 - \eta}{\eta}. \quad (11.28)$$

При этом полные потери активной мощности при работе двигателя в номинальном режиме определяются по паспортным данным двигателя (уравнение (11.28)) при номинальном КПД η_n .

Показателями энергоэффективности электрических двигателей являются:

— номинальный коэффициент полезного действия η_n , представляющий отношение полезной мощности на валу двигателя, выраженной в киловаттах ($P_{2н}$), к активной мощности ($P_{1н}$), потребляемой двигателем из сети, выраженной в киловаттах;

— номинальный коэффициент мощности $\cos \varphi_n$, представляющий отношение потребляемой активной мощности $P_{1н}$, выраженной в киловаттах,

к полной мощности $S = \sqrt{P_1^2 + Q_1^2}$ (Q_1 — реактивная мощность, квар), потребляемой из сети, выраженной в киловольтамперах.

В области разработки и производства электродвигателей с 01.06.2012 г. введен в действие национальный стандарт ГОСТ Р 54413—2011 [11], основанный на международном стандарте IEC 60034-30:2008. Стандарт не распространяется на двигатели, специально предназначенные для работы с преобразователями частоты, а также двигатели, конструктивно объединенные

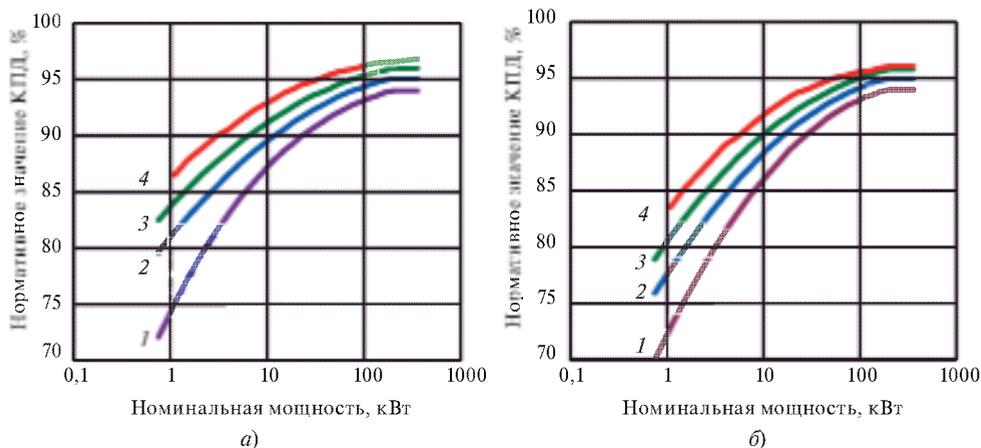


Рис. 11.9. Зависимости нормативных значений КПД от номинальной мощности для односкоростных трехфазных асинхронных электродвигателей с короткозамкнутым ротором: 1 — IE1; 2 — IE2; 3 — IE3; 4 — IE4; частота электропитания 50 Гц; число полюсов: а — 4; б — 6

с механизмом (насосы, вентиляторы, компрессоры), которые нельзя испытать отдельно от механизма.

Стандарт устанавливает четыре класса энергоэффективности двигателей: IE1 — нормальный (стандартный), IE2 — повышенный, IE3 — премиум, IE4 — суперпремиум. Класс энергоэффективности устанавливается по результатам испытаний двигателей и при условии, что номинальный КПД двигателя не ниже нормативных значений, соответствующих классу энергоэффективности ($\eta_n \geq \eta_{\text{норм}}$), приводимых в [11] с учетом количества полюсов двигателя и частоты электропитания. Для примера, на рис. 11.9 приведены графики зависимости нормативных значений КПД в зависимости от номинальной мощности для частоты электропитания 50 Гц и числа полюсов 4 (рис. 11.9, а) и 6 (рис. 11.9, б) для трехфазных асинхронных электродвигателей с короткозамкнутым ротором. С очевидностью прослеживается расслоение данных по классам энергоэффективности и закономерный рост КПД с увеличением номинальной мощности.

Пример 11.3. Сравнить полные потери активной мощности трехфазными четырехполюсными асинхронными электродвигателями одинаковой номинальной мощности $P_1 = 15$ кВт, имеющими классы энергоэффективности по [11] IE1 и IE4.

По таблицам, приводимым в [11], из условия ($\eta_n \geq \eta_{\text{норм}}$) определяем минимальные значения номинальных КПД. Они равны для класса IE1 88,7 %, для класса IE4 — 94 %.

Количественные расчеты проводим по уравнениям (11.20) и (11.28). Количественные оценки потоков энергии для электродвигателей классов энергоэффективности IE1 и IE4, имеющих одинаковую номинальную мощность $P_1 = 15$ кВт, приводятся на рис. 11.10. Видно, что повышение класса до уровня суперпремиум приводит к снижению потерь примерно в 2 раза.

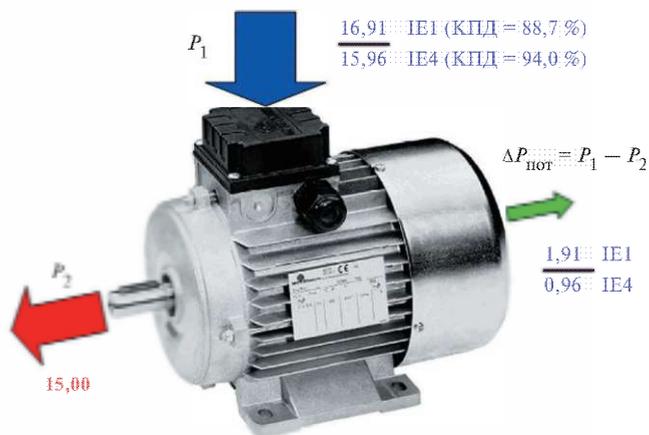


Рис. 11.10. Поток мощности к примеру 11.3

Согласно межгосударственному стандарту ГОСТ 31605—2012 [14] в зависимости от требований к уровню энергоэффективности трехфазные асинхронные двигатели подразделяют на двигатели с нормальным КПД и двигатели с повышенным КПД (энергосберегающие двигатели). Двигатели с нормальным КПД — это двигатели общепромышленного назначения, КПД которых соответствует уровню, достигнутому в производстве двигателей серии АИ. Суммарные потери мощности энергосберегающих двигателей с повышенным КПД не менее чем на 20 % меньше суммарных потерь мощности двигателей с нормальным КПД той же мощности и частоты вращения.

Исходя из того, что требования к двигателям на 50 Гц класса IE3 по классификации [11] устанавливаются из расчета уменьшенных на 15—20 % потерь по сравнению с повышенным классом энергоэффективности IE2, можно заключить, что для энергосберегающих двигателей (или, по [14], двигателей с повышенным КПД) класс энергоэффективности должен быть не менее IE3. Заметим, что для двигателей с нормальным КПД и энергосберегающих двигателей нормируется коэффициент мощности, нормативные значения которого приводятся в [14].

Эффективность эксплуатации электродвигателей определяется их механической нагрузкой. При превышении оптимальной загрузки двигателя снижаются его КПД и коэффициент мощности. При длительном превышении номинальной нагрузки обмотки двигателя разогреваются, и он может выйти из строя. При уменьшении нагрузки до 0,3 номинальной также снижается $\cos \varphi$ и возрастает доля потребляемой реактивной мощности, что приводит к увеличению общей потребляемой мощности.

Практически установлено, что если двигатель загружен менее чем на 30 % номинальной нагрузки, то желательна замена асинхронного двигателя на менее мощный по экономическим показателям [16]. В случае постоянной

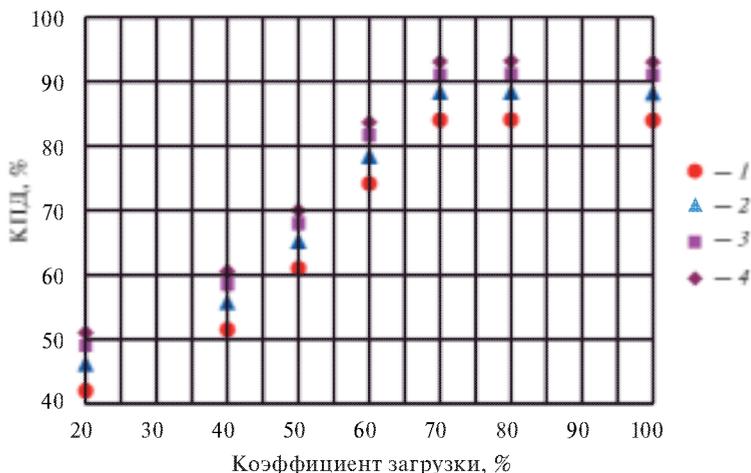


Рис. 11.11. Коэффициент полезного действия трехфазного асинхронного электродвигателя в зависимости от коэффициента загрузки и номинальной мощности (по данным [15]): синхронная частота вращения 1500 об/мин (четырёхполюсный двигатель); номинальная мощность, кВт: 1 — 5; 2 — 45; 3 — 90; 4 — 250

загрузки двигателя, составляющей 45—70 % номинальной нагрузки, требуется проверка целесообразности замены двигателя. Такие рекомендации обусловлены двумя обстоятельствами. По мере роста загрузки примерно до 70 % КПД двигателя растет и далее остается практически постоянным вплоть до достижения значений коэффициента загрузки, соответствующих работе двигателя в номинальном режиме (рис. 11.11). В то же время коэффициент мощности, достигая своего максимального значения при нагрузке примерно 75 %, мало изменяется вплоть до номинального значения. Следовательно, оптимальная (по максимуму КПД) нагрузка электродвигателя отвечает диапазону изменения коэффициента загрузки в диапазоне 70—100 %.

С позиций энергосбережения для электропривода машин и механизмов следует выбирать двигатели, в частности трехфазные асинхронные, имеющие повышенные показатели энергоэффективности, при этом нагрузка на валу выбранного двигателя должна соответствовать его номинальной полезной мощности и, следовательно, обеспечивать работу с максимальным КПД.

При эксплуатации электропривода с асинхронными электродвигателями возникает необходимость в регулировании частоты вращения ротора двигателя, причем это регулирование должно соответствовать закономерностям изменения момента сопротивления на валу двигателя со стороны механизма, которому передается вращение. Например, необходимо регулировать расход сжимаемой среды насосами, вентиляторами и компрессорами в теплотехнологических системах различного назначения, в частности в системах отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха и т.д. (см. гл. 10). В этих случаях изменение производительности и давления, создаваемого устройством

в соответствии с текущими потребностями, рассматривается как энергосберегающее мероприятие, экономящее расход электроэнергии. С этой позиции регулирование скорости электропривода полностью отвечает реализации задачи энергосбережения и повышения энергоэффективности.

Изменение частоты вращения асинхронных двигателей реализуется на практике в электроприводе, работающем в комплекте с устройством преобразования частоты и амплитуды питающего напряжения [17]. Подобный электропривод называется *частотно-регулируемым* (ЧРП). Причем, имея два канала регулирования по определенному закону частоты и амплитуды питания, можно плавно регулировать мощность и вращательный момент на валу двигателя в соответствии с требуемыми мощностью или моментом нагрузки исполнительного механизма.

Реализуемый в ЧРП закон регулирования может быть различным в зависимости от требований к моменту нагрузки на валу двигателя, связанных с особенностями технологического процесса, в котором применяется регулируемый привод. Например, для электропривода, в котором момент нагрузки изменяется пропорционально квадрату частоты ($M \sim f_1^2$), подводимое к двигателю напряжение также должно изменяться пропорционально квадрату частоты, т.е. $U_1 / f_1^2 = \text{const}$.

Подобный тип регулирования применим к нагнетательному оборудованию, широко применяемому в теплоэнергетике: вентиляторам, воздуходувкам, насосам, турбокомпрессорам. Пример влияния способа регулирования частоты вращения на производительность вентилятора и экономию электрической энергии приводится в гл. 10. Рассматривалось регулирование путем дросселирования потока или с помощью изменения частоты вращения вала вентилятора. При этом использование ЧРП позволяет достичь большей энергоэффективности энергопотребляющих объектов и получить заметный экономический эффект. Оценки показывают, что экономия электрической энергии при использовании ЧРП при переменной нагрузке насосов, вентиляторов и компрессоров может достигать 25—50 %.

Пример. 11.4. Электродвигатель мощностью 12 кВт используется для электропривода насоса с регулированием в одном случае дросселированием, а в другом — с помощью ЧРП. Общая нагрузка насоса составляет 50 %. Необходимо определить, насколько снизится требуемая мощность электродвигателя при использовании частотно-регулирующего привода.

Решение. Воспользуемся расчетными зависимостями, графически представленными на рис. 11.12. Для обеспечения 50%-ной расчетной нагрузки насоса при дросселировании требуется мощность электродвигателя 9 кВт, тогда как при использовании ЧРП — всего 1,6 кВт. Снижение потребляемой мощности равно 7,4 кВт.

При использовании частотно-регулирующего преобразователя (рис. 11.13) достигаются и другие технические преимущества: обеспечивается плавный разгон и торможение двигателя, ограничивается ток пуска на уровне номи-

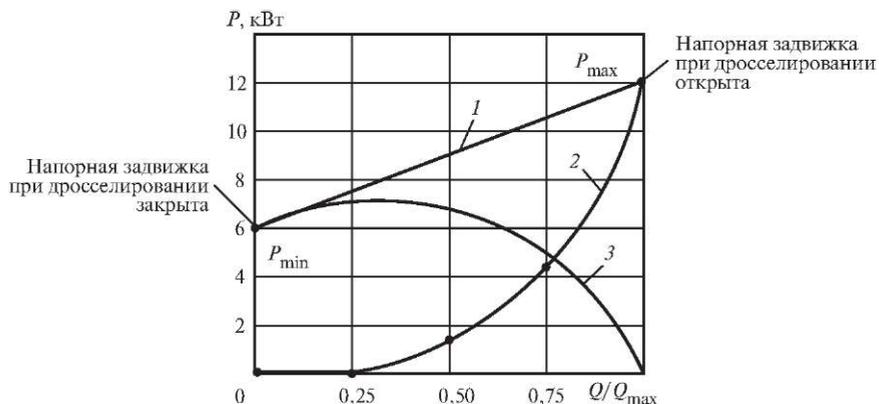


Рис. 11.12. Потребление мощности в зависимости от коэффициента загрузки двигателя при различных способах регулирования частоты вращения вала насосов: 1 — мощность, потребляемая при дросселировании; 2 — мощность, потребляемая при частотном регулировании; 3 — экономия потребляемой мощности

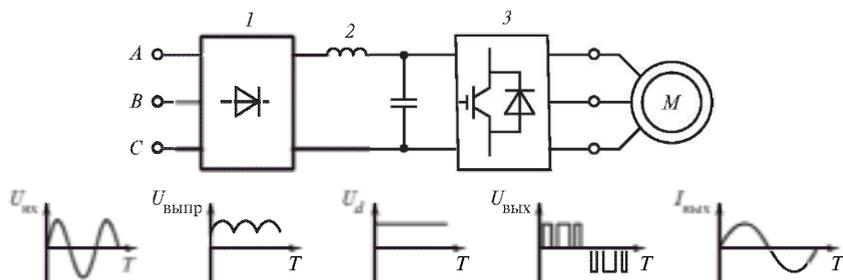


Рис. 11.13. Схема частотно-регулирующего преобразователя: 1 — выпрямитель; 2 — звено постоянного тока с LC-фильтром; 3 — автономный инвертор напряжения с широтно-импульсной модуляцией; M — асинхронный двигатель

нального в рабочих и аварийных режимах. Преобразователи обеспечивают защиту двигателя и самого преобразователя от короткого замыкания, обрыва и перекоса фаз на выходе, перегрева инвертора, недопустимого отклонения напряжения в сети.

Больше информации о структуре и типовых технических решениях частотно-регулируемых асинхронных электроприводов и электроприводов с другими принципами регулирования частоты вращения содержится, например, в [18].

Общие мероприятия по энергосбережению в установках, использующих электродвигатели:

- выбор электродвигателя повышенного класса энергоэффективности;
- нагрузка двигателя должна обеспечивать оптимальные значения КПД и коэффициента мощности;

- обеспечение плавного пуска и торможения двигателя, в особенности при работе электропривода в повторно-кратковременном режиме (режим S3);
- компенсация реактивной мощности и снижение потребления полной мощности из сети;
- соответствие момента двигателя моменту сопротивления исполнительного механизма;
- при переменных нагрузках работа электродвигателя в комплекте с устройством ЧРП, реализующего закон регулирования в соответствии с характером изменения момента сопротивления привода от частоты вращения;
- снижение механических потерь в электродвигателях, например, за счет снижения потерь в подшипниках.

Энергосбережение в электротермическом оборудовании

Одной из наиболее распространенных групп электротехнологического оборудования общепромышленного назначения является группа электротермического оборудования.

Электротермическое оборудование (ЭТО) — это оборудование, предназначенное для технологического процесса тепловой обработки с использованием электроэнергии в качестве основного энергоносителя [19].

Понятие «электротермические установки» характеризует электротермическое оборудование в комплексе с элементами сооружений, приспособлениями и коммуникациями (электрическими, газовыми, водяными, транспортными и др.), обеспечивающими его нормальное функционирование [19].

Электротермические установки применяются в промышленности для термообработки металлов под пластическую деформацию, закалку; для плавления, нагрева диэлектриков; для обогрева помещений различного технологического назначения; в быту (бытовые нагревательные приборы).

Согласно классификации электротермического оборудования, приводимой, например, в [19], по методу нагрева обрабатываемого материала ЭТО подразделяется на оборудование сопротивления, дуговое, индукционное, сварочное, диэлектрическое, электронно-дуговое, ионное, лазерное, плазменное и др.

Электронно-лучевой нагрев осуществляется путем бомбардировки нагреваемого тела в вакууме потоком электронов, эмитируемых катодом. **В ионном оборудовании** происходит выделение теплоты в нагреваемом теле потоком ионов, образованным электрическим разрядом в вакууме. **При плазменном способе** нагрева происходит выделение теплоты, основанное на нагреве газа за счет пропускания его через дуговой разряд или высокочастотное электромагнитное или электрическое поле.

В ЭТО сопротивления [19] происходит выделение теплоты в твердых или жидких телах, включенных непосредственно в электрическую цепь, при протекании по ним электрического тока. Преобразование электрической энер-

гии в тепловую основано на законе Джоуля—Ленца. Полезный эффект — теплота, количество которой (при постоянстве тока и сопротивления) равно

$$Q = P_1 \tau = I^2 R \tau, \quad (11.29)$$

где P_1 — активная электрическая мощность, потребляемая из сети; τ — время нагрева. Нагрев материала осуществляется как непосредственно, так и косвенно в нагревательных камерах электрических печей сопротивления. Наибольший эффект выделения теплоты в резистивных нагревательных элементах достигается при использовании материалов нагревателей с высоким удельным электрическим сопротивлением. КПД электрической печи зависит от тепловых потерь печью, методы повышения КПД путем снижения потерь рассмотрены в предыдущих главах.

Большинство печей сопротивления выполняют на напряжение питающей сети, такие печи подключаются к сети без специальных трансформаторов. Регулировочные трансформаторы и автотрансформаторы применяются для питания соляных ванн и установок прямого нагрева, а также для печей сопротивления с вольфрамовыми, графитовыми и молибденовыми нагревателями.

В дуговом оборудовании происходит выделение теплоты в электрической дуге. Материал нагревается за счет теплоты, поступающей в него из опорных пятен дуги, а также вследствие теплообмена с дугой и электродами.

Основной тип дуговых установок прямого действия — дуговые сталеплавильные печи. Печи прямого действия работают на открытой дуге, горячей между электродами и металлом. Расход электроэнергии на нагрев 1 т материала, а также производительность печи зависят от технологических факторов и правильно выбранного электрического режима печи. Регулировать электрический режим можно, изменяя либо питающее напряжение, либо ток дуги и ее длину.

К основному электрооборудованию дуговых сталеплавильных печей относят: печь с электродами и ванной; понижающий трансформатор; реакторы; токоподвод от выводов вторичной стороны трансформаторов до электродов дуговой печи; коммутационную, измерительную и защитную аппаратуру. Несмотря на небольшую длину токоподводов, их активное и особенно индуктивное сопротивления являются определяющей составляющей общего сопротивления участков печной установки. Они оказывают существенное влияние на энергетические показатели работы печи: мощность, коэффициент мощности, КПД.

Коэффициент полезного действия дуговой сталеплавильной установки можно представить в виде произведения двух составляющих — теплового

КПД печи (η_T) и электрического КПД установки (η_3), каждый из которых зависит от тепловых (ΔP_T) и электрических потерь (ΔP_3):

$$\eta_y = \frac{P_d - \Delta P_T}{P_1} = \left(1 - \frac{\Delta P_T}{P_d}\right) \frac{P_d}{P_1} = \eta_T \eta_3; \quad (11.30)$$

$$\eta_3 = \frac{P_d}{P_1} = \frac{P_1 - \Delta P_3}{P_1} = 1 - \frac{\Delta P_3}{P_1}, \quad (11.31)$$

где P_1 — мощность, потребляемая от источника; P_d — мощность дуги (полезная мощность). Фактический удельный расход электрической энергии на выплавку 1 т стали будет зависеть от КПД установки:

$$w_\phi = \frac{P_1}{P_d - \Delta P_T} w_{уд} = \frac{1}{\eta_T \eta_3} w_{уд}, \quad (11.32)$$

где $w_{уд}$ — теоретический удельный расход электроэнергии на выплавку 1 т стали.

Дуговые плавильные печи являются одним из самых мощных электроприемников (мощность одной печи может достигать 100 МВт) [20], поэтому на предприятиях, использующих такие печи, часто решается задача выравнивания суточного графика нагрузки. Для создания более равномерного графика нагрузки на предприятии необходимо иметь две (или более) дуговые печи.

В индукционных установках теплота в электропроводном нагреваемом теле выделяется токами, индуцированными в нем переменным электромагнитным полем. В металлических заготовках, деталях или загрузке из металла, помещенных в переменное магнитное поле, возбуждается вихревое электрическое поле. Под действием ЭДС индукции в металлах протекают вихревые (замкнутые внутри тел) токи, под действием которых по закону Джоуля—Ленца выделяется теплота, разогревающая электропроводящие материалы.

Интенсивный индукционный нагрев возможен лишь в электромагнитных полях высокой напряженности и частоты, которые создают специальные устройства — индукторы. Индукторы питают от сети 50 Гц (установки промышленной частоты) или от индивидуальных источников питания — генераторов и преобразователей средней и высокой частоты.

Индукционные установки применяют для нагрева или расплава металлов. Индукционную установку для нагрева металла можно рассматривать как своего рода трансформатор, в котором первичная обмотка (индуктор) подключена к источнику переменного тока, а вторичной обмоткой служит само нагреваемое тело.

Важнейший параметр установок индукционного нагрева — частота. Для каждого процесса (поверхностная закалка, сквозной нагрев) существует оптимальный диапазон частот, обеспечивающий наилучшие технологические и экономические показатели. Для индукционного нагрева используют частоты: от промышленной (50 Гц) до 5 МГц.

Активная мощность, потребляемая индукционной плавильной установкой из сети (P_c), и полезная мощность, расходуемая на плавку металла ($P_{\text{пол}}$), связаны соотношением [21]

$$P_c = \frac{P_{\text{пол}}}{\eta_{\text{п.у}}} = \frac{P_{\text{пол}}}{\eta_{\text{т}}\eta_{\text{э}}\eta_{\text{и.п}}}, \quad (11.33)$$

где $\eta_{\text{п.у}}$ — КПД плавильной установки; $\eta_{\text{т}}$ — тепловой КПД печи; $\eta_{\text{э}}$ — электрический КПД печи; $\eta_{\text{и.п}}$ — КПД источника питания:

$$\eta_{\text{т}} = \frac{P_{\text{пол}}}{P_2} = \frac{P_2 - \Delta P_{\text{т}}}{P_2} = 1 - \frac{\Delta P_{\text{т}}}{P_2}; \quad (11.34)$$

$$\eta_{\text{э}} = \frac{P_2}{P_1} = \frac{P_1 - \Delta P_{\text{э}}}{P_1} = 1 - \frac{\Delta P_{\text{э}}}{P_1}. \quad (11.35)$$

Здесь $\Delta P_{\text{т}}$ — суммарные тепловые потери в установке; $\Delta P_{\text{э}}$ — суммарные электрические потери; P_1 — активная электрическая мощность, потребляемая от источника питания; P_2 — электрическая мощность, передаваемая садке в виде тепла. Электрические потери представляют резистивные потери в обмотке индуктора и в токопроводах, потери мощности в конденсаторной батарее компенсации реактивной мощности.

Из вышеприведенных зависимостей следует, что основные мероприятия по энергосбережению в индукционных установках связаны с уменьшением потерь теплоты и электрических резистивных потерь в индукторе и токопроводах, а также реактивных потерь в конденсаторной батарее и источнике питания. Резистивные потери можно уменьшить, например, охлаждением токопроводов и обмоток индуктора, так как сопротивление проводников растет с повышением температуры. На практике применяют водяное охлаждение обмоток индуктора.

Тепловые потери определяются конструктивными особенностями установок и, в первую очередь, теплоизоляционными свойствами футеровки печей и температурами рабочих поверхностей.

По данным, приводимым в [21], суммарные тепловые потери $\Delta P_{\text{т}}$ составляют 3—35 % полезной мощности печи, причем меньшая цифра относится к печам большей емкости. Термический (тепловой) КПД ($\eta_{\text{т}}$) индукционной тигельной печи обычно составляет 75—95 %. Электрический КПД индуктора составляет 50—60 % при плавке алюминия, 70—85 % при плавке чугуна и стали. КПД преобразователя ориентировочно можно принять $\eta_{\text{и.п}} \approx 0,92$. Потери в токопроводах ориентировочно можно принять равными примерно 5 % мощности источника.

Дуговые и индукционные печи являются потребителями реактивной мощности. Поддержание высоких значений коэффициента мощности — одно из важных мероприятий по экономии энергии на предприятиях, применяющих индукционные печи.

Экономия электроэнергии в осветительных установках

Суммарный расход электроэнергии на освещение составляет в Российской Федерации примерно 15 % общего потребления. Здесь имеется достаточно существенный потенциал для энергосбережения. Повышение эффективности осветительных установок может быть достигнуто за счет правильного выбора типов источников света, осветительных приборов, управления их работой и рационального светораспределения.

Снижения потребления электроэнергии на освещение можно добиться, соблюдая определенные правила и рекомендации при установке и использовании осветительных приборов:

при установке осветительных приборов необходимо максимально использовать естественный свет;

следует предусматривать своевременные мытье и очистку окон и светопрозрачных фонарей, что дает заметный эффект: потребление электроэнергии может быть уменьшено на 20—40 %;

при размещении осветительных приборов следует принимать во внимание, что сочетание общего и локализованного освещения позволяет в отдельных случаях экономить до 50 % электроэнергии;

необходимо выбирать осветительную арматуру с повышенной отражающей способностью и принимать меры для увеличения коэффициентов отражения поверхностей помещения. Например, увеличение коэффициента отражения стен и потолков на 20 % позволяет экономить до 15 % электроэнергии;

рекомендуется внедрять системы управления осветительными приборами, позволяющие уменьшать световой поток или полностью отключать светильники в зависимости от потребности в искусственном освещении (например, автоматизированные системы, гарантирующие выполнение общеизвестного требования «Уходя, гасите свет»).

Определяющая роль в обеспечении эффективности освещения принадлежит источнику света. В практике используются источники различных типов, которые в зависимости от природы преобразования электрической энергии в световую могут быть разделены на три группы:

1. Лампы накаливания: свет излучается проволокой, разогретой до высокой температуры в результате прохождения через нее электрического тока.
2. Газоразрядные лампы: свет возникает при электрическом разряде в газе.
3. Светодиоды: оптическое излучение образуется при пропускании электрического тока через полупроводник с электронно-дырочным переходом.

К параметрам, по которым определяется эффективность источников света, относятся светоотдача (отношение излучаемого источником светового потока к потребляемой им мощности) и срок службы. Примерные значения этих величин для различных типов источников света приведены в табл. 11.8.

Таблица 11.8

Показатели эффективности различных типов источников света

Тип источника света	Светоотдача, лм/Вт	Срок службы, тыс. ч
Лампы накаливания	7—30	1—4
Газоразрядные лампы	70—150	8—30
Светодиоды	150—200	30—100

Видно, что наименее эффективными источниками являются традиционные лампы накаливания, значительно уступающие по своим характеристикам газоразрядным лампам и светодиодам.

Лучшими показателями и по светоотдаче, и по сроку службы обладают светодиодные источники света. Именно этот тип источников развивается наиболее интенсивно в последние 20—30 лет и постепенно занимает доминирующее положение на рынке. Это объясняется не только высокими значениями рассмотренных параметров, но и рядом других преимуществ:

высокие механическая прочность и виброустойчивость благодаря отсутствию нити накаливания и иных чувствительных составляющих;

длительный срок службы (при достаточном охлаждении) — от 30 000 до 100 000 ч (при работе 8 ч в день — 34 года);

отсутствие существенного влияния количества циклов включения-выключения на срок службы светодиодов (в отличие от традиционных источников света — ламп накаливания и газоразрядных ламп);

отсутствие инерционности — включаются сразу на полную яркость, в то время как у ртутно-люминофорных (люминесцентных) ламп, более экономичных, чем лампы накаливания, время включения от 1 с до 1 мин, а яркость увеличивается от 30 до 100 % за 3—10 мин в зависимости от температуры окружающей среды;

безопасность — не требуются высокие напряжения, при достаточном охлаждении температура светодиода обычно не превышает 60 °С;

сохранение работоспособности в широком диапазоне температур окружающей среды. Однако если низкие и очень низкие (до -60 °С) температуры сказываются на характеристиках светодиодов незначительно, то высокие температуры, как и любым полупроводниковым приборам, светодиодам «противопоказаны»: резко падает световой поток, уменьшается срок службы;

экологичность — отсутствие ртути, фосфора и ультрафиолетового излучения в отличие от газоразрядных ламп.

Вместе с тем следует отметить, что при длительной работе может происходить «деградация» светодиода из-за диффузии и миграции легирующих примесей и постепенное падение яркости. Стоимость светодиодов остается относительно высокой, хотя прослеживается четкая тенденция к ее понижению.

При выборе источника света для конкретного случая помимо его эффективности принимаются во внимание и другие технические характеристики, как-то: спектр оптического излучения, отсутствие мерцания, возможность регулировки силы света и пр.

Снижение потерь при проведении технологических процессов

Главным направлением снижения потерь электроэнергии при проведении технологических процессов является **применение энергосберегающих технологий и более совершенного технологического оборудования**. Это направление имеет особую важность для энергоемких отраслей промышленности (металлургической, химической, машиностроения), для потребляющих большую мощность установок и оборудования (электротермических установок, электролизеров, подъемно-транспортного оборудования, сварочных аппаратов, оборудования станций зарядки аккумуляторных батарей и др.).

Так, при внедрении автогенной плавки медно-никелевого сырья в агрегате непрерывного действия расход электроэнергии снижается более чем в 2 раза. При производстве магния применение бездиафрагменных электролизеров позволяет уменьшить удельный расход электроэнергии на 8—10 % [1]. Замена ручной дуговой сварки на электроконтактную снижает расход электроэнергии в 2,0—2,6 раза. Замена сварки при постоянном токе на сварку при переменном токе позволяет снизить расход электроэнергии в 1,5 раза [20].

Применение более совершенного компрессорного, насосного и вентиляционного оборудования приводит к существенному снижению расхода электроэнергии на компрессорных станциях систем воздухообеспечения, в системах оборотного водоснабжения, тепловых сетях, системах отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха.

Другим важным направлением экономии электроэнергии является **повышение уровня эксплуатации и технологического обслуживания оборудования**. Оно связано с управлением режимами электропотребления, под которым подразумеваются такие меры, как устранение внеплановых простоев оборудования, нерациональных режимов его работы (использование односменной работы мощных энергопотребляющих установок).

Уменьшение затрат электроэнергии связано с эксплуатацией не только собственно электрооборудования, но и других видов технологического оборудования и инженерных сетей. Так, экономия электроэнергии напрямую зависит от правильного выбора режимов различных теплотехнологических процессов. Например, выбор оптимальных режимов сушки позволяет сократить ее длительность и таким образом снизить время работы электродвигателей вентиляторов, подающих сушильный агент.

Важное значение имеет поддержание в хорошем состоянии теплоизоляции электротермических установок, холодильных камер парокомпрессионных установок, т.е. тех установок, в которых выработка теплоты или холода связана с большими затратами электроэнергии.

При эксплуатации инженерных сетей следует обратить внимание на уменьшение утечек воды, воздуха, кислорода, технологических газов и жидкостей из-за плохого состояния трубопроводов, фланцевых соединений, запорной и регулирующей арматуры.

При очистке и защите внутренней поверхности трубопроводов от отложений существенно уменьшаются гидравлические потери при транспортировке теплоносителей, а следовательно, снижаются затраты электроэнергии на привод насосов. К такому же результату приводит применение запорной арматуры с меньшими гидравлическими сопротивлениями.

Экономия электроэнергии может обеспечить проведение мероприятий, связанных с экономией тепловой энергии. Так, технологические меры, которые позволяют экономить пар, приводят к экономии топлива на его выработку и в конечном итоге к уменьшению затрат электроэнергии на собственные нужды паровой котельной предприятия; использование предварительно изолированных труб в тепловых сетях, приводящее к снижению потерь теплоты, позволяет уменьшить затраты электроэнергии на перекачку теплоносителя и т.п.

Работа по эффективному использованию электроэнергии на предприятиях должна включать в себя следующие основные этапы: учет и контроль затрат электроэнергии и показателей ее качества; анализ эффективности использования электроэнергии на предприятии и нормирование электропотребления; разработку и внедрение мероприятий по улучшению использования и экономии электроэнергии.

Рациональное использование энергии потребителями способствует лучшим условиям ее выработки на электростанциях, передачи и распределения, а также обеспечивает уменьшение потерь у самих потребителей.

Контрольные вопросы

1. Как осуществляется электроснабжение городов и крупных потребителей электроэнергии?
2. Назовите основных потребителей электрической энергии.
3. Зачем и каким образом осуществляется преобразование электрической энергии?
4. Назовите условия появления активной и реактивной электрической энергии в электрической системе.
5. Почему появление реактивной мощности в электрической сети приводит к дополнительным потерям электроэнергии?
6. Какие параметры электрической энергии учитываются при оценке ее качества?
7. Как влияет характер нагрузки потребителя на качество электрической энергии?
8. Как качество электрической энергии связано с экономией энергии и ресурсов?
9. Как рассчитываются потери электроэнергии в трансформаторах?
10. Каким образом при производстве электроэнергии учитывается неравномерность суточных и сезонных графиков нагрузки?
11. Как влияет наличие реактивной составляющей электроэнергии на потери при электропередаче?
12. Как реализуется энергосбережение в системе электропривода?
13. Каким образом осуществляется энергосбережение при использовании насосов и вентиляторов?

14. Как рассчитываются потери электрической энергии в линиях электропередачи?
15. Как снижаются потери электроэнергии при переходе на более высокое напряжение в линиях электропередачи?
16. Как добиваются повышения энергоэффективности при передаче электрической энергии по проводам ЛЭП и кабелям?
17. Как сказываются показатели качества электрической энергии на работе отдельных групп электроприемников (электродвигателей, световых источников, электронного оборудования)?
18. Какие меры применяют для экономии электроэнергии в системах освещения?
19. Какие мероприятия проводят в целях экономии электроэнергии в технологических процессах?
20. Как экономия тепловой энергии связана с экономией электрической энергии?

Глава 12

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ МЕНЕДЖМЕНТ И ОСНОВЫ ЭНЕРГОАУДИТА

12.1. Общие положения

Для рационального использования энергии у ее потребителей требуется решение ряда задач, в число которых входит проведение их энергетического обследования, внедрение энергосберегающих мероприятий, предложенных энергоаудиторами и согласованными на предприятии, проведение работ по поддержанию и повышению достигнутых показателей в области энергетической эффективности. Указанные задачи решает энергетический менеджмент.

Энергетический менеджмент — это управление потреблением энергетических ресурсов, направленное на их рациональное использование. Он не всегда сводится к решению технических задач и внедрению новых технологий. Это еще и большая организационная работа, направленная на обучение персонала и его стимулирование экономить энергию, внедрение приборов учета энергоресурсов, обеспечение равномерной загрузки оборудования и т.д. Одним из направлений энергетического менеджмента является разработка и выполнение программ энергосбережения на объектах.

Важнейшей составляющей частью энергетического менеджмента является энергетическое обследование (энергоаудит) — всестороннее комплексное обследование потребителей энергоресурсов.

Энергетическое обследование — это сбор и обработка информации об использовании энергетических ресурсов в следующих целях: получение достоверной информации об объеме используемых энергетических ресурсов и о показателях энергетической эффективности; выявление возможностей энергосбережения и повышения энергетической эффективности. Полученные результаты должны быть отражены в энергетическом паспорте [1].

В настоящее время, когда энергетические обследования перестали быть обязательными для всех потребителей энергетических ресурсов, два родственных понятия — «энергоаудит» и «энергетическое обследование» по сути стали синонимами. В дальнейшем будем использовать более короткий термин — *энергоаудит*.

Энергетический аудит — осуществляемая по инициативе предприятия — потребителя ТЭР процедура контроля специализированными независимыми организациями (энергоаудиторами) соблюдения установленных норм расхода энергоресурсов, требований нормативных документов и действующего законодательства в сфере энергосбережения.

Энергоаудит можно рассматривать как техническое инспектирование производства и использования энергии на обследуемом объекте в целях определения возможной экономии энергии и выработки предложений для

ее достижения. Значение энергоаудита при практической реализации программ энергосбережения различного уровня растет, и эта тенденция будет сохраняться в ближайшем будущем.

Энергоаудит вправе осуществлять независимые и компетентные сторонние специалисты (энергоаудиторы), отвечающие требованиям, установленным законодательством Российской Федерации. Привлечение сторонних специалистов обусловлено тем, что они имеют требуемую квалификацию и, как правило, большой опыт проведения данных работ. Кроме того, работники обследуемого предприятия имеют другие должностные обязанности, связанные в первую очередь с бесперебойной и качественной организацией технологических процессов.

Специалисты, проводящие энергоаудит, должны обладать рядом профессиональных навыков: знанием наиболее распространенных технологий, принципов работы и схемных решений основного энергопотребляющего и энергогенерирующего оборудования (котлов, турбин, рекуперативных, регенеративных и смесительных теплообменных аппаратов, систем отопления, вентиляции и др.), умением проводить расчеты энергетических балансов предприятий и отдельных потребителей, а также при необходимости выполнять поверочные и конструктивные расчеты энергетического оборудования.

Энергоаудит логически является частью аудита хозяйственно-финансовой деятельности обследуемых предприятий. При этом решаются общие для них задачи, такие как анализ эффективности потребления ресурсов и себестоимости продукции, анализ затрат и регулирования себестоимости товаров и услуг. Для осуществления энергоаудита как хозяйственной, так и экономической деятельности необходима нормативная база, включающая в себя как нормативно-правовую, так и нормативно-техническую составляющую. Обе составляющие должны иметь несколько уровней: федеральный, региональный, уровень потребителя ТЭР. Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности...» [1] является главным из нормативно-правовых актов для энергоаудита. Статья 4 закона посвящена энергоаудиту. После принятия этого закона энергосбережение и энергоаудит перешли из разряда случайных, отрывочных инициативных мероприятий, проводимых отдельными работниками и организациями, в разряд стабильной работы, носящей контролируемый и системный характер.

Правила проведения энергетического аудита содержит Приказ Министерства экономического развития РФ от 25 мая 2020 г. № 310 «Об утверждении требований к проведению энергетического обследования, результатам энергетического обследования (энергетическому паспорту и отчету о проведении энергетического обследования)» [2].

12.2. Объекты, цели и виды энергоаудита

Объектами энергетического аудита могут являться здания, строения, сооружения, энергопотребляющее оборудование, объекты электроэнергетики, источники тепловой энергии, системы централизованного теплоснабжения, централизованные системы холодного водоснабжения и (или) водоотведения, иные объекты системы коммунальной инфраструктуры и технологических процессов.

Энергоаудит является составной частью процесса энергосбережения. Место энергоаудита в длинной цепочке достижения реального энергосберегающего эффекта схематически показано на рис. 12.1.



Рис. 12.1. Схема реализации энергосберегающих мероприятий

Основными целями энергоаудита являются:

- 1) получение объективных данных об объеме используемых энергетических ресурсов;
- 2) определение показателей энергетической эффективности;
- 3) определение потенциала энергосбережения и повышения энергетической эффективности;
- 4) разработка перечня мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности и проведение их стоимостной оценки.

Степень решения поставленных задач и объем необходимой для этого информации зависят от уровня проводимого энергоаудита.

Выделяют два вида энергоаудита промышленных предприятий: экспресс-обследование и углубленное обследование (собственно энергоаудит). Последнее подразумевает, как правило, и составление энергетического паспорта предприятия.

Целью **экспресс-обследования** является получение исходной статистической отчетной информации о предприятии, его технологиях, энергетическом хозяйстве, энергопотребляющих системах и установках в том объеме, который позволит сделать доказательный вывод о наличии и значении потенциала энергосбережения, о возможностях снижения финансовых затрат на энергоносители, наметить основные направления энергосбережения на предприятии.

Ознакомительный этап экспресс-обследования включает в себя ознакомление с предприятием (структура и генплан предприятия, принципиальные схемы энергоснабжения, технологии, системы учета энергоресурсов, визуальный осмотр состояния систем энергоснабжения и технологических установок). По итогам этого этапа энергоаудиторам становятся известны первоначальные сведения о предприятии и его энергохозяйстве, доля затрат на энергоресурсы в финансовых затратах предприятия.

Последняя информация позволяет уже на этом этапе оценить, есть ли необходимость проведения энергоаудита и какого уровня он должен быть. Если доля финансовых затрат на энергоресурсы в общих затратах предприятия ниже 10 %, то экспресс-анализ энергопотребления предприятием достаточен для дальнейшей работы. При увеличении доли затрат на энергоресурсы до 15 % целесообразно проводить не только экспресс-обследование, но и углубленный энергоаудит, поскольку практика показывает, что по результатам такого обследования можно добиться значительного снижения затрат на энергоресурсы. При доле затрат более 15 % проводить энергоаудит необходимо, поскольку предполагаемая финансовая выгода от его результатов очевидна.

Для успешного решения задач экспресс-обследования промышленного предприятия необходима следующая информация:

- о номенклатуре выпускаемой и прогнозируемой к выпуску основной и вспомогательной продукции и помесечных ее объемах;
- о тарифах и финансовых платежах за энергоресурсы, а также их динамике за последние два-три года;

- о договорах с энергоснабжающими организациями;
- о месячном потреблении всех видов энергоресурсов в целом по предприятию и по отдельным цехам (производствам);
- о собственных источниках энергии (котельные, ТЭЦ и т.п.), о системах паро- и теплоснабжения, сбора и возврата конденсата;
- о наиболее значимом топливно-, тепло-, электропотребляющем оборудовании (производительность, используемые энергоносители, их параметры, эксплуатационные данные и др.);
- об установках по трансформации энергоресурсов (трансформаторы, редуциционно-охладительные и редуциционные установки, тепловые насосы и т.п.);
- о системах учета и контроля за получением и потреблением ТЭР;
- о системах воздухо-, холодо-, водоснабжения и водоотведения;
- о перспективных программах энергосбережения, разработанных работниками предприятия и скоординированных с планами модернизации и развития предприятия.

Как правило, сбор отчетных данных следует проводить за последние 1,5—2,0 года. При сборе данных энергоаудиторы используют разработанные ими опросные листы. За достоверность предоставляемых энергоаудиторам данных несет ответственность руководство предприятия.

Вся информация, полученная из документов, является исходным материалом для анализа эффективности энергоиспользования применительно к отдельному объекту или предприятию в целом. Конкретные методы анализа энергоэффективности зависят от вида оборудования и исследуемого процесса, типа и отраслевой принадлежности предприятия.

Анализ полученной информации позволяет выявить наиболее значимые энергоносители, а также технологии, потребителей энергии и системы производства и распределения энергоносителей, в которых имеют место наибольшие непроизводительные затраты энергии. При этом фактическое удельное энергопотребление по отдельным видам энергоресурсов и объектам вычисляется как отношение энергопотребления к объему выпускаемой продукции.

Посредством сравнения фактического удельного энергопотребления с базовыми значениями делается вывод об эффективности использования энергии по каждому объекту. Базовые значения могут быть основаны на отраслевых нормах, предыдущих показателях данного предприятия или родственных зарубежных и отечественных предприятий, физическом моделировании процессов или экспертных оценках.

Результаты экспресс-аудита позволяют предприятию получить наглядную фактическую картину энергообеспечения производства, экспертную оценку потенциала энергосбережения и основные направления его использования.

Углубленный энергоаудит предполагает более точную оценку потенциала энергосбережения, разработку не только направлений, но и технических решений по рациональному использованию ресурсов и энергосбереже-

нию, создание предпосылок для подготовки комплексного долговременного плана реализации мероприятий по энергосбережению на предприятии.

На начальном этапе углубленный энергоаудит включает в себя все работы, рассмотренные выше для экспресс-обследования. В качестве исходной информации, которую обязаны предоставить сотрудники предприятия, служат расширенные сведения:

- о выпуске основной и дополнительной продукции предприятием;
- о наличии энергетического паспорта предприятия (подробнее об энергетическом паспорте предприятия см. §12.3);
- о наличии проведенных ранее организационно-технических мероприятий по экономии энергоресурсов;
- об удельных расходах ТЭР на выпуск продукции;
- об энергопотреблении, тарифах и финансовых затратах на энергоресурсы (электроэнергия, тепловая энергия, топливо, вода, сжатый воздух и другие газы, холод);
- об учете потребления энергоресурсов;
- об источниках энергоснабжения (газорегуляторный пункт, тепловой пункт, ТЭЦ, котельная, компрессорные и холодильные установки) и параметрах энергоносителей;
- о коммуникациях предприятия;
- о системах отопления зданий, сооружений;
- о системах горячего и холодного водоснабжения, о количестве душевых сеток и водоразборных кранов;
- о системе приточно-вытяжной вентиляции;
- о технологическом теплопотребляющем, топливопотребляющем оборудовании;
- об источниках ВЭР;
- о системе сбора и возврата конденсата;
- о холодильном, компрессорном оборудовании;
- об установленной мощности потребителей электроэнергии по направлениям использования;
- о системе освещения, электроприемниках зданий, сооружений и т.п.

Для восполнения отсутствующей информации, которая необходима для оценки эффективности энергоиспользования, но не может быть получена из документов или вызывает сомнение в достоверности, в рамках углубленного энергоаудита проводится инструментальное обследование (инструментальный аудит). Под *инструментальным аудитом* (ИА) понимают обследование объекта или его частей, выполняемое квалифицированными (подготовленными, имеющими лицензию на право проведения энергетических обследований) независимыми специалистами с помощью сертифицированных и поверенных инструментов (средств измерений, как правило автономных), которое имеет целью получение достоверной информации о потреблении ресурсов, параметрах состояния оборудования и коммуникаций объекта, объемах и качестве вырабатываемых продуктов, степени использования отходов.

В зависимости от поставленных задач, специфики объекта, выделенных финансовых средств выбираются подходы к выполнению ИА. Если ставится задача короткого разового инструментального обследования, то при этом обычно используются статические модели процессов и выполняются, как правило, однократные прямые или косвенные измерения. Такой метод ИА иногда называют диагностикой в отличие от мониторинга, в котором используются уже динамические модели объектов и требуется определить изменение исследуемых величин в течение достаточно длительного времени (например, в течение недели).

В число задач, решаемых с помощью ИА, входят:

определение количественных значений и качества потребляемых ресурсов (в частности, энергоносителей, воды и др.);

диагностика и мониторинг параметров состояния оборудования объекта промышленного предприятия или ЖКХ;

определение количественных значений и качества вырабатываемых продуктов (в частности, таких, которые могут выступать в роли вторичных ресурсов) и оценка количества и степени (качества) утилизации отходов.

В процессе ИА промышленных предприятий и отдельных его объектов часто возникает необходимость выполнения: статических (однократных) и динамических (длительная регистрация) контактных и бесконтактных измерений температуры; измерений расхода жидкости, влажности, скорости воздушного потока, давления, освещенности как внутри помещений, так и снаружи; анализа состава газов для оценки процессов горения, КПД котла и определения удельных норм расхода топлива на выработку 1 Гкал теплоты и т.п. Для этого обычно используют следующие измерительные приборы:

измеритель качества электроэнергии;

ультразвуковой расходомер жидкости;

портативный газоанализатор, определяющий содержание кислорода (O_2), оксида углерода (СО), температуру продуктов сгорания;

бесконтактный инфракрасный термометр (пирометр) с диапазоном измерения от 0 до 600 °С;

набор термометров с различными датчиками: воздушными, погружными (жидкостными), поверхностными;

люксметр;

анемометры различных типов;

измерители влажности;

тепловизор;

лазерный дальномер.

Нередко используются также и другие приборы, такие как датчики плотности теплового потока, течеискатели и др. Применяется также оборудование, позволяющее записывать сигналы датчиков в течение определенного промежутка времени.

Однократные измерения — наиболее простой вид измерений, при котором исследуется энергоэффективность отдельного объекта при работе в определенном режиме. Примером могут служить измерения, проводимые для определения КПД котлов и ГТУ, при обследовании насосов, вентиляторов, компрессоров и др. Для однократных измерений достаточен минимальный набор измерительных приборов, оснащение которых записывающими устройствами не обязательно.

В задачу длительных измерений могут входить: регистрация часовых, суточных, недельных графиков нагрузки одно- и трехфазных электрических сетей (активной и реактивной мощностей и энергии); оценка основных показателей качества электроэнергии; регистрация пусковых параметров электропривода и частоты вращения электродвигателя, графиков нагрузок, симметрии нагрузки фаз; проверка параметров электрической изоляции и заземления; многоканальная регистрация суточных и недельных графиков температуры, влажности, расхода жидкости и газов; оценка состояния теплотрасс; поиск дефектов, мест утечек на них; определение качества их изоляции и пр.

Выполнение ИА проходит в общем случае в несколько этапов: анализ задач обследования; выбор измерительного и компьютерного оборудования по функциональным возможностям, метрологическим и эксплуатационным характеристикам; формирование коллектива специалистов инструментального аудита (или подготовка собственной бригады); подготовка экспериментов; выполнение экспериментов; обработка и представление результатов.

Для достижения целей углубленного энергоаудита следует дать количественную и качественную оценки фактического использования всех видов энергоресурсов и расчетным путем определить расчетно-нормативное потребление энергоресурсов.

Собранная информация позволяет составить схему энергообеспечения и энергопотребления предприятия, в которой отражаются не только собственные расходы энергии предприятием, но и наличие сторонних потребителей, как находящихся, так и не находящихся на территории предприятия.

Для оценки фактического состояния энергоиспользования, выявления причин и значений потерь энергоресурсов, определения рационального потребления энергоресурсов в производственных процессах и установках составляют энергобаланс промышленного предприятия.

В табл. 12.1 приведен пример баланса компрессорной станции по природному газу, потребляемому на собственные нужды в системе транспортировки газа.

Оперируя в дальнейшем годовым и помесечным фактическим энергопотреблением, устанавливают значимость каждого энергоносителя для предприятия в целом и отдельных его объектов (цехов, технологий).

Как и на этапе экспресс-обследования, разбиение энергетического баланса предприятия по направлениям использования (технология, отопление, вентиляция, горячее водоснабжение, общезаводские затраты и пр.) позволяет в дальнейшем провести более глубокий анализ эффективности использования энергоресурсов по каждому направлению. Полезным оказы-

Таблица 12.1

**Годовой баланс по природному газу, потребляемому на компрессорной станции
в системе транспортировки газа**

Показатель	Значение, 10 ³ м ³
Приход (всего)	295 200,645
Расход (всего)	295 200,645
В том числе:	
на технологические нужды основного производства	217 759,936
на технологические потери	77 440,709

вается разбиение по направлениям использования каждого энергоносителя. Помесячные балансы показывают сезонные колебания в потреблении энергии, что помогает отделить потребление теплоты на отопление от технологического потребления и прочих общих затрат предприятия.

Углубленный энергоаудит характеризуется тем, что не только устанавливается фактическое энергопотребление, но и проводится расчетная оценка необходимого энергопотребления с учетом нормированных потерь энергии по всей технологической цепочке предприятия. Последнее позволяет установить значение сверхнормативных потерь, их причины и наметить мероприятия по их уменьшению. Для решения такой задачи составляют энергобалансы по котельно-печному топливу, тепловой и электрической энергии. Особенности составления таких балансов рассмотрены ниже.

Второй характерной особенностью углубленного энергоаудита является подробное рассмотрение и анализ отдельных систем производства и распределения энергоносителей (систем пароснабжения, теплоснабжения, сбора и возврата конденсата, системы производства и распределения сжатых газов, холода и т.п.).

Третьей характерной особенностью углубленного энергоаудита является разработка не только направлений энергосбережения, но и технических решений по их реализации.

Энергосберегающие мероприятия (рекомендации) разрабатываются в основном на базе типовых методов энергосбережения к объектам с наименее эффективным использованием энергоресурсов.

При разработке и изложении рекомендаций кратко указывают существующее положение, определяют техническую суть предлагаемого усовершенствования и принцип получения экономии, рассчитывают потенциальную годовую экономию в физическом и денежном выражениях, оценивают общий экономический эффект предлагаемой рекомендации.

В табл. 12.2 приведены примеры энергосберегающих мероприятий, рекомендованных к внедрению на компрессорной станции, входящей в систему транспортировки природного газа.

Таблица 12.2

Примеры энергосберегающих мероприятий, рекомендованных к внедрению на компрессорной станции

Вид энергоресурса	Мероприятие, объект внедрения	Годовая экономия топливно-энергетических ресурсов		Срок окупаемости, годы	Примечание
		в натуральном выражении, кВт·ч/год	в стоимостном выражении, тыс. руб.		
Природный газ	Установка детандер-генераторного агрегата на линии топливного газа КС для создания электрогенерирующей мощности в целях обеспечения части собственных нужд КС	$4950 \cdot 10^3$	5720	5,5	При расчете срока окупаемости использованы данные ОАО «КПЗ»
		$29\,600 \cdot 10^3$	34400	2,5	При расчете срока окупаемости использованы данные ОАО «КПЗ»
		$50\,400 \cdot 10^3$	58232	3,5	—
Электроэнергия	Сбор пускового газа ГПА по схеме, предложенной ВНИИгазом	161,23	195	5	—
		$201 \cdot 10^3$	232	8 мес	Без учета стоимости монтажных работ

Для оценки экономического эффекта достаточно использовать простой срок окупаемости. При наличии дополнительного финансирования энерго-сберегающего проекта допускается применение более сложных методов оценки экономической эффективности проектов [3].

12.3. Энергетический паспорт потребителя ТЭР. Декларация о потреблении энергетических ресурсов

По результатам энергетического обследования составляется документ, отражающий результаты проведенных работ — **энергетический паспорт потребителя топливно-энергетических ресурсов**. Он должен содержать информацию:

- об оснащенности потребителя приборами учета используемых энергетических ресурсов;

- об объеме используемых энергетических ресурсов и о его изменении;

- о показателях энергетической эффективности;

- о величине потерь переданных энергетических ресурсов (для организаций, осуществляющих передачу энергетических ресурсов);

- о потенциале энергосбережения, в том числе об оценке возможной экономии энергетических ресурсов в натуральном выражении;

- о перечне мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности и их стоимостной оценке.

Формы энергетического паспорта и требования к нему приведены в [2].

Всего в энергетический паспорт входит более 30 табличных форм, в числе которых:

- сведения по выбросам СО-эквивалента при использовании энергетических ресурсов;

- сведения об использовании альтернативных (местных) топлив и возобновляемых источников энергии;

- сведения о мероприятиях по энергосбережению и повышению энергетической эффективности;

- сведения о должностных лицах, ответственных за обеспечение мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности.

Часть табличных форм заполняется только для различных частных объектов: для электростанций, котельных, для газотранспортных организаций.

Помимо энергетического паспорта по итогам энергетического аудита составляется отчет о его проведении, в котором указаны результаты энергоаудита. Отчет разрабатывается и заполняется на основании обработанных и проанализированных сведений, полученных по результатам сбора информации об объекте энергетического обследования, его визуального осмотра и инструментального обследования. Отчет показывает, каким образом получены сведения, заложенные в энергетический паспорт. Кроме табличных форм он содержит текстовый и графический материал и дает общую картину состояния энергетического хозяйства на предприятии и уровне его энергетической эффективности. Он должен содержать данные о потенциале

энергосбережения и оценку экономии энергетических ресурсов, которая может быть получена при реализации энергосберегающих мероприятий.

Заполненный паспорт должен пройти проверку в саморегулируемой организации энергоаудиторов (СРО). Далее он направляется заказчику работ по проведению энергетических обследований. Энергоаудиторская организация, проводившая энергетическое обследование, и саморегулируемая организация в области энергетического обследования, членом которой она является, несут солидарную ответственность перед лицом, заказавшим проведение энергетического обследования, за убытки, причиненные вследствие недостатков оказанных услуг по энергетическому обследованию.

Ранее государственные и муниципальные учреждения были обязаны заполнять энергетические паспорта. В настоящее время общая энергетическая паспортизация для них была заменена на декларирование потребления энергетических ресурсов. Согласно закону от 23.11.2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении...» [1], органы государственной власти, органы местного самоуправления, государственные и муниципальные учреждения обязаны ежегодно представлять в уполномоченный федеральный орган исполнительной власти декларации о потреблении энергетических ресурсов. Этим исполнительным органом в настоящее время назначено Министерство экономического развития РФ.

Помимо энергетического паспорта промышленных предприятий существует также энергетический паспорт зданий. *Энергетический паспорт здания* — документ, содержащий геометрические, энергетические и теплотехнические характеристики как существующих зданий, так и проектов зданий и их ограждающих конструкций и устанавливающий их соответствие требованиям нормативных документов [4].

Энергетический паспорт здания содержит следующие данные и выводы:

- тип и функциональное назначение здания или сооружения;
- планировочные параметры объекта;
- расчет параметров энергетического паспорта с учетом расчетных условий микроклимата и климата местности;
- энергетические и теплотехнические нормативные и расчетные показатели;
- результаты энергообследования: данные измерений потребления энерго-ресурсов и результаты определения фактических параметров теплозащиты здания;
- анализ полученных данных;
- определение категории энергетической эффективности здания;
- разработку рекомендаций по повышению уровня энергосбережения.

Энергетический паспорт оформляется в целях контроля за соблюдением эксплуатационными и строительными организациями предписаний и рекомендаций, направленных на повышение энергетической эффективности зданий. Для достижения этой задачи определяют расчетные годовой и удельный расходы используемых энергетических ресурсов с дальнейшим сравнением полученных результатов на их соответствие действующим строительным

нормам по тепловой защите и энергетической эффективности зданий. Количественные показатели эффективности тепловой защиты и энергетической эффективности зданий приводятся в гл. 5.

Согласно Градостроительному кодексу [5] при подаче заявления о выдаче разрешения на ввод объекта в эксплуатацию в число необходимых представляемых документов входит документ, подтверждающий соответствие параметров построенного, реконструированного объекта капитального строительства проектной документации, в том числе требованиям энергетической эффективности. Таким подтверждающим документом является энергетический паспорт здания по проектной документации. Требования к составу и содержанию энергетического паспорта проекта жилого и общественного здания изложены в стандарте Национального объединения проектировщиков СТО НОП 2.1—2014 [6].

Требования энергетической эффективности не распространяются на следующие здания, строения, сооружения:

культовые здания, строения, сооружения;

здания, строения, сооружения, которые в соответствии с законодательством Российской Федерации отнесены к объектам культурного наследия (памятникам истории и культуры);

временные постройки, срок службы которых составляет менее чем два года;

объекты индивидуального жилищного строительства, садовые дома;

строения, сооружения вспомогательного использования;

отдельно стоящие здания, строения, сооружения, общая площадь которых составляет менее чем пятьдесят квадратных метров.

Для многоквартирных домов (МКД) энергетический паспорт в настоящее время оформляется в обязательном порядке только в случае, если на общем собрании собственников помещений принято соответствующее решение. Как правило, добровольное энергетическое обследование дома и оформление энергетического паспорта проводится в рамках проведения мероприятий по повышению энергоэффективности МКД.

Декларация о потреблении энергетических ресурсов (энергетическая декларация) — это документ, содержащий информацию об объеме используемых органами государственной власти, органами местного самоуправления, государственными и муниципальными учреждениями энергетических ресурсов и об энергетической эффективности указанных органов и учреждений [7]. К государственным и муниципальным учреждениям могут относиться школы, больницы, учреждения культуры, предприятия и другие организации, если их учредители — государственные или муниципальные образования.

В отличие от энергетического паспорта, заполнение которого в настоящее время не является обязательным, энергетическая декларация является обязательным документом и заполняется ежегодно. Для заполнения энергетической декларации не обязательно привлекать энергоаудиторские компании. Она содержит существенно меньше информации и может быть запол-

нена силами сотрудников самого предприятия. Указания по составлению энергетической декларации приведены в [7].

Данные деклараций о потреблении энергетических ресурсов заносятся в государственную информационную систему «Энергоэффективность» и используются при составлении проектов бюджетов государственных и муниципальных учреждений.

12.4. Методология энергоаудита промышленного предприятия

Рассмотрим на примерах различных предприятий методологию проведения энергоаудита, анализа статистической отчетности, получаемую энергоаудиторами на этапе сбора информации применительно к промышленному предприятию в целом, отдельным системам и установкам предприятия.

12.4.1. Энергоаудит промышленного предприятия

Как было указано выше, энергоаудит предприятия целесообразно начинать с анализа статистической информации и опросных листов, заполненных его работниками. Анализ информации следует начинать с получения общих представлений об энергообеспечении и энергопотреблении предприятия (принципиальная схема энергообеспечения, топливно-энергетический баланс в натуральных и условных единицах, сопоставление стоимости единицы условного топлива, подводимой с различными видами энергоносителей).

Необходимая для составления энергетических балансов исходная информация о расходах энергии и энергоносителей, а также о состоянии оборудования включает в себя:

- расход топлива, электрической и тепловой энергии по предприятию и его подразделениям, основным видам продукции и укрупненным группам технологических процессов;

- структуру установленной мощности электроприемников по укрупненным группам потребителей;

- плановые и фактические удельные расходы топлива, электрической и тепловой энергии на производство основных видов продукции;

- графики нагрузок по электрической и тепловой энергии, эксплуатационные параметры оборудования.

Примером потребления энергоресурсов предприятием могут служить данные, представленные в табл. 12.3.

При установлении приоритетности обследования потребления тех или иных энергоносителей информацию следует представлять в таком виде, как приведено в табл. 12.4. Данные таблицы показывают не только долевое потребление различных энергоресурсов на предприятии, но и финансовые затраты на них. Годовое потребление различных энергоресурсов на предприятии приводят к одним единицам измерения, например гигаджоулям или тоннам условного топлива.

Таблица 12.3

Сведения о потреблении энергоносителей обследуемым предприятием за базовый и текущий годы

Месяц	Потребление газа, млн м ³	Потребление электроэнергии, млн кВт·ч	Потребление сжатого воздуха, млн м ³	Теплопотребление, тыс. Гкал	Водопотребление, тыс. м ³
<i>Базовый год</i>					
Январь	22,9	42,6	20,1	209,3	134,9
Февраль	21,4	33,2	18,7	183,1	122,6
Март	22,3	38,6	20,1	182,8	132,7
Апрель	21,4	39,1	17,8	180,8	126,4
Май	15,2	44,0	16,9	159,9	125,1
Июнь	12,3	41,2	16,5	132,1	110,9
Июль	12,3	37,6	17,7	124,8	115,5
Август	15,0	43,6	18,7	156,1	121,4
Сентябрь	15,8	43,1	18,3	157,6	116,1
Октябрь	19,0	39,9	19,0	160,3	119,7
Ноябрь	22,3	42,0	18,2	184,8	119,8
Декабрь	24,6	44,0	19,8	203,2	110,8
Итого	224,5	488,9	221,8	2034,8	1455,9
<i>Текущий год</i>					
Январь	26,9	45,6	19,3	219,3	113,2
Февраль	22,5	39,1	17,3	185,4	109,2
Март	22,9	45,1	18,7	198,0	116,2
Апрель	17,4	44,8	17,9	174,4	110,2
Итого	89,7	174,6	73,2	777,1	448,8

Таблица 12.4

Годовое потребление энергоресурсов и их стоимость

Энергоресурс	Потребление	Энергосодержание, ГДж/единицу энергоресурса	Энергетический эквивалент, тыс. ГДж	Доля от общего энергопотребления, %	Стоимость, тыс. руб.	Относительная стоимость, %	Стоимость единицы энергоресурса, руб/ГДж
Электроэнергия	97 514 400 кВт·ч	0,0036	351,052	35,7	247 589,1	64,6	705,3
Природный газ	1 832 900 м ³	0,0382	70,017	7,1	5150,5	1,3	73,6
Дизельное топливо	2 692 900 л	0,0401	107,985	11,0	47 390,9	12,4	436,7
Мазут	8 584 480 л	0,0411	352,884	35,9	60 007,9	15,7	170,1
Сжиженный газ	286 100 кг	0,0495	14,162	1,4	7020,9	1,8	497,5
Коке	3 038 600 кг	0,02875	87,360	8,9	16 190,9	4,2	185,3
Всего	—	—	983,411	100,0	383 350,2	100,0	—

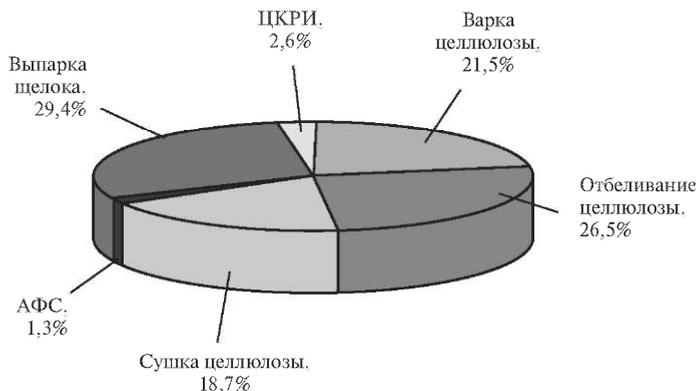


Рис. 12.2. Структура энергопотребления целлюлозно-бумажного комбината по основным цехам

Следует помнить, что в энергообеспечении предприятия могут участвовать и вторичные энергоресурсы. Например, на предприятиях целлюлозно-бумажной промышленности используют горючие виды ВЭР в виде черных щелоков и древесных отходов. Их потребление должно быть учтено в приходной статье энергобаланса предприятия, если в дальнейшем предполагается выполнять расчет удельных расходов энергии.

Полезную информацию можно получить, если графически представить структуру потребления энергии по основным цехам предприятия. В качестве примера на рис. 12.2 приведена такая диаграмма для целлюлозно-бумажного комбината. Из рисунка видно, что энергоаудиторы, особенно на уровне экспресс-обследования, могут не уделять внимание цехам аэрофонтанной сушки (АФС), каустизации и регенерации извести (ЦКРИ).

Составляющие фактического топливно-энергетического баланса предприятия можно распределить по направлениям использования: технология, производство теплоты и электроэнергии, отопление, вентиляция, горячее водоснабжение, обеспечение энергией социальной сферы предприятия, отпуск энергии сторонним потребителям. Прочие затраты энергии могут определяться как небаланс между всей потребляемой энергией и суммой потребления энергии по перечисленным направлениям.

Упорядочению всех статей энергобаланса способствует схема энергетических потоков. Принципиальная схема энергоснабжения предприятия, имеющего технологическую нагрузку, затраты энергии на коммунально-бытовые нужды, на отпуск энергии сторонним потребителям и прочие затраты (на освещение, собственные нужды и т.п.), показана на рис. 12.3. Однако эта схема дает лишь общее представление о подходах к анализу и нуждается в расшифровке названия каждой технологии, цеха и т.п. Для осознанного оперирования исходной информацией вначале следует представить структурную схему материальных и энергетических потоков в расширенном или упрощенном виде (например, см. рис. 8.3).

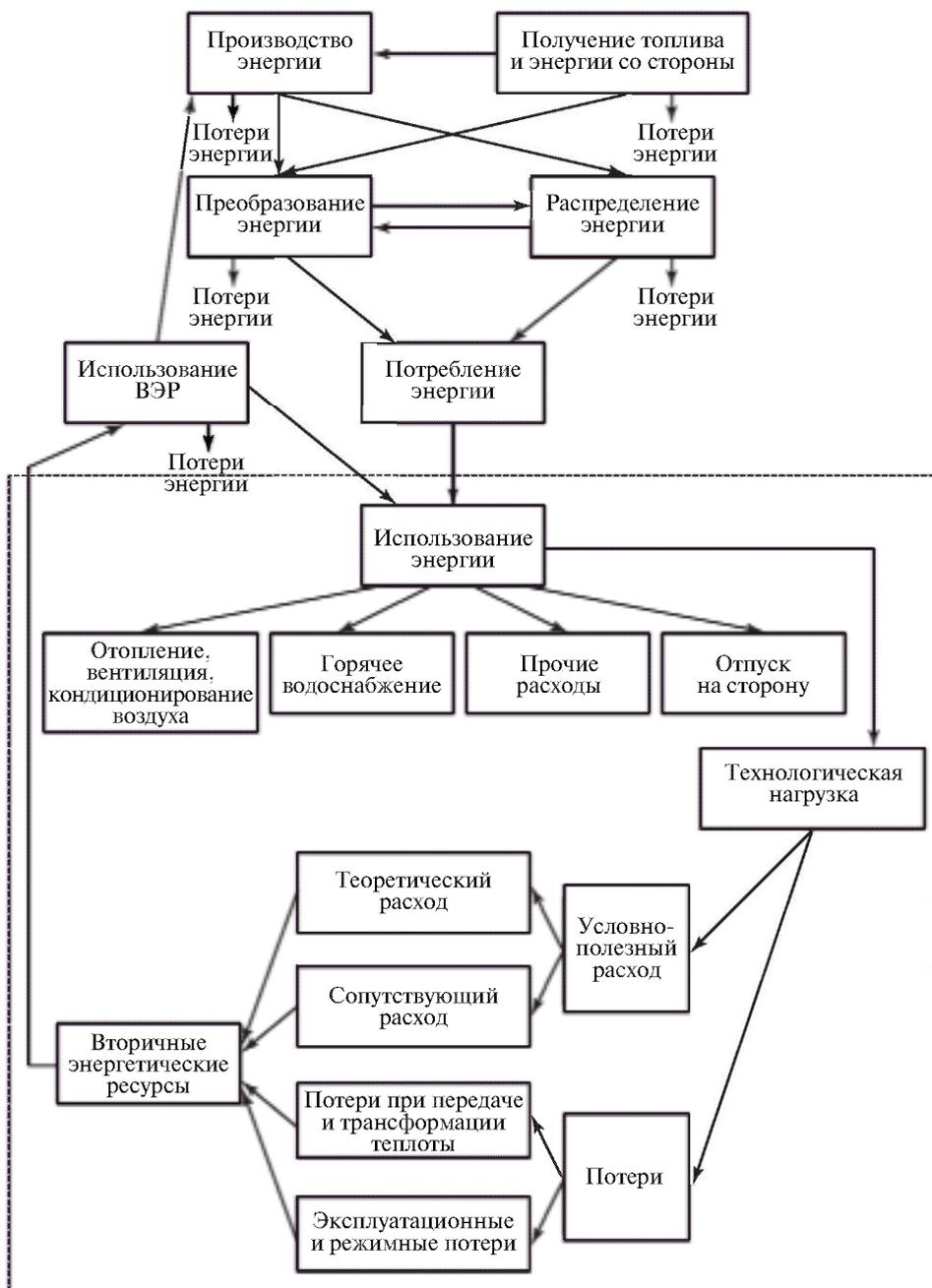


Рис. 12.3. Схема энергетических потоков предприятия

При анализе структуры приходной и расходной частей энергетического баланса можно установить специфику энергопотребления и эффективность энергоиспользования по сравнению с аналогичными предприятиями и наметить пути изменения структуры энергетического баланса.

Анализ структуры использования подведенных и вырабатываемых на предприятии энергоносителей, а также их стоимости позволяет оценить долю каждого из них в общем потреблении и сделать вывод о необходимости акцентировать внимание на анализе эффективности использования того или иного энергоносителя.

Анализ структуры энергопотребления по производственно-территориальному признаку дает возможность определить долю каждого объекта в суммарном энергопотреблении предприятия и в потреблении отдельных видов энергоносителей (рис. 12.3—12.7).

Анализ структуры энергопотребления по целевому назначению дает возможность найти: долю энергопотребления по различным направлениям (технологические нужды, отопление, освещение и др.) как в цехах, так и по предприятию в целом; долю энергопотребления различных объектов по каждому направлению; распределение отдельных видов энергоносителей по направлениям использования и потребителям.

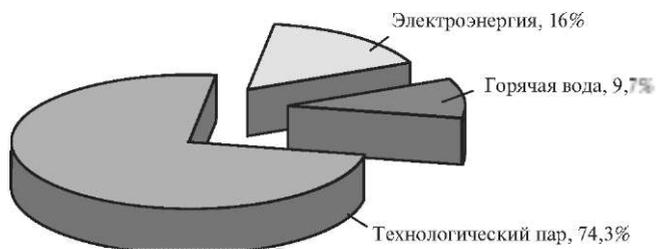


Рис. 12.4. Структура годового энергопотребления

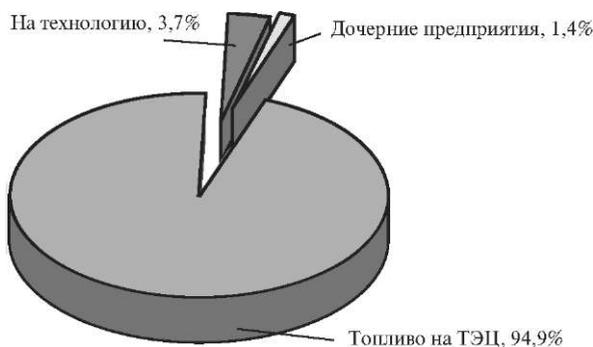


Рис. 12.5. Использование природного газа на предприятии

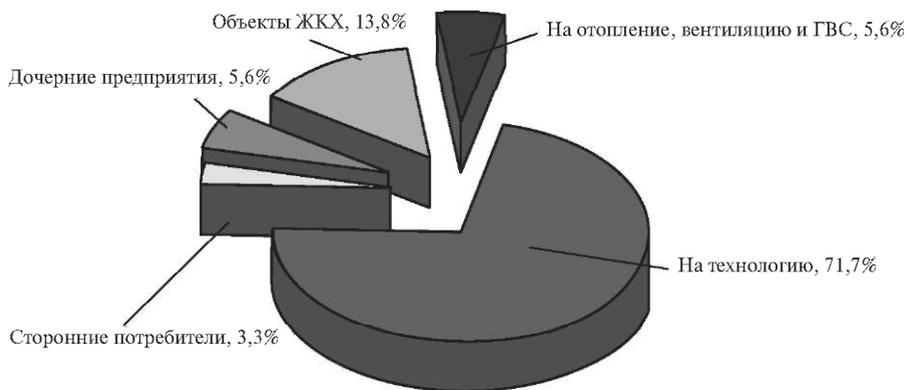


Рис. 12.6. Структура распределения тепловой энергии

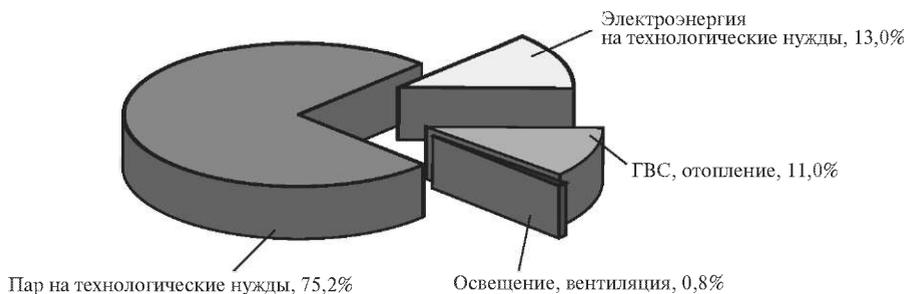


Рис. 12.7. Структура энергопотребления в цехе варки

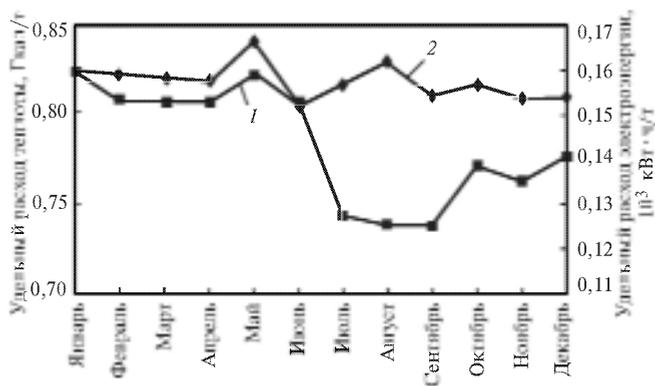


Рис. 12.8. Удельные расходы теплоты (линия 1) и электроэнергии (линии 2) на варку целлюлозы

Для ориентировочной оценки потенциала энергосбережения на предприятии используют сведения по удельным расходам энергии на выпуск продукции (рис. 12.8).

Если определить удельные затраты тепловой и электрической энергии на единицу продукции q (т у.т./ед. продукции) и построить зависимость

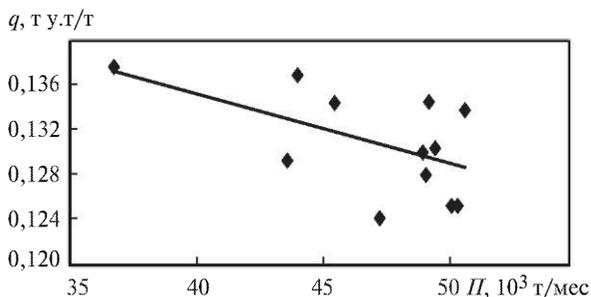


Рис. 12.9. Зависимость удельного расхода энергии на технологические нужды от выпуска продукции

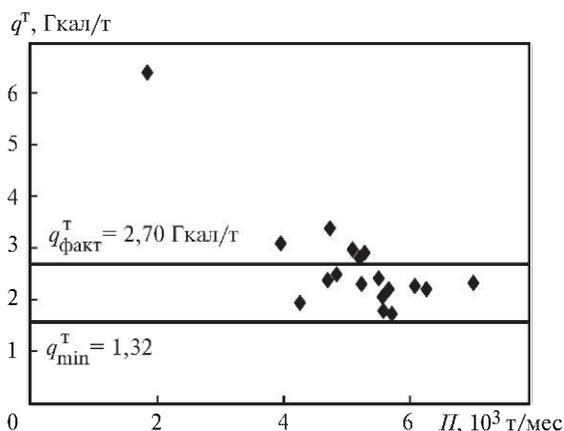


Рис. 12.10. Удельное потребление тепловой энергии предприятием в зависимости от выпуска продукции за месяц

$q = f(\Pi)$, где Π — выпуск продукции за месяц, то можно оценить минимальный потенциал энергосбережения $\Delta \mathcal{E}$ только вследствие обеспечения ритмичной работы участка, цеха, предприятия (рис. 12.9 и 12.10).

При сравнении месячных значений потребления энергоресурсов предприятием за основу принимают их минимальный удельный расход в конкретном технологическом процессе или на предприятии в целом, реализованный за отчетный период. Потенциал энергосбережения рассчитывают как совокупные годовые потери энергоресурсов из-за увеличения удельных показателей вследствие негативных производственных факторов, связанных с недостаточной или чрезмерной загрузкой предприятия:

$$\Delta \mathcal{E} = \sum_i (q_i - q_{\min}) \Pi_i = \sum_i \mathcal{E}_i - q_{\min} \sum_i \Pi_i = \mathcal{E} - q_{\min} \Pi = (q_{\text{факт}} - q_{\min}) \Pi, \quad (12.1)$$

где q_i , $q_{\text{факт}}$, q_{\min} — удельные расходы соответственно за отдельный месяц, среднеарифметический и минимальный за отчетный период; Π_i , \mathcal{E}_i —

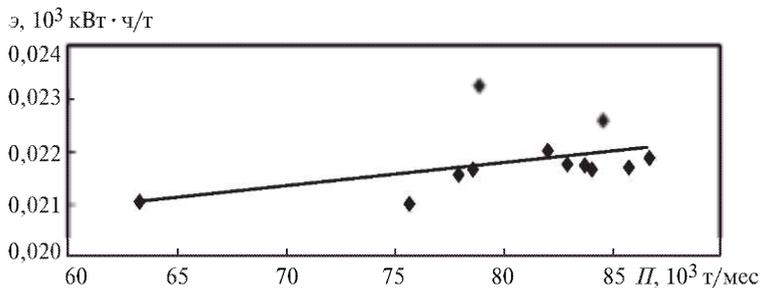


Рис. 12.11. Зависимость удельного расхода электроэнергии от выпуска продукции в цехе выпарки шелока

выпуск продукции и потребление энергоресурсов за месяц; П, Э — выпуск продукции и потребление энергоресурсов за год.

Относительный потенциал энергосбережения, %, вычисляют по соотношению

$$\Delta \mathcal{E} / \mathcal{E} = (1 - q_{\min} П / \mathcal{E}) 100. \quad (12.2)$$

Проверить достоверность отчетных данных можно, например, по графику, представленному на рис. 12.11. Очевидно, что с увеличением выпуска продукции сокращается доля непроизводительных затрат энергии на пуск и останов оборудования и, следовательно, удельный расход должен снижаться. Таким образом, данные, приведенные на рис. 12.11, не являются достоверными и требуется дополнительный анализ.

При проведении углубленного энергоаудита следует определять как фактические, так и нормативные энергозатраты и составлять расчетно-нормативный баланс.

12.4.2. Энергоаудит системы воздухообеспечения

Рассмотрим пример проведения энергоаудита отдельной части обследуемого предприятия, данные которого должны входить в окончательный отчет.

Целью энергетического обследования компрессорного оборудования, систем распределения и потребления сжатого воздуха на предприятии являются анализ затрат электрической энергии на его производство, а также оценка непроизводительных потерь сжатого воздуха и эффективности его использования у потребителей.

Система воздухообеспечения (СВС) промышленного предприятия является одним из самых энергоемких потребителей, поскольку сжатый воздух относится к числу распространенных энергоносителей, а его производство — к числу низкоэффективных процессов использования энергии. Анализ энергопотребления в реальных системах централизованного производства и распределения сжатого воздуха показывает, что потребители со сжатым воздухом используют не более 10 % подаваемой в компрессор энергии, а 80—90 % потребляемой мощности выделяется в виде теплоты и теряется при ее отводе.

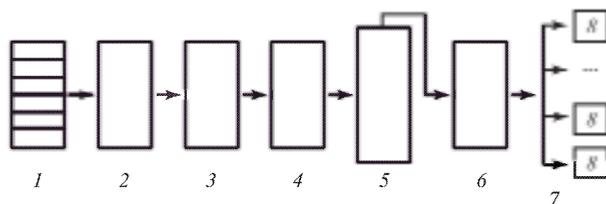


Рис. 12.12. Структурная схема производства и распределения сжатого воздуха:

1 — воздухозаборные фильтры; 2 — компрессоры; 3 — воздухоохладитель; 4 — влагоотделитель (может устанавливаться вместо воздухоосушителя); 5 — воздушный ресивер; 6 — воздухоосушитель (необязательно); 7 — распределительная сеть; 8 — потребители

Структурно СВС (рис. 12.12) состоит из компрессорной станции, включающей в себя оборудование 1—6, систему трубопроводов и баллоны 7 для подачи сжатого воздуха потребителям и собственно потребителей сжатого воздуха 8.

В зависимости от необходимых потребителям расхода и давления воздуха компрессорные станции оборудуются центробежными турбокомпрессорами с избыточным давлением сжатого воздуха 0,35—0,90 МПа, каждый из которых обеспечивает подачу 250—7000 м³/мин, или поршневыми компрессорами с давлением воздуха 0,9—20,0 МПа и подачей не более 100 м³/мин [8].

На ознакомительном этапе обследования энергоаудиторам рекомендуется составить схему производства и распределения сжатого воздуха с указанием размеров воздухопроводов и давления в местах потребления, а также перечень потребителей (технологические процессы, пневмоинструмент, системы автоматики и т.п.). При этом желательно иметь представление об энергохозяйстве предприятия и доле затрат энергии на производство сжатого воздуха в его общем энергопотреблении.

Анализ проектной документации (паспортов и регламентов компрессоров, потребителей и пр.) и данных статистической отчетности об эксплуатации СВС (годовых и месячных отчетов о работе СВС, режимов работы компрессоров и др.), а также конструктивных особенностей систем распределения сжатого воздуха позволяет по итогам ознакомительного этапа собрать сведения о паспортной и фактической подаче компрессорной станции, удельных расходах электроэнергии на привод компрессоров, максимально возможной, максимально длительной и средней нагрузках станции.

На этом этапе обследования основными задачами являются: определение установленной, рабочей и резервной подачи компрессорной станции, расходов электроэнергии на привод, расходов охлаждающей воды и вспомогательных материалов, диаметров внутрицеховых и межцеховых трубопроводов сжатого воздуха; установление фактических удельных расходов электроэнергии на выработку сжатого воздуха, водоснабжение и собственные нужды.

Фактическая подача компрессора, от которой зависят удельные энергетические показатели, как правило, оказывается при проверке значительно меньше паспортной. Причин, вызывающих снижение подачи компрессора, много: увеличенное по сравнению с нормативным «вредное» пространство; неплотности всасывающих и нагнетательных клапанов, поршневых колец, сальников; уменьшенные сечения клапанов; завышенные подъем и толщина клапанных пластин, а также температура всасываемого воздуха и др.

Существуют разные методы определения подачи компрессора. Наиболее простым и точным из них является определение подачи с помощью дроссельного расходомера.

Для испытания может быть использован дроссельный прибор, имеющийся на нагнетательном воздухопроводе компрессора и служащий для эксплуатационных измерений. К дроссельному прибору подключается дифманометр лабораторного типа.

На компрессорной станции, оборудованной несколькими компрессорами, дроссельный прибор для проведения испытания должен быть установлен на нагнетательной линии каждого компрессора.

При определении фактической подачи также используют: пружинные манометры для измерения давления сжатого воздуха, воды и масла; ртутные термометры для измерения температуры воздуха, воды и масла; барометр; тахометр для измерения частоты вращения вала компрессора; электроизмерительный прибор для измерения мощности, потребляемой компрессором.

Подача компрессора по условиям всасывания, $\text{м}^3/\text{с}$, для воздуха, если считать его идеальным газом, определяется по формуле

$$Q_1 = A \frac{\pi \sqrt{2}}{4} \sqrt{R_\mu} d^2 \sqrt{\frac{\Delta p T_1}{p_1} \frac{p_1 T_0}{p_0 T_1}}, \quad (12.3)$$

где A — безразмерный коэффициент, зависящий от внутреннего диаметра трубы, диаметра отверстия диафрагмы, шероховатости трубы, заострения входной кромки диафрагмы и других факторов [8]; d — диаметр отверстия диафрагмы, м; R_μ — газовая постоянная для воздуха, Дж/(кг · К); Δp — перепад давления на диафрагме, измеряемый дифманометром, Па; p_0, p_1 — абсолютное давление воздуха на линии всасывания и сжатого воздуха перед диафрагмой, Па; T_0, T_1 — абсолютные температуры воздуха на линии всасывания и сжатого воздуха перед диафрагмой, К.

Фактическая подача компрессора должна быть не менее 90 % номинальной. Если фактическая подача поршневого или ротационного компрессора составляет менее 90, а турбокомпрессора менее 95 % номинальной, то компрессор должен быть остановлен на капитальный ремонт.

Удельный расход электроэнергии на 1000 м^3 воздуха, взятого при нормальных условиях, находится по данным испытаний компрессора, проводимых в целях определения его подачи:

$$\varepsilon = \frac{a \mathcal{E} \cdot 1000}{Q_{\text{факт}} \tau}, \quad (12.4)$$

где \mathcal{E} — затраты электроэнергии на компрессорной и насосной станциях за время испытаний, кВт · ч; $Q_{\text{факт}}$ — фактическая подача компрессора, установленная при испытаниях по условиям всасывания, $\text{м}^3/\text{ч}$; a — коэффициент перехода от параметров при действительном состоянии воздуха к параметрам при нормальных условиях; τ — длительность испытания, ч.

Коэффициент a вычисляется по формуле

$$a = \frac{1,293}{\rho} = \frac{2,79(273 + t_0)}{B}, \quad (12.5)$$

где ρ — плотность всасываемого воздуха, $\text{кг}/\text{м}^3$; t_0 — температура всасываемого воздуха, °С; B — барометрическое давление наружного воздуха во время испытания, мм рт. ст.

Значение \mathcal{E} зависит от типа компрессора, развиваемого им давления, наличия или отсутствия охлаждения и меняется в пределах 80—140 кВт · ч на 1000 м^3 сжатого воздуха. Поскольку в каждом элементе СВС между компрессором и потребителем имеют место потери энергии, то у потребителя \mathcal{E} может быть в 1,5—2,0 раза выше приведенного значения.

Существует и расчетный метод определения удельного расхода электроэнергии на привод компрессора и насосов, базирующийся на расчете работы сжатия для идеального и далее действительного процессов сжатия.

На последующих этапах энергоаудита СВС составляют баланс сжатого воздуха в целом по предприятию и проводят сопоставление нормированных и действительных расходов сжатого воздуха, определяют непроизводительные расходы (утечки) воздуха в сетях и у потребителей. Примерный вид баланса воздуха приведен на рис. 12.13.

Анализ баланса по целевому направлению позволяет определить долю использования сжатого воздуха по различным направлениям его расхода по предприятию в целом и по отдельным цехам, а также долю различных потребителей (пневмомеханизмов). Анализ данных о потерях энергии и утечках при производстве, транспортировке и распределении сжатого воздуха по отдельным цехам и потребителям позволяет оценить резервы повышения эффективности потребления и производства сжатого воздуха на предприятии в целом, на компрессорных станциях и у отдельных наиболее крупных потребителей.

При сравнении фактических показателей с нормативными и аналогичными показателями на передовых предприятиях проводят анализ эффектив-

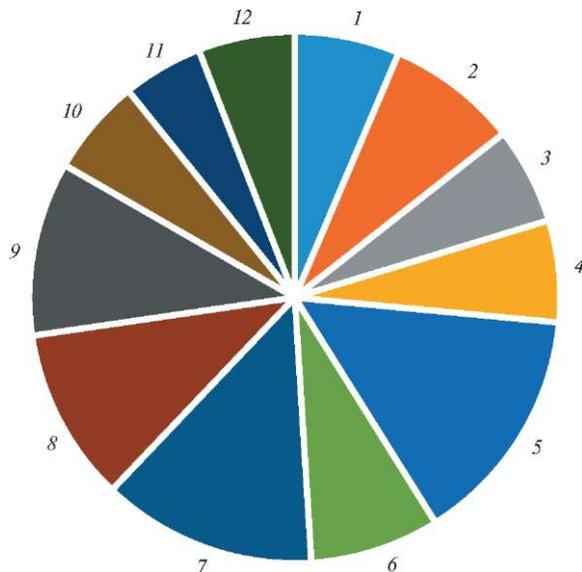


Рис. 12.13. Распределение сжатого воздуха между потребителями на целлюлозно-бумажном комбинате:

1 — сторонним потребителям, 6,4 %; 2 — цех подготовки древесного сырья, 8,0 %; 3 — варочный цех, 5,9 %; 4 — цех регенерации щелоков и производства извести, 6,2 %; 5 — отбельный цех, 14,6 %; 6 — бумагоделательная машина 1, 7,9 %; 7 — картоноделательная машина, 13,1 %; 8 — бумагоделательная машина 2, 10,6 %; 9 — бумагоделательная машина 3, 10,6 %; 10 — цех полуфабрикатов высокого качества, 5,9 %; 11 — ТЭЦ, 4,9 %; 12 — остальные потребители, 5,9 %

Таблица 12.5

Непроизводительные затраты электроэнергии на привод компрессора, связанные с утечками воздуха

Диаметр отверстия повреждений d , мм	Давление в трубопроводе, 10^5 Па							
	4				6			
	4	6	8	10	4	6	8	10
	Расход утечки, л/с				Дополнительная мощность, расходуемая на привод компрессора, кВт			
1	0,7	1,0	1,3	1,6	0,2	0,3	0,5	0,7
5	18	26	33	40	4,6	0,0	13,0	17,0
10	73	103	132	161	18,0	33,0	50,0	69,0

ности использования сжатого воздуха, а также электроэнергии и энергоносителей, расходуемых на его производство.

В табл. 12.5 приведены данные о непроизводительных затратах электроэнергии, связанных с утечками воздуха.

Далее заполняется форма энергетического паспорта предприятия по компрессорному оборудованию, пример заполнения которой приведен в табл. 12.6.

Таблица 12.6
 Форма Е энергетического паспорта промышленного предприятия
 «Сведения о компрессорном оборудовании»

Цех (производство), тип компрессора	Год ввода в эксплуатацию	Число компрессоров, шт.	Подана, м ³ /мин	Давление, МПа	Мощность электропривода, кВт	Время работы компрессора за год по журналу, ч	Расчетный среднегодовой расход энергии, 10 ³ кВт·ч	Удельный расход энергии фактический/нормативный на 1000 м ³ , кВт·ч	Система охлаждения (оборотного, водопроводного и т.п.)	Примечание
Компрессорная станция, корп. 33, ВК-100	2006	4	11,50	0,8	75	990	297,60	115,3/108,9	Воздушная	Постоянно работают только два компрессора
	2005	1	3,50	0,8	22	96	2,11	109,8/104,76	Воздушная	Компрессор включается 1 раз в месяц
Цех 1, корп. 32, ВК-30	2005	1	3,50	0,8	22	96	2,11	109,8/104,76	Воздушная	Компрессор включается 1 раз в месяц
Цех 1, корп. 10, ВК-20	2006	1	2,15	0,8	15	96	1,44	121,4/116,28	Воздушная	Компрессор включается 1 раз в месяц

На этапе разработки мероприятий по повышению эффективности использования ТЭР энергоаудитору полезно знать, что в СВС значимы: а) мероприятия по снижению расходов электроэнергии на выработку сжатого воздуха; б) мероприятия по снижению потерь воздуха на всех участках СВС; в) рациональная эксплуатация основного и вспомогательного оборудования.

К мероприятиям группы а) можно отнести: установку системы регулирования давления; секционирование компрессоров; межступенчатое охлаждение воздуха; снижение номинального рабочего давления в СВС; автоматизацию открытия всасывающих клапанов; улучшение работы компрессоров при регулировании подачи; применение экономичных компрессоров и др.

Среди мероприятий группы б) можно назвать: систематическое устранение неплотностей в сальниках, воздуховодах, соединительной и запорной арматуре; отключение отдельных неиспользуемых участков воздухораспределительной сети; отключение всей сети в нерабочее время; осушение воздуха перед поступлением его в сеть и др.

К мероприятиям группы в) следует отнести снижение потерь со сбросным воздухом в системе оборотного водоохлаждения; использование автономного воздухоснабжения удаленных (на расстоянии 0,7—1,0 км) от компрессорной станции потребителей, работающих по переменному графику с малыми расходами воздуха и др.

В СВС с потребителями, имеющими резко переменные суточный и недельный графики нагрузки, чаще всего используется один из самых неэкономичных способов регулирования — сброс избыточного сжатого воздуха в атмосферу, что приводит к прямой потере затрачиваемой в компрессоре энергии. Практика эксплуатации компрессоров показывает, что эта потеря может составлять 10—15 и даже достигать 30 %.

Если использовать при покрытии основной неизменной нагрузки турбокомпрессоры, а при покрытии переменной составляющей — поршневые компрессоры меньшей подачи, имеющие скоростное регулирование и даже выключаемые в период длительного снижения нагрузки, то можно добиться уменьшения энергозатрат в СВС. Снижение температуры воздуха между ступенями компрессора на 8—10 °С при установке промежуточных охладителей позволяет уменьшить потребляемую мощность на 5—8 %, или (для одного компрессора К-250 с номинальной мощностью 1600 кВт) примерно на 128 кВт, что при работе его в течение 6000 ч в году составит $0,8 \cdot 10^6$ кВт·ч/год.

Для работы системы промежуточного охлаждения воздуха целесообразно использовать замкнутые системы водоснабжения охладителей с аппаратами воздушного охлаждения (так называемыми «сухими» градирнями). Это лишь некоторые из возможных направлений энергосбережения в СВС.

12.4.3. Энергоаудит теплотехнологической установки

Для анализа энергетических затрат и выявления среди них доли непроизводительных затрат на отдельной теплотехнологической установке, как правило, требуются не только штатные измерительные приборы, но и дополнительные, определяемые спецификой установки.

Рассмотрим методологию углубленного энергоаудита теплотехнологической установки на примере непрерывно действующей ленточной конвективной установки, предназначенной для сушки волокнистых (дисперсных) материалов.

Ленточная сушилка состоит из n однотипных секций, включающих в себя газопроницаемый конвейер, нагнетатель с электроприводом, паровой калорифер. При работе в каждой секции наблюдается неравномерное поле скоростей воздуха, приводящее к неравномерному по ширине конвейера высушиванию материала. Для выравнивания влагосодержания материала осуществляют его кондиционирование в дополнительном аппарате путем впрыска воды ΔW .

Принципиальная схема установки представлена на рис. 12.14.

Инструментальный энергоаудит должен дать исходную информацию для составления материального и теплового балансов не только всей установки в целом, но и отдельных ее частей: калорифера (подогревателя), сушильной камеры, камеры кондиционирования материала.

Материальный баланс сушильной установки. Считается, что сушимый материал и нагретый воздух состоят из сухой массы и влаги. Расходы материала и воздуха определяются по формулам

$$\left. \begin{aligned} G_M &= G_C + G_{н.м.} \\ G_B &= L_{с.в.} + G_{П.} \end{aligned} \right\} \quad (12.6)$$

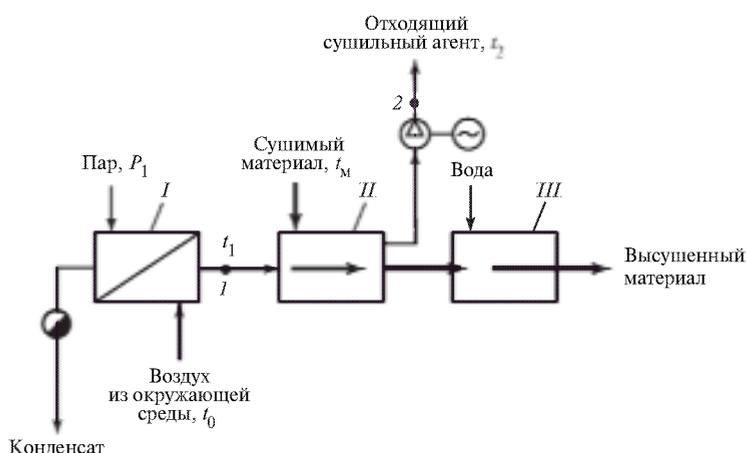


Рис. 12.14. Принципиальная схема сушильной установки:

I — паровой калорифер; II — сушильная камера; III — камера кондиционирования материала

где G_M — расход материала, кг/ч; G_B — расход воздуха, кг/ч; G_C — расход сухой массы материала, кг/ч; $G_{B.M}$ — количество влаги, удаляемой из материала, кг/ч; $L_{C.B}$ — расход сухой массы воздуха, кг/ч; G_{II} — количество паров влаги, удаляемых с воздухом, кг/ч.

Приведем соотношения, используемые при расчете параметров материала и сушильного агента в процессе сушки:

влажносодержание воздуха, кг/кг,

$$d = 1000 \frac{C_{II}}{C_I} = 1000 \frac{M_{II}}{M_I} \frac{p_{II}}{B - p_{II}}, \quad (12.7)$$

где C_{II} , C_I — концентрации водяного пара и сухих газов в 1 м^3 газа (воздуха), кг/м^3 ; M_{II} , M_I — молярные массы пара и газа, кг/моль ; B — барометрическое давление, Па; p_{II} — парциальное давление насыщенного пара, Па;

влажность материала, %, в расчете на сухую массу

$$w_M = \frac{G_{B.M}}{G_C} 100 = \frac{G_M - G_C}{G_C} 100; \quad (12.8)$$

влажность материала, %, в расчете на общую массу

$$w_M^0 = \frac{G_{B.M}}{G_M} 100 = \frac{G_{B.M}}{G_C + G_{B.M}} 100; \quad (12.9)$$

формулы для пересчета влажности материала, кг/кг, имеют вид

$$w_M = \frac{100w_M^0}{100 - w_M^0}; \quad w_M^0 = \frac{100w_M}{100 + w_M}; \quad (12.10)$$

количество испаренной влаги, кг/ч,

$$W = \frac{G_{M1} w_{M1}^0}{100} - \frac{G_{M2} w_{M2}^0}{100} = G_{M1} \frac{w_{M1} - w_{M2}}{100 + w_{M1}} = G_{M2} \frac{w_{M1} - w_{M2}}{100 + w_{M2}}. \quad (12.11)$$

Для конвективной сушильной установки материальный баланс, кг/ч, имеет следующий вид:

$$L_{C.B} + G_{II1} + G_C + G_{B.M1} = L_{C.B} + G_{II2} + G_C + G_{B.M2}, \quad (12.12)$$

где индексы 1 и 2 соответствуют параметрам воздуха и материала на входе в сушильную камеру и выходе из нее. При этом расходы воздуха на входе и выходе из установки постоянны.

Количество влаги, кг/ч, испаренной из материала в сушильной камере, будет составлять

$$W = G_{B.M1} - G_{B.M2} = G_{II2} - G_{II1} = L_{C.B} \frac{d_2 - d_1}{1000}, \quad (12.13)$$

где d_2 и d_1 — влажносодержания сушильного агрегата на выходе из сушильной камеры и входе в нее.

Таким образом, для составления и проверки материального баланса сушильной установки необходимы измерения следующих величин: влагосодержаний и расходов материала на входе в установку и выходе из нее; влагосодержаний воздуха на входе в сушильную камеру d_1 и выходе из нее d_2 , а также расхода сушильного агента через сушилку. Поскольку при испарении влаги изменяется расход сушильного агента, то оценки материального и теплового балансов проводят с учетом расхода абсолютно сухого воздуха, который вычисляется по формуле

$$L = \frac{G_{н1}}{1 + d_1 \cdot 10^{-3}} = \frac{G_{н2}}{1 + d_2 \cdot 10^{-3}}. \quad (12.14)$$

При этом $W = L \frac{d_2 - d_1}{1000}$.

Для экспериментального определения влагосодержаний сушильного агента d_1, d_2 используют показания двух термометров [сухого (t^c) и мокрого (t^m)] на входе в сушильную установку и выходе из нее. По этим показаниям на h, d -диаграмме находят d_1, d_2 (рис. 12.15).

Тепловой баланс калорифера составляют как по пару, так и по воздуху. В первом случае

$$Q_{п.в} = Dh_{п} - kh_{к} - Ph'_{п}, \quad (12.15)$$

где D, k, P — общие расходы соответственно пара, конденсата и пролетного (несконденсировавшегося в калорифере) пара; $h_{п}, h_{к}, h'_{п}$ — энтальпии соответственно пара, конденсата и пролетного пара. Очевидно, что $k + P = D$.

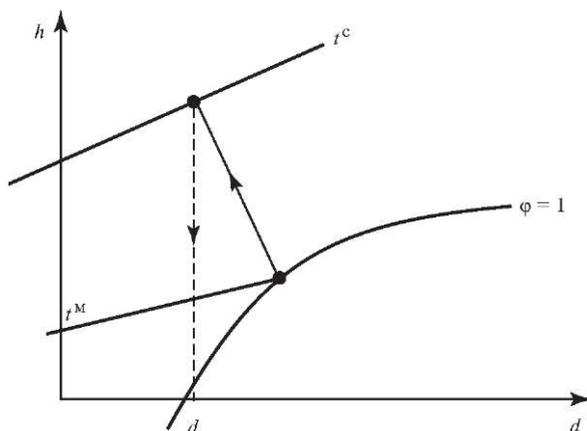


Рис. 12.15. Определение влагосодержания сушильного агента по показаниям сухого и мокрого термометров

Значения энтальпий берут из таблиц водяного пара, однако для этого необходимы измерения давления и температуры:

$$h_{\text{II}} = f(p_{\text{I}}, t_{\text{II}}); \quad h_{\text{K}} = f(t_{\text{K}}); \quad h'_{\text{II}} = f(p, t).$$

Тепловой поток, передаваемый сушильным агентом, может быть вычислен с учетом температур:

$$Q_{\text{B}} = G_{\text{B1}}(c_1 t_1 - c_0 t_0), \quad (12.16)$$

где c_1, c_0 — удельные теплоемкости воздуха при t_1, d_0 и t_0, d_0 , или с учетом энтальпий:

$$Q_{\text{B}} = L(h_1 - h_0), \quad (12.17)$$

где h_1, h_0 — энтальпии влажного воздуха на выходе из калорифера и входе в него, отнесенные к 1 кг сухого воздуха, энтальпии определяются по формуле

$$h = c_{\text{B}} t + d \cdot 10^{-3} (r_0 + c_{\text{II}} t), \quad (12.18)$$

здесь $c_{\text{B}}, c_{\text{II}}$ — удельные теплоемкости абсолютно сухого воздуха и водяного пара; r_0 — скрытая теплота парообразования при 0 °С.

Измеренные значения t^{C} и t^{M} на входе в калорифер и выходе из него (см. рис. 12.16) позволяют установить герметичность калорифера с помощью h, d -диаграммы: при $d_0 = d_1$ перетечки пара в воздушное пространство отсутствуют, а при $d_1 > d_0$ калорифер негерметичен.

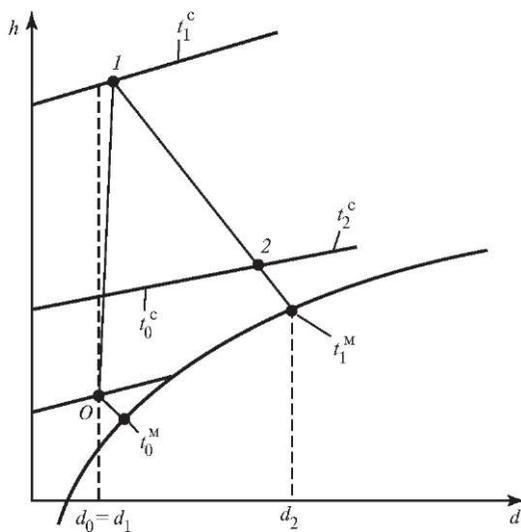


Рис. 12.16. Схема процессов, происходящих в сушильной установке, в h, d -диаграмме

Тепловой баланс сушильной установки. В общем виде тепловой баланс сушильной установки можно записать следующим образом:

$$Q_{п.в} + Q_{д} + L_0 h_0 + G_{м2} c_{м1} t_{м1} + W c_{вл} t_{м1} + G_{тр1} c_{тр1} t_{тр1} = L_2 h_2 + G_{м2} c_{м2} t_{м2} + G_{тр2} c_{тр2} t_{тр2} + Q_5, \quad (12.19)$$

где индексы 0, 1, 2 относятся к параметрам соответственно перед подогревателем, после него (перед сушильной камерой) и на выходе из сушилки.

Составляющие теплового баланса сушильной установки приведены в табл. 12.7.

Принимается, что

$$L_0 = L_2 = L, \quad c_1 = c_2 = c_c, \quad c_{1тр} = c_{2тр} = c_{тр}. \quad (12.20)$$

Если отнести все составляющие теплового баланса к количеству испаренной влаги W , то можно записать

$$l(h_1 - h_0) = l(h_2 - h_0) + q_{м} + q_{тр} + q_5 - c_{вл} t_{м1} - q_{д}. \quad (12.21)$$

Важными характеристиками сушильной установки являются удельные расходы сушильного агента, кг/кг, и теплоты, кДж/кг, приходящиеся на единицу массы испаренной влаги:

$$l = \frac{L}{W} = \frac{1}{1000(d_2 - d_1)}; \quad q = \frac{Q_{п.в}}{W} = \frac{L(h_1 - h_0)}{W} = l(h_1 - h_0). \quad (12.22)$$

Таким образом, для опытной проверки материального и теплового балансов сушильной установки необходима инструментальная диагностика (рис. 12.17 и табл. 12.8).

Таблица 12.7

Составляющие теплового баланса сушильной установки, Вт

Обозначение	Характеристика
<i>Приходная часть</i>	
$Q_{п.в} = (h_1 - h_0)L_0$	Теплота, переданная воздуху в подогревателе
$Q_{д}$	Теплота, дополнительно подведенная к воздуху в сушилке
$L_0 h_0$	Теплота, вносимая с воздухом
$G_{м1} c_{м1} t_{м1} = G_{м2} c_{м1} t_{м1} + W c_{вл} t_{м1}$	Теплота, вносимая с влажным материалом, состоящим из сухой массы и влаги
$G_{тр1} c_{тр1} t_{тр1}$	Теплота, вносимая транспортными устройствами
<i>Расходная часть</i>	
$L_2 h_2$	Потери теплоты с уходящим воздухом
$G_{м2} c_{м2} t_{м2}$	Потери теплоты с уходящим материалом
$G_{тр2} c_{тр2} t_{тр2}$	Потери теплоты с транспортными устройствами
Q_5	Потери теплоты в окружающую среду через ограждения

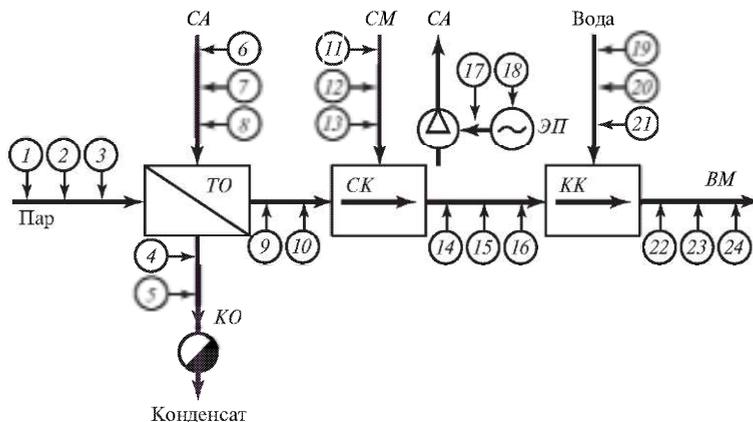


Рис. 12.17. Схема подключения измерительных приборов к сушильной установке: *ТО* — калорифер; *СК* — сушильная камера; *КК* — камера кондиционирования; *КО* — конденсатоотводчик; *ЭП* — электропривод; *СА* — сушильный агент; *СМ* — сушимый материал; *ВМ* — высушенный материал

Таблица 12.8

Измерительное оборудование, применяемое при инструментальном энергоаудите сушильной установки

Номер позиции на рис. 12.17	Измеряемая величина и диапазон измеренных значений	Измерительный прибор
1	Температура (100—300 °С)	Контактный термометр
2, 5, 21	Давление	Манометр
3	Расход пара	Вихревой расходомер
4	Температура (100—120 °С)	Контактный термометр
6	Температура (0—30 °С)	Контактный термометр
7	Относительная влажность (30—60 %)	Измеритель влажности
8	Расход (скорость) воздуха (1—10 м ³ /с)	Анемометр
9	Температура (80—150 °С)	Контактный термометр
10, 12, 15, 23	Относительная влажность	Измеритель влажности
11, 14, 19, 22	Температура	Контактный термометр
13, 16, 24	Расход вещества (масса)	Расходомер
17	Частота вращения электропривода	Тахометр
18	Параметры электропривода	Регистратор-анализатор
20	Расход воды	Ультразвуковой расходомер

Кроме указанных в табл. 12.8 измеряемых величин при энергоаудите используются данные предприятия о температуре, влажности и расходе высушенного материала (см. поз. 22—24 на рис. 12.17).

Проведенная инструментальная диагностика позволяет не только предложить энергосберегающие мероприятия, но и достаточно точно определить энергетический потенциал от их реализации.

В качестве примеров рассмотрим некоторые из возможных мероприятий.

Снижение давления греющего пара. Давление и температура греющего пара, подаваемого в калорифер, как правило, выше требуемых по технологии. Использование для рационального снижения давления пара для отдельной технологической установки противоавтоматических турбин типа Р не оправдано экономически. Появившиеся также противоавтоматические паровые роторно-объемные машины имеют ряд неоспоримых преимуществ по сравнению с турбинами типа Р, но в настоящее время конструктивно недоработаны.

Для снижения давления целесообразно применять пароструйные эжекторы. Их использование более эффективно, чем применение редуцирующе-охлаждающих и тем более редуцирующе-охлаждающих установок. Достижимая при этом экономия энергии определяется уменьшением на 10—20 % расхода основного греющего пара, восполняемого паром вторичного вскипания конденсата, снижением температуры возвращаемого конденсата (при повышении температуры конденсата и отсутствии баков сбора требуется дополнительное его захлаживание).

Рециркуляция сушильного агента. Наиболее очевидное энергосберегающее мероприятие в конвективных сушильных установках связано с возвратом части уходящего сушильного агента в контур его циркуляции (рециркуляция сушильного агента). Возможные схемы таких установок приведены на рис. 12.18.

Существующее явление инверсии интенсивности испарения при конвективной сушке, связанное с тем, что при температуре сушильного агента выше температуры инверсии $t_{и}$, которая составляет 180—200 °С, интенсивность испарения в воздух с повышенным влажностью выше, чем в сухой, приводит к неоднозначным решениям по энергосбережению: при $t > t_{и}$ выгодна схема, приведенная на рис. 12.18, а, при $t < t_{и}$ выгодна схема, показанная на рис. 12.18, б. Более подробно о выборе коэффициента рециркуляции написано в гл. 8.

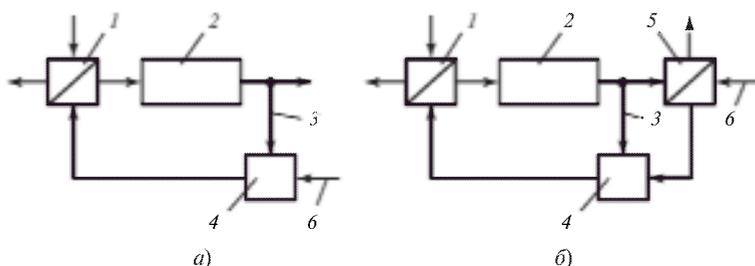


Рис. 12.18. Схемы сушильных установок без рекуператора (а) и с рекуператором (б):
 1 — подогреватель сушильного агента; 2 — сушильная камера; 3 — линия рециркуляции;
 4 — камера смешения; 5 — рекуператор; 6 — подвод сушильного агента

Устранение неравномерности сушки. К числу наиболее значимых энергосберегающих мероприятий относится, как правило, устранение неравномерности распределения параметров (скорости и температуры) сушильного агента по поперечному сечению сушильной камеры.

Для оценки потенциала энергосбережения при осуществлении такого мероприятия необходимы специфические дополнительные инструментальные измерения эпюр температур и скорости сушильного агента.

12.5. Энергосервисные контракты

Для решения задач энергетического менеджмента используется ряд инструментов, в число которых входят энергосервисные контракты. Не все предприятия могут организовать проведение работ по повышению энергетической эффективности своими силами, а у многих нет на это достаточных финансовых средств. Энергосервисные контракты являются одной из возможностей внедрения энергосберегающих мероприятий на таких объектах.

Энергосервисный контракт — договор, предметом которого является осуществление исполнителем действий, направленных на энергосбережение и повышение энергетической эффективности использования энергетических ресурсов заказчиком [1].

Сущность энергосервисного контракта состоит в том, что организация, которая его выполняет, делает это, не привлекая финансовые средства заказчика. Она проводит работы на свои или заемные (например, у банка) деньги. Заказчик расплачивается с этой организацией из средств, полученных в последующем за счет экономии энергоресурсов. Таким образом, именно энергосервисная организация берет на себя все основные риски. Она должна добиться экономии энергии, иначе она не только не получит прибыль, но и не вернет деньги за проведенную работу. Финансовая схема работы энергосервисной компании представлена на рис.12.19.

Можно выделить следующие преимущества энергосервисного контракта: для заказчика не нужны первоначальные вложения финансовых средств; имеется возможность модернизации энергопотребляющего оборудования без дополнительных вложений;

минимальный риск для заказчика: если ошиблась энергосервисная компания, то она не получит ожидаемую прибыль;

ответственность за выполнение всех работ (от разработки проекта до получения экономического эффекта) несет только исполнитель;

возможно обучение персонала работе на новом оборудовании. Это обычно предусмотрено контрактом.

По опыту работы зарубежных компаний, среднее уменьшение платежей после проведенных ими энергосервисных работ составляет 30 %. Примерно 70—90 % этих сэкономленных средств идет на оплату контракта (до полного расчета), 10—30 % остается у заказчика.



Рис. 12.19. Финансовая схема работы энергосервисной компании

Одна из главных проблем, возникающих при реализации энергосервисного контракта, — сложность подтверждения полученной экономии финансовых средств в результате проведенных энергосберегающих мероприятий. Необходимо доказать заказчику не только, что имеет место экономия, но и то, что она получена именно в результате работ исполнителя, а не обусловлена другими факторами, например погодными условиями, режимами работы оборудования, использованием другого сырья и т.п. Поэтому при выполнении энергосервисных контрактов наиболее широко реализуются те энергосберегающие мероприятия, эффект от внедрения которых может быть достаточно убедительно подтвержден.

Контрольные вопросы

1. Поясните связь между энергоаудитом и энергосбережением.
2. Дайте определения понятий «энергетическое обследование» и «энергоаудит».
3. Энергетические обследования предприятий проводятся добровольно или в обязательном порядке?
4. Поясните, почему энергетический аудит предприятия проводят специалисты, не работающие на этом предприятии?
5. Назовите виды энергетических обследований и кратко укажите их содержание.
6. Назовите цели, задачи и уровни энергоаудита.
7. Какие работы проводятся при экспресс-обследовании?
8. Какие работы проводятся при углубленном энергоаудите?
9. Чем отличается энергетический паспорт от отчета по энергоаудиту?
8. Какие организации обязаны заполнять энергетическую декларацию, а какие нет?
9. Поясните возможности установления приоритетности обследования потребления тех или иных энергоресурсов.

10. Покажите возможность пересчета в условное топливо составляющих топливно-энергетического баланса предприятия, приводимых в натуральных единицах (для природного газа, мазута, теплоты, электроэнергии, сжатого воздуха).
11. Запишите в общем виде энергобаланс промышленного предприятия.
12. Приведите принципиальную схему системы воздухообеспечения предприятия и поясните назначения ее элементов.
13. Укажите ориентировочные значения удельных расходов электроэнергии на выработку 1000 м^3 сжатого воздуха.
14. Перечислите возможные направления энергосбережения в системах воздухообеспечения.
15. Запишите материальный и тепловой балансы теоретической конвективной сушильной установки.
16. Поясните, каким образом можно определить параметры воздуха (энтальпии, влагосодержания, парциального давления водяного пара и др.) по данным измерений температуры с помощью мокрого и сухого термометров.
17. Поясните необходимость измерения полей скоростей и температур сушильного агента в целях повышения эффективности использования энергии в сушильной установке.
18. Кем осуществляется финансирование энергосберегающих мероприятий при выполнении энергосервисных контрактов?
19. Что понимают под энергетическим менеджментом?
20. В чем привлекательность энергосервисных контрактов для потребителей и какие возникают трудности у исполнителей?

Глава 13

УЧЕТ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ

13.1. Значимость учета энергетических ресурсов

Учет топлива, тепловой и электрической энергии имеет исключительно важное значение для развития промышленного производства. Он позволяет создать основу для проведения энергосберегающих мероприятий и внедрения энергоэффективных технологий на промышленных предприятиях.

Без учета энергетических ресурсов невозможно оценить технический и экономический эффекты от проведения энергосберегающих мероприятий и от перехода на технологические процессы малой энергоемкости. Сам по себе учет энергетических ресурсов не является энергосберегающим мероприятием, однако его осуществление позволяет выявить резервы энергосбережения. У крупных потребителей энергоресурсов, имеющих в своем составе много различных энергопотребляющих установок, целесообразно осуществлять учет расхода энергии в режиме реального времени с помощью современных информационно-измерительных систем. Для этого приборы учета могут быть объединены в единую информационную сеть.

Данные, полученные при учете энергетических ресурсов, необходимы как энергетическим службам предприятия в целях обеспечения рационального использования ресурсов, так и энергоаудиторским организациям для заполнения энергетического паспорта потребителя, а также для разработки рекомендаций по экономии энергии. При приборном учете всех видов топливно-энергетических ресурсов в первую очередь должны быть определены:

поступления энергоресурсов от внешних источников: энергосистем, теплоснабжающих организаций, газотранспортных систем, поставщиков твердого и жидкого топлива;

выработка энергоресурсов на собственных источниках энергии (электростанциях, котельных и когенерационных установках предприятий), добыча топлива, используемого на предприятии;

отпуск энергоресурсов сторонним потребителям;

потребление энергоресурсов самим предприятием и его отдельными подразделениями, энергетическими и технологическими установками, аппаратами.

Различают коммерческий и технический учет энергетических ресурсов. **Коммерческий учет** предназначен для осуществления финансовых расчетов между поставщиком и потребителем. **Технический учет** производится в целях контроля использования энергетических ресурсов внутри предприятия, расчета их удельных расходов на выпуск продукции, правильной организации технологического процесса, анализа потерь энергии на отдельных стадиях производства. Показания приборов технического учета необходимы при составлении энергетического баланса предприятия.

Учет газа, электрической энергии, тепловой энергии и теплоносителя осуществляется в соответствии с правилами, установленными для каждого вида этих энергоресурсов в приказах Минэнерго России, постановлениях Правительства Российской Федерации [1—3] и отраслевых нормативных актах.

В правилах отражен перечень величин, подлежащих коммерческому учету, требования к местам установки узла учета и к приборам, осуществляющим учет.

Методы и технические средства, применяемые для учета энергетических ресурсов, во многом определяются видом этих ресурсов (рис. 13.1).

Кроме учета количества топлива, тепловой и электрической энергии необходим учет холодной воды, используемой предприятием, а также количества потребленного или утерянного потребителем теплоносителя (пара или горячей воды). Помимо того, что потребляемый теплоноситель несет определенное количество тепловой энергии, он имеет и собственную стоимость, которая в настоящее время достаточно высока и постоянно растет.

Учет количества топлива может осуществляться различными способами, которые зависят от его фазового состояния. Количество твердого топлива определяется весовым способом. Объем использованного жидкого топлива при хранении определяют при помощи разностей показаний измерителей уровня в емкостях хранения. При передаче жидкого топлива по трубопроводам его количество определяется по показаниям расходомеров. Газообразное топливо учитывается при помощи счетчиков газа различных типов. Газовые счетчики по пропускной способности делятся на бытовые (для квартир и индивидуальных зданий), коммунально-бытовые (для многоквартирных и общественных зданий) и промышленные. Так как измерения проходящих объемов газа происходят при различных условиях (разной температуре, плотности, влажности), то результаты должны быть приведены к стандартным условиям, отвечающим ГОСТ 2939—63 (температура 20°C, давление 760 мм рт. ст., влажность равна 0).



Рис. 13.1. Энергетические ресурсы и приборы для их учета

Помимо количественного учета для всех видов топлива требуется контроль характеристик горения, особенно полноты сгорания топлива.

Учет электропотребления осуществляется счетчиками активной и реактивной электроэнергии. На предприятиях используются как индукционные счетчики старых моделей (класс точности 1,0—2,0), так и современные электронные микропроцессорные счетчики (класс точности 0,2—0,5). Как правило, счетчики устанавливаются на границе балансовой принадлежности электросетей. Счетчики отличаются значениями номинального напряжения и номинального (или максимального) тока. Установка счетчиков осуществляется в соответствии с Правилами устройства электроустановок (ПУЭ).

Кроме обычных используются счетчики, позволяющие фиксировать максимальное значение мощности в часы прохождения максимума нагрузки энергосистемы, а также двух- и трехтарифные счетчики, учитывающие потребление в разные периоды суток, когда расчеты выполняются по различным тарифам. Применение таких счетчиков стимулирует потребление электрической энергии в ночные часы.

Для учета электропотребления все шире используются автоматизированные информационно-измерительные системы (АИИС) коммерческого (АИИСКУЭ) и технического (АИИСТУЭ) учета электроэнергии. Кроме микропроцессорных счетчиков электроэнергии в состав АИИСКУЭ и АИИСТУЭ входят устройства сбора информации, каналы связи и программные средства обработки информации, установленные на компьютерах. Микропроцессорные счетчики позволяют хранить во встроенной памяти измеренные данные и защищены от несанкционированного вмешательства в их работу.

Учет потребления электроэнергии с помощью АИИС позволяет не только осуществлять расчеты с энергоснабжающей организацией, но и проводить оперативное регулирование потребления электроэнергии, например, путем включения и отключения потребителей в целях выравнивания суточного графика нагрузки, если это не оказывает отрицательного влияния на технологический процесс. Передача информации руководящему персоналу о текущем потреблении энергии дает возможность оперативно реагировать на его резкие незапланированные повышения в отдельных подразделениях или на предприятии в целом и устранять их причины.

Использование АИИС позволяет обнаружить несанкционированное подключение сторонних потребителей к электросетям предприятия. Внедрение этих систем упрощает использование тарифов, дифференцированных по времени суток. Все большую актуальность приобретает учет показателей качества электрической энергии, которые отражаются в договоре между поставщиком и потребителем. Этот учет осуществляется посредством специальных средств измерений.

В настоящее время в России проходит переход на интеллектуальную систему учета электрической энергии. В Федеральном законе от 26.03.2003 № 35-ФЗ [4] дано определение *интеллектуальной системы учета электрической энергии (мощности)*. Это «совокупность функционально объединен-

ных компонентов и устройств, предназначенная для удаленного сбора, обработки, передачи показаний приборов учета электрической энергии, обеспечивающая информационный обмен, хранение показаний приборов учета электрической энергии, удаленное управление ее компонентами, устройствами и приборами учета электрической энергии, не влияющее на результаты измерений, выполняемых приборами учета электрической энергии, а также предоставление информации о результатах измерений, данных о количестве и иных параметрах электрической энергии в соответствии с правилами предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности), утвержденными Правительством Российской Федерации»;

Упомянутый в [4] минимальный набор функций определен в Постановлении Правительства от 19.06.2020 № 890 [5]. Интеллектуальные системы учета электрической энергии (мощности) среди прочего обеспечивают:

— **связь с другими элементами интеллектуальной системы учета** (другими приборам, устройством сбора и передачи данных, базовыми станциями, сервером).

— **ограничение/отключение потребления за счет встроенного коммутационного аппарата**. Последний производит уменьшение мощности или полное отключение потребителя. Это могут быть плановые ограничения или ограничения за неуплату.

Внедрение интеллектуальных систем учета освобождает потребителя от необходимости снимать и передавать показания приборов учета в энерго-сбытовые компании, поскольку передача происходит автоматически.

За последнее время в Федеральный закон «Об электроэнергетике» [4] были внесены изменения, касающиеся учета электроэнергии. Суть основных изменений заключается в следующем:

— с 1 июля 2020 г. приобретение, установку, замену и допуск в эксплуатацию и последующую эксплуатацию приборов учета электрической энергии при отсутствии у потребителя прибора учета, выходе из строя либо истечении межповерочного интервала прибора учета обязаны осуществлять не потребители, а гарантирующие поставщики и сетевые организации;

— с 1 января 2021 г. многоквартирные дома, вводимые в эксплуатацию после осуществления строительства, должны быть оснащены приборами учета электрической энергии, которые обеспечивают возможность их присоединения к интеллектуальным системам учета электрической энергии (мощности);

— после 1 января 2022 г. гарантирующими поставщиками и сетевыми организациями должно быть обеспечено безвозмездное предоставление субъектам электроэнергетики и потребителям электрической энергии минимального набора функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности) с использованием созданных гарантирующими поставщиками и сетевыми организациями интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности);

— с 1 января 2023 г. в случае отсутствия надлежащего доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета субъект электроэнергетики или потребитель электрической энергии вправе потребовать уплаты штрафа гарантирующим поставщиком или сетевой организацией.

Меры по практической реализации положений закона «Об электроэнергетике» [4] предусмотрены постановлениями Правительства Российской Федерации «О функционировании розничных рынков электрической энергии...» [6] и «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг... и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии...» [7].

Интеллектуальный учет открывает широкие возможности для экономии электроэнергии как у поставщиков, так и у потребителей, в том числе путем оптимизации работы энергосистем, выравнивания нагрузки потребителями, выбора ими наиболее выгодных тарифов и пр.

Учет тепловой энергии. При экономии тепловой энергии потенциал энергосбережения гораздо выше, чем при экономии электроэнергии. Это связано с тем, что КПД тепловых сетей при передаче тепловой энергии и эффективность ее использования у потребителей теплоты существенно ниже.

В России учет тепловой энергии, поставляемой потребителям, организован менее широко, чем учет электроэнергии. Он более сложен, поскольку требует установки не одного, а нескольких различных приборов, показания которых должны быть специальным образом обработаны. Кроме того, монтаж этих приборов на трубопроводах тепловой сети осуществить сложнее, чем монтаж электрических счетчиков. Тем не менее число установленных теплосчетчиков у потребителей быстро растет. При отсутствии приборов или их неработоспособности для определения количества тепловой энергии Правилами [3] предусмотрено применение так называемого расчетного метода, включающего совокупность организационных процедур и математических действий.

Энергоснабжающая организация и потребитель тепловой энергии заключают между собой договор на отпуск и потребление тепловой энергии, в котором отражаются их взаимные обязательства по расчетам за тепловую энергию и потребляемый теплоноситель, а также по соблюдению режимов отпуска и потребления тепловой энергии и теплоносителя. Под *режимами отпуска и потребления тепловой энергии и теплоносителя* понимают расход подаваемого потребителю и возвращаемого источнику теплоносителя, его температуру и давление в течение определенных периодов времени.

Для учета тепловой энергии, отпущенной потребителю, осуществления взаимных финансовых расчетов между потребителем и энергоснабжающей организацией, контроля за работой систем теплоснабжения и рациональным использованием энергии организуется **узел учета и регистрации отпуска и потребления тепловой энергии** (далее — узел учета). Общий вид узла учета представлен на рис. 13.2.



Рис. 13.2. Узел учета и регистрации отпуска и потребления тепловой энергии (<https://komteplor.ru/uzel-ucheta-teplovoy-energii/>)

Узел учета — комплект приборов и устройств, обеспечивающих учет тепловой энергии, массы или объема теплоносителя, а также контроль и регистрацию его параметров. Допуск узла учета к эксплуатации, а также требования по его эксплуатации регламентируются Правилами [3].

13.2. Приборы учета тепловой энергии и теплоносителя

Измерение количества и расхода теплоносителя производится счетчиками воды и пара и расходомерами-счетчиками.

Счетчики воды (водосчетчики) — приборы, предназначенные для измерения массы (объема) воды, протекающей в трубопроводе через сечение, перпендикулярное направлению движения потока. Примером таких приборов являются водосчетчики, устанавливаемые в квартирах домов.

Расходомеры-счетчики, в отличие от счетчиков воды, измеряют расход жидкости в трубопроводе — массы (объема) теплоносителя, прошедшего через поперечное сечение трубопровода за единицу времени. Расходомеры состоят из первичных преобразователей расхода и микропроцессорного устройства, которое преобразует сигнал от первичного преобразователя в значения массового (объемного) расхода и массы (объема) теплоносителя.

Счетчики пара — приборы, измеряющие массу пара, протекающего в трубопроводе через сечение, перпендикулярное направлению движения потока. В состав этих приборов обязательно входят датчики расхода и электронный блок, производящий вычисление количества теплоносителя.

Измерение количества теплоты осуществляется теплосчетчиками. **Теплосчетчик** — прибор, предназначенный для измерения отдаваемой теплоноси-

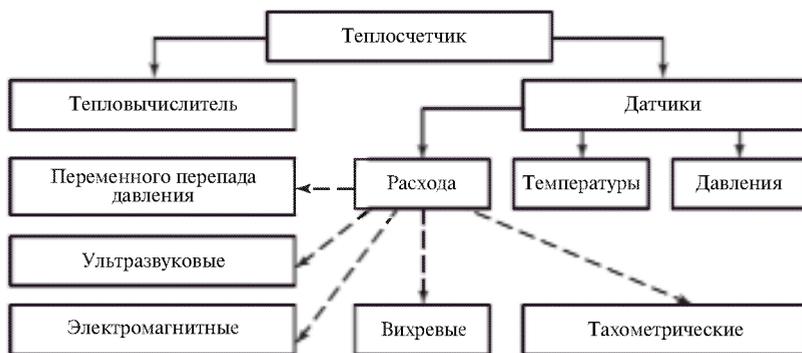


Рис. 13.3. Состав теплосчетчика

теlem или расходуемой вместе с ним тепловой энергии, представляющий собой единую конструкцию, либо состоящий из составных элементов — преобразователей расхода, расходомеров, водосчетчиков, датчиков температуры (давления) и вычислителя [3]. Состав теплосчетчика показан на рис. 13.3.

Теплосчетчик также измеряет и количество теплоносителя, т.е. объем или массу переданного теплоносителя за определенный промежуток времени. Для этого используются перечисленные выше приборы: расходомеры, счетчики воды и пара.

Важнейшей частью теплосчетчика является **вычислитель** — устройство, обеспечивающее расчет и накопление данных о количестве тепловой энергии на основе входной информации о массе, температуре и давлении теплоносителя. Он выполняет преобразование сигналов расходомеров, термометров, преобразователей давления в цифровые значения накопленной тепловой энергии, массы (объема) теплоносителя, температуры подаваемой, обратной, а иногда и холодной воды подпитки. Указанная информация отображается по запросу пользователя на электронном табло и архивируется в памяти прибора. Архивируются среднечасовые, среднесуточные, а иногда и среднемесячные параметры. Архивные данные, как правило, сохраняются в электронной памяти при отключении питания прибора, что обеспечивает независимый встроенный источник питания. Многие модели вычислителей предусматривают возможность объединения группы теплосчетчиков в локальные измерительно-информационные сети.

По показаниям вычислителя можно определить, имели ли место нарушения договора между энергоснабжающей организацией и потребителем теплоты за расчетный период времени.

Другими необходимыми составными частями теплосчетчика являются датчики расхода, температуры и давления теплоносителя. **Датчики расхода** — наиболее важные элементы теплосчетчиков в том смысле, что от них существенно зависят технические и эксплуатационные характеристики теплосчетчиков. Для измерения расхода теплоносителя наиболее широкое

распространение получили датчики переменного перепада давления, ультразвуковые, электромагнитные, вихревые и тахометрические датчики.

В датчиках расхода с сужающими устройствами, или *датчиках расхода переменного перепада давления*, используется зависимость перепада давления на сужающем устройстве (диафрагме, сопле), установленном на трубопроводе, от расхода. Этот тип датчиков применяется в течение длительного времени. К их недостатку можно отнести наличие существенного гидравлического сопротивления. В последнее время датчики данного типа в составе теплосчетчиков постепенно вытесняются другими видами датчиков расхода.

Принцип действия *ультразвуковых датчиков расхода* основан на излучении и приеме ультразвукового сигнала, измерении разности времени его распространения по потоку жидкости и против него. Измеренная разность времени распространения сигнала пропорциональна средней скорости потока жидкости и ее расходу.

Принцип действия *электромагнитных датчиков расхода* основан на явлении электромагнитной индукции. При прохождении электропроводящей жидкости через импульсное магнитное поле в ней возникает электродвижущая сила, пропорциональная средней скорости потока жидкости и ее расходу. Недостатком этих датчиков является чувствительность к содержанию в воде оксидов железа.

Вихревые датчики расхода используют зависимость от средней скорости потока частоты отрыва вихрей жидкости или газа, возникающих при погружении в поток твердого тела определенной формы. Частота отрыва вихрей может быть определена электромагнитными или ультразвуковыми датчиками. Недостатком вихревых расходомеров является появление дополнительного гидравлического сопротивления при погружении в поток плохообтекаемого тела.

Для измерения массы теплоносителя применяются *тахометрические счетчики воды*, в которых используется зависимость частоты вращения тела, установленного в трубопроводе, — крыльчатки (ось которой перпендикулярна оси трубопровода) или турбины (ось совпадает с осью трубопровода) — от скорости движения теплоносителя и его расхода. Этот метод измерения получил широкое распространение за рубежом для коммерческих расчетов.

Как ультразвуковые, так и электромагнитные датчики расхода при измерении не оказывают влияния на измеряемый поток, поскольку не создают препятствий течению теплоносителя.

Для правильного измерения расхода на участке трубопровода перед местом установки расходомера и после него требуется предусмотреть прямолинейные участки для стабилизации потока теплоносителя, т.е. для стабилизации профиля скорости по сечению трубопровода. На этих участках не должно быть поворотов, изменения сечений трубопровода, не должна находиться запорная арматура. Длина прямолинейных участков обычно равна нескольким диаметрам трубопровода. Она обязательно должна быть указана в тех-

нической документации датчика расхода. Некоторые расходомеры выполняются в виде участка трубы с установленным на ней прибором, который непосредственно подключается к трубопроводу. В этом случае прямолинейные участки могут быть уже предусмотрены предприятием-изготовителем в составе прибора и учитываются при указании его габаритных размеров.

При выборе теплосчетчика следует обращать внимание на требования к качеству воды для работы датчиков расхода. Приборы, рассчитанные на массового пользователя, должны быть надежны и просты в эксплуатации.

Датчики температуры, используемые в составе теплосчетчиков, чаще всего представляют собой платиновые термометры сопротивления. Их устанавливают на подающем, обратном трубопроводах, а у источника теплоты также и на трубопроводе холодной воды, используемой для подпитки системы теплоснабжения.

Датчики давления представляют собой тензопреобразователи или емкостные преобразователи, имеющие унифицированный токовый выходной сигнал. Нужно отметить, что не все теплосчетчики комплектуются преобразователями давления. Это связано с тем, что регистрация давления обязательна не во всех системах теплоснабжения.

Измеренные значения температуры и давления в трубопроводах по линиям связи передаются в вычислитель, который на их основе рассчитывает значения энтальпии теплоносителя, переданной тепловой мощности и теплоты.

Приборы учета тепловой энергии, устанавливаемые на узле учета, должны быть зарегистрированы в Государственном реестре средств измерений. Для каждого прибора устанавливается межповерочный интервал, в течение которого прибор должен проходить обязательную поверку. Поверка первичных преобразователей расхода, входящих в состав теплосчетчиков, может производиться при натурных испытаниях, т.е. при проливке их на специальном стенде, либо имитационным способом. В последнем случае отпадает необходимость демонтажа преобразователей расхода, установленных на трубопроводах узла учета.

Теплосчетчик должен соответствовать условиям эксплуатации в системах теплоснабжения. Для водяных систем температура измеряемой среды должна составлять 5—150 °С. Максимальное давление измеряемой среды, на которое рассчитан теплосчетчик, должно быть не выше 1,6 МПа.

Приборы учета должны проводить измерения с заданной точностью. Метрологические требования к приборам учета сформулированы в Методике осуществления коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя [8]. Они соответствуют международным требованиям к приборам учета. Согласно этому документу должна быть предусмотрена защита прибора учета от несанкционированного вмешательства в его работу, нарушающего достоверный учет тепловой энергии, массы или объема теплоносителя и регистрацию параметров теплоносителя.

13.3. Учет тепловой энергии в различных системах теплоснабжения

При измерении количества тепловой энергии исходят из того, что математически тепловая энергия, переносимая теплоносителем через поперечное сечение трубопровода за определенный интервал времени, в общем случае может быть вычислена по формуле

$$Q = \int_{T_0}^{T_1} mh \, dT = \int_{T_0}^{T_1} pVh \, dT, \quad (13.1)$$

здесь m — массовый расход теплоносителя; ρ — плотность теплоносителя; V — объемный расход теплоносителя; h — энтальпия теплоносителя; T_0 и T_1 — моменты времени, соответствующие началу и окончанию измерений.

Энтальпия является функцией температуры и давления теплоносителя. Таким образом, тепловая энергия зависит от текущих параметров теплоносителя (массового расхода, температуры и давления) и интервала времени, в течение которого проводятся измерения. Поскольку вычисление тепловой энергии на основании результатов измерений не может осуществляться непрерывно, то формулу (13.1) преобразуют, заменяя интеграл конечными суммами, а энтальпию и плотность теплоносителя рассчитывают по температуре и давлению. При этом получают

$$Q = \sum_{i=1}^n M_i h_i, \quad (13.2)$$

где Q_i — тепловая энергия, соответствующая i -му интервалу времени; M_i — масса теплоносителя, прошедшего через трубопровод за i -й интервал времени; h_i — энтальпия теплоносителя, соответствующая i -му интервалу времени; n — число интервалов времени, в течение которых производились измерения.

На практике интервалы времени, в течение которых теплосчетчик осуществляет измерение параметров и расхода теплоносителя для их последующего суммирования, очень малы.

Количество тепловой энергии, теплоносителя, поставленных источником тепловой энергии, в целях их коммерческого учета определяются как сумма количеств тепловой энергии, теплоносителя по каждому трубопроводу (подающему, обратному и подпиточному).

Рассмотрим, как производится учет тепловой энергии и теплоносителя с помощью теплосчетчика. На рис. 13.4 представлена схема подключения теплосчетчика, установленного в закрытой водяной системе теплоснабжения у потребителя теплоты с тепловой нагрузкой ниже 0,1 Гкал/ч (квартирный

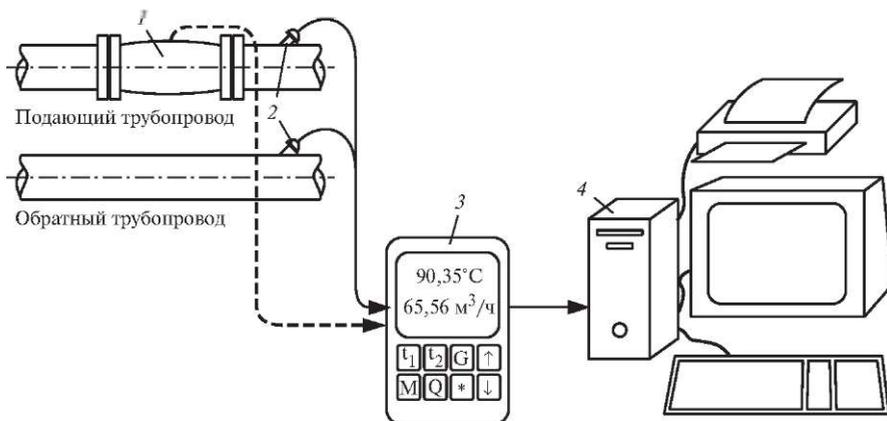


Рис. 13.4. Схема подключения теплосчетчика, установленного в закрытой системе теплоснабжения:

1 — датчик расхода; 2 — датчики температуры; 3 — вычислитель; 4 — персональный компьютер

теплосчетчик). Установка датчиков давления в водяных системах теплоснабжения с такой тепловой нагрузкой не является обязательной. Энтальпия теплоносителя в этом случае определяется по его температуре. Отметим, что все узлы учета в системах с тепловой нагрузкой свыше 0,1 Гкал/ч должны быть оборудованы датчиками давления.

На подающем трубопроводе тепловой сети устанавливается датчик расхода. Установка датчика на обратном трубопроводе для закрытой системы не является обязательной, так как расходы в подающем и обратном трубопроводах равны (на практике возможность установки датчика расхода только на одном трубопроводе системы теплоснабжения должна быть согласована с энергоснабжающей организацией). Датчики температуры устанавливаются как на подающем, так и на обратном трубопроводе. Расход и температура теплоносителей при работе системы изменяются во времени. Сигналы от датчиков поступают на вход вычислителя, где на их основе определяются значения расхода, температуры теплоносителя и его энтальпии в прямом и обратном трубопроводах, а также производятся интегрирование расхода теплоносителя, вычисление средних значений параметров теплоносителей и получаемой тепловой энергии за время работы теплосчетчика.

Полученные данные отображаются на электронном табло вычислителя по запросу пользователя или могут быть переданы на персональный компьютер по одному из стандартных интерфейсов.

При работе теплосчетчика в открытой системе теплоснабжения расходы теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах различаются, поэтому датчики расхода устанавливаются как на подающем, так и на обратном трубопроводе. Разность расходов дает возможность определить количество теплоносителя, затраченного потребителем. Это же количество теплоноси-

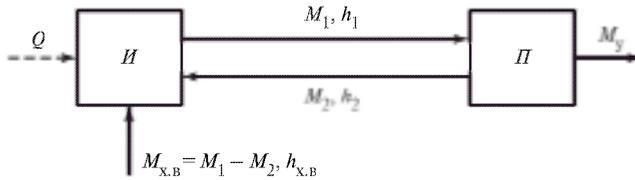


Рис. 13.5. К определению количества тепловой энергии, переданной потребителю в открытых системах теплоснабжения

теля должно быть затрачено источником для подпитки системы теплоснабжения.

Рассмотрим открытую систему теплоснабжения, в которой источник теплоты I и ее потребитель II связаны между собой подающим и обратным трубопроводами (рис. 13.5).

Если M_1 — масса теплоносителя, переданная по подающему трубопроводу, а M_2 — масса теплоносителя, переданная по обратному трубопроводу, то масса утечек M_y , восполняемая на источнике холодным теплоносителем ($M_{х.в}$), $M_y = M_{х.в} = M_1 - M_2$. Запишем уравнение теплового баланса источника теплоты:

$$Q = M_1 h_1 - M_2 h_2 - (M_1 - M_2) h_{х.в}, \quad (13.3)$$

где Q — тепловая энергия, произведенная на источнике теплоты; h_1 — энтальпия теплоносителя в подающем трубопроводе; h_2 — энтальпия теплоносителя в обратном трубопроводе; $h_{х.в}$ — энтальпия холодного теплоносителя, поступающего в систему.

Тогда, преобразовав (13.3), получим количество тепловой энергии, переданной потребителю в открытой системе теплоснабжения:

$$Q = M_1(h_1 - h_{х.в}) - M_2(h_2 - h_{х.в}). \quad (13.4)$$

Из (13.4) видно, что для вычисления тепловой энергии, полученной потребителем в открытой системе, необходимо знать энтальпию холодной воды $h_{х.в}$, используемой для подпитки систем теплоснабжения. Допускается введение температуры холодной воды в вычислитель в виде константы с периодическим пересчетом количества потребленной тепловой энергии с учетом фактической температуры холодной воды. Возможно введение нулевого значения температуры холодной воды в течение всего года.

При определении отпущенной потребителю тепловой энергии необходимо знать, как разграничена тепловая сеть между потребителем и энергоснабжающей организацией. Это определяется по границе балансовой принадлежности тепловых сетей. **Граница балансовой принадлежности тепловых сетей** — это линия раздела между владельцами тепловых сетей по признаку собственности, аренды или полного хозяйственного ведения.

В зависимости от того, какой вид системы теплоснабжения используется, Методикой [8] предусмотрены различные измерительные схемы учета тепловой энергии и количества теплоносителя (рис. 13.6), а также различные алгоритмы для расчета их значений.

Схема размещения точек измерения тепловой энергии и количества теплоносителя, а также его параметров для закрытых водяных систем теплоснабжения приведена на рис. 13.7 [8].

На узле учета тепловой энергии подлежит определению время работы установленных приборов. Помимо вычисления переданных по трубопроводам масс (объемов) теплоносителя и отпущенной тепловой энергии за рассматриваемый период времени производится почасовая регистрация масс (объемов) теплоносителя, а также его среднечасовых параметров.

В открытых системах теплопотребления кроме учета и регистрации величин, проводимых в закрытых системах, дополнительно определяются [3]:

- а) масса (объем) теплоносителя, израсходованного на водоразбор в системах горячего водоснабжения;
- б) среднечасовое давление теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах узла учета.

Правилами [3] предусмотрено упрощенное определение тепловой энергии, отпущенной потребителям в системах с малой теплопроизводительностью. При потреблении менее 0,1 Гкал/ч допускается учет тепловой энергии только на основании времени работы приборов учета и измерения массы теплоносителя, передаваемого по трубопроводам. Таким образом, в таких системах нет необходимости устанавливать теплосчетчик и вычисление тепловой энергии может производиться только на основании показаний счетчиков воды. Значения температур теплоносителя принимаются в этом случае на основании договора между потребителем и энергоснабжающей организацией.

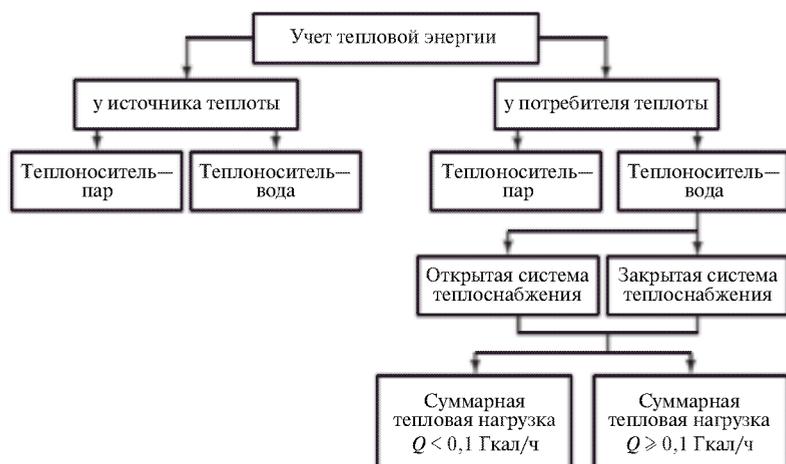


Рис. 13.6. Схемы учета тепловой энергии и теплоносителя при различных видах систем теплоснабжения

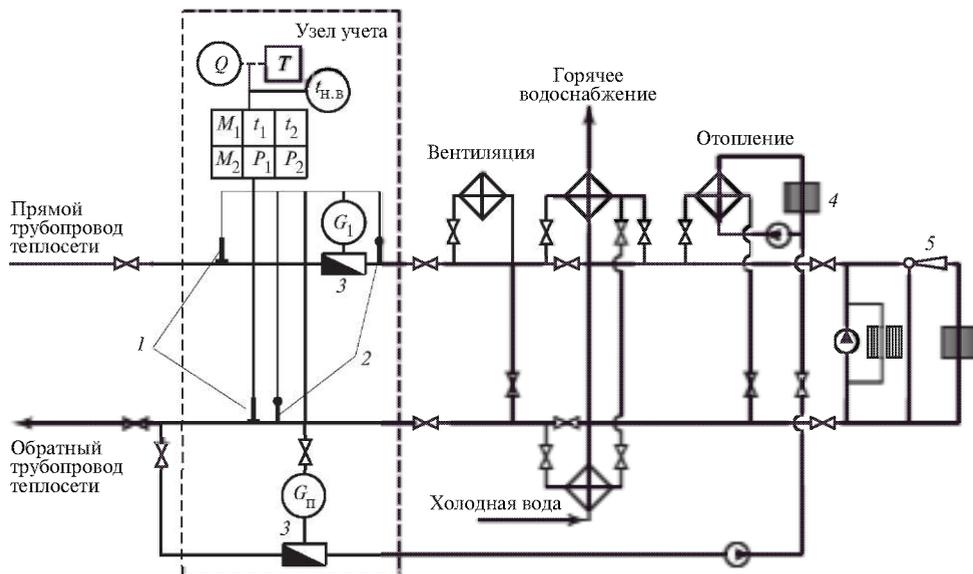


Рис. 13.7. Принципиальная схема размещения точек измерения тепловой энергии и количества теплоносителя, а также его регистрируемых параметров в закрытых системах теплоснабжения на тепловых пунктах:

Q — количество тепловой энергии, переданной потребителю; T — время работы теплосчетчика; $t_{н.в.}$ — температура наружного воздуха; M_1, M_2 — масса теплоносителя, протекающего по прямому и обратному трубопроводам; t_1, t_2 — температура теплоносителя, протекающего по прямому и обратному трубопроводам; M_1, M_2 — давление в прямом и обратном трубопроводах; $G_1, G_п$ — расход теплоносителя в прямом трубопроводе; $G_п$ — расход холодной воды, используемой для подпитки; 1, 2 и 3 — точки измерения соответственно давления, температуры и расхода; 4 — отопительный прибор; 5 — насос (элеватор) струйный

При проведении энергетических обследований совместное применение стационарно установленных и портативных измерительных приборов (ультразвуковых расходомеров, инфракрасных термометров и др.) позволяет составлять тепловые балансы отдельных цехов и теплоиспользующих установок, а также делать выводы об эффективности использования энергии на этих объектах.

Контрольные вопросы

1. Почему приборный учет энергоресурсов является важным условием экономии энергии?
2. В чем состоит разница между коммерческим и техническим учетами энергоресурсов?
3. Почему кроме учета тепловой энергии нужен учет количества теплоносителя?
4. Какими нормативными документами регламентируется коммерческий учет газа, электрической энергии, тепловой энергии и теплоносителя?
5. Что представляют собой интеллектуальные системы учета электрической энергии и как они могут быть использованы для ее экономии?

6. Каковы отличительные и общие черты учета тепловой и электрической энергии?
7. Назовите основные функции вычислителя.
8. Какие приборы входят в состав теплосчетчиков?
9. Какие виды преобразователей расхода применяются в составе теплосчетчиков?
10. Какие из преобразователей расхода позволяют проводить измерения, не создавая дополнительного гидравлического сопротивления в потоке теплоносителя?
11. С какой целью предусматриваются прямолинейные участки до установленных на трубопроводах преобразователей расхода и после них?
12. Что представляет собой узел учета и регистрации отпуска и потребления тепловой энергии?
13. Какие требования предъявляют к теплосчетчикам?
14. Какие потребители теплоты могут использовать правила упрощенного учета тепловой энергии?
15. Чем различается учет тепловой энергии в открытой и закрытой системах теплоснабжения?
16. Что такое граница балансовой принадлежности тепловых сетей?

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

К главе 1

1. **Теплотехника:** учебник для вузов / В.Н. Луканин, М.Г. Шатров, Г.М. Камфер и др. М.: Высшая школа, 1999.
2. Отчет о функционировании электроэнергетики за 2016 год / Министерство энергетики Российской Федерации. URL: https://www.bigpowernews.ru/photos/0/0_CXq7NsBUWeunn-Vlogf7uolVy4SB2XcBA.pdf (дата обращения 02.10.202).
3. **Данилов Н.И.** Энциклопедия энергосбережения / Н.И. Данилов, Я.М. Щелоков. Екатеринбург : Сократ, 2004.
4. Исакович Г.А. Экономия топливно-энергетических ресурсов в строительстве / Г.А. Исакович, Ю.Б. Слуцкий. М.: Стройиздат, 1988.
5. **Воздвиженская А.** Экономия ушла в полезный отпуск. Расход топлива при выработке электроэнергии в России снизился до 20-летнего минимума // Российская газета. 2019. 4 марта. Вып. № 48.
6. **Приказ** Минэкономразвития России от 15.07.2020 № 425 «Об утверждении методических рекомендаций по определению в сопоставимых условиях целевого уровня снижения государственными (муниципальными) учреждениями суммарного объема потребляемых ими дизельного и иного топлива, мазута, природного газа, тепловой энергии, электрической энергии, угля, а также объема потребляемой ими воды». URL: <https://docs.cntd.ru/document/565341135> (дата обращения 02.10.2021).

К главе 2

1. **Статистический** Ежегодник мировой энергетики. URL: <https://yearbook.enerdata.ru/total-energy/world-energy-production.html> (дата обращения 02.10.2021).
2. **Лидеры** ЕС договорились довести парниковые выбросы до нуля к 2050 году // Сайт BBC news. Русская служба. URL: <https://www.bbc.com/russian/news-50777852> (дата обращения 02.10.202). (дата обращения 04.11.2020).
3. **К 2050 году** Китай, ЕС и Япония откажутся от нефти, газа и угля в пользу водорода // Свободная пресса. URL: <https://svpressa.ru/economy/article/279896/> (дата обращения 04.11.2020).
4. **Государственный доклад** о состоянии энергосбережения и повышении энергетической эффективности в Российской Федерации / Минэкономразвития РФ. Москва, 2019. URL: <https://www.economy.gov.ru/material/file/c3901dba442f8e361d68bc019d7ee83f/Energyefficiency2020.pdf> (дата обращения 02.10.202).
5. **Энергетическая стратегия** Российской Федерации на период до 2035 года. Утв. распоряжением Правительства Российской Федерации от 9 июня 2020 г. № 1523-р. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/1026> (дата обращения 04.11.2020).
6. **Федеральный закон** от 23.11.2009 № 261-ФЗ (в ред. от 11.06.2021) «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» (с изменениями на 26 июля 2019 года). URL: <https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1&documentId=340402#13> (дата обращения: 02.03.2021).
7. **Колесников А.И.** Энергоресурсосбережение / А.И. Колесников, С.А. Михайлов. М.: Энергоинвест, 2006.
8. **И. Юшков.** Налог на «углеродный след» — борьба за экологию или за передел рынка? / Юшков И. URL: <https://realnoevremya.ru/articles/177433-evrosyoz-gotovitsyavvesti-pogranichnyu-uglerodnyu-nalog> (дата обращения: 02.03.2021).

9. **Статистический сборник ТЭК России-2019** / Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации. Выпуск — июнь 2020. URL: https://ac.gov.ru/uploads/2-Publications/ТЕК_annual/ТЕК.2019.pdf (дата обращения 04.11.2020).
10. **Ключников А.Д.** Предпосылки радикального повышения энергоэффективности работ в области энергосбережения / А.Д. Ключников // Промышленная энергетика. 2001. № 4. С. 12—17.
11. **Основные** характеристики российской электроэнергетики // Официальный сайт Министерства энергетики Российской Федерации. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/532> (дата обращения: 02.03.2021).

К главе 3

1. **ГОСТ Р 53905—2010.** Энергосбережение. Термины и определения. М.: Стандартинформ, 2019.
2. **ГОСТ 31607—2012.** Энергосбережение. Нормативно-методическое обеспечение. Основные положения. М.: Стандартинформ, 2019.
3. **ГОСТ 31531—2012.** Энергосбережение. Методы подтверждения соответствия показателей энергетической эффективности энергопотребляющей продукции их нормативным значениям. Общие требования. М.: Стандартинформ, 2019.
4. **ГОСТ Р 51749—2001.** Энергосбережение. Энергопотребляющее оборудование общепромышленного применения. Виды. Типы. Группы. Показатели энергетической эффективности. Идентификация. М.: ИПК Издательство стандартов, 2001.
5. **Кузнецов А.М.** Сравнение результатов разделения расхода топлива на отпускаемые от ТЭЦ электроэнергию и тепло различными методами / А.М. Кузнецов // Энергетик. 2006. № 7. С. 21.
6. **Кэйс В.М.** Компактные теплообменники / В.М. Кэйс, А.А. Лондон. М.: Госэнергоиздат, 1967.
7. **Леончик Б.И.** Научные основы энергосбережения / Б.И. Леончик, О.Л. Данилов. М.: Издательский комплекс МГУПП, 2000.
8. **Кириллин В.А.** Техническая термодинамика / В.А. Кириллин, В.В. Сычев, Е. Шейндин. 5-е изд., перераб. и доп. М.: Изд. дом МЭИ, 2008.
9. **Утилизация** тепловых вторичных энергоресурсов на химических предприятиях / В.Г. Григоров, В.К. Нейман, С.Д. Чураков и др. М.: Химия, 1987.
10. **Лисиенко В.Г.** Хрестоматия энергосбережения: справ. в 2 кн. / В.Г. Лисиенко, Я.М. Щелоков, М.Г. Ладыгичев. М.: Теплотехник, 2002.
11. **Методика** расчета значений целевых показателей в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, в том числе в сопоставимых условиях. Утв. приказом Минэнерго России от 30 июня 2014 г. № 399. URL: <https://minjust.consultant.ru/documents/10871?items=1&page=2> (дата обращения: 02.03.2021).
12. **Аронов И.З., Гаряев А.Б., Жилиев К.А.** Как предприятию оценить уровень своей энергетической эффективности // Стандарты и качество. 2015. № 9. С. 88—92.
13. **Экономика** энергетики / Н.Д. Рогалева, А.Г. Зубкова, И.В. Мастерова и др.; под ред. Н.Д. Рогалева. 2-е изд., испр. и дополн. М.: Издательский дом МЭИ, 2008.

К главе 4

1. **Ефимов А.Л.** Энергобалансы промышленных предприятий: учеб. пособие / А.Л. Ефимов. М.: Издательство МЭИ, 2002.
2. **Назмеев Ю.Г.** Теплоэнергетические системы и энергобалансы промышленных предприятий: учеб. пособие / Ю.Г. Назмеев, И.А. Коныхина. М.: Издательство МЭИ, 2002.

3. ТЭЖ и экономика регионов России: [справочник : в 7 томах] / [подгот. В. В. Бушуев и др.]. Т. 1: Центральный федеральный округ. М.: Энергия, 2007.
4. Литвак В.В. Региональный вектор энергосбережения / В.В. Литвак, В.А. Силич, М.И. Яворский. Томск: Региональный центр управления энергосбережением, 1999.
5. Энергосбережение в энергетике и технологиях: Энергосбережение в низкотемпературных процессах и технологиях / А.Б. Гаряев, О.Л. Данилов, А.О. Ефремов, И.В. Яковлев. М.: Издательство МЭИ, 2002.
6. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 30.06.2014 № 400 «Об утверждении требований к проведению энергетического обследования и его результатам и правил направления копий энергетического паспорта, составленного по результатам обязательного энергетического обследования» (с изменениями на 13 января 2016 года). URL: <http://docs.cntd.ru/document/420208310> (дата обращения 11.01.2021).
7. Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ (в ред. от 11.06.2021) «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» (с изменениями на 26 июля 2019 года). URL: <https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1&documentId=340402#13> (дата обращения: 02.03.2021).
8. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 2.06.2020 № 438 «О признании утратившими силу приказов Минэнерго России от 30 июня 2014 г. № 400 «Об утверждении требований к проведению энергетического обследования и его результатам и правил направления копий энергетического паспорта, составленного по результатам обязательного энергетического обследования» и от 13 января 2016 г. № 6 «О внесении изменений в требования к проведению энергетического обследования и его результатам, утвержденные приказом Минэнерго России от 30 июня 2014 г. № 400». URL: <http://docs.cntd.ru/document/565131362> (дата обращения 11.01.2021).
9. СП 60.13330.2020. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха. М.: Стандартинформ, 2021.
10. Матросов Ю.А. Сравнительный анализ новых территориальных норм России по энергетической эффективности жилых зданий и нового постановления Германии // Энергосбережение. № 3. 2002. С.40—43.
11. ГОСТ Р 55656—2013 (ИСО 13790:2008). Энергетические характеристики зданий. Расчет использования энергии для отопления помещений. М.: Стандартинформ, 2014.
12. ГОСТ Р 54851—2011. Конструкции строительные ограждающие неоднородные. Расчет приведенного сопротивления теплопередаче. М.: Стандартинформ, 2012.
13. СП 50.13330.2012. Тепловая защита зданий. Актуализированная редакция СНиП 23-02-2003 (в ред. от 14.12.2018). URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200095525> (дата обращения: 02.03.2021).
14. СП 23-101-2004. Проектирование тепловой защиты зданий. М.: ФГУП ЦПП, 2004.
15. СП 131.13330.2020. СНиП 23-01-99*. Строительная климатология. М.: Стандартинформ, 2021.
16. ГОСТ 12.1.005—88. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. М.: Стандартинформ, 2008.
17. ГОСТ 30494—2011. Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях. М.: Стандартинформ, 2019.
18. СанПиН 2.2.4.548—96. Санитарные правила и нормы. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений : М.: Информационно-издательский центр Минздрава России, 2001.

К главе 5

1. **Федеральный закон** от 23.11.2009 № 261-ФЗ (в ред. от 11.06.2021) «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации». URL: <https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1&documentId=340402#13> (дата обращения: 02.03.2021).
2. **Федеральный закон** от 31.03.1999 № 69-ФЗ (в ред. от 11.06.2021) «О газоснабжении в Российской Федерации». URL: <https://fzrf.su/zakon/o-gazosnabzhenii-69-fz/> (дата обращения: 02.03.2021).
3. **Федеральный закон** от 26.03.2003 № 35-ФЗ (в ред. от 11.06.2021) «Об электроэнергетике». URL: <http://docs.cntd.ru/document/901856089> (дата обращения: 02.03.2021).
4. **Федеральный закон** «О теплоснабжении» от 27.07.2010 № 190-ФЗ (в ред. от 02.07.2021). URL: <http://docs.cntd.ru/document/902227764> (дата обращения: 02.10.2021).
5. **Указ Президента Российской Федерации** от 13.05.2010 № 579 (с изм. на 14.10.2012) «Об оценке эффективности деятельности органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации и органов местного самоуправления городских округов и муниципальных районов в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности». URL: <http://docs.cntd.ru/document/902214779> (дата обращения: 02.03.2021).
6. **Указ Президента Российской Федерации** от 04.06.2008 № 889 «О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики» // Российская газета. 2008. 7 июля (№ 123).
7. **Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года**. Утв. распоряжением Правительства Российской Федерации от 09.06.2020 № 1523-р // Собрание законодательства Российской Федерации. 15.06.2020. № 24, ст. 3847.
8. **ГОСТ 31607—2012**. Энергосбережение. Нормативно-методическое обеспечение. Основные положения. М.: Стандартинформ, 2019.
9. **ГОСТ 31532—2012**. Энергосбережение. Энергетическая эффективность. Состав показателей. Общие положения. М.: Стандартинформ, 2019.
10. **Приказ Минэкономразвития России** от 25.05.2020 № 310 «Об утверждении требований к проведению энергетического обследования, результатам энергетического обследования (энергетическому паспорту и отчету о проведении энергетического обследования)». URL: <https://rg.ru/2020/07/28/mer-prikaz310-site-dok.html> (дата обращения: 02.03.2021).
11. **ГОСТ Р 51750—2001**. Энергосбережение. Методика определения энергоемкости при производстве продукции и оказании услуг в технологических энергетических системах. Общие положения. М.: Издательство стандартов, 2001.
12. **ГОСТ Р 56828.24—2017**. Наилучшие доступные технологии. Энергосбережение. Руководство по применению наилучших доступных технологий для повышения энергоэффективности. М.: Стандартинформ, 2019.
13. **СП 124.13330.2012**. Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003 (в ред. от 20.11.2019). URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200095545?section=text> (дата обращения: 02.03.2021).
14. **РД 153-39.0-112—2001**. Методика определения норм расхода и нормативной потребности в природном газе на собственные технологические нужды магистрального транспорта газа. Утв. приказом Минэнерго России от 26.12.2001 № 373. URL: <http://docs.cntd.ru/document/901813066> (дата обращения: 02.03.2021).
15. **Методические рекомендации по оценке эффективности реализации мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности в промышленности**. Утв. приказом Минэкономразвития России от 29.07.2019 № 468. URL: <http://docs.cntd.ru/document/560863760> (дата обращения: 02.03.2021).

16. **Порядок** определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя (в ред. от 10.08.2012). Утв. приказом Министерства энергетики России от 30.12.2008 № 325. URL: <https://base.garant.ru/195152/> (дата обращения: 02.03.2021).
17. **Энергосбережение** на предприятиях промышленности и жилищно-коммунального хозяйства: справочно-методическое пособие / П.А. Костюченко и др.; под общ. ред. П.А. Костюченко, О.Л. Данилова. М.: Технопромстрой, 2006.
18. **СП 61.13330.2012.** Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Актуализированная редакция СНиП 41-03-2003 (в ред. от 03.12.2016). URL: <https://dokipedia.ru/document/5328288?pid=174> (дата обращения: 02.03.2021).
19. **Энергоаудит** и нормирование расходов энергоресурсов: сб. методических материалов / под ред. С.К. Сергеева. Н. Новгород: НГТУ, 1998.
20. **Требования** энергетической эффективности зданий, строений, сооружений. Утв. приказом Минстроя России от 17.11.2017 № 1550/пр. URL: <http://docs.cntd.ru/document/542612470> (дата обращения: 02.03.2021).
21. **СП 50.13330.2012.** Тепловая защита зданий. Актуализированная редакция СНиП 23-02-2003 (в ред. от 14.12.2018). URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200095525> (дата обращения: 02.03.2021).
22. **СП 60.13330.2020.** СНиП 41-01-2003. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха. URL: <http://minstroyrf.gov.ru/upload/iblock/404/SP-60.pdf> (дата обращения: 02.03.2021).
23. **ГОСТ 30494—2011.** Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях. М.: Стандартинформ, 2019.
24. **СП 131.13330.2020.** Строительная климатология. М.: Стандартинформ, 2021.
25. **СП 30.13330.2020.** Внутренний водопровод и канализация зданий. СНиП 2.04.01-85*. URL: <https://docs.cntd.ru/document/573741260> (дата обращения: 02.10.2021).
26. **Правила** определения класса энергетической эффективности многоквартирных домов. Утв. приказом Минстроя России от 6.06.2016 № 399/пр. URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001201608100003?index=0&rangeSize=1> (дата обращения: 02.03.2021).

К главе 6

1. **Теплоэнергетика** и централизованное теплоснабжение России в 2015—2016 годы // Новости теплоснабжения. 2018. № 03. С. 8—17. URL: <https://www.rosteplo.ru/img/nt/nt211.pdf> (дата обращения: 05.10.2021).
2. **Отчет о функционировании ЕЭС России в 2019 году.** URL: https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2020/ups_rep2019.pdf (дата обращения: 02.04.2021).
3. **Хванов П.А.** Автономная система теплоснабжения — альтернатива или шаг назад? / П.А. Хванов // АВОК. 2004. № 1. С. 34—37.
4. **Федеральный закон** «О теплоснабжении» от 27.07.2010 № 190-ФЗ (в ред. от 02.07.2021). URL: <http://docs.cntd.ru/document/902227764> (дата обращения: 02.10.2021).
5. **Энергетическая стратегия** Российской Федерации на период до 2035 года. Утв. распоряжением Правительства Российской Федерации от 09.06.2020 № 1523-р // Собрание законодательства Российской Федерации. 15.06.2020. № 24, ст. 3847.
6. **Данилов О.Л.** Энергосбережение в энергетике и технологиях / О.Л. Данилов; под ред. А.Б. Гаряева. М.: Издательство МЭИ, 2003.
7. **Альпьянц Б.Е.** Перевод промышленных паровых котлов в водогрейные режимы работы / Б.Е. Альпьянц // Новости теплоснабжения. 2000. № 10. С. 9—10.

8. **Васильев А.В.** Новая система перевода паровых котлов типа ДКВр в водогрейный режим работы / А.В. Васильев, Г.В. Антропов, Ю.И. Акимов // *Новости теплоснабжения*. 2002. № 11. С. 25—28.
9. **Быстрицкий Г.Ф.** Основы энергетики: учебник / Г.Ф. Быстрицкий. М.: ИНФРА-М, 2007.
10. **Мезенцев А.П.** Основы расчета мероприятий по экономии тепловой энергии и топлива / А.П. Мезенцев. Л. : Энергоатомиздат, 1984.

К главе 7

1. **Теплоэнергетика** и централизованное теплоснабжение России в 2014—2018 годах : информационно аналитический доклад // ФГБУ «РЭА» Минэнерго России. Москва, 2020 г. URL: https://lenoblces.ru/wp-content/uploads/2020/04/Теплоэнергетика_i_centralizovannoe_teplosnabzhenie_Rossii_v_2014-2018_godah.pdf (дата обращения: 22.04.2021)
2. **СП 124.13330.2012.** Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003 (в ред. от 21.05.2020). URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200095545> (дата обращения: 02.03.2021).
3. **СП 30.13330.2020.** Внутренний водопровод и канализация зданий. СНиП 2.04.01-85*. URL: <https://docs.cntd.ru/document/573741260> (дата обращения: 02.10.2021).
4. **СП 61.13330.2012.** Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Актуализированная редакция СНиП 41-03-2003 (в ред. от 04.06.2017). URL: <https://dokipedia.ru/document/5328288?pid=174> (дата обращения: 02.03.2021).
5. **Хванов П.А.** Автономная система теплоснабжения — альтернатива или шаг назад? / П.А. Хванов // *АВОК*. 2004. № 1. С. 34—37.
6. **МДК 1-01.2002** Методические указания по проведению энергоресурсоаудита в жилищно-коммунальном хозяйстве. Пр. Госстрой России от 2001-04-18. URL: https://gostbank.metaltorg.ru/data/norms_new/mdk/12.pdf (дата обращения: 22.05.2021).
7. **Порядок** определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя (в ред. от 10.08.2012). Утв. приказом Министерства энергетики России от 30.12.2008 № 325. URL: <https://base.garant.ru/195152/> (дата обращения: 02.03.2021).
8. **Цветков Ф.Ф.** Тепломассообмен : учеб. пособие для студентов вузов / Ф.Ф. Цветков, Б.А. Григорьев. 2-е изд., испр. и доп. М.: Издательство МЭИ, 2005.
9. **Бухмиров В.В.** Тепломассообмен : учеб. пособие для бакалавров / В.В. Бухмиров. Иваново : Ивановский гос. энергетический университет, 2014.
10. **Свободноконвективные** течения, тепло- и массообмен: В 2 кн. Кн. 1 / Б. Гебхарт, Й. Джалурия, Р. Махаджан, Б. Саммакия; пер. с англ. под ред. О.Г. Мартыненко. М.: Мир, 1991.
11. **Соколов Е.Я.** Теплофикация и тепловые сети / Е.Я. Соколов. 9-е изд., стереот. М.: Издательский дом МЭИ, 2009.
12. **ГОСТ 30732—2020.** Трубы и фасонные изделия стальные с тепловой изоляцией из пенополиуретана с защитной оболочкой. Технические условия. М.: Стандартинформ, 2020.
13. **ГОСТ Р 56227—2014.** Трубы и фасонные изделия стальные в пенополимерминеральной изоляции. Технические условия. М.: Стандартинформ, 2015.
14. **Хрилев Л.С.** Оптимизация систем теплофикации и централизованного теплоснабжения / Л.С. Хрилев, И.А. Смирнов; под ред. Е.Я. Соколова. М.: Энергия, 1978.
15. **Прокладка** тепловых сетей оптимального диаметра с целью оптимизации потребления энергоресурсов // Портал ЭнергоСовет.ru — энергосбережение, энергоэффективность, энергосберегающие технологии 2006—2021. URL: <http://www.energosovet.ru/entech.php?id=13> (дата обращения: 26.05.2021).

К главе 8

1. **Высокотемпературные** теплотехнологические процессы и установки: учебник для вузов / И.И. Перелетов, Л.А. Бровкин, Ю.И. Розенгарт и др.; под ред. А.Д. Ключникова. М.: Энергоатомиздат, 1989.
2. **Краткий** экономический словарь / Л.И. Абалкин и др.; под ред. Ю.А. Белика и др. 2-е изд., доп. М.: Политиздат, 1989.
3. **Производство** и потребление электроэнергии в Российской Федерации в 2017 году / Агентство экономической информации. URL: <https://1prime.ru/science/20181115/829538943.html> (дата обращения 05.10.2021).
4. **Былкин А. Внутренний спрос на газ: тренд на стагнацию?** / А. Былкин, Н. Посыпанко, А. Львова // Сайт **YYGON Consulting**. URL: https://vygon.consulting/upload/iblock/dfc/vygon_consulting_domestic_gas_demand.pdf (дата обращения 05.10.2021).
5. **Федеральный закон** от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» (в ред. от 02.07.2021). URL: <https://docs.cntd.ru/document/901808297> (дата обращения 05.10.2021).
6. **Перечень** информационно-технических справочников по наилучшим доступным технологиям // Сайт «**Бюро наилучших доступных технологий**». URL: <http://burondt.ru/index/its-ndt.html> (дата обращения 05.10.2021).
7. **Промышленная** теплоэнергетика и теплотехника : справочник / [Б.Г. Борисов и др.]. 4-е изд., стер. М.: Издательский дом МЭИ, 2007. (Теплоэнергетика и теплотехника : справочная серия : в 4 кн. / под общ. ред. чл.-корр. РАН А.В. Клименко и проф. В.М. Зорина. Кн. 4).
8. **Сазанов Б.В. Теплоэнергетические системы промышленных предприятий : учеб. пособие для вузов / Б.В. Сазанов, В.И. Ситас. М.: Энергоатомиздат, 1990.**
9. **Буторин И.В.** Проблемы внедрения наилучших доступных технологий в черной металлургии / И.В. Буторин, М.В. Буторина // Черные металлы. 2019. № 1.
10. **Шопшин М.Ф.** Исследование реактора-теплообменника паровой конверсии природного газа в системе регенеративного теплоиспользования топливных печей : автореферат дис. ... канд. техн. наук. М.: МЭИ, 1979.
11. **К опытно-промышленным** испытаниям стекловаренной печи с химической регенерацией тепла / И.И. Перелетов, В.И. Новосельцев, М.Ф. Шопшин и др. // Тр. МЭИ. 1980. Вып. 476 «Энергетика высокотемпературной теплотехнологии».
12. **Крылов А.Н.** Повышение эффективности стекловаренных печей на основе комплексной регенерации тепловых отходов : автореферат дис. ... канд. техн. наук. М.: МЭИ, 2007.
13. **Данилов О.Л.** Экономия энергии при тепловой сушке / О.Л. Данилов, Б.И. Леончик. М.: Энергоатомиздат, 1986.
14. **Коновальцев С.И.** Оптимизация режимно-конструктивных параметров сушильных установок : автореферат дис. ... канд. техн. наук. М.: МЭИ, 1990.
15. **Данилов О.Л.** Энергосберегающий эффект за счет кинетической оптимизации сушки / О.Л. Данилов, С.И. Коновальцев // Вестник МЭИ. 1995. № 1.
16. **Шановалова Г.П.** Оптимизация кинетики сушки в фильтрационных сушильных установках периодического действия : автореферат дис. ... канд. техн. наук. М.: МЭИ, 1998.

К главе 9

1. **ГОСТ 31607—2012.** Энергосбережение. Нормативно-методическое обеспечение. Основные положения. М.: Стандартинформ, 2019.
2. **Скляр В.А.** Прогрессивные энерго- и ресурсосберегающие металлургические технологии : учеб. пособие для обучающихся по направлению «Металлургия» [Бесплатный фрагмент]. URL: https://ridero.ru/books/progressivnye_energo-_i_resursosberegayu_shie_metallurgicheskie_tekhnologii/freeText (дата обращения 11.08.2021).

3. **Общие** методические положения по выявлению резервов экономии топлива за счет использования вторичных энергетических ресурсов на промышленных предприятиях. М.: Госплан СССР (НИИПиН), 1977.
4. Промышленная теплоэнергетика и теплотехника : справочник / [Б.Г. Борисов и др.]. 4-е изд., стер. М.: Издательский дом МЭИ, 2007. (Теплоэнергетика и теплотехника : справочная серия : в 4 кн. Кн. 4 / под общ. ред. чл.-корр. РАН А.В. Клименко и проф. В.М. Зорина).
5. **Хараз Д.И.** Пути использования вторичных энергоресурсов в химических производствах / Д.И. Хараз, И.В. Псахис. М.: Химия, 1984.
6. **Данилов О.Л.** Энергосбережение в энергетике и технологиях / О.Л. Данилов; под ред. А.Б. Гаряева. М.: Издательство МЭИ, 2003.
7. **Энергосберегающие** технологии в СССР и за рубежом : [Аналитический альбом] / под общ. ред. С.Н. Ятрова. М.: фирма «Энергосбережение», 1991.
8. **Семенюк Л.Г.** Получение конденсата при глубоком охлаждении продуктов сгорания / Л.Г. Семенюк // Промышленная теплоэнергетика. 1987. № 8. С. 47—50.
9. **Кудинов А.А.** Энергосбережение в теплогенерирующих установках / А.А. Кудинов. Ульяновск : УлГТУ, 2000.
10. **Борисов К.Б.** Системы обеспечения жилых, общественных и промышленных зданий водой питьевого качества / К.Б. Борисов, А.Я. Шелгинский. М.: Издательство МЭИ, 2002.
11. **Агабабов В.С.** Детандер-генераторные агрегаты на станциях технологического понижения давления транспортируемого газа: учеб. пособие / В.С. Агабабов, А.В. Корягин. М.: Издательский дом МЭИ, 2007.
12. **Янговский Е.И.** Промышленные тепловые насосы / Е.И. Янговский, Л.А. Левин. М.: Энергоатомиздат, 1989.
13. **Мартынов А.В.** Установки для трансформации тепла и охлаждения: учеб. пособие для вузов / А.В. Мартынов. М.: Энергоатомиздат, 1989.
14. **Рей Д.** Тепловые насосы : пер. с англ. / Д. Рей, Д. Макмайкл. М.: Энергоиздат, 1982.
15. **Европейский рынок тепловых насосов** // АВОК. 2016. №7. С. 50—55. URL: https://www.abok.ru/for_spec/articles.php?nid=6506#note0 (дата обращения 11.08.2021).
16. **Европейская ассоциация тепловых насосов.** Рыночные данные. URL: <https://www.ehpa.org/market-data/> (дата обращения 05.10.2021).
17. **Тепловые насосы** в современной промышленности и коммунальной инфраструктуре: информ.-метод. издание / Е.Г. Гашо, С.А. Козлов, В.С. Пузаков и др. М.: Перо, 2017.
18. **Данилов О.Л.** Использование вторичных энергетических ресурсов / О.Л. Данилов, В.А. Мунц. Екатеринбург : УГТУ-УПИ, 2008.

К главе 10

1. **Анализ** потребления тепловой энергии на отопление многоквартирных домов как способ повышения энергоэффективности в сфере ЖКЖ : Круглый стол – материалы к обсуждению. 24 июня 2013 года / Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации: URL http://gkh-altay.ru/d/205499/d/06_24_kr_stol_analitika_dor_abotannaya_po_rezultata_m.pdf (дата обращения 24.07.2021).
2. **Васильев Г.П.** Эффективность использования первичной энергии при энергоснабжении жилого фонда города / Г.П. Васильев, М.И. Попов // Новости теплоснабжения. 2013. № 10.
3. **Карпис Е.Е.** Энергосбережение в системах кондиционирования воздуха / Е.Е. Карпис. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Стройиздат, 1986.

4. **Энергосбережение** на предприятиях промышленности и жилищно-коммунального хозяйства : справочно-методическое пособие / П.А. Костюченко и др.; под общ. ред. П.А. Костюченко, О.Л. Данилова. М.: Технопромстрой, 2006.
5. **Потенциал** и проблемы энергосбережения учреждений образования Москвы / И.Г. Гущина, В.Э. Герасимчук, А.Л. Ефимов и др. // Энергосбережение. 2003. № 4.
6. **Шубин Е.П.** Основные вопросы проектирования систем теплоснабжения городов / Е.П. Шубин. М.: Энергия, 1979.
7. **Фаликов В.С.** Энергосбережение в системах тепловодоснабжения зданий / В.С. Фаликов. М.: ГУП «ВИМИ», 2001.
8. **СП 131.13330.2020.** Строительная климатология. М.: Стандартинформ, 2021.
9. **Наладка** и эксплуатация водяных тепловых сетей: справочник / В.И. Манюк, Я.И. Каплинский, Э.Б. Хиж и др. 3-е изд., перераб. и доп. М.: Стройиздат, 1988.
10. **СП 41-101-95.** Проектирование тепловых пунктов. М.: Минстрой России, ГУП ЦПП, 1997.
11. **Холщевников В.В.** Климат местности и микроклимат помещений: учеб. пособие / В.В. Холщевников, А.В. Луков. М.: Изд-во АСВ, 2001.
12. **Ливчак В.И.** Теплоснабжение жилых микрорайонов города на современном этапе // Энергосбережение. 2005. №1. С.47—57.
13. **Энергосбережение** в теплоэнергетике и теплотехнологиях: учеб. для вузов / О.Л. Данилов, А.Б. Гаряев, И.В. Яковлев и др.; под ред. А.В. Клименко. М.: Издательский дом МЭИ, 2010.
14. **СП 60.13330.2020.** СНиП 411-01-2003. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха. М.: Стандартинформ, 2021.
15. **Постановление** Правительства РФ от 17 июня 2015 г. № 600 «Об утверждении перечня объектов и технологий, которые относятся к объектам и технологиям высокой энергетической эффективности» (с изменениями на 23 января 2019 года). URL: <https://dokipedia.ru/document/5244663> (дата обращения 24.07.2021)
16. **Филиппов С.П.** Перспективы применения тепловых насосов в России / С.П. Филиппов, М.Д. Дильман, М.С. Ионов // Энергосовет. 2011. № 5 (18). URL: http://energsovet.ru/bul/18_2011.pdf (дата обращения 24.07.2021).
17. **Тепловые насосы** в современной промышленности и коммунальной инфраструктуре: информ.-метод. издание / Е.Г. Гащо, С.А. Козлов, В.С. Пузаков и др. М.: Перо, 2017.
18. **Яковлев И.В.** Энергоэффективность перехода на автономное теплоснабжение от воздушных теплонасосных установок в климатических условиях России / И.В. Яковлев, А.М. Исхакова, И.В. Парёхина // Вестник МЭИ. 2016. № 5.
19. **Сопоставление** теоретической и реальной эффективности теплонасосной установки в системе горячего водоснабжения / И.В. Яковлев, А.Б. Гаряев, И.В. Парёхина, В.Ю. Самойленко // Промышленная энергетика. 2015. № 5.
20. **Применение** тепловых насосов для экономии топливно-энергетических ресурсов при эксплуатации жилых зданий в Республике Беларусь и за рубежом : Отчет ПРООН/ГЭФ Проект №00077154 «Повышение энергетической эффективности жилых зданий в Республике Беларусь», 2013 г. URL: <http://energoeffekt.gov.by/effbuild/download/222.pdf> (дата обращения 24.07.2021).
21. **Анализ** эффективности использования тепловых насосов в централизованных системах горячего водоснабжения / В.П. Фролов, С.Н. Щербаков, М.В. Фролов, А.Я. Шелгинский // Энергосбережение. 2004. № 2. С. 50—53.
22. **Рудицер М.И.** Разработка систем теплохладоснабжения на основе комплексного использования теплонасосных установок и тепловых труб / М.И. Рудицер, А.Я. Шелгинский // Надежность и безопасность энергетики. 2013. № 2 (21).

23. **Шелгинский А.Я.** Анализ применения теплонасосных установок в системах тепло-снабжения / А.Я. Шелгинский, И.В. Яковлев // Вестник МЭИ, 2018. № 2. С. 42—52.
24. **Гершкович В.Ф.** Тепловые насосы. Реализованные проекты и нереализованные возможности / В.Ф. Гершкович. Киев : КиевЗНИИЭП, 2004.
25. **Ефимов А.Л.** Промышленные и бытовые системы кондиционирования воздуха: учеб. пособие / А.Л. Ефимов, В.И. Косенков, И.В. Яковлев; под. ред. Ю.М. Павлова. М.: Издательство МЭИ, 1999.
26. **Энергосбережение** в энергетике и технологиях: Энергосбережение в низкотемпературных процессах и технологиях / А.Б. Гаряев, О.Л. Данилов, А.Л. Ефимов, И.В. Яковлев. М.: Издательство МЭИ, 2002.
27. **Данилов О.Л.** Энергосбережение на промышленных предприятиях: сборник задач: учеб. пособие / О.Л. Данилов, А.Б. Гаряев, И.В. Яковлев. М.: Издательство МЭИ, 2006.
28. **Энергоиспользование** в теплоэнергетике и теплотехнологиях: сборник задач: учеб. пособие / О.Л. Данилов, А.Б. Гаряев, И.В. Яковлев, Г.П. Шиповалов; под ред. Ю.М. Павлова. М.: Издательство МЭИ, 2005.
29. **Данилов О.Л.** Энергосбережение в теплотехнологиях и теплоснабжении в примерах и задачах: учеб. пособие / О.Л. Данилов, А.Б. Гаряев, И.В. Яковлев. М.: Издательство МЭИ, 2006.
30. **Гаряев А.Б.** Утилизация теплоты вторичных энергетических ресурсов в конденсационных теплообменниках: учебное пособие / А.Б. Гаряев, И.В. Яковлев. М.: Издательский дом МЭИ, 2010.
31. **Тарабанов М.Г.** Холодоснабжение систем кондиционирования воздуха / М.Г. Тарабанов // АВОК. 2007. № 8. URL: https://www.abok.ru/for_spec/articles.php?nid=3817 (дата обращения 24.07.2021).

К главе 11

1. **Кудрин Б.И.** Электроснабжение промышленных предприятий : учебник для вузов / Б.И. Кудрин. М.: Энергоатомиздат, 1995.
2. **Андрижиевский А.А.** Энергосбережение и энергетический менеджмент / А.А. Андрижиевский, В.И. Володин. Минск : Вышэйшая школа, 2005.
3. **СП 31-110-2003.** Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200035252?section=text> (дата обращения: 02.03.2021).
4. **Справочник** по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. 4-е изд., перераб. и доп. М.: ЭНАС, 2012.
5. **ГОСТ 32144—2013.** Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200104301?section=text> (дата обращения: 02.06.2021).
6. **В.Э. Воротницкий.** Анализ динамики, структуры и мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях России и за рубежом. URL: <https://www.sro-eo.ru> (дата обращения: 02.06.2021).
7. **Правила** устройства электроустановок. Шестое и седьмое издания (все действующие разделы). URL: <https://docplan.ru/Data2/1/4294853/4294853915.pdf> (дата обращения: 02.06.2021).
8. **РД 153-34.0-20.527-98.** Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. М.: Издательство НИЦ ЭНАС, 2002.

9. **Стандарт** организации ПАО «Россети» СТО 34.01-3.2-011-2017 «Трансформаторы силовые распределительные 6—10 кВ мощностью 63—2500 кВ·А. Требования к уровню потерь холостого хода и короткого замыкания». URL: <https://docplan.ru/Data2/1/4293734/4293734162.pdf> (дата обращения: 02.06.2021).
10. **Бурулько Л.К.** Электрооборудование промышленности. Ч.1. Источники, приемники и преобразователи электрической энергии : учеб.-метод. пособие / Л.К. Бурулько, Ю.Н. Дементьев; Национальный исследовательский Томский политехнический университет. Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2011.
11. **ГОСТ Р 54413—2011.** Машины электрические вращающиеся. Часть 30. Классы энергоэффективности односкоростных трехфазных асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором (код IE). М.: Стандартинформ, 2012.
12. **Колесников А.И.** Энергосбережение в промышленных и коммунальных предприятиях : учеб. пособие / А.И. Колесников, М.Н. Федоров, Ю.М. Варфоломеев. М.: ИНФРА-М, 2005.
13. **Проскураков В.С.** Электротехника. Асинхронный двигатель : учеб. пособие [электрон. ресурс] / В.С. Проскураков, С.В. Соболев. Екатеринбург : Изд-во ГОУ-ВПО УГТУ-УПИ, 2008. URL: <https://docplayer.com/43420286-Elektrotehnika-asinhronnyy-dvigatel.html> (дата обращения: 02.06.2021).
14. **ГОСТ 31605—2012.** Машины электрические асинхронные мощностью от 1 до 400 кВт включительно. Двигатели. Показатели энергоэффективности. М.: Стандартинформ, 2013.
15. **Порядок** определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя (в ред. от 10.08.2012). Утв. приказом Министерства энергетики России от 30.12.2008 № 325. URL: <https://base.garant.ru/195152/> (дата обращения: 02.03.2021).
16. **Климова Г.Н.** Энергосбережение на промышленных предприятиях : учеб. пособие / Г.Н. Климова. Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2007.
17. **Костенко М.П.** Электрические машины. Ч. 2. Машины переменного тока : учеб. / М.П. Костенко, Л.М. Пиотровский. 3-е изд., перераб. и доп. Л. : Энергия, 1973.
18. **Воронин П.А.** Системы управления частотно-регулируемого асинхронного электропривода : метод. указания по курсу «Системы управления электроприводов» / П.А. Воронин; Оренбургский гос. ун-т. Оренбург : ИПК ГОУ ОГУ, 2011.
19. **Электротермические процессы и установки** : учеб. пособие / под ред. В.Н. Тимофеева, Е.А. Головенко, Е.В. Кузнецова – Красноярск : Сибирский федеральный университет, 2007.
20. **Практическое пособие по выбору и разработке энергосберегающих проектов** : [справочно-метод. пособие] / под общ. ред. О.Л. Данилова и П.А. Костюченко. М.: Технопромстрой, 2006.
21. **Иванова Л.И.** Индукционные тигельные печи : учеб. пособие. 2-е изд., перераб. и доп. / Л.И. Иванова, Л.С. Грובה, Б.А. Сокунов, С.Ф. Сарапулов. Екатеринбург : Изд-во УГТУ-УПИ, 2002.

К главе 12

1. **Федеральный закон** от 23.11.2009 № 261-ФЗ (в ред. от 11.06.2021) «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» (с изменениями на 26 июля 2019 года). URL: <https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1&documentId=394824> (дата обращения: 02.03.2021).

2. **Приказ** Минэкономразвития России от 25.05.2020 № 310 «Об утверждении требований к проведению энергетического обследования, результатам энергетического обследования (энергетическому паспорту и отчету о проведении энергетического обследования)». URL: <https://rg.ru/2020/07/28/mer-prikaz310-site-dok.html> (дата обращения: 02.03.2021).
3. **Методика** проведения энергетических обследований предприятий и организаций / А. Афонин, И. Коваль, А. Сторожков, В. Шароухова // Методические материалы для энергоаудита / под ред. А.Г. Вакулко, О.Л. Данилова. М.: Издательство МЭИ, 1999.
4. **ГОСТ 31427—2020**. Здания жилые и общественные. Состав показателей энергетической эффективности. М.: Стандартинформ, 2020.
5. **Федеральный закон** от 29.12.2004 № 190-ФЗ (в ред. от 02.07.2021) «Градостроительный кодекс Российской Федерации». URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_51040/ (дата обращения: 02.10.2021).
6. **СТО НОП 2.1—2014**. Требования по составу и содержанию энергетического паспорта проекта жилого и общественного здания. URL: https://www.abok.ru/for_spec/norm_doc/passport.pdf (дата обращения: 02.09.2021).
7. **Приказ** Минэкономразвития России от 28 октября 2019 г. № 707 (в ред. от 25.01.2021) «Об утверждении Порядка представления декларации о потреблении энергетических ресурсов и формы декларации о потреблении энергетических ресурсов». Приложение № 1 «Порядок представления декларации о потреблении энергетических ресурсов». URL: <https://docs.cntd.ru/document/563859263?section=text> (дата обращения: 02.03.2021).
8. **ГОСТ 8.586.1—2005**. Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 1. Принцип метода измерений и общие требования (с Поправкой). URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200047566> (дата обращения: 24.08.2021).

К главе 13

1. **Приказ** Министерства энергетики Российской Федерации от 30 декабря 2013 г. № 961 (в ред. от 26.12.2014) «Об утверждении Правил учета газа». URL: <https://docs.cntd.ru/document/499071228?section=text> (дата обращения 11.09.2021).
2. **Постановление** Правительства Российской Федерации от 04.05.2012 № 442 (в ред. от 12.07.2021) «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии» [вместе с «Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии», «Правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии»]. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_130498/ (дата обращения 11.09.2021).
3. **Постановление** Правительства Российской Федерации от 18.11.2013 № 1034 (ред. от 13.02.2019) «О коммерческом учете тепловой энергии, теплоносителя» [вместе с «Правилами коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя»]. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_154646/ (дата обращения 11.09.2021).
4. **Федеральный закон** от 26.03.2003 № 35-ФЗ (в ред. от 11.06.2021) «Об электроэнергетике». URL: <http://docs.cntd.ru/document/901856089> (дата обращения: 15.09.2021).
5. **Постановление** Правительства Российской Федерации от 19.06.2020 № 890 (в ред. от 21.12.2020) «О порядке предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности)» [вместе с «Правилами предоставления доступа к минимальному набору функций интеллек-

- туальных систем учета электрической энергии (мощности)»]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/565140960> (дата обращения: 15.09.2021).
6. **Постановление** Правительства Российской Федерации от 04.05.2012 № 442 (в ред. от 12.06.2021) «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии». URL: <https://docs.cntd.ru/document/902349816> (дата обращения: 15.09.2021).
 7. **Постановление** Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861 (в ред. от 11.08.2021) «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям». URL: <https://docs.cntd.ru/document/901919551> (дата обращения: 15.09.2021).
 8. **Приказ** Минстроя России от 17.03.2014 № 99/пр «Об утверждении Методики осуществления коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя». URL: <https://docs.cntd.ru/document/499086231?section=text> (дата обращения: 15.09.2021).

ОСНОВНЫЕ ТЕРМИНЫ И ПОНЯТИЯ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ В ТЕКСТЕ

Аналитический энергетический баланс — баланс, отражающий общее потребление и распределение ТЭР по направлениям применения с учетом эффективности использования топлива и энергии вследствие выделения производительных затрат ТЭР и непроизводительных потерь.

Биодизельное топливо (биодизель) — стандартизированное жидкое моторное топливо, получаемое в результате переработки растительной массы технических культур, в основном рапса и сои. Может быть получено также из жиродержащих отходов и микроводорослей. Практически не содержит серы.

Возобновляемые топливно-энергетические ресурсы — природные энергоносители, постоянно пополняемые в результате естественных (природных) процессов.

Вторичные топливно-энергетические ресурсы (ВЭР) — топливно-энергетические ресурсы, полученные как отходы или побочные продукты (сбросы и выбросы) производственного технологического процесса.

ВЭР горючие (топливные) — содержащие химически связанную энергию отходы технологических процессов, непригодные для дальнейшей технологической переработки, которые можно использовать в качестве котельно-печного топлива.

ВЭР тепловые — физическая теплота отходящих газов технологических агрегатов; физическая теплота основной, побочной, промежуточной продукции и отходов производства; теплота рабочих тел систем охлаждения технологических агрегатов и установок; теплота отработанных или попутно полученных в технологических и энерготехнологических установках горячей воды и пара.

ВЭР избыточного давления (силовые) — потенциальная энергия газов, выходящих из технологических агрегатов с повышенным давлением, которое необходимо снижать перед дальнейшим использованием или выбросом этих газов в атмосферу.

Добавленная стоимость — часть стоимости продукции, созданной на данном предприятии. Она рассчитывается как разность между стоимостью товаров и услуг, произведенных предприятием, и стоимостью товаров и услуг, приобретенных им у внешних организаций.

Затраты первичного условного топлива на выпуск продукции — суммарные затраты первичных энергетических ресурсов на выпуск продукции с учетом затрат на добычу, транспортировку, подготовку самих энергоресурсов, а также их потерь при преобразовании в другие виды энергии.

Каменноугольный газ — газ, залегающий в угольных пластах, в основном (на 80—98 %) состоящий из метана.

Качество электрической энергии — степень соответствия параметров электрической энергии их установленным стандартами значениям.

Класс энергосбережения — характеристика энергосбережения здания, представленная интервалом значений удельной характеристики расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию здания, измеряемая в процентах от базового нормируемого значения.

Коэффициент обеспеченности энергоресурсами — отношение количества первичных энергоресурсов, производимых в стране, к количеству энергоресурсов, потребляемых в стране.

Коэффициент полезного использования энергии — отношение всей полезно используемой в хозяйстве (на установленном участке, энергоустановке и т.п.) энергии к суммарной израсходованной энергии в пересчете ее на первичную энергию.

Коэффициент полезного действия — величина, характеризующая совершенство процессов превращения, преобразования или передачи энергии, являющаяся отношением полезной энергии к подведенной.

Коэффициент трансформации теплоты (для парокompрессионной теплонасосной установки) — отношение полученной в установке теплоты к тепло- вому эквиваленту электроэнергии, затраченной на ее привод; коэффициент трансформации зависит от температурного уровня подводимой и получаемой теплоты, вида рабочего агента и технического совершенства теплонасосной установки.

Непроизводительный расход ТЭР — потребление ТЭР, обусловленное несоблюдением или нарушением требований, установленных государственными стандартами, иными нормативными актами, нормативными и методическими документам

Норма расхода топливно-энергетических ресурсов (для промышленных потребителей) — плановый показатель расхода ресурсов на производство единицы продукции и обеспечение основного производственного процесса и вспомогательных нужд, связанных с эксплуатацией производственных зданий и сооружений (отопление, вентиляция, кондиционирование воздуха, водоснабжение и освещение).

Пеллеты, или топливные гранулы, — твердое стандартизированное топливо, которое получают из отходов деревообрабатывающей и целлюлозно-бумажной промышленности, торфа, а также из отходов сельскохозяйственного производства. Имеет нормируемые значения теплоты сгорания, плотности, влажности, зольности и содержания пыли.

Первичная энергия — энергия, заключенная в ТЭР.

Петротермальная энергия — теплота глубинных твердых (в отличие от гидротермальной энергии) слоев земли. Для коммерческого получения электроэнергии от петротермальных источников требуется бурение скважин на глубину не менее 3 км.

Полезная энергия — энергия, теоретически необходимая (в идеализированных условиях) для осуществления заданных операций, технологических процессов или выполнения работы и оказания услуг.

Полная энергоемкость продукции — расход энергии и (или) топлива на изготовление продукции, включая расход на добычу, транспортирование, переработку полезных ископаемых и производство сырья, материалов, деталей с учетом коэффициента использования сырья и материалов.

Показатель энергетической эффективности — абсолютное, удельное или относительное значение потребления или потерь энергетических ресурсов при получении продукции любого назначения или осуществлении технологического процесса.

Полная энергоемкость продукции — величина расхода энергии и (или) топлива на изготовление продукции, включая расход на добычу, транспортирование, переработку полезных ископаемых и производство сырья, материалов, деталей с учетом коэффициента использования сырья и материалов.

Попутный нефтяной газ (ПНГ) — смесь газообразных углеводородов, растворенных в нефти. Является побочным продуктом нефтедобычи, получаемым в процессе сепарации нефти и ее переработки.

Потенциал энергосбережения — количество энергетических ресурсов, которое может быть сэкономлено при выпуске одного и того же количества и перечня товаров и услуг неизменного качества в результате проведения самокупаемых организационно-технологических мероприятий при заданном уровне развития техники и цен на энергоносители.

Потеря энергии — разность между количествами подведенной (первичной) и потребляемой (полезной) энергии.

Природный энергоноситель — энергоноситель, образовавшийся в результате природных процессов.

Произведенный энергоноситель — энергоноситель, полученный как продукт производственного технологического процесса.

Рациональное использование ТЭР — использование топливно-энергетических ресурсов, обеспечивающее достижение максимальной при существующем уровне развития техники и технологии эффективности, с учетом ограниченности их запасов и соблюдения требований снижения техногенного воздействия на окружающую среду и других требований общества.

Сводный энергетический баланс — равенство приходной и расходной частей всех видов энергетических ресурсов. Сводные энергетические балансы составляются по территориальному или производственно-отраслевому признаку.

Сжиженный природный газ (СПГ) — энергетический ресурс, который получают на заводах по ожижению путем многоступенчатого сжатия природного газа и его последующего охлаждения до температуры ниже минус 160 °С. Хранение и транспортировка СПГ производится в криоцистернах на специальных судах, поездах и автомобилях.

Синтетический энергетический баланс — баланс, который отражает общее потребление и распределение ТЭР по направлениям применения без учета эффективности использования топлива и энергии вследствие выделения производительных затрат ТЭР и непроизводительных потерь.

Сланцевая нефть — трудноизвлекаемый вид легкой нефти, который добывают из полостей в пластах сланца или осадочных пород методом гидроразрыва пласта.

Сланцевый газ — трудноизвлекаемый природный газ, содержащийся в полостях слоев сланца или осадочных пород, добываемый методом гидроразрыва пласта.

Сопоставимые условия — совокупность факторов хозяйственной деятельности, влияющая на энергопотребление, которые нужно учитывать для объективной оценки энергетической эффективности объекта. К ним относят климатические и погодные условия, степень загрузки оборудования, изменение

структуры производимой продукции, качество используемого сырья и применяемого топлива и т.д.

Твердые коммунальные отходы (ТКО) — отходы, образующиеся в городах и населенных пунктах, которые можно рассматривать в качестве стабильного возобновляемого источника энергии. Как правило, имеют повышенную влажность. Средняя теплота сгорания ТКО в России составляет около 8 МДж/кг. Их утилизация требует обеспечения повышенных мер экологической безопасности.

Теплопотребление на отопление здания — количество теплоты за отопительный период, необходимое для поддержания в здании нормируемых параметров.

Теплотехнология — совокупность методов преобразования исходных сырья, материалов, полуфабрикатов в заданный товарный продукт на основе изменения теплового состояния их вещества.

Теплотехника — общетехническая дисциплина, занимающаяся изучением методов получения, преобразования, передачи и использования теплоты.

Теплоэнергетика — отрасль теплотехники, занимающаяся преобразованием теплоты в другие виды энергии. В более широком смысле теплоэнергетика занимается еще и вопросами транспортировки, распределения, а также трансформации тепловой энергии до температурного уровня, необходимого потребителю.

Технологическое топливное число (ТТЧ) — показатель эффективности использования топливно-энергетических ресурсов при выпуске продукции; ТТЧ представляет собой затраты всех видов энергии в данном и во всех предшествующих переделах технологического процесса, пересчитанных на необходимое для их получения условное топливо за вычетом тепловых, топливных, материальных и других вторичных энергоресурсов на единицу продукции. ТТЧ включает в себя затраты на получение и подготовку сырья, получение всех видов произведенных ТЭР, производство полуфабрикатов, создание и эксплуатацию всех видов технологического оборудования, собственно на проведение технологического процесса и др.

Топливо — вещества, которые могут быть использованы в хозяйственной деятельности для получения тепловой энергии, выделяющейся при их сгорании.

Топливо-энергетические ресурсы (ТЭР) — совокупность природных и производственных энергоносителей, запасенная энергия которых при существующем уровне развития техники и технологии доступна для использования в хозяйственной деятельности.

Топливо-энергетический баланс — система показателей, отражающая полное количественное соответствие между приходом и расходом (включая потери и остаток) ТЭР в хозяйстве в целом или на отдельных его участках (отрасль, регион, предприятие, цех, процесс, установка) за выбранный интервал времени.

Требуемый удельный расход тепловой энергии на отопление здания — нормируемое значение удельного расхода тепловой энергии на отопление здания в течение отопительного периода.

Удельный расход тепловой энергии на отопление и вентиляцию здания за отопительный период — количество тепловой энергии, необходимое для

удовлетворения тепловых потребностей здания за отопительный период и отнесенное к единице площади или к единице отапливаемого объема.

Удельная характеристика расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию здания — количество теплоты, равное потребностям в тепловой энергии единицы отапливаемого объема здания в единицу времени при перепаде температуры в 1 °С.

Удельная теплозащитная характеристика здания — количество теплоты, равное потерям тепловой энергии через теплозащитную оболочку здания единицы отапливаемого объема в единицу времени при перепаде температуры в 1 °С.

Условное топливо — условная единица измерения энергии, применяемая для сопоставления топлива различных видов, учета его запасов и расчета суммарного потребления различных видов энергоресурсов; численно равна энергии, получаемой при сгорании 1 кг условного топлива с низшей теплотой сгорания 29,31 МДж/кг (7000 ккал/кг).

Частный энергетический баланс — баланс, который составляется по одному из видов энергоресурсов.

Экономия ТЭР — сравнительное в сопоставлении с базовым, эталонным значением сокращение потребления ТЭР на производство продукции, выполнение работ и оказание услуг установленного качества без нарушения экологических и других ограничений в соответствии с требованиями общества.

Энергетическая безопасность — состояние защищенности государства, региона, предприятия и человека от угрозы недополучения энергетических ресурсов, необходимых для жизнедеятельности нынешнего и будущего поколений, в требуемых количестве и качестве.

Энергетические характеристики здания — комплекс показателей, необходимых для оценки здания с позиции эффективности использования энергии. К энергетическим характеристикам здания относят тепловую защиту здания, удельную характеристику расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию за отопительный период и характеристику тепловой мощности систем отопления и вентиляции.

Энергетическое обследование — обследование потребителей ТЭР в целях установления показателей эффективности их использования и выработки экономически обоснованных мер по их повышению.

Энергетический паспорт промышленного потребителя ТЭР — нормативный документ, отражающий баланс потребления и показатели эффективности использования ТЭР в процессе хозяйственной деятельности объекта производственного назначения. Содержит перечень мероприятий, направленных на повышение эффективности использования ТЭР на объекте.

Энергетический паспорт гражданского здания — документ, содержащий геометрические, энергетические и теплотехнические характеристики зданий и проектов зданий, ограждающих конструкций и устанавливающий соответствие их требованиям нормативных документов.

Энергоемкость внутреннего валового продукта — удельный показатель использования энергии в стране, представляющий собой отношение суммарных затраченных энергетических ресурсов, выраженных в тоннах условного топлива, к внутреннему валовому продукту, выраженному в долларах США.

Энергоемкость производства продукции — потребление энергии и (или) топлива в основных и вспомогательных технологических процессах изготовления продукции при выполнении работ, оказании услуг на базе заданной технологической системы.

Энергосбережение — реализация правовых, организационных, научных, производственных, технических и экономических мер, направленных на эффективное (рациональное) использование (и экономное расходование) ТЭР.

Энергосберегающая политика — комплексное системное проведение на государственном уровне программных мер, направленных на создание необходимых условий организационного, материального, финансового и другого характера для рационального использования и экономного расходования ТЭР.

Энергосберегающая технология — новый или усовершенствованный технологический процесс, характеризующийся более высоким коэффициентом полезного использования ТЭР.

При составлении списка основных терминов и понятий использованы следующие источники:

31607—2012. Энергосбережение. Нормативно-методическое обеспечение. Основные положения.

<https://docs.cntd.ru/document/1200102306?marker=7D20K3>

ГОСТ Р 51379—99. Энергосбережение. Энергетический паспорт промышленного потребителя топливно-энергетических ресурсов. Основные положения. Типовые формы.

<https://docs.cntd.ru/document/1200005377>

ГОСТ 27322—87. Энергобаланс промышленного предприятия. Общие положения.

<https://docs.cntd.ru/document/1200011413?section=text>

ГОСТ 19431—84. Энергетика и электрификация. Термины и определения.

<https://docs.cntd.ru/document/1200005816?section=text>

СП 50.13330.2012 Тепловая защита зданий. Актуализированная редакция СНиП 23-02-2003 (в ред. от 14.12.2018).

<https://docs.cntd.ru/document/552031905?section=text>

Литвак В.В. Электроэнергия: экономия, качество / В.В. Литвак, Г.З. Маркман, Н.Н. Харлов. Томск: СТТ, 2001.

Данилов Н.И. Энциклопедия энергосбережения / Н.И. Данилов, Я.М. Щелоков. Екатеринбург: ИД «Сократ», 2004.

Учебное издание

Гаряев Андрей Борисович
Яковлев Игорь Васильевич
Клименко Александр Викторович
Данилов Олег Лсонилович
Очков Валерий Федорович
Вакулко Анатолий Георгиевич

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ В ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКЕ И ТЕПЛОТЕХНОЛОГИЯХ

Учебник

Редакционно-издательская подготовка оригинал-макета:
АО «Издательский дом МЭИ»

Подписано в печать 24.12.21. Печать офсетная. Формат 70х100 1/16
Усл. печ. л. 40,95. Тираж 270 экз. Изд. № 21у-146 Заказ №

Отпечатано в типографии ЦИУ «МЭИ».
111250, г. Москва, ул. Краспоказарменная, д. 13.

ДЛЯ ЗАМЕТОК

ДЛЯ ЗАМЕТОК