

Министерство образования и науки Украины
Запорожская государственная инженерная академия

ОСНОВЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ
КОНСПЕКТ ЛЕКЦИЙ

для студентов всех форм обучения
специальности
8.000007 «Энергетический менеджмент»

Основы энергосбережения. Конспект лекций для студентов всех форм обучения специальности 8.000007 «Энергетический менеджмент» / Составитель: Ю.Г. Качан. – Запорожье: Изд-во ЗГИА, 2002. – 184 с.

Составитель: *Ю.Г. Качан, докт. техн наук, профессор*

Ответственный за выпуск: *заведующий кафедрой электротехники и электроэнергетики, докт. техн. наук, проф. Качан Ю.Г.*

Предисловие

Энергосбережение – направление (а по сути уже целая отрасль) по эффективному использованию энергии в различных сферах деятельности человека. Как свидетельствует международный опыт, оно является не только определяющим, но и, что очень важно, наиболее дешевым фактором удовлетворения потребностей экономики любой страны в различных видах первичных и вторичных энергоресурсов. А обусловлено это тем, что удельные капиталовложения в энергосбережение оказываются значительно ниже, чем в эквивалентное увеличение добычи топлива и производство используемых в быту и на производстве энергоносителей. По уровню энергосбережения и его эффективности практически можно получить представление о состоянии государства, его месте в мировой экономике. И развитые страны мира давно уже уделяют очень большое внимание этому актуальному вопросу, постоянно следят за энергоемкостью производства и создают соответствующие механизмы решения проблем энергоэффективности.

В Украине же, в условиях существовавшей многие десятилетия командно-административной системы, отношения к энергии и всему комплексу вопросов, связанных с ее использованием, формировались под воздействием крайне низких цен на топливо. Энергосбережение носило чисто формальный характер. На первый план выдвигались задачи пуска систем энергоснабжения в первую очередь под объекты капитального строительства, зачастую любой ценой и в ущерб энергоэффективности. Низкие цены на топливо и отсутствие конкуренции не стимулировали создания высокоэффективного и надежного оборудования мирового уровня, подготовку квалифицированных в указанном смысле специалистов.

В результате, скорейшее и комплексное решение проблемы энергосбережения стало для Украины наиболее вероятным путем преодоления экономического и энергетического кризиса, уменьшения зависимости ее экономики от импорта энергоресурсов. А на этом пути необходимо не просто изучить опыт, достижения и техническую политику государств, которые десятилетиями совершенствовали энергетическое оборудование и технологии в условиях рыночных отношений и высокой стоимости топлива. Практически Украине предстоит сформировать и внедрить у себя новую идеологию по отношению к энергии как к самому дорогому и дефицитному товару, заложив ее в основу создания и эксплуатации современного высокоэффективного производства. Предстоит Украине подготовить и новое поколение специалистов, носителей указанной идеологии. Причем не только профессионалов в вопросах управления энергоиспользованием (энергетического менеджмента). Проблемы энергосбережения должны быть понятны руководителю любого уровня, инженерно-техническим работникам любого производства, бизнесменам и предпринимателям. А это значит, что в учебных планах вузов Украины появятся дисциплины с соответствующим содержанием.

Предлагаемая книга является первой частью конспекта лекций по дисциплине «Основы энергосбережения и энергоменеджмента», читаемой автором в ЗГИА для студентов третьего курса специальности 8. 000007 «Энергетический менеджмент». Она может быть также полезна для изучения соответствующей ей по названию дисциплины студентам любых других технических специальностей, если такая будет предусмотрена учебными планами. При этом в списке литературы указаны основные печатные издания по рассматриваемой теме, вышедшие за последние годы, важная информация и методология из которых в той или иной мере положена в основу настоящего конспекта лекций.

Автор выражает искреннюю благодарность и признательность сотрудникам Института энергосбережения и энергоменеджмента НТУУ «КПИ» за предоставленные материалы и ценные предложения, способствовавшие улучшению издания, в особенности его директору профессору Праховнику А.В. и доценту Иншекову Е.Н., а также своим ученицам: студенткам первой группы энергоменеджеров ЗГИА Наталье Кононенко и Елене Бабушкиной за существенную помощь при подготовке компьютерного макета настоящей книги.

Тема 1 Мировые запасы и потребление энергии

1.1 Основные понятия и определения запасов энергии

Наличие энергетических ресурсов имеет решающее значение для развития энергетической отрасли как отдельно взятой страны, так и энергетики мира в целом. Для энергетики термин "месторождение" энергоресурсов включает в себя все типы и формы водо-углеродных залежей, залежей природного угля и торфа. При этом наивысшую геологическую ценность имеют разведанные (открытые) месторождения, за которыми следуют т. н. допустимые и предполагаемые месторождения.

Под *резервами энергоресурсов* понимают их разведанные залежи (месторождения), которые могут быть разработаны с помощью имеющихся технологий в условиях существующих производственных (рыночных) отношений. Дополняют резервы месторождения с менее конкретной геологической гарантией или имеющие на данный момент недостаточную экономическую эффективность освоения (разработки). *Ресурсная база* – это сумма первых и вторых запасов (месторождений). Она включает в себя все потенциально добываемые залежи угля, традиционные и нетрадиционные залежи нефти и природного газа, месторождения ядерного топлива. Здесь под нетрадиционными залежами понимают месторождения, которые находятся на дне морей и океанов, сопутствующие энергоресурсы в виде, например, метана в угольных пластах и т. д.

Залежи, которые, как считается, нельзя сейчас разработать, относятся к *дополнительным месторождениям*. Они не включаются в ресурсную базу. К ним относятся, например, запасы гидрата метана и природного урана, растворенных в морской воде. Как известно, последние существуют в огромном количестве, но есть большие сомнения относительно технологических возможностей и экономической целесообразности их использования.

И, наконец, особое значение имеют т.н. возобновляемые месторождения (источники энергии), которые отличаются от рассмотренных выше одной или несколькими из следующих особенностей:

- ◆ имеют значительно меньшую концентрацию (более рассредоточены)
- ◆ требуют необычных или принципиально новых, к тому же пока что дорогостоящих технологий для разработки;
- ◆ обладают экологической привлекательностью.

Очевидно, что имея большую ресурсную базу из угля, традиционных месторождений нефти и газа человечество в своем недалеком прошлом не могло уделять достаточного внимания возобновляемым и нетрадиционным источникам энергии, не говоря уже о дополнительных месторождениях, энергоресурсов. Не секрет, что ради выживания человечества такое положение дел в ближайшем будущем должно радикально измениться.

1.2 Мировые запасы энергоресурсов и их характеристика

Данные о мировых запасах энергоресурсов, согласно рассмотренной классификации, приведены в таблице 1.1. Здесь принципиально важной является оценка мировых запасов нефти, поскольку она определяет емкость рынков, возможность добычи и стоимость нефти. Как следует из табл. 1.1 ресурсная база традиционных месторождений нефти составляет приблизительно 300 млрд. т., из которых половина приходится на разведанные запасы. При этом за последние 10 лет указанная ресурсная база увеличилась на 70%, что существенно превысило потребление нефти, которое возросло за аналогичный период всего на 15%. Здесь под нефтяным эквивалентом (н.э.) подразумевается

Таблица 1.1

Мировые запасы энергоресурсов

<i>Виды первичной энергии</i>	<i>Мировые запасы</i>		
	<i>Резервы, Гт. н. э.</i>	<i>Ресурсная база, Гт. н. э.</i>	<i>Дополнительные месторождения, Гт. н. э.</i>
Нефть:			
Традиционная	150	295	-
Нетрадиционная	193	525	1900
Природный газ:			
Традиционный	141	420	-
Нетрадиционный	192	450	400
Гидраты	-	-	18700
Уголь	606	3400	3000
Всего	1282	5090	24000
Уран	57	260	150
Ядерное топливо, получаемое специальных реакторах	в 3390	15550	8900

Более чем в два раза увеличились запасы нефти на Ближнем Востоке и более чем в три раза – в Южной и Центральной Америке. При этом они существенно сократились в странах СНГ и Европе. К 1998г. почти 2/3 мировых разведанных запасов нефти (91,6 млрд. т.) приходилось на Ближний Восток, а остальная часть более или менее распределялась между другими регионами мира, кроме Европы (всего 2% мировых запасов). Здесь следует обратить внимание на то, что несмотря на заметное увеличение разведанных запасов нефти, обеспеченность ею (отношение количества разведанных запасов к годовому объему добычи) во всем мире составляет всего 42 года. При этом по имеющимся прогнозам, даже с учетом значительного увеличения коэффициента добычи из традиционных месторождений, который сейчас не превышает значения 0,4, ресурсов нефти хватит только до середины века.

Ресурсная база природного газа оценивается выше – около 420 млрд. т. н.э., при этом его разведанные запасы (резервы) к концу 1996 г. составляли 141 Гт н.э., увеличившись по сравнению с 1976 более чем в два раза. Из них 10% приходится на развитие страны, 40% - на государства СНГ (доля России – 34,4%), а остальные 50% на развивающиеся страны (около трети мировых запасов на Ближнем Востоке).

Как следует из приведенных данных резервы газа в пересчете на нефтяное топливо (эквивалент) приближаются к запасам нефти в традиционных месторождениях (около 90%). Общие же резервы энергоносителей (первичной энергии) с учетом залежей угля и нетрадиционных месторождений нефти и газа, составляют 1282 Гт н.э., а их ресурсная база – 5090 Гт н.э. Этого, конечно же, вполне достаточно на длительную перспективу (более чем на 100 лет) даже в случае, если потребление энергии в мире будет очень большим. Таким образом временной запас на восполнение резервов энергоносителей у человечества вполне достаточен.

В табл. 1.1 приведены также данные об уране и другом ядерном топливе. Эффективность использования урана будет конечно же в значительной степени зависеть от технологии его переработки, но потенциально она очень высока. Будущее урана, как энергоносителя, кроме всего прочего, определяется тем, как будут обстоять дела с проблемами безопасности и утилизации отходов. Успешное их решение с помощью новых,

более современных технологий имеет гораздо большее значение в будущем атомной энергетики, чем возможный недостаток резервов.

Ситуации с возобновляемыми и ископаемыми энергоресурсами существенно различны. Первые из них огромны, но за некоторым исключением, они обладают энергией, концентрация которой несравненно ниже, чем у ископаемого топлива. Но у возобновляемых ресурсов есть три огромных преимущества, которые заключаются в том, что они:

- ◆ могут обеспечить получение энергии в неограниченных количествах;
- ◆ не приводят к существенным изменениям глобальных геохимических циклов;
- ◆ могут, если серьезно развивать технологию использования таких источников, надежно обеспечить энергией последующие поколения жителей планеты.

Для сравнения, Земля ежегодно получает около 130 тыс. Гт н. э. солнечной энергии, а ее суммарное глобальное потребление на планете в 1990 г. составило всего 9 Гт н. э.

Нетрадиционные источники (месторождения) энергоносителей также могли бы удовлетворить большинство потребностей человечества в энергии на продолжительный период, но их фактическое положение в ближайшей перспективе, скорее всего, будет еще достаточно скромным.

1.3 Уровень мирового потребления энергоносителей

Рассмотрим, наконец, вопрос об уровне потреблении энергии, который определяется следующими основными и довольно сильно коррелируемыми факторами: ростом численности и распределением населения планеты, экономическим и технологическим развитием тех или иных регионов. Известно, что до, так называемой “промышленной революции” потребление энергии практически полностью обеспечивалось энергией рек, сжиганием древесины, человеческой и “лошадиной” силами. Потребление энергии при этом не превышало 0,5 т. н.э. на душу населения в год при его численности в начале XIX века – около 1,5 млрд. человек.

Два грандиозных скачка в уровне развития современной цивилизации привели к существенным структурным изменениям в использовании энергии на всех уровнях. Первый скачек произошел после появления паровой машины, а особенно когда она заработала на угле. Это была первая конверсия ископаемых источников энергии в работу. Уровень потребления энергии в “паровом веке” (приблизительно середина XIX века) увеличился до 2 т. н.э. на душу населения в год.

Второй грандиозный скачек был обеспечен технологическими инновациями в конечной стадии преобразования энергии. Появились электрическая лампочка, электродвигатель, двигатель внутреннего сгорания и т.д. Самой важной инновацией в этот период было, конечно же, открытие электрической энергии как промежуточного продукта энергетических преобразований, приведшее к изменению самой сути источников потребляемой (конечной) энергии и способов ее транспортирования. Вторым по значимости, несомненно, было изобретение двигателя внутреннего сгорания. В результате потребляемая энергия стала более качественной и высокоэффективной.

На рис. 1.1 проиллюстрирован этот продолжительный переход от преимущественного использования традиционного возобновляемого источника энергии к ископаемым энергоносителям. Из рисунка видно, что в период своего максимального использования (начало I мировой войны) уголь уже удовлетворял около 2/3 глобальных энергетических потребностей человечества. Тогда же началось использование нефти, а немного позже и природного газа, который оказался побочным продуктом при ее добыче. Затем природный газ, как самостоятельный энергоноситель, стал извлекаться отдельно. Пик использования нефти приходится на 70-е годы прошлого столетия, а в течение двух последних десятилетий уже наблюдается более или менее сбалансированное комбинированное использование различных энергоносителей.

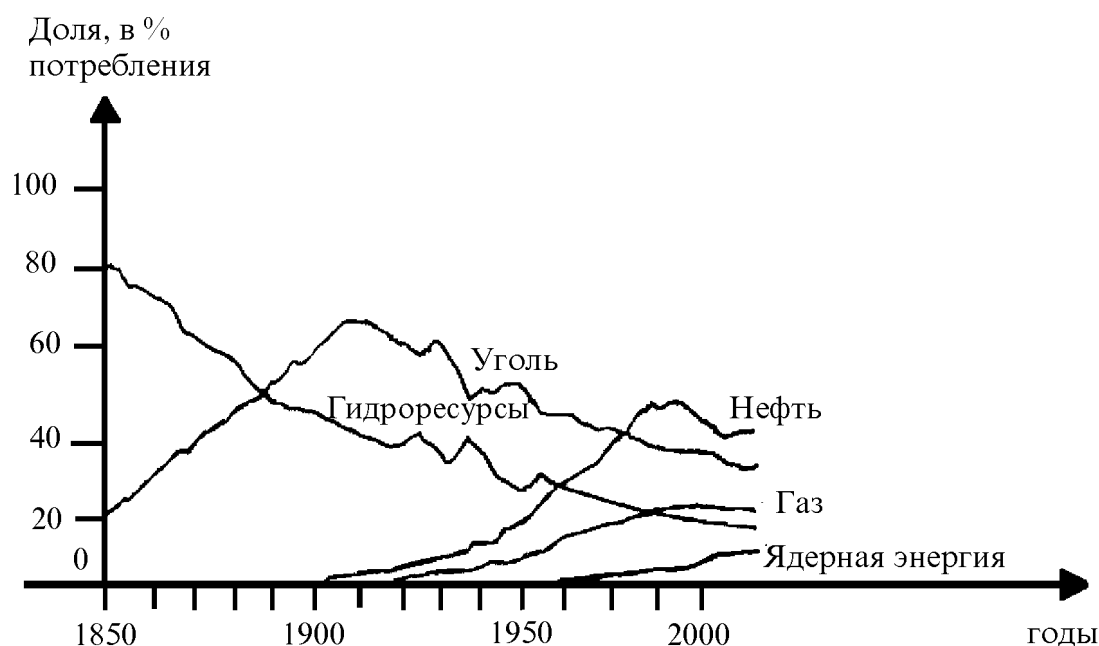


Рис. 1.1 Динамика мирового использования различных энергоресурсов

Сегодня добыча нефти в мире достигла 3,5 млрд. т в год. Более 40% этой добычи приходится на государства ОПЭК (в частности 29,2% - на Ближний Восток), около 25% на страны, входящие в организацию по экономической кооперации и развитию ОЭКР (США, Канада, Япония и страны ЕС), т.н. “развитые страны”. В частности в США – 11,4% добычи, а в Европе – 9,8%. Быстро растет уровень добычи в Южной и Центральной Америке (9,3%), а также в Китае (4,7%). Согласно оценкам, в ближайшие 10-20 лет в мире сохранится высокий уровень спроса на жидкое топливо. В результате этого добыча сырой нефти к 2020 году может составить 5 млрд. т в год. При этом потребление ее развитыми странами будет сокращаться, а развивающимися увеличиваться.

Мировая добыча природного газа превысила в 1996 году 2,2 трлн. м³. Можно ожидать, что спрос на природный газ в мире останется стабильно высоким еще продолжительное время. По прогнозам к 2020 году его потребление в мире по сравнению с указанным годом увеличится в 1,5 – 2 раза. Лидируют по извлечению (добыче) газа Россия и США (примерно по 25%). В других регионах планеты уровень извлечения газа значительно ниже, причем доля Европы составляет всего 13%, которая в XXI веке, к тому же, должна по прогнозам сократиться. Страны Ближнего Востока, имеющие большие запасы природного газа, наращивать его извлечение будут, скорее всего, медленно. Это объясняется тем, что из-за отдаленности от основных центров потребления, значительное увеличение извлечения газа в этих странах может стать целесообразным только в случае, если у России возникнут трудности с его поставками в Европу и страны Азиатско-Тихоокеанского региона (Япония, Южная Корея, Китай). А это маловероятно.

В заключение темы остановимся на прогнозе мировой потребности в нефти и газе, которая и должна сбалансировать предложения на рынке энергоносителей. Спрос на сырую нефть формируется на трех крупных рынках. Около 30% ее мировой добычи поступает в Северную Америку (986,3 млн. т в 1995 г.). Вторым рынком формируют страны АТР (26,8%), а третий – Европа, где потребляется более 22% добываемой нефти. Непосредственно на мировом рынке вращается около 57% добываемой нефти, образуя огромные межрегиональные потоки.

По прогнозам Международного энергетического агентства ожидается, что к 2020г. мировая торговля нефтью увеличится еще на 75 – 80% по сравнению с 1995 годом. При этом импорт нефти развитыми странами увеличится на 425 млн. т, где-то в 2,8 раза. И все

же основное увеличение спроса на нефть, по тем же прогнозам, ожидается в странах ОПЭК (93%), и прежде всего в регионе Персидского залива.

Что касается природного газа, то на сегодня около 20% мировой потребности в нем удовлетворяется за счет импорта. При этом доля импорта в США составляет 13%, в страны Европы – 60%, Японии – практически 100%. В ближайшие десятилетия будут доминировать также три чрезвычайно интенсивно развивающиеся региональные рынки природного газа: США, Европа и часть АТР. Европа и Япония не имеют своих больших запасов газа, однако быстро наращивают его потребление. Следует отметить, что увеличение потребления газа в мире обуславливается не только ощутимым снижением удельных затрат на разведку и разработку газовых месторождений, их значительной ресурсной базой, но главным образом жесткими экологическими требованиями к энергоносителям, прежде всего в развитых странах.

Тема 2 Топливо–энергетический потенциал Украины и ее энергетические проблемы

Топливо–энергетический потенциал государства состоит прежде всего из ресурсной базы энергоносителей, которыми оно располагает, и межотраслевой системы их добычи, преобразования в конечную энергию, транспортировки, распределения и использования как самих энергоносителей, так и конечных продуктов их преобразования. Указанная система получила название *топливно–энергетического комплекса* (ТЭК). Очевидно, что ТЭК является базовым для любой страны, т.к. от его состояния и развития зависят темпы, масштабы и технико–экономические показатели всего народного хозяйства, в частности промышленного производства, транспорта, сельского хозяйства и т.д. Рассмотрим состояние и проблемы, которые относятся к энергоресурсной базе и ТЭКу Украины в отдельности.

2.1 Энергоресурсная база и связанные с ней проблемы

Энергоресурсы Украины включают как органические ископаемые (уголь, торф, сланец, газ и нефть), залежи урана, водные ресурсы, так и нетрадиционные возобновляемые источники энергии (солнечная, ветровая энергия и гидроэнергетический потенциал малых рек и водохранилищ). Ресурсная база нашего государства в целом составляет более 5 млрд. т н.э., что не так уж и мало по сравнению с мировой добычей нефти, которая, как уже известно, составляет сегодня около 3,5 млрд. т в год.

Рассмотрим указанную ресурсную базу более детально по видам имеющихся энергоносителей. Начнем с основного органического энергоносителя в Украине – угля, ресурсная база которого (около 118 млрд. т.) делится между каменным и бурым углями приблизительно в пропорции 20 : 1, соответственно. Следует отметить, что при средних теплотворных свойствах углей 4500 – 5000 ккал/кг (18,7 – 20,8 МДж/кг) указанная ресурсная база соответствует 75,7 – 84,2 млн. т н. э.

Первые месторождения угля в Украине были открыты в Донбассе в 1721 г., а сейчас, по оценкам специалистов, ее недра содержат до 300 млрд. т. Если по данным западных экспертов мировых запасов угля должно хватить на 350 лет, то отечественных – на 400 лет. В связи с этим угольную промышленность необходимо рассматривать как приоритетную отрасль энергетики, а уголь – как основной энергетический ресурс Украины.

Резервы угля составляют 52,6 млрд. т, из которых коксовый уголь – 17,7 млрд. т (31%), антрацит – 8,3 млрд. т (11,5%), а остальное – энергетический (в том числе и бурый) уголь. Запасы каменного угля сосредоточены в основном в Донецком (98% общих запасов) и Львовско–Волынском (2%) бассейнах, а бурого угля – в Днепровском бассейне (Донецкая, Луганская и восточная часть Днепропетровской области), в Черкасской (Ватутино), Кировоградской (Александрия), Житомирской (Коростылевское месторождение) областях и в Закарпатье.

Уголь Донбасса характеризуется высокой теплотворностью (для коксового угля – 7000 ккал/кг, а для антрацита – 8600 ккал/кг), однако имеет повышенную зольность (почти 25%) и высокое содержание серы (в среднем 2,5%). Средняя глубина действующих Донецких шахт достигает 700 м., а приблизительно 85% угля в них содержится в пластах толщиной до 1,2 м. Бурый уголь залегает пластами толщиной от нескольких сантиметров до 15 – 20 м и больше, глубина залегания – от 10 до 60 м. Этот уголь мягкий, гумусовый, его зольность составляет 15 – 45% и выше, влажность 55 – 60%, среднее содержание серы 2,3 – 3,1%, смолы 15 – 16%. Теплотворность бурого угля составляет всего 1800 – 1900 ккал/кг. Большой частью он добывается в карьерах открытым способом.

Украина является также одной из старейших нефтедобывающих стран мира. На ее территории находятся три крупнейших нефтяных района: Прикарпатский, Днепровско–Донецкий и Причерноморский. Промышленная разработка нефтяных месторождений в районе Борислава (ныне Ивано–Франковск) началась в 1886 г., а уже в 1908 – 1910 гг. на

Западе Украины добывали до 1,5 – 2 млн. т нефти в год. В то время это был третий показатель в мире (после США и России). Сегодня в Прикарпатье эксплуатируются Биткивское, Бориславское, Долинское, Северодолинское и Рипнянское месторождения. Нефть залегает в них на глубине 1000 – 3500м.

Днепровско–Донецкий нефтегазоносный район находится на Левобережье Украины в Днепровско–Донецкой впадине. Тянется он на 650 – 700км узкой полосой около 80 – 150км. Важнейшими месторождениями этого района являются Лелякинское, Прилуцкое, Качановское, Охтырское, Радченковское. Нефть Днепровско–Донецкого района высококачественная, содержит много легких фракций и дает высокий выход бензина, характеризуется малым содержанием серы.

Причерноморский нефтегазоносный район охватывает Причерноморскую впадину, степной Крым, Керченский полуостров, а также северо – западную часть акватории Черного и Азовского морей. На Керченском полуострове, например, первые буровые работы начались еще в 1866г. Крупнейшие месторождения нефти открыты и в Сумской области, где в 1994г. было добыто 1,5 млн.т, что составило тогда 48% общегосударственной добычи. Для сравнения в Ивано–Франковской области в тот же период добывали только 570 тыс.т (18%). Немалые залежи нефти имеются и в Черниговской области.

Немаловажное значение имеет на Украине и газодобыча, которой начали у нас заниматься еще в 1901 – 1902гг. во время строительства соляных шахт в Прикарпатье. Первые промышленные объемы получены в районе Калуша в 1921г. (Дашавское месторождение), а в 1924г. проложен первый газопровод Дашава – Стрый. В дальнейшем природные газовые месторождения были открыты практически в тех же районах, что и нефть, причем в Прикарпатском районе – шесть месторождений. Дашавское же, самое первое из них, сейчас уже практически исчерпано и используется как газохранилище.

Днепровско–Донецкий район начал разрабатываться в 50 – 60-х годах. Самое крупное месторождение в нем – Шебелинка, где добыто до половины всего объема газа в этом районе. Крупными считаются также еще 5 месторождений, в том числе Ефремовское, Спивакивское, Кегечинское и др. В Причерноморском районе (начало освоения – 1960г.) крупные месторождения природного газа открыты в Крыму: Джанкойское, Глибовское, Задорнянское, Западно–Октябрьское и Краснополянское. Общие запасы газа в них, по оценкам специалистов, превышают 1000 млрд. м³. Шельфовые месторождения газа на Украине сегодня остаются пока что в основном неразведанными. После того как в 70-х годах первый газ был обнаружен под Азовским морем (глубина менее 60 м.) открыто еще 10 месторождений, причем самые крупные из них – Голицинское и Шмидта.

Украина занимает третье место среди стран СНГ и по запасам торфа, имея 2500 месторождений. Балансовые запасы воздушно – сухого торфа составляют 2,7 млрд. т (средняя теплотворная способность 2300 ккал/кг). Торфяные месторождения сосредоточены главным образом в Полесье, а также в Черкасской и Львовской областях. Добыча же торфа в них осуществляется в незначительных объемах в основном для сельского хозяйства, стеклянной, фарфорово–фаянсовой и пищевой промышленности. Следует упомянуть и месторождения горючих сланцев, которые есть в Кировоградской, Львовской, Черкасской, Закарпатской и других областях. Их общие запасы 3,7 млрд. т. Известно, что в лесистых районах Украины в качестве топлива используются и дрова. Объем потребления дров составляет более 1 млн. т. н. э.

При такой внушительной ресурсной базе газа и нефти, в Украине их фактическая добыча, как собственно и углей, торфа и сланцев остается недостаточной (см. таблицу 2.1). В 1997 году в Украине добыто всего 18,1325 млрд. м³ газа и 4138,3 тыс. т нефти вместе с газовым конденсатом. При этом добыча велась на 211 месторождениях. Добыча торфа и сланцев осуществлялась, и того хуже, в основном на небольшом количестве предприятий мощностью всего 50 – 350 тыс. т в год. Очевидно, что такое положение дел в базовой отрасли государства невозможно понять без тщательного анализа его энергетических проблем.

Таблица 2.1

Фактическая добыча газа, нефти и газового конденсата в Украине в 1997г.

<i>Предприятия</i>	<i>Виды энергоресурсов</i>			
	<i>Газ, млн. м³</i>	<i>Нефть, тыс. т</i>	<i>Конденсат, тыс. т</i>	<i>Нефть и конденсат, тыс. т</i>
Госнефтегазпром, в том числе:	17783,6	2662,1	1217,8	3879,9
Укргазпром	13788,2	34,2	647,7	681,9
Укрнефть	3244,0	2611,0	502,8	3113,8
Черноморнефтегаз	751,4	16,9	67,3	84,2
Другие	348,9	227,7	30,7	258,4
Всего в Украине	18132,5	2889,8	1248,5	4138,3

Начнем с того, что на начало 1995г. энергоресурсы Украины уже были израсходованы на 40%. За советский период у нас достигнут рекордный уровень добычи отдельных видов углеродных залежей: 218 млн. т угля в 1976 г.; 14,4 млн. т нефти, в том числе и газового конденсата, в 1972 г.; 68,7 млрд. м³ природного газа в 1975г. При этом прирост углеродных запасов все время сокращался, а за период 1991 – 1996гг. он вообще уменьшился с 43,3 до 9.6 млн. т н.э. (в 4,6 раза). Так, например, за 1993 – 1996 гг. было добыто 12,5 млн. т нефти, а разведано ее всего на 7,7 млн. т.

Много открытых на Украине залежей энергоносителей необходимо к тому же отнести к дополнительным месторождениям, т.к. их освоение при существующей технической и экономической базе государства проблематично. В угольной промышленности это прежде всего всевозрастающие глубины залежей, которые уже превышают 1000 м. Более 35% угольных пластов имеют критические углы наклона и незначительную толщину, что затрудняет механизацию добычи. На старых шахтах используется устаревшее оборудование. В результате производительность труда неуклонно снижается и составляет сейчас меньше 25% уровня, достигнутого в США и Западной Европе. Один украинский шахтер в среднем добывает сейчас 16,7 т. угля в месяц (в 1975 – 28,9 т.).

К 2000 году по причине истощения запасов только в Донецком бассейне закрыты 42 шахты, причем 13 из них добывали высококалорийный коксовый уголь. Потерянная при этом мощность угледобычи 18,2 и 5,5 млн. т, соответственно, не восполнена. К 2010 году ожидается остановка еще 97 шахт (мощность 63,7 млн. т.). Компенсировать такие потери в новых геологических условиях при существующей экономической ситуации в стране довольно проблематично.

Не лучше обстоят дела и в нефтедобыче. Большинство украинских месторождений нефти исчерпаны до проектного уровня. Например, уровень добычи Лебякинского месторождения составляет 59% (проектный – 62,2%), Прилукского – 53,2% (при допустимых 56,6%), Качановского – 43,5% (при 45,6%), Долинского – 30,6% (при 33,7%) и т.д. При этом, если на старых месторождениях глубина скважин составляла 2,5 – 5 км, то сейчас она должна быть 4 – 7 км. В связи с этим более 57% разведанных запасов нефти на Украине следует отнести к трудно добываемым, что также не позволит пока еще не только увеличить объемы добычи, но и компенсировать потери мощности в связи с предстоящим закрытием исчерпанных месторождений. Не намного лучше ситуация и с газодобычей.

Такую пессимистическую ситуацию может как-то скрасить тот факт, что только в 1997 г. на Украине пробурено 63,5 тыс. м поисковых и разведывательных скважин и впервые за предшествующие годы прекращено падение объемов разведывательного бурения. Не менее обнадеживающей является и национальная программа “Нефть и газ Украины до 2010 года”, которая предусматривает доведение годовых объемов добычи нефти и газового конденсата до 7,5 млн. т (4,1 млн. т в 1995 г.), причем 2,5 млн. т которых

планируется добывать уже на шельфах Черного и Азовского морей. Успешная реализация этой программы должна дать мощный толчок в развитии отечественной добычи углеродных энергоносителей.

2.2 Состояние топливно-энергетического комплекса Украины

Топливо–энергетический комплекс Украины состоит из топливной промышленности (угольных шахт, предприятий нефте- и газодобычи и т. д.), нефте- и газотранспортных магистралей, нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ), электро- и теплоэнергетических предприятий, линий электро- и теплоснабжения и др., обеспечивающих добычу, переработку и транспортировку как “первичной”, так и “вторичной” энергии. По своему техническому уровню и производительности указанный ТЭК, доставшийся Украине от бывшего СССР, хотя и с некоторыми оговорками, соответствует требованиям, предъявляемым к такого рода “хозяйству” в мире.

Состояние топливной промышленности мы уже вкратце рассмотрели в предыдущем параграфе. Обладает Украина и довольно существенной сетью нефтепроводов, по которым идут большие потоки нефти, составившие, например, в 1997 г. около 64 млн. т. При этом транзит (в основном российский) в Европу не сокращается, а объем перекачки нефти по территории Украины для своих нужд существенно уменьшился. В результате отечественные нефтеперерабатывающие заводы, общая мощность которых соизмерима с производительностью нефтепроводов и составляет почти 60 млн. т в год, загружена приблизительно на 30%. Объем же переработанной ими отечественной нефти, например, в 1996 г. составил всего 12,8 млн. т.

Таким образом, связанная с переработкой и транспортировкой нефти часть ТЭКа Украины является довольно таки существенной. К тому же в последнее время она пополнилась нефтетерминалом на Черном море (порт Южный под Одессой) и нефтепроводом Одесса–Броды, которые позволяют Украине не только получать импортную нефть из южных районов планеты, но и осуществлять транзит через свою территорию каспийской нефти в Европу в обход России. Этим Украина получила возможность альтернативного нефтеснабжения, но будет ли (и когда) у нее реальная нефть для своих НПВ пока неизвестно.

Проектная мощность газотранспортной системы Украины также довольно существенна. Она позволяет ежегодно транспортировать в Европу до 150 млрд. м³ в основном российского газа и еще до 80 млрд. м³ поставлять его своим потребителям. Тем не менее загруженность газопроводов остается низкой. Так, например, в 1996 г. через Украину осуществлен транзит всего около 100 млрд. м³ газа. Резко сократилась поставка его и для своих нужд. Более того, из-за несанкционированного использования Украиной транзитного газа, начато строительство газопровода в Европу в обход ее территории, что грозит для Украины еще большими экономическими потерями. Для сравнения, прибыль Украины от транзита газа только в 1996г. (около 60% возможностей газопровода) составила 1 млрд. долл. США.

Не менее важными для Украины являются вопросы генерации электрической и тепловой энергии. Так суммарная установленная мощность ее электростанций составила в 1998 г. 53,9 млн. кВт, в том числе ТЭС и ГЭС Минэнерго Украины – соответственно 36,4 и 4,7 млн. кВт (67% и 9%), а АЭС – 12,8 млн. кВт (24%). Мощность электростанций других министерств и ведомств составляет всего 4,3 млн. кВт. Известно, что в Украине работает восемь крупных ГЭС, двадцать пять средних и одна гидроаккумулирующая (ГАЭС) электростанции. Действующие АЭС: Запорожская (6000 МВт), Южно–Украинская (3000 МВт), Ровенская (1818 МВт), Хмельницкая (1000 МВт). В 2000 году полностью выведена из эксплуатации Чернобыльская АЭС мощностью 2000 МВт.

За 1999г. в Украине произведено, к примеру, 173 млрд. кВт. ч электроэнергии, в том числе электростанциями объединенной энергетической системы (ОЭС) – 171 млрд. При этом наблюдавшееся ранее ежегодное снижение производства электроэнергии наконец

существенно замедлилось. Из графиков, приведенных на рис. 2.1 видно, что теплоэлектростанции Минэнерго снизили генерацию, например, в 1998 г. на 7,4%, атомные – на 5,3%, а генерация ГЭС возросла за счет увеличения водности рек в рассматриваемом году.

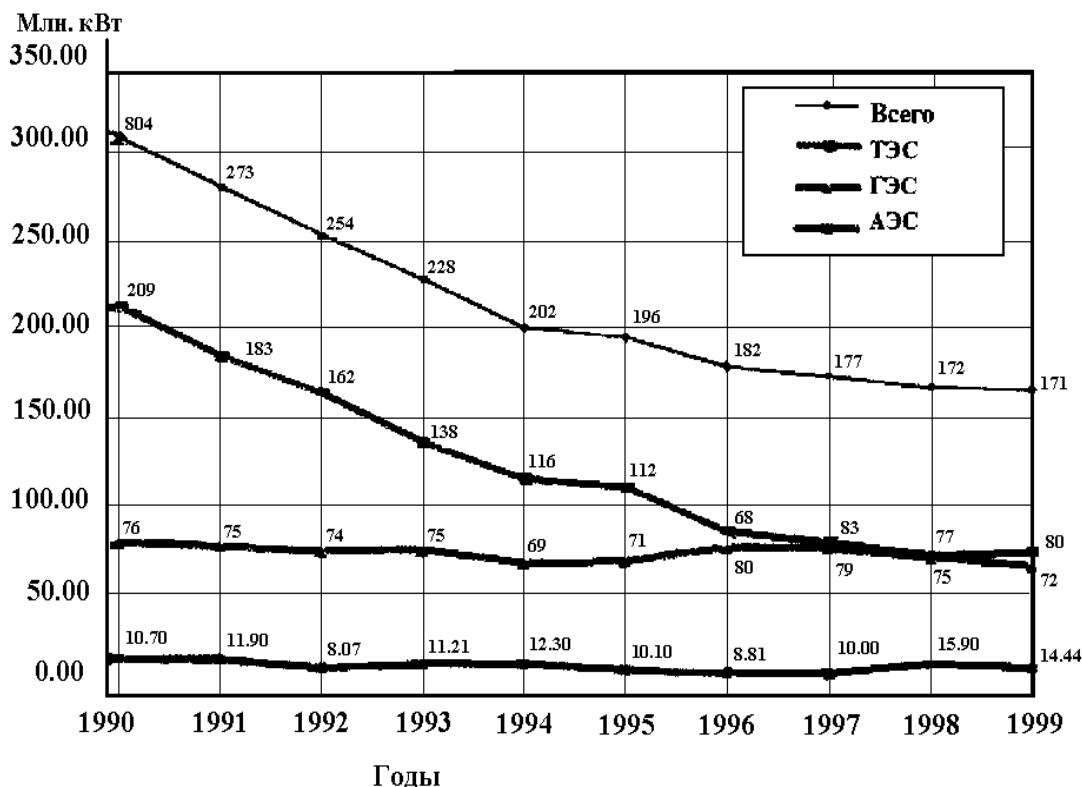


Рис. 2.1 Производство электроэнергии на Украине в 1990 – 1999 гг.

Сейчас коэффициент использования установленной мощности в объединенной энергосистеме Украины не превышает 63%, причем даже эти параметры поддерживаются в основном за счет атомных станций (коэффициент использования до 70%). Блоки ТЭС используются не более чем на 25%. А шесть энергоблоков по 800 МВт каждый, которые были наиболее эффективными (по КПД и расходу топлива) в основном простаивают. Резко сократилось также производство на ТЭС и АЭС тепловой энергии. Например, только за рассматриваемый 1998г. снижение генерации тепла электростанциями составило около 10%, а районными котельными – 8%.

Главными причинами падения объемов производства электрической и тепловой энергии является все же очень низкая платежеспособность отечественных потребителей и спад промышленного производства. Это существенно влияет на финансовые возможности генерирующих предприятий для приобретения топлива и, в результате, на уменьшение его предложений, что приводит к низкому коэффициенту использования их мощностей и лимитированию потребления энергии во многих регионах Украины. Длительная же и очень существенная недогрузка генерирующих предприятий приводит, как следствие, к увеличению затрат на их содержание и к существенному ухудшению технического состояния используемого оборудования. Предприятия постепенно выходят из строя и без существенных инвестиций станут непригодными для дальнейшей эксплуатации.

Не меньшей проблемой украинской энергетики является и нехватка маневренных мощностей, которые позволяли бы покрывать спрос на электроэнергию во время пиковых (суточных и сезонных) нагрузок. Удерживать связанные с этим колебания частоты генерируемой электроэнергии в допустимых пределах (49,1 – 50,4 Гц.) при изолированном функционировании энергосистемы Украины для последней проблематично. Финансовое же

положение государства не позволяет ему создать и ввести в действие необходимый для этого объем маневренных мощностей.

2.3 Возможности использования нетрадиционных и возобновляемых источников энергии

Важными потенциальными энергоресурсами Украины являются нетрадиционные и возобновляемые источники энергии, которые оцениваются в 78 млн. т н э. в год. Если взять эту цифру за 100%, то распределение между видами указанных источников следующее: гидроресурсы малых рек – 2,24 млн. т н э. (2,86%), ветропотенциал – 24,6 (31,4%), солнечная энергия – 4,92 (6,29%), биогаз – 21,2 (27,11%), метан шахтных месторождений – 13,2 (16,88%), другие виды ресурсов (геотермальная энергия, спирты и др.) – 12,03 (15,38%).

Суммарные потенциальные ресурсы малых рек Украины составляют около 2400 МВт. Для сравнения аналогичные ресурсы, уже освоенные на крупных ГЭС, составляют всего 4700 МВт. На малых реках находится 27 тыс. прудов и водохранилищ местного значения, где возможно построить более 2300 мини-, малых и средних ГЭС мощностью 5 – 250 кВт, способных выработать в год до 4 млрд. кВт·ч. электроэнергии. Более трех четвертей этих запасов сосредоточено на реках Карпат.

Перспектива развития ветроэнергетики на Украине обусловлена наличием большого и уже технически доступного потенциала энергии ветра. При этом для размещения ветроэнергетических установок (ВЭУ) могут использоваться мелководные акватории искусственных и естественных водоемов, озер, лиманов, заливов и морей. Например, на Сиваше (залив Азовского моря), акватория которого 2700 км², можно разместить ветроэлектростанции общей мощностью 135 тыс. МВт. Хотя для сооружения ВЭС может быть использована практически вся акватория Азовского и существенные площади прибрежного шельфа Черного морей. Так только в Одесской области возможно разместить ВЭС общей мощностью до 20 тыс. МВт. Пригодны для сооружения ВЭС и не покрытые лесами участки гор.

Солнечное излучение в Украине составляет 3500 – 5200 МДж/м² в год, что не меньше, чем в странах, которые уже активно используют солнечные коллекторы (Австрия, Германия, США, Швеция и др.). Практически же вся территория Украины пригодна для развития солнечного теплоснабжения. Сезонный период, когда использование солнечной энергии реально для теплоснабжения в Украине, приходится на апрель – октябрь, а для южных регионов еще больше – с марта по октябрь. Количество годовой энергии солнечной радиации в крупных городах Украины составляет: Симферополь – 4,99 ГДж/м², Одесса – 4,88 ГДж/м², Донецк – 4,44 ГДж/м², Киев – 4,12 ГДж/м², Сумы – 3,83 ГДж/м², Львов – 3,85 ГДж/м. Тем не менее реального использования солнечной радиации ни для теплоснабжения, ни для генерации электроэнергии пока что в Украине нет.

Есть практически на всей территории Украины и источники геотермальной энергии. Наиболее же широкое использование такой энергии возможно в Крыму, Закарпатье, Прикарпатье, Донецкой, Запорожской, Луганской, Полтавской, Харьковской, Херсонской и Черниговской областей. По различным оценкам потенциальные ресурсы геотермальной энергии в Украине могут обеспечить мощность до 1,2–1,5 млрд. кВт, если глубина используемых скважин будет составлять 4 км., и еще 200–250 млн. кВт, если глубина составит 7 км.

Среди наиболее перспективных районов возможного использования геотермальной энергии следует отметить Закарпатье, Крым и Львовскую область. Например, на поисковой скважине Мукачевская-1 на глубине 4,2 км установлена температура горных пород - 210⁰С. В Крыму наиболее перспективными являются Тарханкутский район и Керченский полуостров. Температура горных пород в этих районах на глубине 3,5 км. достигает 180⁰С. Во Львовской области возле г. Мостиска на такой же глубине открыт коллектор, температура воды в котором составляет свыше 130⁰С.

В настоящее время используются для энергетических нужд в развитых странах мира следующие, перспективные и для Украины, биотехнологии: анаэробное сбраживание навоза, сжигание отходов агропромышленного комплекса и других отраслей, использование агрокультур для получения спиртового топлива путем ферментации, преобразование биомассы в газообразные или жидкие виды топлива с помощью термохимических технологий, производство из растительных культур масел и заменителей дизельного топлива. По оценкам специалистов только биопереработка отходов крупных животноводческих комплексов на Украине позволяет получить объем биогаза, энергетический эквивалент которого превышает 200 тыс. т н.э.

Из растительных отходов можно дополнительно получить еще 25–30 млрд. м³ газа в год. Известно также, что в лесоотвалах скопилось сейчас также более 14 млн. м³ отходов, в лесах – еще 7 млн. м³, причем процесс этот продолжается. Все это, вместе с отходами животноводства и птицеводства, которые у нас практически не используются (32 млн. т сухих и 10,3 млрд. м³ жидких отходов), составляет существенную ресурсную базу для нетрадиционной энергетики Украины.

2.4 Перспективы энергетической отрасли Украины

В заключение необходимо отметить, что, как следует из рассмотренного выше, неблагоприятная для Украины инвестиционная и техническая политика в топливно–энергетическом секторе бывшего СССР, низкие объемы геолого–разведывательных работ, проводившиеся на ее территории, безумное опустошения недр и постепенная, все более усилившаяся зависимость Украины от поставок энергоносителей из Северных и Среднеазиатских районов Советского Союза для ТЭКа, расположенного на ее территории, привели к тому, что сегодня Украина является одним из крупнейших мировых импортеров энергоресурсов. Так, например, в 1995 г. из всего импорта государства (11 млрд. дол. США) на оплату энергоносителей было израсходовано 55,6% (около 6 млрд. дол. США).

То, что проблемы с поставками на Украину энергоресурсов из других регионов бывшего СССР практически отсутствовали, привело к тому, что на ее территории оказалась полностью разрушенной малая гидроэнергетика, не использовались возобновляемые и нетрадиционные источники энергии. Для Украины эта отрасль энергетики, при наличии довольно существенного потенциала, оказалась совершенно не освоенной.

В связи с тем, что энергосистема Украины была составной частью энергосистемы СССР, в которой обеспечивался необходимый переток энергии между различными регионами огромного государства, Украина осталась без маневренных генерирующих мощностей. А это не позволяет обеспечивать достаточную живучесть ее энергосистемы в условиях изолированного функционирования и существенных суточных и сезонных колебаний нагрузки.

И тем не менее выход из энергетического тупика в Украине имеется. При разумной топливно–энергетической политике государства, которая позволит обеспечить достаточное развитие его собственной ресурсной базы, увеличить получение энергии из нетрадиционных и возобновляемых источников и существенно ограничить потребление энергии за счет перевооружения производства, внедрения энергосберегающих технологий, аналогичных мероприятий социально–бытового характера, которым у нас до настоящего времени не уделялось достаточного внимания.

Очевидно, что Украине в ближайшее время придется полностью переосмыслить все вопросы от производства до потребления энергии. Ей предстоит научиться генерировать только необходимые объемы более качественной энергии из любых возможных для нее энергоносителей и создать атмосферу рационального энергоиспользования (энергосбережения) на всех уровнях: от крупных промышленных предприятий до конкретного человека. И эту довольно сложную задачу Украине необходимо решить как можно быстрее.

Тема 3 Понятия и управление энергосбережением

3.1 Основные понятия и определения

Энергосбережение, энергоэффективность, энергоаудит, энергоконсалтинг, энергоменеджмент и т.д. Что представляют собой эти понятия и почему они так важны сегодня для Украины? Приход этих понятий в повседневную жизнь связан, во-первых, с переходом экономики страны на рыночные отношения и более тесной интеграцией в европейский и мировой экономический процесс, во-вторых, - с переживаемым нашим государством энергетическим кризисом, зависимостью от импорта энергоносителей.

Для обеспечения своей жизнедеятельности человечество с давних времен добывает и использует все больше и больше энергии. В последнее столетие огромное количество своих интеллектуальных, физических, материальных и финансовых возможностей оно направляет на освоение новых и усовершенствование существующих способов, методов, технологий производства конечной (полезной) энергии. Вместе с тем все более очевидно, что:

- ◆ запасы полезных ископаемых на планете катастрофически уменьшаются;
- ◆ возобновляемые источники энергии при нынешнем развитии технологий и средств их освоения не в состоянии удовлетворить все более возрастающие потребности людей;
- ◆ атомная энергетика пока что не в состоянии обеспечить достаточную степень надежности ее использования;
- ◆ в результате производства необходимого человечеству количества энергии происходит все более существенное загрязнение окружающей среды (образуется парниковый эффект, кислотные дожди и т.п.)

В связи с вышеизложенным возникают довольно серьезные вопросы:

нужно ли человеку такое количество энергии; насколько эффективно мы используем ее; возможно ли повысить уровень и благосостояние общества не за счет увеличения производства энергии, а в результате более эффективного ее использования; возможно ли существенно и как можно быстрее уменьшить воздействие энергетики на окружающую среду? И опыт передовых стран мира свидетельствует, что положительные ответы на все эти вопросы существуют.

Для правильного понимания проблемы уясним прежде всего понятие «энергосбережение». Очевидно, что само по себе в прямом смысле оно не имеет для нас какого-то значения, т.к. энергию лучше не производить, чем потом беречь ее. Если все же искать ответ на вопрос, как сберечь энергию, да еще любой ценой, то он будет однозначен – нужно прекращать ее генерацию. Кроме того, с философской точки зрения, энергия – «общая количественная мера движения и взаимодействия всех видов материи. Она не возникает из ничего и не исчезает, а лишь переходит из одной формы в другую». То есть энергия независимо от нас подчиняется закону сохранения, и следовательно ее не возможно сберечь.

Тем не менее понятие «энергосбережение» широко используется в мировой практике, но только не в столь общем смысле. Более удачным в нашем случае является синоним этого слова «энергоэффективность», который, к сожалению, уже используется в зарубежной литературе как характеристика количества энергии, расходуемой на единицу конкретно выпускаемой продукции. Энергетики же бывшего СССР пользовались для определения последнего другим, более удачным, понятием – *удельные энергозатраты*.

Так вот, если снизить за счет каких-либо технических, технологических или организационных мероприятий расходы первичного топлива на производство 1 кВт·ч электроэнергии, то какое-то количество его не нужно будет добывать из недр земли, и оно сохранится для более отдаленной перспективы. Получая конкретную экономическую выгоду от того, что не добываем энергоресурсы мы еще и сохраняем некоторую их часть на последующий период времени, «увеличивая» тем самым ресурсную базу страны.

С другой стороны, при снижении количества конечной энергии, расходуемой на производство единицы выпускаемой продукции или предоставляемых услуг, ее

экономленная часть может быть использована по другому назначению. Это равносильно тому, что получено дополнительное количество, например, электроэнергии без увеличения генерирующих ее мощностей и без перерасхода топливно-энергетических ресурсов. Получается, что экономленная на производстве и в социально- бытовой сфере энергия может рассматриваться как результат деятельности несуществующего источника, который к тому же работает без использования топливно-энергетических ресурсов. Таким образом, под энергосбережением следует понимать процесс образования новых дополнительных генерирующих мощностей страны, работающих к тому же на дополнительных, причем, бесплатных энергоресурсах.

Рассмотрим основные понятия и определения лекционного курса, используя действующий на Украине закон «Об энергосбережении» и целый ряд ГОСТов по терминам и определениям в области энерго- и ресурсоиспользования. При этом курсивом будут даны определения, которые дословно взяты из указанных нормативно-правовых документов.

Энергосбережение – *деятельность (организационная, научная, практическая, информационная), направленная на рациональное использование и экономное расходование первичной и преобразованной энергии, природных энергетических ресурсов в национальном хозяйстве, которая реализуется с использованием технических, экономических и правовых методов.*

Таким образом эта многогранная деятельность обуславливает процесс, комплекс мероприятий в ходе которых снижается потребление топливно-энергетических ресурсов на единицу конечного продукта производства и уменьшается неблагоприятное воздействие на окружающую среду. В результате этой деятельности реализуются как законодательные, экономические, правовые, информационные и организационные методы, так и технические, научные мероприятия.

Рациональное использование энергии (топливно-энергетических ресурсов) – *достижение максимальной эффективности использования ТЭР при существующем уровне развития техники и технологий и одновременном снижении техногенного воздействия на окружающую природную среду.*

Энергоиспользование – *естественное или целенаправленное использование различных видов энергии на стадии жизненного цикла объекта (изделия, продукции, процесса) и при оказании услуг на данном уровне развития общества.*

Под этим понимается комплекс действий персонала объекта, работа оборудования и соблюдение технологий, связанных с процессами от получения, до потребления энергии.

Удельные энергозатраты (за рубежом используется синоним «энергоэффективность») – характеристика оборудования, технологии, производства или системы в целом, свидетельствующая о степени использования энергии на единицу выпускаемого конечного продукта. Они могут быть оценены как с помощью количественных показателей (количество энергии на единицу конечного продукта), так и с помощью качественных (низкие, высокие). Снижение удельных энергозатрат (повышение энергоэффективности) достигается за счет реализации системы организационных и технических мероприятий.

Энергоемкость продукции – отношение всей потребленной за год энергии (в натуральном исчислении) к годовому объему выпущенной продукции (в натуральном, условном или стоимостном исчислении). Аналогично можно рассматривать частные случаи электроемкости и теплосъемности продукции или энергоемкости всего ВВП.

Энергетический аудит – *вид деятельности, направленный на уменьшение потребления энергетических ресурсов субъектами хозяйствования за счет повышения эффективности использования энергии.* Очевидно, что данная деятельность ориентирована на исследование объекта с точки зрения его энергоиспользования, выявления факторов и источников нерационального использования энергии, определение мероприятий по энергосбережению, оценку технических и экономических возможностей их реализации.

Энергетический консалтинг – консультационная деятельность, направленная на разъяснение преимуществ реализации тех или иных задач энергосбережения, оказание

практической помощи в решении энергетических проблем заказчика, выбор и обоснование энергоэффективных решений, популяризации знаний, обучение персонала заказчика.

И, наконец дадим определение основного понятия, характеризующего как саму специальность, так и данный курс – энергоменеджмента.

Энергетический менеджмент – управленческая и техническая деятельность персонала субъекта хозяйствования, направленная на рациональное использование энергии, с учетом социальных, технических, экономических и экологических аспектов. Эта деятельность подразумевает объективный и достоверный контроль на всех стадиях от производства (если предприятие производит какой-то вид) до потребления энергии, включая комплексное оптимальное решение технологических, экономических и экологических проблем, связанных с этими процессами. Основной целью энергоменеджмента является обеспечение эффективных путей реализации энергосберегающей стратегии субъекта хозяйствования.

В последнее время на Украине появляются так называемые энергосервисные компании (ЭСКо), которые в развитых странах мира по сути являются основой реализации энергосберегающей стратегии государства. **Энергосервисная компания** – субъект хозяйствования, который выполняет энергоконсалтинговую деятельность, включая поиск инвесторов для осуществления конкретных проектов энергосбережения. Часто ЭСКо сами выступают в качестве таких инвесторов, причем возврат вложенных ими средств при этом осуществляется из реальной экономии, полученной от реализации энергосберегающих проектов. Указанная стратегия ЭСКо является очень плодотворной и позволяет существенно ускорить внедрение новых энергоэффективных машин и технологий.

И, наконец, рассмотрим такое понятие как **потенциал энергосбережения**. Это разница между гипотетическими объемами энергопотребления, необходимыми для реализации поставленной цели социально-экономического развития на традиционной технологической основе и при условии максимально возможного (с учетом сроков амортизации оборудования) внедрения новых передовых технологий. Очевидно, что потенциал энергосбережения имеет несколько составляющих: техническую, экономическую и поведенческую (социальную). Техническая составляющая определяется максимальными техническими возможностями энергосбережения, которые могут быть реализованы в фиксированный промежуток времени. Она определяется достижениями научно-технического прогресса.

Экономическая составляющая потенциала энергосбережения включает ту часть технической, которая может быть с прибылью освоена при достаточных капиталовложениях. Очевидно, что возможности первой из них ниже чем второй, т.к. она включает только рентабельную на данный момент часть технической составляющей, освоение которой зависит от наличия инвестиций. Кроме того экономический потенциал (составляющая) энергосбережения ограничивается условиями, которые предъявляются к окупаемости капиталовложений в энергосбережение.

Поведенческая (социальная) составляющая потенциала энергосбережения определяется уровнем понимания актуальности проблемы энергосбережения всеми субъектами энергетического рынка (производителями и потребителями энергии), которые принимают соответствующие решения.

3.2 Исторические аспекты энергосбережения

Впервые необходимость реализации политики энергосбережения, как одного из условий существования цивилизации, в Западном мире уяснили еще в период мирового энергетического кризиса 1972 года. Последующие кризисы 1973 и 1979 – 1980 гг. привели к многократному увеличению цен на нефть (в среднем более чем в 7 раз). В Европе же, не без помощи ОПЭК и СССР, указанные цены за период 1970 – 1980 гг. достигли отметки 350 долл. США за тонну, т.е. возросли в 17 раз. Такой уровень цен в 10 – 20 раз превышает себестоимость добычи нефти на Ближнем Востоке – одном из основных ее поставщиков.

Энергетические кризисы стимулировали принятие и реализацию национальных и региональных программ энергосбережения. В результате выполнения этих программ удельные затраты топливно-энергетических ресурсов на производство продукции уменьшились на 20-40%, был снижен абсолютный уровень потребления топлива. Например, в Дании в 1990г. общее потребление топливно-энергетических ресурсов осталось на уровне 1973 года, а производство валового национального продукта увеличилось на 40%. В то же время в странах Восточной Европы и в СССР, потребление энергии в конце 80-х годов по сравнению с 1973 годом увеличилось на 55%.

Необходимость принятия экстренных мер на правительственном уровне была осознана практически во всех высокоразвитых странах (Япония, США, Канада, Германия, Франция, Великобритания и др.). Ними были приняты соответствующие законопроекты по организации и управлению энергосбережением. Многие страны создали даже системы законодательства по стимулированию мероприятий в области энергосбережения и охраны окружающей среды. Например, в Японии вся деятельность по энергосбережению проводится на основании "Закона о рациональном использовании энергии" (1979г.), во Франции — на основании "Свода законов об экономии энергии" (1980г.), в Голландии — "Меморандума об энергосбережении" (1990г.).

Таким образом, страны с рыночной экономикой уже несколько десятилетий успешно реализуют программы, направленные на эффективное использование топливно-энергетических ресурсов. Для этого проводятся информационные кампании, образовательные программы, финансовое стимулирование, научно-исследовательские и проектно-конструкторские работы, демонстрационные проекты, разрабатываются нормы и стандарты.

Научная оценка экономического и технического потенциала энергосбережения и практическая реализация конкретных мероприятий позволили развитым странам достаточно успешно преодолеть энергетический кризис. Этому способствовали и значительные финансовые инвестиции, направленные на реализацию мероприятий по энергосбережению, было убедительно, на конкретных примерах, доказано, что 1 доллар, вложенный в программы энергосбережения, дает доход, равный 3-4 долларам в год.

Первые признаки энергетического кризиса в СССР (естественно и в Украине) появились в начале тех же 70-х годов. Начали значительно увеличиваться удельные расходы энергоресурсов на единицу произведенной продукции. Так уровень годовой экономии топливно-энергетических ресурсов за пятнадцать лет с 1970 по 1985гг. даже с учетом завышенных официальных данных о росте национального дохода снизился с 145 млн. т у. т. до 55 млн. т у. т., а его отношение к годовому энергопотреблению снизилось с 12,9% до 3%.

Попытки исправить положение предпринимались и в СССР. Так согласно «Основным направлениям экономического и социального развития СССР на 1986 —1990 гг. и на период до 2000 года», одним из важнейших факторов интенсификации производства и превращения ресурсосбережения в «главный источник удовлетворения растущих потребностей народного хозяйства» должно было стать последовательное усиление режима экономии. Увеличение потребности народного хозяйства в топливе и энергии предполагалось на 75 – 80% удовлетворять за счет ее экономии. И тем не менее к 1990 году уровень годовой экономии ТЭР снизился уже до 5 млн. т у. т., а его отношение к годовому энергопотреблению составило всего 0,3%.

Причинами неэффективного проведения государственной политики СССР в области энергосбережения были безвозвратные инвестиции в ТЭК и низкая стоимость энергоносителей для субъектов хозяйствования. Так в период с 1970 г. и до 1990г. установленные в СССР цены на топливо были в 2,5 – 3 раза ниже их себестоимости. В результате удельный вес стоимости, например, электроэнергии в себестоимости выпускаемой продукции был равен: в угледобыче 4,3-5,8%; в машиностроении — 1-2%; в производстве проката 0,5-1%, чугуна 0,09-2%, стали 0,22-1,03%, электростали — 5,3-10,9%, цемента — 5,9-10,8%, кокса — 4,3-5,8%, что совершенно не отражало истинного положения дел и способствовало расточительности и неэффективному использованию как самой энергии, так и энергоресурсов во всех отраслях экономики.

Способствовало расточительному использованию энергии и то, что в бывшем Советском Союзе не ощущалось влияния международной конкуренции, т.к. его экономика опиралась на централизованное планирование. Для руководителя предприятия главным было выполнение плановых заданий, а не контроль расходов и финансовая эффективность. На энергию выделялись большие субсидии, а для промышленных предприятий она отпускалась по ценам, значительно ниже цен мирового рынка.

К началу XXI века Украина стала одной из стран мира, где уровень энергозатрат чрезвычайно высок (рис. 3.1). Ее доля в мировом потреблении энергии составляет 1,9%, в то время как население составляет 1% от населения Земли. С точки зрения энергетики, неэффективность производства вызвана двумя основными причинами: несбалансированной структурой энергопотребления и нерациональным использованием энергии во всех отраслях экономики.

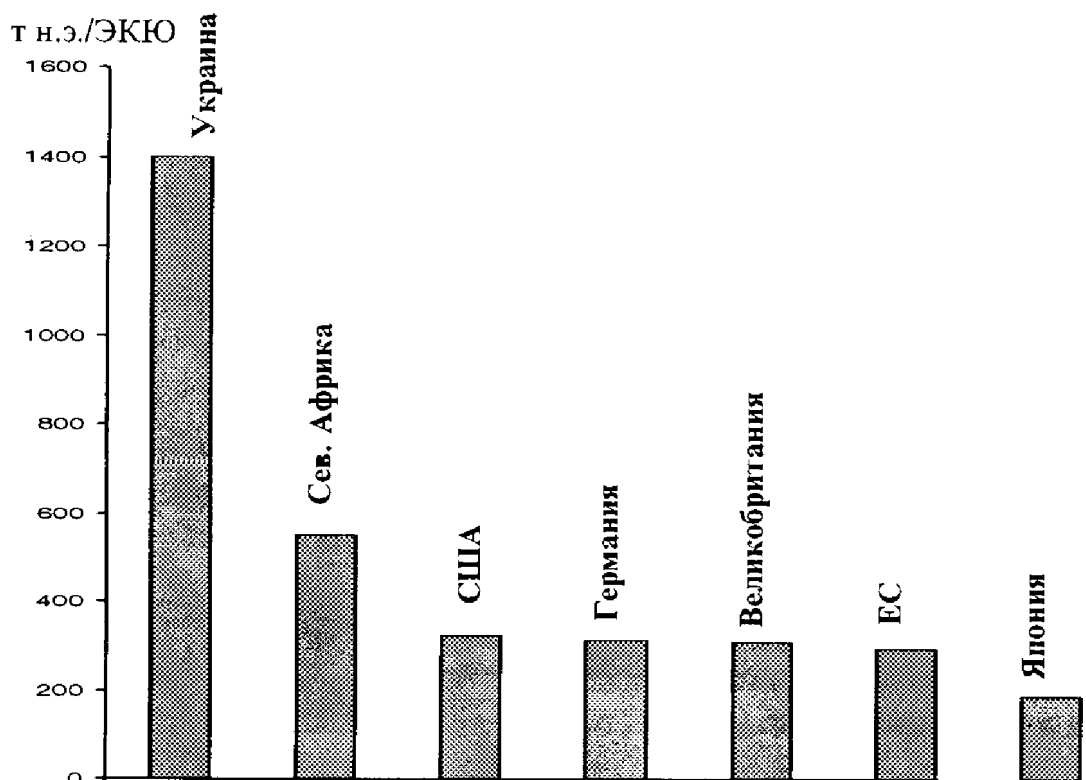


Рис. 3.1 Показатели удельного энергопотребления

Так топливно-энергетическая составляющая в общей себестоимости продукции за последние годы прошедшего тысячелетия возросла в различных отраслях Украины с 5% до 50% и на каждые 1000 грн. произведенной продукции в целом по стране составляет внушительные объемы: 1,626 т у. т.; 1,549 тыс. кВтч электроэнергии и 1,949Гкал тепловой энергии. К сожалению, энергоемкость на Украине самая высокая, даже по сравнению с другими странами СНГ и имеет тенденцию к росту. Это объясняется тем, что большая часть материальных ценностей у нас создается энергоемкими отраслями, в то время как в странах с развитой экономикой – сферой услуг (банки, торговля и т. д.).

3.3 Государственное управление энергосбережением

3.3.1 Суть государственного управления энергосбережением

Проблема создания гибкой эффективной системы управления энергосбережением имеет сложный многофакторный межотраслевой характер. Такая система государственного управления в принципе не могла быть создана в рамках командно-административной системы бывшего Советского Союза, которая характеризовалась безответственностью и расточительством. Подтверждением тому может служить тот факт, что в 1985 году в СССР,

например, при годовом расходовании около 1850 млн. т у. т. было полезно использовано только 750 млн. т (41%).

Если в Западных странах высокие темпы снижения энергоемкости национального дохода достигались в условиях многократного подорожания ТЭР, а также неизбежного снижения темпов экономического роста путем активной структурной перестройки экономики, то в СССР пытались достичь нереального – одновременного повышения темпов экономического роста и уменьшения энергоемкости, причем без каких-либо существенных изменений в структуре народного хозяйства и сохранении низких цен на энергоресурсы. Поэтому все попытки организовать какую-либо деятельность по энергосбережению в СССР (в том числе и в УССР) имели чисто декларативный характер.

Тем не менее, ориентация на рынок не ускорила, а скорее затормозила процессы внедрения мероприятий по энергосбережению в экономику Украины. Но это в большей степени обусловлено не рыночными отношениями, а практически полным отсутствием на начальной стадии перехода к рынку действенного управления рассматриваемым процессом, искривлением системы цен на ТЭР и отсутствием культуры энергоиспользования. Из опыта стран с рыночной экономикой хорошо известно, что государственное управление процессом энергосбережения необходимо еще и потому, что уровень энергосбережения определяется сейчас уже не только уровнем цен на все виды ТЭР, но и необходимостью скорейшего перехода государства на постиндустриальный (информационный) этап развития, характеризующийся новыми наукоемкими технологиями, энерго- и ресурсосберегающим мировоззрением.

Как видится, в Украине государственная политика энергосбережения сейчас ориентируется на гибкое соединение государственного регулирования и рыночных механизмов, поиск наиболее приемлемых для сложившейся экономической и политической ситуации механизмов стимулирования процессов энергосбережения. В этом же случае особенно важно организовать правильное разделение, на основе баланса полномочий, функций управления отраслями ТЭКа, энергопотребления и энергосбережения между центральными и региональными органами, отраслевыми объединениями и корпорациями и т.д. С целью урегулирования указанных отношений между субъектами хозяйствования, а также между ними и государством, установления ответственности юридических и физических лиц за энергосбережение в августе 1994г. Верховной Радой Украины и был принят закон «Об энергосбережении».

Указанный закон определяет способы обеспечения и пути стимулирования энергосбережения в Украине, взаимную экономическую ответственность поставщиков и потребителей ТЭР, экономические санкции за нерациональное их использование. В нем определены пути финансирования мероприятий по энергосбережению и рациональному использованию ТЭР, задания по стандартизации и нормированию в этой области, а также способы контроля и формы ответственности за нарушения этого закона.

Проведение государственной политики в сфере энергосбережения возложено на Государственный комитет Украины по энергосбережению, созданный согласно Указу Президента от 26 июля 1995г. №666/95, который осуществляет управление энергосбережением по трем взаимосвязанным направлениям:

- ◆ государственное управление на основе нормативно-правовой базы (цены, тарифы, сертификация, экспертиза и т.д.);
- ◆ функциональное управление, которое осуществляется непосредственно Госкомэнергосбережением через систему государственных инспекций по энергосбережению;
- ◆ региональное управление и контроль за исполнением законов, использованием нормативной базы, а также непосредственной работой по энергосбережению.

3.3.2 Структура и система элементов государственного управления энергосбережением

Из структуры государственного управления энергосбережением в Украине, приведенной на рис. 3.2, следует, что в своей деятельности Госкомэнергосбережения Украины опирается на специально созданные региональные и отраслевые органы управления энергосбережением, а также на отделы по энергосбережению на предприятиях и организациях. При Комитете создан Общегосударственный внебюджетный фонд энергосбережения за счет средств которого финансируются соответствующие научно-исследовательские и проектно-конструкторские разработки, разработки и внедрение передовых энергосберегающих технологий и оборудования и т.д. Основные поступления в этот фонд – платежи (штрафы) за нерациональное использование ТЭР.



Рис.3.2 Структура государственного управления энергосбережением в Украине

Государственное управление энергосбережением осуществляется собственно через соответствующую систему элементов управления (рис.3.3), которая включает:

- ◆ разработку и проведение политики ценообразования в области ТЭР;
- ◆ сертификацию оборудования и приборов;
- ◆ экспертизу разрабатываемых проектов энергоиспользования;

- ◆ лицензирование деятельности консалтинговых и аудиторских фирм, работающих в области энергоиспользования;
- ◆ инвестиционную и инновационную деятельность;
- ◆ решение вопросов по предоставлению налоговых и кредитных льгот производителям и потребителям энергии;
- ◆ разработку стандартов по энергоиспользованию;
- ◆ разработку и реализацию государственных, региональных и отраслевых программ энергосбережения.

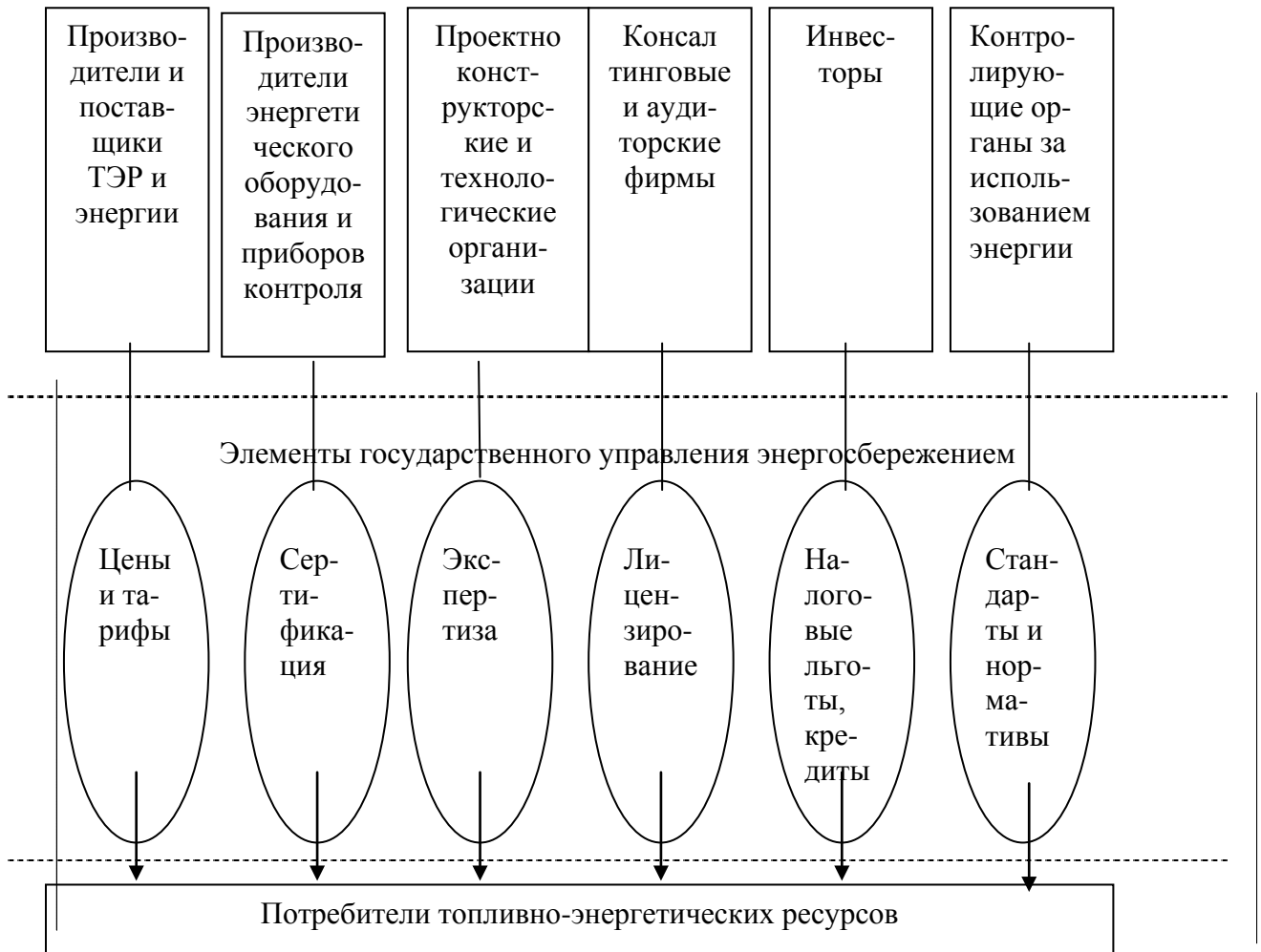


Рис.3.3 Система государственного управления энергосбережением

Система стандартов энергоснабжения и энергоиспользования базируется на показателях удельных энергозатрат для основных энергоемких видов продукции и технологических процессов. Очень важно разработать действенную схему финансирования инновационных и инвестиционных проектов, создать реальные механизмы пополнения средствами Общегосударственного внебюджетного фонда энергосбережения. При этом одним из важнейших условий получения средств из этого фонда должен быть максимальный экономический и энергетический эффект инновационных и инвестиционных проектов, установленный на конкурсной основе. Важным является и создание региональных и отраслевых фондов энергосбережения, как составных частей общегосударственного.

Деятельность Госкомэнергосбережения Украины, его организационных структур в регионах, отраслях и на предприятиях должна осуществляться в соответствии с основным стратегическим положением экономического и политического развития государства.

Организационной основой для такой работы являются общегосударственные, региональные и отраслевые программы энергосбережения, научно-методическое, информационное и финансовое обеспечение которых должно быть согласовано.

3.4 Программы и системы повышения энергоэффективности

3.4.1 Комплексная государственная программа энергосбережения

Основой проведения энергосберегающей политики в Украине является Комплексная государственная программа энергосбережения (КГПЭ), разработанная Госкомэнергосбережения совместно с Минэкономки, Национальной академией наук Украины, другими министерствами и ведомствами, утвержденная Кабинетом Министров Украины 5 февраля 1997 года (№ 148). Стратегической целью КГПЭ является не только выведение страны из энергетического кризиса, но и выход ее на уровень передовых стран в области энергоиспользования.

Оценка общей необходимости Украины в топливе и энергии на 2010 год определена Программой на уровне 320–330 млн. т у. т. в сравнении с фактически использованными в 1995 году 226,3 млн. т у. т. То есть прирост должен составить 42–46 %. При этом общая оценка технически возможного и экономически эффективного энергосбережения, выполненная по 12 основным направлениям, включающим набор практически всех известных средств и резервов энергосбережения, внедрение новых энергосберегающих технологий и т.д. составила 70–80 млн. т у. т. (см. табл. 3.1). Таким образом прирост потребления топлива и энергии на Украине, связанный с подъемом экономики страны может быть (и должен согласно Программе) на 70–80% покрыто за счет энергосбережения.

Таблица 3.1

Технически возможный и экономически эффективный уровень энергосбережения в отраслях экономики Украины согласно КГПЭ (относительно уровня 1990г.)

Отрасль	1995г.	2000г.	2005г.	2010г.
Топливо, тыс. т у. т.				
1. Промышленность, всего	4740-5535,1	10711,2 - 11790,2	18162,5- 19700,0	26030,6- 28476,2
2. Сельское хозяйство	1626	1912,5 - 2983	3032,6- 4321,4	4465,5- 6134
3. Строительство	180	190	200 – 220	220 – 240
4. Транспорт	2560	2780 – 3050	4640 – 5220	5590 – 6290
5. Коммунально-бытовое хозяйство	4540	4760 – 5050	5000 – 5950	5770 – 6760
Всего	13645,5 – 14440,6	20353,7 – 23063,2	31035,1 – 35411,4	42076,1 – 47900,2
Электрическая энергия, млн. кВт·ч				
5. Промышленность, всего	3425,0 – 4021,0	8633,0 – 9949,0	13897,0 – 16649,0	21324,0 – 23241,0
2. Сельское хозяйство	218,8	235,6 – 371,1	363,3 – 517,7	539,3 – 740,4
3. Строительство	90	100	120 - 130	140 – 150
4. Транспорт	1090	1240 - 1380	1450 – 1620	1670 - 1850
5. Коммунально-бытовое хозяйство	9500	9500 - 10100	10400 - 12000	11000 – 13400

Продолжение табл. 3.1

Всего	14323,8 – 14919,8	19708,6 – 21900,1	26230,3 – 30916,7	34727,3 – 39381,3
Тепловая энергия, млн. Гкал.				
1. Промышленность, всего	16,48 – 17,56	25,19 – 28,15	35,91 – 41,09	46,08 – 52,53
2. Сельское хозяйство	-	-	-	-
3. Строительство	0,26	0,27	0,27 – 0,28	0,29 – 0,30
4. Транспорт	0,35	0,35 – 0,61	0,39 – 0,75	0,47 – 0,87
5. Коммунально-бытовое хозяйство	31,6	33,5 – 35,8	37,0 – 42,5	38,08 – 47,3
Всего	48,69 – 49,77	59,31 – 64,83	73,57 – 84,62	85,64 – 101,0
Всего энергосбережения, тыс. т у. т.	27394,5 – 28461,3	37926,6 – 42256,7	53484,0 – 61396,0	69738,6 – 79949,4

Следует отметить высокую эффективность межотраслевых мероприятий энергосбережения с которых образуется межотраслевой объем сбережения энергоресурсов. Приоритетными направлениями межотраслевого энергосбережения согласно КГПЭ являются:

- ◆ внедрение средств силовой электроники;
- ◆ использование экономичных систем и устройств освещения;
- ◆ использование вторичных энергетических ресурсов для производства энергии;
- ◆ усовершенствование учета, контроля за расходом энергоресурсов;
- ◆ создание автоматизированных систем управления энергоиспользованием.

Комплексную государственную программу энергосбережения, в соответствии с конкретными прогнозируемыми на Украине экономическими условиями, намечено реализовать в три этапа. Первый из них (до 2000 года) предполагал, что в стране будет остановлено экономическое падение и начато оживление в экономике. В течении второго этапа (до 2005 года) прогнозируется процесс восстановления экономики с достаточно высокими темпами ее роста. Как в государственных, так и в частных источниках капитала должно в этот период сосредоточиться достаточно средств для того, чтобы инвестировать межотраслевые и технические мероприятия по энергосбережению.

Поскольку межотраслевые и большая часть технологических мероприятий имеют небольшой срок окупаемости и высокую экономическую эффективность, в этот период и ожидаются поступления значительных инвестиций в энергосбережение и, естественно, достаточно ощутимые объемы его реализации. Как и следовало ожидать только к 2002 году уже отечественный капитал начал поступать, например, на предприятия силовой электроники, у которых появилась перспектива оживления и развития.

В период третьего этапа реализации КГПЭ (2006–2010гг.) прогнозируется окончательное восстановление экономики, и в стране должны накопиться существенные государственные и частные капиталы для вложения которых уже не будет хватать высокоэффективных межотраслевых объектов энергосбережения. В этот период и должны начаться масштабные капиталовложения, направленные на реализацию значительного количества мероприятий по энергосбережению технологического характера. Наличие значительных капиталов в этот период и должно обусловить смену отраслевой структуры материального производства, что в конце концов должно привести к началу активной реализации структурного потенциала энергосбережения.

Следует отметить, что в связи со значительными экономическими сложностями, сложившимися в стране, особенно в первый период реализации КГПЭ, не удалось в полном объеме реализовать все задания рассматриваемой программы. Как и следовало ожидать в таком случае КГПЭ была скорректирована, и Кабинет Министров Украины постановлением №1040 от 27 июня 2000г. утвердил дополнительные мероприятия и уточненные показатели выполнения КГПЭ. Очевидно, что аналогичный документ должен появиться и к концу второго этапа реализации комплексной государственной программы энергосбережения.

3.4.2 Региональные программы энергосбережения

Немаловажным фактором экономии ТЭР является наличие и полномасштабная реализация региональных программ энергосбережения (РПЭ) в первую очередь для областей, городов, промышленных узлов, характеризующихся высокими технологическими нагрузками на окружающую среду. Внедрение таких программ не только повысит эффективность энергоиспользования местных предприятий, но и, что ни маловажно, привлечет некоторые из них к созданию высокоэффективного энергосберегающего оборудования, устройств, технологий. При разработке рассматриваемых программ энергосбережение целесообразно рассматривать как самостоятельный независимый источник энергии в топливно-энергетическом балансе региона.

В соответствии с мировым опытом по созданию и реализации РПЭ целесообразно, чтобы в них обязательно были отражены следующие направления:

- ◆ разработка законодательной основы для повышения эффективности использования топливно-энергетических ресурсов;
- ◆ развитие экономических механизмов энергосбережения;
- ◆ создание структур по надзору за энергоиспользованием и содействию политике энергосбережения;
- ◆ разработка и внедрение мероприятий по расчетам за использованные ТЭР;
- ◆ внедрение передовых энергосберегающих технологий и оборудования в промышленность и жилищно-коммунальное хозяйство региона;
- ◆ структурная перестройка хозяйственного комплекса региона, способствующая энергосбережению;
- ◆ пропаганда политики энергосбережения в обществе;
- ◆ создание условий для привлечения иностранных инвестиций и технологий в энергосберегающие проекты.

Повышение энергоэффективности в областных центрах и крупных городах регионов, согласно рекомендациям Европейского Союза (ЕС), целесообразно проводить таким образом, чтобы были рассмотрены следующие вопросы:

- ◆ эффективное производство и распределение энергии и воды;
- ◆ определение перспективных путей развития городского энергохозяйства;
- ◆ повышение энергоэффективности общегородских систем, включая энергоснабжение и городской транспорт;
- ◆ формирование стимулов экономии энергии.

Очевидно, что один из приоритетных вопросов энергоэффективности городов находится в сфере городского строительства. Он заключается в усовершенствовании планирования и застройки территорий, обеспечивающего наиболее рациональное использование природных, материальных и энергетических ресурсов.

В целом концепция разработки региональных программ включает следующие составляющие:

- 1) Исходные данные (состояние системы энергоснабжения, баланс ТЭР, оценка важнейших проблем в сфере энергообеспечения региона и определение узких мест).

- 2) Задания программы (краткосрочные, среднесрочные и перспективные; организационные, технические, выбор базовых объектов; системы учета, контроля и регулирования и т.д.).
- 3) Механизм функционирования программы (экономический, внедренческий, энергоаудит, привлечение инвестиций, мониторинг экологических и технологических факторов, информационное обеспечение, система содействия местных органов и поддержка ими проектов энергосбережения и т.д.).

3.4.3 Системы комплексного повышения энергоэффективности в отраслях промышленности

Система комплексного повышения эффективности использования ТЭР в отраслях (СКПЭ) базируется на положениях Закона Украины «Об энергосбережении» и КППЭ. Ее основными составляющими являются:

- ◆ научно-техническое обеспечение;
- ◆ нормативно-правовое обеспечение;
- ◆ механизм внедрения энергосберегающих мероприятий;
- ◆ информационно-методическое обеспечение;
- ◆ организационное обеспечение.

Научно-техническое обеспечение включает передовые разработки отечественных и зарубежных ученых, обеспечивающие уменьшение удельных затрат энергии на технологические процессы, техническое перевооружение производства на основе перспективных направлений и открытий. *Нормативно-правовое обеспечение* направлено на широкое и быстрое внедрение в соответствующей отрасли, ее предприятиях государственной системы стандартов по энергосбережению, системы нормирования расходов ТЭР, а также разработку и внедрение современных отраслевых нормативов, сертификатов на продукцию, паспортов энергоэффективности и т.д.

Технологическое перевооружение предприятий ведомства, модернизация их энергетического оборудования требует комплексного подхода как при разработке, так и при внедрении энергосберегающих технологий, техники, материалов и конструкций. Большое внимание при этом должно уделяться энергетической экспертизе, формированию типовых для отрасли бизнес-проектов по энергосбережению. При этом на первом этапе внедрения мероприятий СКПЭ актуальным является создание пилотных проектов, а также тиражирование наиболее удачных с точки зрения экономики ТЭР мероприятий на других предприятиях ведомства.

Информационно-методическое обеспечение базируется на создании и использовании отраслевой базы данных «Энергоэффективная (энергосберегающая) техника и технологии». Важное значение отводится также организации комплексной системы образования в области энергосбережения в ведомстве, в частности, создание, например, таких семинаров как «Энергосбережение на предприятии», распространение информации о передовых энергоэффективных мероприятиях, энергосберегающей технике и технологиях. При этом важное значение отводится созданию типового методического обеспечения по энергосбережению.

Организационное обеспечение включает сбалансированную систему, которая должна иметь оптимальное соотношение между вертикальными и горизонтальными связями. Она представляет совокупность министерского органа управления, подразделений энергосбережения на ведомственных предприятиях, а также специализированных предприятий и организаций, которые осуществляют согласованную энергосберегающую политику в отрасли. Важным также является наличие в отрасли или в ее конкретных хозяйственных комплексах энергосервисной компании (ЭСКо), главной функцией которой должно быть комплексное внедрение мероприятий по энергосбережению, технологического переоборудование предприятий министерства. Остается достаточно перспективным путь

создания ЭСКо конкретными министерствами совместно с Украинским союзом промышленников и предпринимателей (или его региональными структурами), заинтересованными во вложении средств банками.

Непосредственное управление СКПЭ должен осуществлять руководитель подразделения по энергосбережению в министерстве, подчиняющийся заместителю министра, который курирует вопрос повышения энергоэффективности в отрасли. Система сопровождения СКПЭ на ведомственном уровне согласовывается с аналогичной системой КППЭ Украины. Очевидно, что внедрение энергосберегающих мероприятий не даст желаемых результатов, если на каждом предприятии и организации не будет ответственных за внедрение энергоэффективной техники и технологий в ранге не ниже заместителя технического директора (главного инженера или главного энергетика предприятия).

Подразделения по энергосбережению на предприятиях отрасли, помимо непосредственно внедрения энергосберегающих технологий, техники, материалов и конструкций, должны решать следующие задачи:

- ◆ формировать и реализовывать программы энергосбережения конкретного предприятия;
- ◆ организовывать информационно-методический и образовательный процесс в области энергосбережения;
- ◆ проводить анализ удельного расхода ТЭР на предприятии;
- ◆ выявлять места энергетических потерь и предлагать конкретные мероприятия по их устранению.

С целью согласования интересов участвующих в процессе энергосбережения в отрасли сторон желательно иметь в структуре СКПЭ Научно-технический совет по энергосбережению и энергоэффективности. Членами Совета могут быть как представители министерства и его главных (в основном энергоемких) предприятий, так и отраслевых научно-исследовательских и проектно-конструкторских организаций, специализированных предприятий по энергосбережению. Одной из важнейших функций такого Совета является подготовка компромиссных решений, а также участие в экспортном отборе энергоэффективных проектов для их финансирования. Следует отметить, что само наличие такой структуры как НТС и его решения будут способствовать увеличению отечественных и зарубежных инвестиций в проекты технического перевооружения любой отрасли.

Тема 4 Стратегия и проблемы энергосбережения

4.1 Энергетическая составляющая национальной безопасности Украины

В нашей стране, которая занимала около 2,7% территории бывшего СССР, было расположено 15,2% основных производственных фондов, выпускалось более 17% промышленной и 22% сельскохозяйственной продукции уже не существующего огромного государства. В период существования Советского Союза в Украине добывалось 27% угля, 52% железной руды, производилось 35% стали, 95% магистральных тепловозов, 24% тракторов, 21% зерна и 50% сахара.

Таким образом, в Украине был создан мощный промышленный потенциал и довольно развитая производственная инфраструктура, основными отраслями которой являются черная металлургия, электроэнергетика, машиностроение, металлообрабатывающая, топливная, химическая (в том числе нефтехимия), деревообрабатывающая, пищевая, легкая промышленности и промышленность стройматериалов. В наследство Украине достался и мощный ТЭК, который создавался как составная часть аналогичного комплекса бывшего СССР. В общей же структуре производства СССР его ТЭК занимал одно из главных мест, сосредотачивая в себе 35-40% всех капиталовложений. Значительная часть из них приходилась на Украину.

Естественно, что в результате экономика Украины длительное время развивалась в направлении преобладания энергоемких отраслей промышленности. К моменту распада СССР вновь образовавшееся государство имело, как тогда казалось, хорошо развитые горнодобывающую, металлургическую, химическую промышленность, тяжелое машиностроение, энергетику и т.д. Но несмотря на имевшиеся благоприятные возможности оно оказалось в тяжелейшем экономическом кризисе. По данным Совета по изучению производительных сил страны Национальной Академии Наук ВВП Украины только за период с 1990 по 1997гг. снизился с 207,8 млрд. грн. до 76,4 млрд. грн. За эти же годы Украина потеряла потенциал, который составляет 636,3 млрд. грн.

В 1992-1997гг. в стране большими темпами продолжала увеличиваться доля наиболее энергоемких отраслей, которые к тому же производят промежуточную продукцию, и уменьшалась доля отраслей, выпускающих продукцию конечного использования. Так из структуры промышленного производства на Украине за период 1991-1997гг. (табл. 4.1) следует, что доля черной металлургии выросла с 9,9% до 24%. Для сравнения, продукция машиностроения уменьшилась с 26,4% до 15,4%.

Таблица 4.1

Структура промышленного производства на Украине в процентах от общего промышленного производства

Отрасль	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Электроэнергетика	3,6	6,4	9,4	11,5	11,0	12,7	12,6
Топливная промышленность	3,8	14,3	8,5	11,2	13,2	12,1	11,1
Черная металлургия	9,9	22,7	16,8	19,9	21,8	21,9	23,4
Химическая и нефтехимическая промышленность	5,9	6,7	6,0	6,9	7,4	7,6	6,7
Машиностроение и металлообработка	26,4	18,6	19,8	17,0	16,1	14,7	15,4
Легкая промышленность	12,3	6,7	6,1	4,3	2,8	2,1	1,7
Пищевая промышленность	24,4	13,6	19,7	17,1	15,1	16,1	17,2

Следует обратить внимание, что указанное перераспределение долей различных отраслей в структуре промышленного производства происходило к тому же на фоне общего падения производства, динамика которого приведена на рис. 4.1. Причинами такого стремительного падения были:

- ◆ потеря рынков сбыта в странах бывшего СССР и на Украине;
- ◆ потеря конкурентоспособности высокотехнологической продукции в сравнении с аналогичными зарубежными товарами;
- ◆ уменьшение платежеспособности потребителей и их финансовых возможностей.

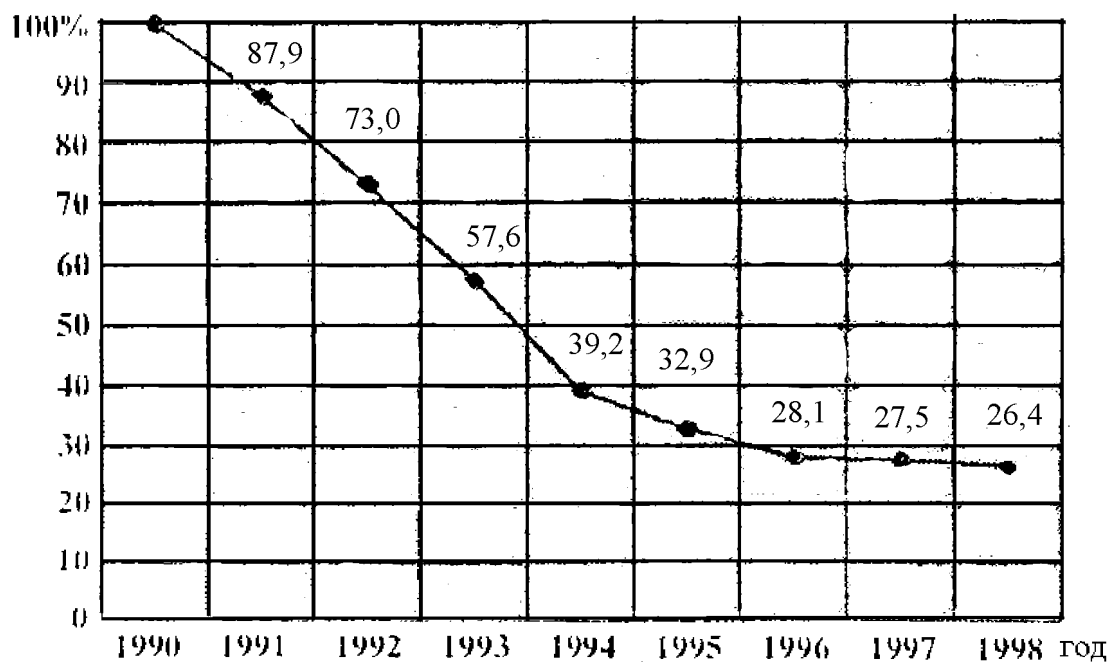
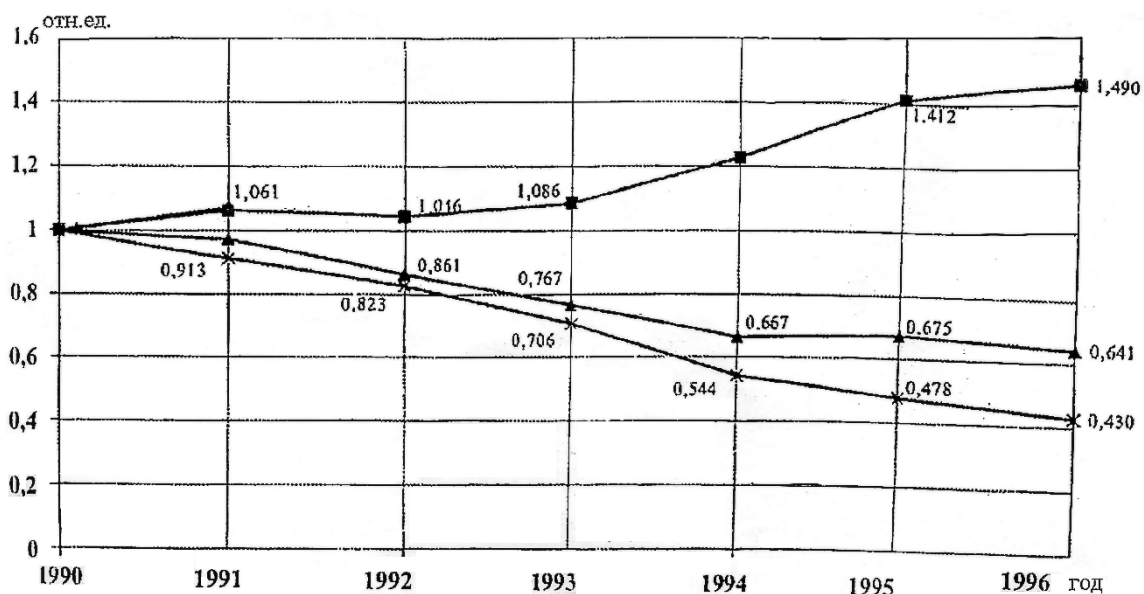


Рис. 4.1 Динамика снижения промышленного производства в Украине

Низкая конкурентоспособность отечественной продукции обуславливалась относительно низким техническим и технологическим уровнем экономики страны, значительным отставанием в масштабах внедрения достижений научно-технического прогресса и отсутствием достаточных финансовых средств для ликвидации технической и технологической отсталости производства. Указанная отсталость в свою очередь обуславливала высокую энергоёмкость ВВП и острый дефицит в энергоресурсах, в частности, нефти и газа, единственным источником поставок которых была Россия.

Экспорт больших объемов топливно-энергетических ресурсов, необходимых для функционирования экономики страны, который сразу же начал осуществляться из России по мировым ценам, привел к образованию дефицита свободно-конвертируемой валюты в стране и отсутствию возможностей расчета за их поставки. В результате, если внешний государственный долг Украины на 1 января 1993г. составлял 396 млн. долл. США, то на 1 января 1997г. он был уже равен 8,839 млрд. дол. США, из которых только «газовые» долги – 4,205 млрд. долл. США.

Естественно, что в таких условиях объемы инвестиций в национальное хозяйство страны резко сократились. Использованное на производстве оборудование за это время еще больше изнашивалось и морально устарело, что привело к еще большему увеличению энергозатрат на единицу выпускаемой продукции (удельных энергозатрат) и снижению ее конкурентоспособности. Согласно динамике официального ВВП, его энергоёмкости и потребления топливно-энергетических ресурсов (рис. 4.2). Украина все больше втягивалась в экономическую депрессию.



Здесь

- энергоёмкость
- ▲ потребление ТЭР
- ✕ ВВП

Рис. 4.2 Динамика ВВП, его энергоёмкости и потребления ТЭР относительно 1990г.

Таким образом становится очевидным, что для Украины решение экономических проблем, которые по сути определяют национальную безопасность любого государства, связано в первую очередь с решением ее энергетических проблем, что энергетическая безопасность государства является одной из важнейших составляющих его национальной безопасности. При этом под *энергетической безопасностью* следует понимать состояния, которые характеризуют, во-первых, достаточную обеспеченность государства топливно-энергетическими ресурсами, гарантирующими его полноценную жизнедеятельность, и, во-вторых, безопасность самого энергетического комплекса, обеспечивающую надежное функционирование национальной экономики.

Очевидно, что основными приоритетами энергетической безопасности для Украины являются:

- ◆ уменьшение топливно-энергетической зависимости от импорта, диверсификация его источников и путей поставки энергоносителей;
- ◆ разработка совокупности мероприятий на случай непредвиденных обстоятельств в ТЭКе или с поставками топливно-энергетических ресурсов;
- ◆ комплексная модернизация и переоснащение хозяйственных комплексов на основе энергосбережения, внедрение новейших энергосберегающих технологий;
- ◆ расширение и интенсификация собственных объемов добычи нефти, газа и угля;
- ◆ интенсификация использования вторичных и альтернативных источников энергии;
- ◆ формирование у населения энергосберегающего мировоззрения;
- ◆ углубление рыночных отношений между производителями и потребителями топливно-энергетических ресурсов и чистой энергии в условиях реформирования экономики.

При этом наиболее существенным моментом обеспечения энергетической безопасности Украины следует все же рассматривать национальную систему энергосбережения, совершенствование и внедрение которой крайне необходимо.

4.2 Определение приоритетных направлений энергосбережения

Рассмотрим последовательность определения приоритетных направлений энергосбережения. В общем случае ее можно представить в виде трех этапов. Первый из них состоит в анализе количественных показателей эффективности использования энергии в конкретных секторах экономики. Так, например, *транспорт* (около 30% всей потребляемой энергии) сегодня является второстепенной отраслью, однако нет сомнения в том, что она будет быстро развиваться по мере улучшения положения в экономике и роста количества личных автомобилей. Энергосбережение в этой отрасли может быть достигнуто за счет конструкций и устройств, обеспечивающих оптимизацию режимов работы транспорта: использование информационных и электронных систем (электронное зажигание, навигационное оборудование и др.), а также силового электронного оборудования в железнодорожном транспорте (частотно регулируемый тяговый и вспомогательный электропривод). Кроме того, одним из приоритетных направлений является улучшение работы общественного транспорта, что приведет к снижению уровня пользования личными автомобилями.

Коммунальное хозяйство и сфера услуг представляет собой очень разносторонний сектор потребления энергии, содержащий большое количество индивидуальных потребителей. По причине структурных и культурных различий (срок эксплуатации жилищного фонда, уровни занятости жилых домов и т.п.) данные разных стран зачастую трудно сопоставить. Тем не менее в Украине существует значительный потенциал для улучшения положения в данном секторе. Это обуславливается прежде всего тем, что в Украине в большинстве случаев наблюдаются низкие уровни изоляции строительных конструкций и отсутствуют регуляторы отопления в большинстве домов.

Очевидно, что *промышленность* – наиболее приоритетный, с точки зрения энергосбережения, сектор. Это обусловлено тем, что она является самым крупным потребителем, причем потребление ограничено относительно небольшим количеством пользователей. Некоторые отрасли промышленности Украины на тонну выпускаемой продукции потребляют энергии на 50-100% больше, чем соответствующие отрасли в странах ЕС (табл.4.2). Следует отметить, что большая часть используемого сегодня оборудования имеет низкий КПД, поскольку оно проектировалось еще во времена, когда стоимость энергии была незначительна.

Таблица 4.2

Показатели энергопотребления (удельное энергопотребление, ГДж/т продукции)

Сектор	Украина	ЕС
Чугун и сталь	32	20
Сахар	1,80	0,9
Стекло	14	7
Кирпич	1,9	1,8
Цемент	6,3	3,8

Отсюда следует, что на национальном уровне показатели эффективности использования энергии в различных отраслях промышленности должны играть сейчас исключительно важную роль при выборе приоритетных направлений для инвестирования с целью достижения существенного прогресса в эффективном использовании энергии в пределах всей страны.

В *строительном* секторе возведение новых и реконструкция уже построенных зданий без учета необходимости экономии энергии, когда проектировщики и строители не ощущают ответственности перед теми, кто будет оплачивать счета за отопление, является просто недопустимым. В странах ЕС установлены очень строгие нормы тепловых

характеристик зданий: герметичности, вентиляции, теплоизоляции и т.д. Очевидно, что в Украине потенциал энергосбережения в рассматриваемом секторе огромен.

Второй этап на пути определения приоритетных направлений энергосбережения предусматривает анализ количественных показателей (данных), приведенных в нормативных документах, и отражающих уровень полноты законодательства в области энергосбережения, стандартов и правил, регулирующих эффективность использования энергии. Наиболее ярким примером является строгость строительных норм потерь тепла и требования к изоляционным материалам. Другие примеры - стандарты на расход топлива автомобилями и стандарты, регламентирующие КПД бытовых приборов и обязательное наличие счетчиков тепловой и электрической энергии, расхода газа и т.д.

Третий этап – оценка качественных показателей, косвенно отражающих ход (динамику) сокращения удельного энергопотребления в экономике страны. Такими показателями являются:

- ◆ объемы поставок энергосберегающего оборудования, отвечающего современным требованиям;
- ◆ наличие соответствующей информационной базы энергосбережения и возможность подготовки кадров;
- ◆ общий уровень знаний специалистов, позволяющий осуществлять квалифицированные консультации в области энергосбережения (энергоконсалтинг);
- ◆ уровень профессионализма при реализации энергосберегающих проектов.

4.3 Пути решения проблем энергосбережения

Эффективность решения глобальной проблемы энергосбережения зависит прежде всего от понимания главных ее составляющих и видения путей их преодоления. Рассмотрим вкратце наиболее значимые, на ближайшую для Украины перспективу, составляющие проблемы энергосбережения и определим пути их решения.

Очевидно, что одной из самых важных составляющих рассматриваемой проблемы является *обеспечение надежности энергоснабжения*. К наиболее эффективным средствам ее решения следует отнести:

- ◆ максимальное использование местных альтернативных источников энергии;
- ◆ поощрение использования различных видов топлива с целью исключения доминирования какого-либо из них;
- ◆ для поставок нефти и газа важно налаживание взаимовыгодных и долгосрочных связей с как можно большим числом стран, в том числе с европейскими странами по транспортировке им энергоносителей через территорию Украины;
- ◆ обеспечение своевременного и наиболее полного расчета за поставляемую энергию, причем исключительно деньгами.

Украина связывает повышение надежности энергоснабжения со строительством нефтепроводов к побережью Черного моря для транспортировки каспийской и ближневосточной нефти. Кроме того, часть потребностей в энергии можно удовлетворить за счет реконструкции гидроэлектростанций. Рассматриваются варианты подключения объединенной энергосистемы (ОЭС) Украины к энергетической системе Европы с использованием вставок постоянного тока. Однако преобладает все же твердое убеждение в целесообразности совместной работы ОЭС Украины и России. Прилагаются также усилия по сокращению импорта топлива и повышению надежности энергоснабжения страны за счет более эффективного использования энергии.

Для обеспечения экономного использования первичной и вторичной энергии прежде всего необходимо *упорядочить ценовую политику*, которая должна отражать следующее:

- ◆ механизм образования цен на энергию должен быть понятным и учитывать все реальные расходы на ее получение;

- ◆ сбор платежей за использованную энергию должен иметь принудительный характер с использованием соответствующих штрафных санкций;
- ◆ доступ третьей стороны к энергосетям (создание конкурирующих сетей и подключение к ним конкурирующих источников энергии) должен быть свободным и экономически выгодным;
- ◆ создание новых (в особенности альтернативных и возобновляемых) источников энергии должно поощряться государством.

К сожалению рассматриваемой составляющей проблемы энергосбережения в начальный период становления независимости Украины не уделялось достаточного внимания, хотя, благодаря экономическому кризису, некоторые реформы в ценообразовании и системе расчетов за используемую энергию все же осуществлялись. Это, в частности, свелось к тому, что промышленным предприятиям было предложено рассчитываться за газ по мировым ценам, а населению – платить за электроэнергию значительно больше. Так в соответствии с постановлением Национальной комиссии по регулированию электроэнергетики Украины от 10.03.1999г. №309 тариф на электроэнергию для городского и сельского населения возрос соответственно до 13 и 12 коп. за кВт·ч. С января же 2000г. указанные расценки увеличилось еще на 20%.

При этом никакой ясности в указанной ценовой политике не наблюдалось, механизм принудительного сбора платежей так и не был разработан. Конкуренция в поставках энергии практически полностью отсутствовала. В результате неплатежи за потребленную энергию превратились в большую и серьезную проблему. Так, по данным Национальной энергетической компании «Укрэнерго» если в конце 1997г. эта сумма составляла 600 млн. грн., то к апрелю 2000г. неплатежи превысили уже 8 млрд. грн. и продолжали расти. А ведь это эквивалентно объему семимесячного производства всей вторичной энергии в Украине.

Следующей составляющей рассматриваемой проблемы является *совершенствование законодательной и нормативной базы энергоиспользования*. Известно, что Украина унаследовала систему норм и стандартов на использование энергии в промышленности от бывшего СССР. Главная же их функция состояла в обеспечении централизованного планирования, а не в управлении энергопотреблением. Хотя следует, ради справедливости, отметить, что эти нормы в некоторой степени оказались полезными для контроля за эффективностью использования энергии на уровне конечного потребителя в начальный период реформирования экономики. По мере спада промышленного производства существовавшая система нормирования для технологических и/или производственных подразделений и предприятий становилась все более бесполезной

В 1995г. с целью стимулирования эффективного использования энергии был основан Государственный комитет по энергосбережению Украины, создана Государственная инспекция по энергосбережению, разработана концепция проведения энергоаудитов. Вышло постановление Кабинета Министров Украины о государственной экспертизе в сфере энергосбережения, подготовлен новый проект Закона об энергосбережении, что, как предполагается, позволит более эффективно проводить политику энергосбережения в Украине.

Однако, поскольку вкладывать деньги в энергосбережение на много выгоднее, чем в создание новых источников энергии, новая законодательная и нормативная база должна быть все же преимущественно направлена на повышение эффективности использования энергии за счет применения таких экономических стимулов как налоговые льготы и займы под низкий процент для реализации мероприятий по энергосбережению.

Очевидно, что для решения проблемы энергосбережения немаловажно также *создание государственной программы управления энергопотреблением*, которая предполагает реализацию таких составляющих как:

- ◆ управление электрической нагрузкой;
- ◆ управление энергоэффективностью конечных потребителей энергии.

Управлять электрической нагрузкой необходимо для выравнивания графиков потребления энергии из энергосистем. Оно осуществляется путем снижения нагрузки потребителей в часы ее максимума, что предполагает создание вне пиковых режимов работы наиболее энергоемкого оборудования промышленных предприятий, кратковременное отключение второстепенного оборудования в периоды суточного максимума нагрузки в энергосистеме, введение эффективной многотарифной системы расчетов за электроэнергию и т.д.

Для реализации же программы по энергоэффективности необходимо внедрение нового оборудования (или его переоборудование, доукомплектование, изменение конструкции и т.д.), а также системы стимулов, включая и указанные выше налоговые льготы, и займы с низкими ставками.

И, наконец, немаловажной составляющей проблемы энергосбережения является *подготовка и переподготовка кадров, информационное обеспечение и популяризация знаний в области энергосбережения*. Опыт развитых стран мира свидетельствует, что обеспечение необходимой информацией об известных мероприятиях, способствующих экономии энергии, является простой, но очень эффективной мерой, приводящей в итоге к существенному энергосбережению. Так по данным США, средства, израсходованные на информационную составляющую рассматриваемой проблемы, привлекают в энергосберегающие проекты в 2,5 раза больше капиталовложений, чем израсходованные на налоговые стимулы.

В заключение следует отметить, что в условиях свободного рынка энергоемкость уменьшается естественным образом, поскольку эффективность использования энергии диктуется исключительно финансовыми соображениями. Предприниматели не жалеют денег на новое оборудование с более высоким КПД. Опыт Великобритании свидетельствует, что должностные лица исполнительной власти не всегда действуют рационально, нередко сознательно возводя серьезные препятствия на пути эффективного энергоиспользования. Так как в Украине указанная ситуация еще сложнее, то наиболее важной составляющей проблемы энергосбережения для нее остается все же *проведение более эффективных рыночных преобразований в экономике страны*.

4.4 Препятствия на пути к энергоэффективности

На пути к эффективному энергоиспользованию имеется целый ряд препятствий, которые обусловлены финансовыми, социальными, производственно-техническими, административными, юридическими аспектами, а также недостаточной реализацией рыночных отношений в экономике страны.

Финансовые препятствия в основном сводятся к следующему:

- ◆ отсутствие у предприятий и организаций достаточного капитала, а особенно оборотных средств;
- ◆ слишком высокие кредитные ставки банков и, как следствие, большие расходы у предприятий, связанные с наращиванием капитала, необходимого для реализации программ энергосбережения;
- ◆ достаточно большие сроки окупаемости предлагаемых мероприятий энергосбережения;
- ◆ продолжающееся использование не денежных форм взаиморасчетов между предприятиями (бартер, векселя).

При этом следует подчеркнуть, что главным препятствием на пути энергоэффективности в нынешних экономических условиях все же является недостаток инвестиций.

Социальные препятствия можно сформулировать так:

- ◆ низкая информированность руководителей предприятий и отдельных граждан о возможностях экономии энергии или отсутствие информации у них о действительных расходах, связанных с использованием энергии;
- ◆ распространенная среди большинства граждан позиция, что их этот вопрос не касается, проблему должен решать кто-то «сверху».

К *производственно-техническим препятствиям* можно отнести следующее:

- ◆ увеличение производительности или улучшение качества выпускаемой продукции продолжают оставаться для предприятий более предпочтительными по сравнению с уменьшением удельных энергозатрат, несмотря на то, что последнее существенно снижает себестоимость и повышает конкурентоспособность товаров и услуг;
- ◆ технологические схемы и используемое на многих предприятиях страны оборудование морально устарели и спроектированы таким образом, что реализация наиболее эффективных программ энергосбережения для них связана практически с полной реконструкцией и техническим перевооружением производства.

Административные препятствия на пути энергоэффективности сводятся в основном к излишней политизации рассматриваемого вопроса в результате чего цена на топливно-энергетические ресурсы и энергию в стране определяется прежде всего политическими соображениями, а не расходами, связанными с их добычей и генерацией. В результате неплатежи за использованную энергию остаются безнаказанными, а отношения между ее производителями и потребителями решаются не в правовой, а в административно-командной сфере. Систему мотиваций энергосбережения в таких условиях создать практически невозможно.

Юридические препятствия:

- ◆ существующая система налогообложения не позволяет реинвестировать полученную в результате внедрения энергосберегающих мероприятий прибыль в новые проекты энергосбережения;
- ◆ отсутствуют нормативно-правовые акты по обязательному учету объемов расхода тепловой и электрической энергии, а также других энергоносителей на предприятиях и организациях.

И, наконец, остановимся на том, что в условиях, когда фактические расходы, связанные с загрязнением окружающей среды, обусловленные избыточной энергонагрузкой на нее, покрываются всем обществом, а не конкретными виновниками, когда несоответствие между затратами на производство энергии и уровнем платежей за нее компенсируется за счет бюджетов разного уровня, ни о каких *рыночных отношениях в энергетическом секторе* государства не может быть речи. А недостаточная реализация последних является одним из главных препятствий на пути к энергоэффективности.

Абсолютно очевидно, что экономическое стимулирование эффективного использования энергии является важным фактором, обеспечивающим уменьшение дефицита национального платежного баланса, повышающим конкурентоспособность промышленного производства страны на международном рынке, а также снижающим вредные выбросы в окружающую среду.

4.5 Потенциал энергосбережения Украины

Под *потенциалом энергосбережения*, как известно, понимают разность между гипотетическими объемами энергосбережения, необходимыми для реализации поставленной цели социально-экономического развития на традиционной технологической и технической основе и при условии максимально возможного (с учетом сроков

амортизации оборудования), внедрения новых технологий и технических средств. Зависимость удельных затрат ТЭР от вида выпускаемой продукции является главным в системе определения рассматриваемого потенциала:

- ◆ общего объема, когда потенциал рассчитывается через динамику энергоемкости ВВП;
- ◆ внутриотраслевой экономии, когда она определяется через энергоемкость основной продукции отрасли;
- ◆ экономии и усовершенствования процессов добычи, передачи, распределения, преобразования и использования ТЭР.

Общий объем технико-технологического потенциала энергосбережения для экономики бывшего СССР (экономия энергии, которую можно было получить при использовании наиболее передовых научно-технических решений в области энергоиспользования) в 1990г. оценивалась в 700-800 млн. т у. т. Из этого количества экономии энергии одну треть могла бы обеспечить только структурная перестройка: 10% - изменение структуры технологий; по 8% - изменение структуры конструкционных материалов и традиционного использования выпускаемой продукции; по 3,5% - изменение состава сырья и основных фондов.

Остальные две трети возможной экономии ТЭР можно было бы получить за счет реализации технико-технологических резервов, т.е. внедрения широкого комплекса энергосберегающих мероприятий. При этом наиболее существенный вклад могли бы обеспечить усовершенствование и специализированное производство промышленных печей (около 50 млн. т у. т.), внедрение механизированных и автоматизированных котлов малой производительности и автоматизация теплоснабжения (45 млн. т у. т.).

Внедрение новой светотехнической аппаратуры, регулируемого электропривода, трансформаторов с меньшими потерями и компенсирующих устройств позволило бы сэкономить еще около 50 млн. т у. т. Увеличение использования вторичных энергоресурсов позволило бы сэкономить еще свыше 20 млн. т у. т.

Представленные выше энергосберегающие мероприятия существенно зависят от решения проблем материально-технического обеспечения энергосбережения. В конце 90-х годов базовая часть используемого энергопотребляющего оборудования характеризовалась значительным расходом материальных ресурсов. Например, приблизительно половина паровых котлов и электропечей, около двух третей котлов-утилизаторов и синхронных компенсаторов эксплуатировались уже свыше 10 лет. Из них 40% необходимо было срочно заменить и только 5-10% соответствовали уровню мировых достижений в этой области. Вот такое «наследство» и досталось вновь образованному государству.

Оценим потенциал энергосбережения Украины в соответствии с данными ее Комплексной государственной программы энергосбережения. В этой программе указанный потенциал в сравнении с базовым 1990 годом определяется в объеме около 145 млн. т у. т. или около 42% от объема потребления первичных энергоресурсов. Структура технологически доступного потенциала энергосбережения в Украине на уровне базового 1990 г. приведена в табл. 4.3.

Таблица 4.3

Потенциал энергосбережения по отраслям экономики Украины

Отрасль экономики	Топливо и энергия				Доля, %
	Ископаемое топливо, млн. т у. Т.	Электро-энергия, млрд. кВт·ч	Тепло-энергия, млн. Гкал	Всего, млн. т у. Т.	
Энергетика	13	17	48	27	19
Промышленность	39	88	99	85	58

Продолжение табл. 4.3

Коммунально-бытовая сфера	6,5	12	40	17	12
Сельское хозяйство	4	2	-	4,7	3
Транспорт	9	1,8	0,5	10	7
Строительство	0,5	0,2	0,7	0,7	0,5
Всего	72	121	189	145	100

Анализ приведенных данных показывает, что наибольший удельный вес (58%) в структуре потенциал энергосбережения имеет промышленность. Доли же энергетики (ТЭКа) и остальных отраслей экономики Украины приблизительно равны. Очевидно, что столь большой вес промышленности в потенциале энергосбережения обусловлен прежде всего наличием значительного количества энергоемких производств. Достаточно большая доля рассматриваемого потенциала принадлежит и коммунально-бытовому хозяйству, что связано как с использованием в этом секторе устаревшего оборудования, так и с практически полной централизацией всего бытового теплоснабжения.

Оценка общего объема технически возможного энергосбережения по отдельным видам ТЭР, а также необходимых для этого капиталовложений приведена в табл. 4.4. Для достижения указанных в ней показателей, например, по природному газу предполагается закрытие, перепрофилирование и реконструкция неэффективных производств в рамках структурной перестройки всей промышленности страны, переводение газопотребляющего оборудования на другие виды топлива в тех случаях, где это технически возможно, экономически и экологически целесообразно.

Таблица 4.4

Оценка экономически эффективных уровней энергосбережения ТЭР

Виды ТЭР, капиталовложения	Объемы энергосбережения по годам		
	2000г.	2005г.	2010г.
Топливо, млн. т у. т.	24,9 - 28,8	39,0 - 44,3	53,1 - 60,9
В том числе:			
- уголь	8,7 - 10,1	12,9 - 14,6	17,0 - 19,5
- жидкое топливо	6,2 - 7,2	10,1 - 11,5	14,3 - 16,4
- природный газ	10,0 - 11,5	16,0 - 18,2	21,8 - 25,0
Электроэнергия, млрд. кВт·ч / млн. т у. т.	<u>34,4 - 40,5</u> 12,5 - 14,8	<u>59,5 - 79,6</u> 21,7 - 29,1	<u>100,2 - 113,6</u> 36,6 - 41,5
Тепловая энергия, млн. Гкал./млн. т у. т.	<u>80,3 - 91,8</u> 14,0 - 16,0	<u>105,8 - 121,1</u> 18,5 - 21,2	<u>131,1 - 149,5</u> 22,9 - 26,2
Всего энергосбережения, млн. т у. т.	51,4 - 59,6	79,2 - 94,6	112,6 - 128,6
Необходимые капиталовложения, млрд. долл. США	9,64 - 10,92	15,47 - 17,72	20,65 - 24,05

Для уменьшения потребления газа Госнефтегазпром Украины предусматривает также осуществить замену существующих газоперекачивающих агрегатов (ГПА) и систем управления ими на оборудование, отвечающее современному уровню (в объеме 243 ГПА), что даст возможность получать ежегодную экономию газа до 689 млн. м³. Существенное внимание уделяется также решению проблемы более эффективной генерации электрической и тепловой энергии, в производстве которых природный газ составляет

соответственно 47 и 77%. Предусматривается уменьшение использования газа и как технологического сырья.

При реализации Комплексной государственной программы энергосбережения Украины предполагается также получить 15-20% экономии ТЭР и в жилищно-коммунальном хозяйстве, причем только на первом этапе ее осуществления. На втором этапе уже можно будет сэкономить 30-50% ТЭР. И все это в основном за счет обеспечения наличного жилищного фонда средствами учета и регулирования потребления воды и тепловой энергии. При этом затраты на внедрение указанных средств должны будут окупиться всего за два – четыре года. А ведь 50% экономии ТЭР в жилищно-бытовом секторе экономики страны составляет 5 млн. т у. т., 35 млн. Гкал. тепловой энергии и 5 млрд. кВт·ч электроэнергии.

Существенное влияние на экономию электроэнергии в масштабах Украины должно оказать и доведение доли регулируемого электропривода хотя бы до уровня 60% (28,2 млрд. кВт·ч в год исходя из объема электропотребления 1991г.). С учетом же мировых тенденций увеличения использования электроэнергии в электротехнологиях, что требует расширения использования преобразовательных устройств (плазменная обработка, креогенные процессы, рафинирование металлов в ковшах, электронно-лучевая обработка, индукционный нагрев металлов и т.д.), экономия электроэнергии увеличится еще на 5,3 млрд. кВт·ч.

Значительный резерв экономии электроэнергии при использовании современных преобразовательных устройств (силовой электроники) представляется возможным получить за счет уменьшения потерь при передаче электроэнергии по сетям. Так, оснащение сетей 0,4 и 6-10кВ только статическими тиристорными компенсаторами реактивной мощности позволяет сберечь 200-300кВт·ч электроэнергии на каждые 1кВАр установленной мощности компенсаторов. А это может составить до 2 млрд. кВт·ч электроэнергии в год.

5 Энергоэффективность систем теплоснабжения

5.1 Понятие теплоты, цели и способы ее получения

В реальных условиях все энергетические процессы осуществляются с участием теплоты. Это относится не только к производству собственно тепловой энергии, но и к получению используемых в современной технике и технологиях электрической и механической энергий. Человеческая деятельность приводит к образованию своеобразной цепочки: первичные энергоресурсы превращаются в теплоту, последняя – в механическую энергию, механическая – в электрическую и т.д. Так, например, основная часть электроэнергии на Украине, как известно, генерируется на тепловых и атомных электростанциях, принципиальным отличием которых является только вид исходного топлива (химическое или ядерное). В обоих же случаях энергия топлива в виде теплоты передается рабочему телу (обычно это водяной пар), которое и совершает работу в турбине.

Аналогичная роль теплоты и в двигателях внутреннего сгорания и в газотурбинных установках, где энергия химического топлива передается другому рабочему телу – газу. Потери энергии в процессе ее передачи (транспортирования) происходят также посредством теплоты. И только на конечной стадии преобразования энергии совершается работа, причем за редким исключением, почти вся подводимая к потребителю энергия выбрасывается в окружающую среду также через теплоту.

Так что же такое теплота и можно ли говорить о теплоте физического тела? *Теплота* – это только форма передачи энергии и ее количественная оценка. Просто при определенных условиях последняя передается от одного тела к другому в виде теплоты. При этом изменяется внутренняя энергия этих тел и, при отсутствии других форм их энергетического взаимодействия, ее изменение и будет численно равно теплоте. Для лучшего восприятия сказанного проведем параллель с более известным понятием – “работа”. Хорошо известно, что ни одно тело не обладает работой. Но оно может совершать ее за счет уменьшения какого-либо вида энергии, которой обладает, например, кинетической или потенциальной энергий гравитационного поля. Следовательно и работа является только формой передачи энергии.

В результате получается, что физические тела не обладают ни теплотой, ни работой, что последние проявляются (наблюдаются) только при условии энергетического взаимодействия. При этом отличие между ними заключается в следующем: работа – это передача энергии в виде направленного результирующего движения, а теплота – хаотического, неурегулированного. Очевидно, что одну форму передачи энергии можно преобразовать в другую. Распространенная схема такого преобразования теплоты в работу показана на рис. 5.1, где обозначено: Q – теплота, A – работа, T – температура.

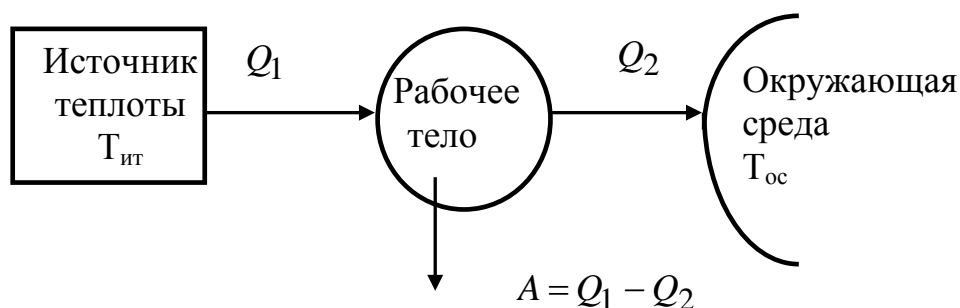


Рис. 5.1 Схема преобразования энергии

С точки зрения рассмотренных энергетических преобразований указанное выше отличие между теплотой и работой нашло отражение во втором законе термодинамики, согласно которому в замкнутых процессах (циклах) превратить в работу всю энергию,

подведенную в виде теплоты, невозможно. Максимальная часть последней, которую удается превратить в работу (т.н. *эксергия теплоты*), определяется по формуле:

$$A_{max} = Q_1 \left(1 - T_{oc} / T_{ИТ} \right).$$

Из последней зависимости можно сделать вывод, что часть теплоты, которая в идеальном случае может быть превращена в работу, зависит от температур, на которых осуществляется процесс рассматриваемого преобразования (температуры источника и охлаждающей среды).

В настоящее время используют различные способы получения теплоты. В зависимости от цели и назначения реализующих их установок последние делятся на три группы:

- 1) для непосредственного совершения работы (последующего получения механической или электрической энергии);
- 2) для производства теплоты на технологические нужды (системы отопления, горячего водоснабжения и др.);
- 3) для совместного (комбинированного) производства теплоты и совершения работы.

Эффективность установок первой группы характеризуют коэффициентом полезного действия (КПД):

$$\eta = \frac{A}{Q_1},$$

где A – полезная работа (полученная механическая или электрическая энергия); Q_1 – израсходованная теплота (энергия использованного топлива). Наиболее важной составляющей η является т.н. *термический КПД* (η_t), представляющий собой отношение теоретической работы A_0 к подведенной теплоте Q_1 , т.е.

$$\eta_t = A_0 / Q_1.$$

Здесь $A = A_0 \cdot \Pi \eta_t$, где $\Pi \eta_t$ – произведение КПД используемых устройств, например, турбины, электрогенератора, соединительных муфт и т.д.

Величина совершаемой работы в рассматриваемых установках зависит не только от температуры подведенной теплоты, но и от характера термодинамических процессов в них, свойств рабочего тела и других параметров. А последние во многом определяются конструкцией самих установок и типом используемого топлива (жидкое, твердое или газообразное). Так в цилиндрах с подвижными поршнями двигателей внутреннего сгорания (ДВС) сжигается жидкое или газообразное топливо. При этом в карбюраторных двигателях процесс сгорания является изохорным ($V = const$), а в дизелях – изобарным ($P = const$) или изохорно-изобарным. Рабочим телом в обоих случаях служат продукты горения, которые после совершения работы выбрасываются из цилиндра в окружающую среду с температурой около 400°C .

В газотурбинных установках топливо сжигается в камерах сгорания. Обычно это проточные аппараты, и процесс подведения теплоты в них можно считать изобарным. Как и в ДВС, рабочим телом в газотурбинных установках являются продукты сгорания, которые потом поступают в турбину, где в процессе расширения и совершают работу. После турбины температура рабочего тела может превышать 700°C .

Современные тепловые электростанции, мощность которых составляет сотни мегаватт, используют все указанные выше виды химического топлива. Сжигание последнего осуществляется в топках, а рабочее тело (вода) отделено от продуктов сгорания

стенками труб. Процесс отведения теплоты достаточно интенсивный и характеризуется большим перепадом температур между продуктами сгорания и водой. На выходе (после пароперегревателя) температура дымовых газов также превышает 700°C , а значение термического КПД η_t обычно не превышает 40%.

Во всех перечисленных т.н. *тепломеханических установках*, которые генерируют механическую или электрическую энергию, продукты горения на их выходе, как уже сказано, имеют высокую температуру. С ними не только уходит неиспользованная теплота, увеличивая количество необходимого топлива, но и происходит тепловое загрязнение окружающей среды. Основными способами повышения энергетической эффективности таких установок является регенерация (вторичное использование) выбрасываемой теплоты путем предварительного нагрева за счет нее рабочего тела. Но даже в этом случае практически более половины энергии используемого топлива расходуется напрасно.

Выход видится в совместном производстве теплоты, например, для отопления, горячего водоснабжения и производственных нужд (что более подробно рассмотрено ниже), а также генерации механической или электрической энергии. В большинстве случаев генерируют конечно же электроэнергию. Поэтому далее будем говорить о комбинированном производстве теплоты и электроэнергии (КТЭ), которое с точки зрения энергоэффективности более приемлемо чем их раздельное производство. Расход топлива при совместной генерации одного и того же количества теплоты и электроэнергии оказывается значительно большим.

Причиной повышения энергоэффективности КТЭ является то, что в них реализуется цепочка энергопреобразований таким образом, что теплота, которая выбрасывается в окружающую среду после производства одного из рассматриваемых видов энергии, используется для генерации другого вида. По сути происходит утилизация выбрасываемой теплоты. Поэтому более подробно технология КТЭ и реализующие ее установки будут рассмотрены в последующем разделе, посвященном утилизации энергии.

Энергоэффективность тепловых установок для обеспечения отопления и горячего водоснабжения характеризуется коэффициентом полезного действия :

$$\eta = \frac{\Delta H}{Q_1} = \frac{Q_1 - Q_2}{Q_1},$$

где Q_1 - преобразованная в теплоту энергия используемого топлива; ΔH - изменение энтальпии. Здесь наиболее распространенным (традиционным) способом получения теплоты Q_1 является, как известно, сжигание (горение) химического топлива (газ, мазут, уголь и т.д.) в котельных.

Энергетический КПД котельных, как правило, высок. Так для жидкого и газообразного видов топлива он составляет 80 – 90%, причем может иметь и большее значение. Обычно установки большей мощности имеют и больший КПД. Котельные агрегаты для индивидуальных и групповых потребителей теплоты, естественно, имеют значительно меньшее значение последнего. Но в этом случае изменяется и схема теплоснабжения: существенно сокращаются теплосети, а, следовательно, уменьшаются и даже полностью исключаются потери энергии в них. В результате т.н. микокотельни могут оказаться более эффективными, чем централизованное теплоснабжение.

5.2 Особенности процессов горения

Горение, как известно, является сложным физико-химическим процессом, в результате которого образуются газообразные продукты и выделяется теплота. Количество вещества, вступающего в реакцию или образующегося в результате нее в единицу времени, определяет *скорость горения*. На последнюю же влияет кинетика химической реакции окисления, а также условия подвода окислителя к месту горения и отвода продуктов

сгорания и теплоты. Протекание указанной реакции окисления возможно при наличии и столкновениях т.н. *активных молекул вещества*, т.е. молекул, обладающих энергией, достаточной для разрушения внутримолекулярных связей, что и сопровождается выделением теплоты.

Энергия, выделяемая при химической реакции окисления, идет на активизацию других молекул, и чем выше температура, тем больше молекул достигнет порога активизации. При определенной для каждого топлива температуре, зависящей от состояния последнего и его влажности, образуется достаточное количество теплоты для дальнейшего самопроизвольного (без дополнительного подвода теплоты) протекания процесса горения. Такая температура называется *температурой воспламенения*. Значения температур воспламенения для различных видов топлива приведены в табл. 5.1.

Таблица 5.1

Температура воспламенения различных видов топлива

Вид топлива	Температура воспламенения, °С	Вид топлива	Температура воспламенения, °С
Природный газ	530	Антрацит	600...700
Окись углерода СО	650	Каменный уголь	470...500
Водород	580	Кокс	700...750
Пары мазута	85...125	Бурый уголь	250...450
Жидкий мазут	590	Дрова	300
		Торф	225

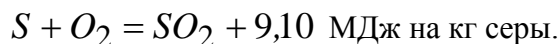
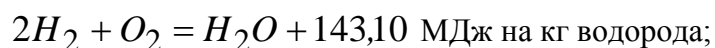
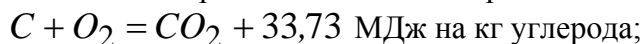
В процессе горения в качестве окислителя используется кислород воздуха, причем его содержание в последнем составляет всего 21%. Остальное же: азот (78%), аргон (1%), двуокись углерода (< 0,1%). Отсюда следует, что когда при горении используется воздух, то реально потребляется только одна пятая его часть (или 23% массы). При этом в интенсивных условиях горения азот, забирая на себя еще какую-то часть кислорода (смешение с кислородом), формирует к тому же загрязняющие элементы – оксиды азота. Основным же продуктом сгорания является азот, который не вступил в реакцию с кислородом, а также двуокись углерода и вода. В зависимости от качества горения и состава топлива, могут образоваться и другие продукты сгорания.

При сжигании газообразных топлив взаимодействие их молекул с окислителями происходит во всем объеме одновременно, т.е. горение происходит везде. Такое горение называется *гомогенным*. При сжигании жидких и твердых топлив их взаимодействие с кислородом происходит на поверхности раздела фаз. Такое горение называют *гетерогенным*. В этом случае скорость протекания процесса горения зависит от способа подвода к топливу воздуха и отвода продуктов сгорания и теплоты. Эти факторы существенно влияют на эффективность процесса сгорания и, естественно, на используемую конструкцию топочного устройства.

Соотношение между скоростями диффузии окислителя к месту окисления и, собственно, самой химической реакции определяет тип горения. Если первая скорость меньше второй (недостаточное смешивание окислителя с топливом), то горение называется *диффузионным*. Если вторая скорость оказывается меньше первой (интенсивное омывание топлива окислителем при низкой температуре) – *кинетическим*. В последнем случае результирующая скорость горения полностью зависит от скорости химических превращений. Если же указанные скорости соизмеримы, то горение называется *диффузионно-кинетическим*.

Большую часть общего объема гетерогенного горения занимает догорание твердого остатка, который в основном состоит из углерода. На полноту и скорость его горения влияет химический состав золы. Очевидно, что в процессе догорания указанного остатка фронт реакции перемещается к центру частиц. А это означает, что постепенно увеличивающийся слой золы все больше и больше ухудшает условия подвода окислителя к месту реакции и отвода продуктов сгорания. К тому же процессу горения твердого топлива должна предшествовать его тепловая подготовка, включающая подогрев частиц последнего, испарение влаги и выделение летучих веществ. При этом для выделения влаги нужна температура $100...110^{\circ}\text{C}$, а выделение летучих зависит еще и от химического возраста топлива и составляет $200...450^{\circ}\text{C}$. Затем уже при ранее упомянутой температуре воспламенения указанные летучие загораются, и часть выделяющейся при этом теплоты идет на дальнейший прогрев частиц. Все эти процессы требуют дополнительного (и достаточно большого) подвода теплоты. Для некоторых топлив эти затраты достигают 30% всей теплоты сгорания.

Горение же жидкого топлива протекает главным образом после его испарения. При этом легкие фракции испаряются и воспламеняются раньше тяжелых. Этот процесс ускоряется с увеличением поверхности жидкости, а значит и количества ее капель. Поэтому при сжигании жидкого топлива эффективно его предварительное распыление. Упрощенно горение топлива можно представить в виде ряда химических реакций его компонентов с окислителем, причем каждая из этих реакций выделяет определенное количество теплоты:



Отсюда вытекает, что при сжигании одного килограмма чистого водорода выделяется более чем в 4 раза больше энергии, чем при сжигании такого же количества углерода. Следовательно, топливо с более высоким содержанием водорода имеет большую калорийность. Но при этом образуется и большее количество водяного пара, который уходит с продуктами сгорания, унося часть теплоты и снижая эффективность процесса

Полное сгорание углерода в воздухе достигается при превращении всего его в двуокись углерода. Однако, если кислорода недостаточно, то образуется так называемый монооксид углерода (СО), а при большой нехватке кислорода некоторая часть углерода в реакцию не вступает. Энергия же, выделяемая при преобразовании одного килограмма углерода в СО составит менее половины той, которая выделяется при его преобразовании в двуокись. Получается, что для обеспечения полного сгорания углерода необходимо некоторое избыточное количество воздуха, но при этом больше азота и несгоревшего кислорода уносят теплоту, выделяющуюся при горении, в атмосферу. Чем больше избыточного воздуха, тем больше этой теплоты уносится. Отсюда, одной из главных задач разработчиков эффективных устройств сжигания топлива является минимизация необходимого избытка воздуха.

Не менее важна и скорость подачи реагентов в камеру сгорания, которая должна соответствовать скорости распространения пламени. Скорость же пламени различна для различных реакций и зависит от давления, температуры, размеров камеры, соотношения топлива и воздуха и т.д. Если реагенты (топливо и окислитель) будут подаваться в камеру сгорания слишком быстро, пламя будет отрываться от устройства смешения (горелки) и локализовываться в той части камеры, где реагенты успели распределиться и движутся уже с замедленной скоростью (рис. 5.2, а). При этом часть топлива вообще не будет использована. И наоборот, при недостаточно быстрой подаче реагентов пламя опускается в устройство смешения, что может привести к серьезным аварийным ситуациям (рис.5.2, в).

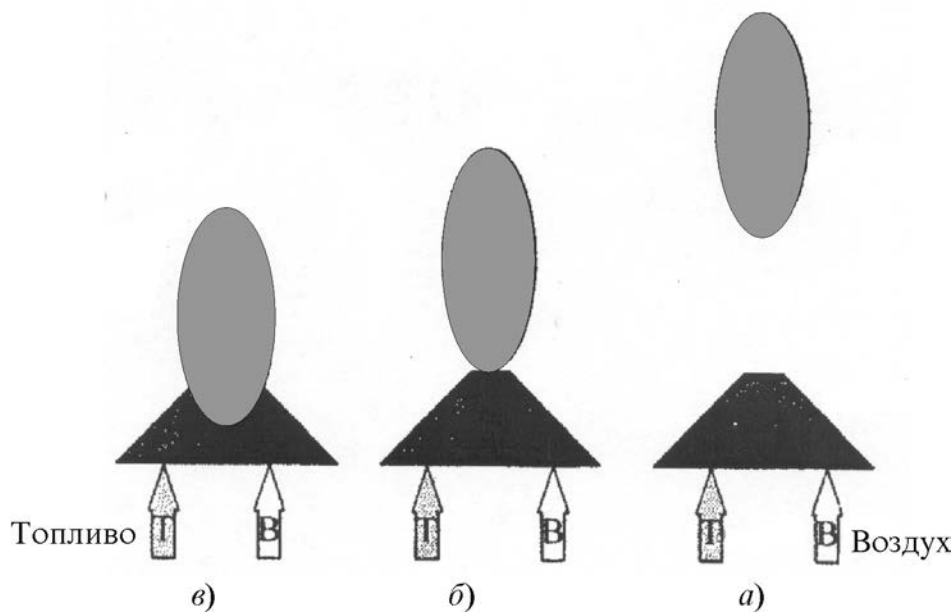


Рис. 5.2 Возможные виды пламени горелок

Как упоминалось ранее, для достижения хорошего горения необходимо обеспечить еще и хорошее смешение реагентов. Оно осуществляется наилучшим образом тогда, когда реагенты находятся в газообразном состоянии и потоки смешиваются турбулентно. Для различных топлив существуют различные методы, обеспечивающие указанный процесс. Более подробно они рассматриваются ниже.

5.3 Эффективность энергетического оборудования котельных

5.3.1 Котлы и их классификация

К главному энергетическому оборудованию котельных, определяющему их эффективность, относятся котлы. В настоящее время распространены т.н. газотрубные (жаротрубные) и водотрубные котлы, причем использование тех или других из них в основном определяется имеющейся потребностью в выработке теплоты. Так мощность первых составляет обычно 3-20МВт, а вторых – 10-2000МВт. При этом газотрубные котлы имеют обычно блочное исполнение, и к ним необходимо только подвести воду (теплоноситель), топливо и подключить электроэнергию.

Газотрубные котлы (рис. 5.3) классифицируются по количеству имеющихся в них проходов для горячих топочных газов. Первый проход осуществляется непосредственно в топке под резервуаром с водой, после чего может использоваться до трех комплектов т.н. дымогарных труб. Другая классификация связана с местом расположения специальной сифонной камеры в конце топки, где газы делают U-образный поворот перед вхождением в первый комплект дымогарных труб. Эта камера может находиться либо в кожухе котла (т.н. котел с «мокрым торцом»), либо с его внешней стороны – котел с «сухим торцом».

Для повышения эффективности газовых газотрубных котлов в последнее время в них устанавливают большее количество дымогарных труб, но гораздо меньшего диаметра. В результате котел становится компактнее, замедляется его реакция на изменение нагрузки (внутри находится меньший объем воды), что обеспечивает более быстрое возвращение котла в номинальный режим работы. Котлы до 12МВт обычно имеют одну горелку и топку, а от 12 до 20МВт – оборудованы двумя горелками. При этом некоторые котлы с двумя топками имеют и два отдельных прохода дымовых газов через них, что позволяет работать только с одной горелкой, уменьшая таким образом производительность котла до минимума. Следует иметь в виду, что если проходы дымовых газов соединены, то использование одной

горелки приводит к уменьшению температуры дымовых газов на выходе и приводит к коррозии котла.

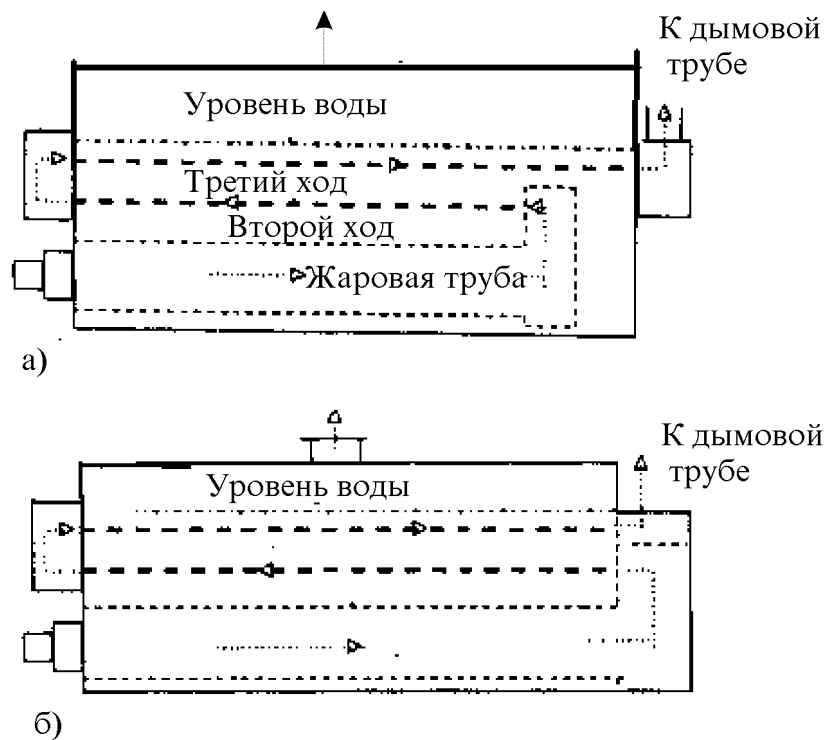


Рис. 5.3 Схема трехходового газотрубного котла с мокрым (а) и сухим (б) торцами

Водотрубные котлы обычно используют для производства большого количества пара или если есть потребность в перегретом паре. Преимущество их оказывается очевидным только в том случае, если необходимо генерировать пара более 20МВт и/или обеспечить его давление свыше 24 бар. Конструкция обычного водотрубного котла (рис. 5.4) основана на циркуляции воды, происходящей в результате термосифонного эффекта: кипящая в трубах котла вода имеет меньшую плотность, чем в циркуляционных трубах. Она поднимается и затягивает в котел холодную воду. Конечно более компактные, но и более сложные котлы с использованием циркуляционных насосов.

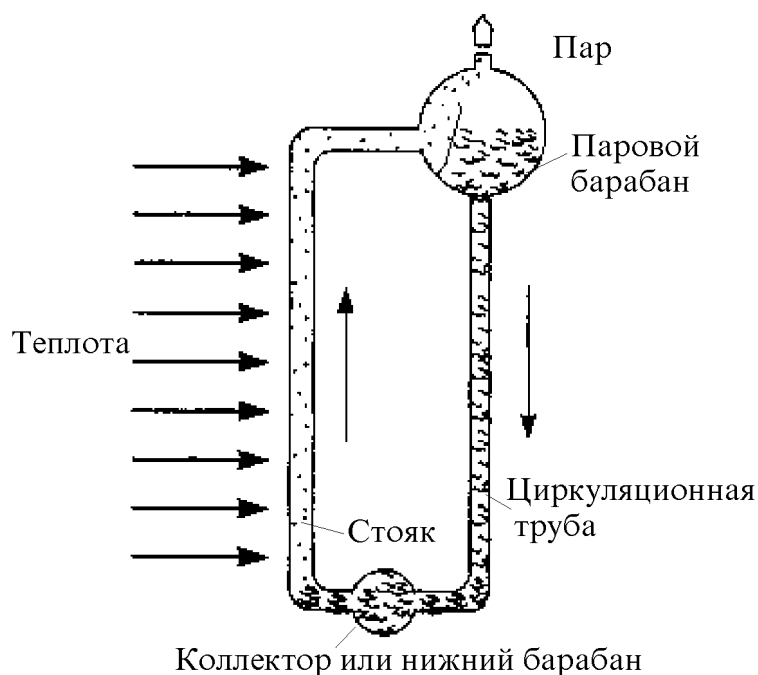


Рис. 5.4 *Схема водотрубного котла*

Одним из преимуществ водотрубного котла является большая скорость, с которой он может реагировать на изменение нагрузки. Такой котел содержит внутри себя определенный и достаточно большой объем воды, в результате чего его термальная инерция оказывается значительно ниже, чем у газотрубного. Повысить эффективность водотрубных котлов можно еще и путем использования теплоты отходящих дымовых (топочных) газов для предварительного нагрева питательной воды с помощью, например, экономайзеров, что более подробно рассмотрено в последующих разделах. При этом обычно происходит и конденсация имеющегося в газах водяного пара, содержащего т.н. скрытую теплоту. Котлы, которые используют энергию указанного пара дымовых газов, называются конденсационными.

Конденсационные котлы (рис. 5.5) обычно не пригодны, если применяется топливо с высоким содержанием серы (уголь или мазут). Необходимость охлаждения топочных газов с целью высвобождения скрытой теплоты может снизить их температуру ниже точки росы, вызывая образование на внутренних поверхностях котла сернистой кислоты и коррозии последних. В то же время охлажденные продукты сгорания природного газа отличаются значительно меньшим коррозионным воздействием, что позволяет безопасно регенерировать как энтальпию, так и скрытую теплоту водяного пара.

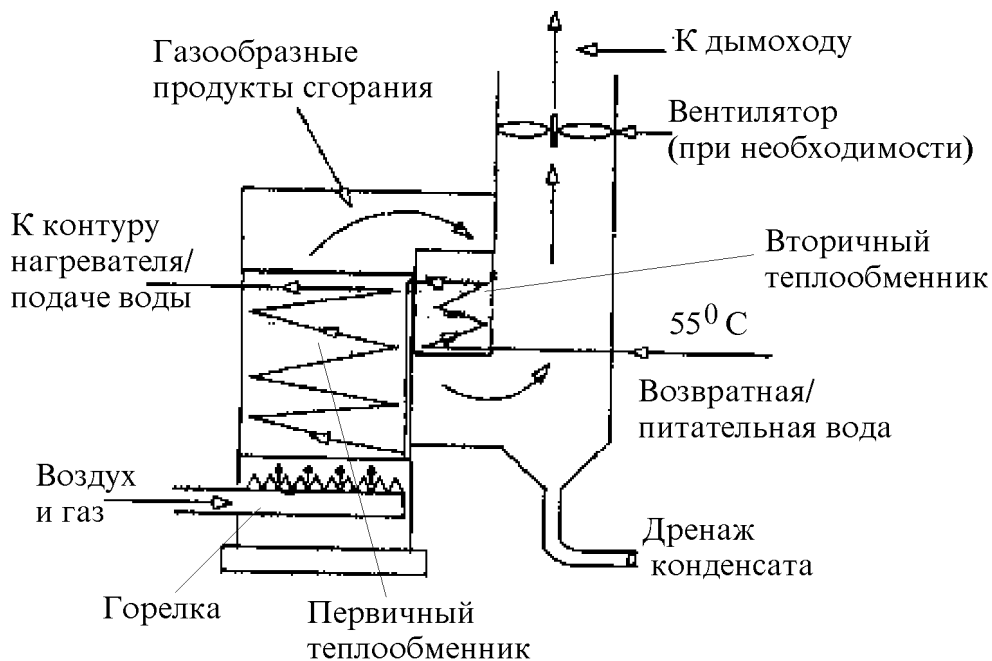


Рис. 5.5 *Схема конденсационного котла*

Очевидно, что температура питательной или возвратной воды, пропускаемой через вторичный теплообменник, должна в конденсационном котле быть ниже указанной точки росы водяного пара в топочных газах, т.к. только в этом случае будет обеспечена конденсация последнего. Обычно она составляет около 55°C , откуда следует, что оконечные нагревательные приборы таких котлов должны иметь бóльший размер, чем при нормальных температурах подачи воды в обычный водотрубный котел. В энергетических установках с несколькими котлами конденсационный должен быть ведущим, обеспечивая таким образом максимальное увеличение КПД всей установки в целом.

При правильном применении эффективность конденсационных котлов может достигать значения 95%. Такие котлы в настоящее время используются, главным образом, для отопления помещений в диапазоне мощностей до 1,5МВт. Их основной недостаток заключается в том, что для усиления тяги в дымоходе, ослабленной вследствие уменьшения температуры выходящих газов, зачастую необходимо использовать дополнительное оборудование – вентилятор усиления тяги.

5.3.2 *Устройства для сжигания топлива*

Немаловажным с точки зрения энергоэффективности элементом котлов и котельных в целом являются устройства для непосредственного сжигания газообразного, жидкого и твердого топлива. При этом сжигание углей имеет свои особенности, в результате чего устройства для этих целей (*топки*) принципиально отличается от устройств для сжигания газа (*горелок*) и мазута (*форсунок*). Конструкция газовых горелок как правило проста, т.к. газ довольно легко смешивается с воздухом. Они обычно классифицируются в зависимости от давления газа (горелки с низким и высоким давлением) и от используемого метода указанного смешивания: атмосферные многоструйные, дутьевые, кольцевые, диффузионные и турбинные.

Атмосферные многоструйные горелки низкого давления (рис. 5.6) используются в основном для небольших водотрубных котлов. В них поток газа из форсунки поступает в трубу смешивания, вовлекая воздух из окружающей среды (атмосферы). Если газ имеет обычное давление, то вовлеченного таким образом воздуха оказывается недостаточно для его полного сжигания и требуется привлечение дополнительного (вторичного) воздуха. Из-за сложности измерения подачи последнего, особенно при небольшом диапазоне

регулировки пламени, обычно образуется значительное количество избыточного воздуха, с которым уходит и теплота, уменьшая эффективность котлов.

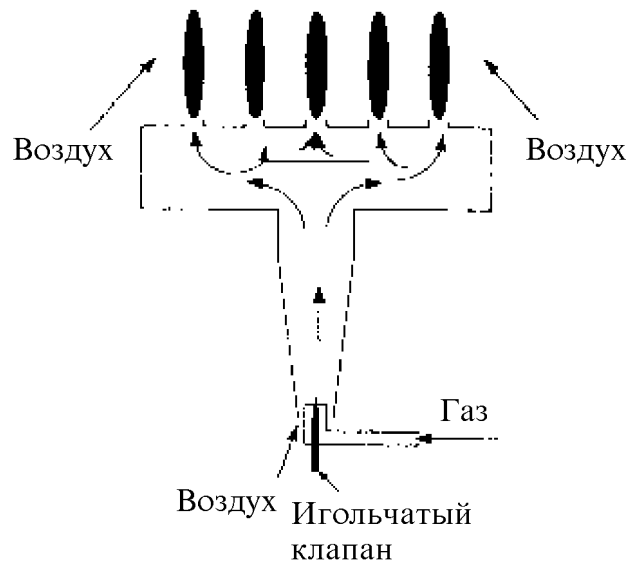


Рис. 5.6 Воздушная горелка низкого давления

В *воздушных дутьевых горелках* (рис. 5.7) часть или вся подача воздуха осуществляется с помощью вентилятора или воздушного компрессора. Такие горелки имеют либо предварительное смешивание газа с воздухом, либо указанное смешивание происходит непосредственно в сопле. В большинстве промышленных дутьевых горелок сама горелка, вентилятор, регулятор смешивания потоков, а также системы зажигания и безопасности интегрированы в одну компактную установку. Такие компактные горелки практически всегда реализуют принцип смешивания в сопле. Хотя имеются и т.н. *кольцевые горелки*, газ в которые подается через кольцо или несколько сопел, расположенных по их периферии и направленных непосредственно в центр горелки. Туда же нагнетается и воздух для горения. Использование в воздуховоде пассивных лопастей индуцирует при этом завихрения, в которых происходит быстрое смешение потоков. Затем уже смесь зажигается от непрерывной реакции горения, причем, в зависимости от конструкции лопастей обеспечивается либо длинное, либо короткое пламя.

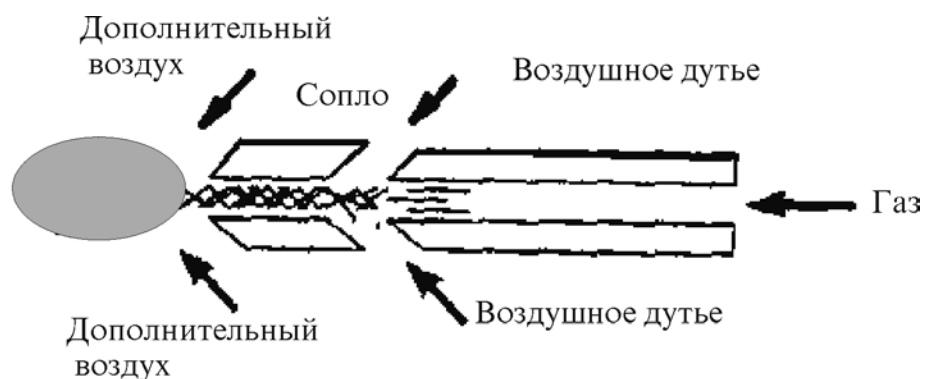


Рис. 5.7 Схема воздушной дутьевой горелки

Мазутные форсунки подразделяются по методу распыления топлива перед сжиганием. Распыление необходимо для образования мелких капель мазута, позволяющих большему его количеству непосредственно взаимодействовать с кислородом воздуха, обеспечивая, таким образом, полноту горения. Очевидно, что распыление возможно только если мазут,

представляющий собой вязкую жидкость, имеет определенную температуру. Известны следующие распылители: струйные, пароструйные, воздушные среднего давления, с вращающимся диском. В первых из них мазут подается под давлением через отверстие, обеспечивающее конусообразное распыление. Принципиальным преимуществом струйных форсунок является простота их конструкции и большое количество типоразмеров. Тем не менее они подвержены засорению, требуют предварительного нагрева мазута до высокой температуры, имеют ограниченный диапазон регулирования расхода.

Пароструйные распылители используют пар для непосредственного воздействия на мазут в процессе распыления (рис. 5.8). Их установка и эксплуатация обходятся намного дешевле, т.к. отсутствуют вентиляторы и воздушные компрессоры. Они к тому же обеспечивают широкий диапазон регулирования (от 6:1 до 15:1) и в случае отсутствия пара позволяют работать на сжатом воздухе. *Воздушные распылители* среднего давления подобны паровым, но используют горячий воздух под давлением. Они также характеризуются широким (хотя и немного меньшим) диапазоном регулирования (от 5:1 до 10:1). Такие распылители позволяют получать различные углы распыления топлива и обеспечивают высокую степень его сжигания.

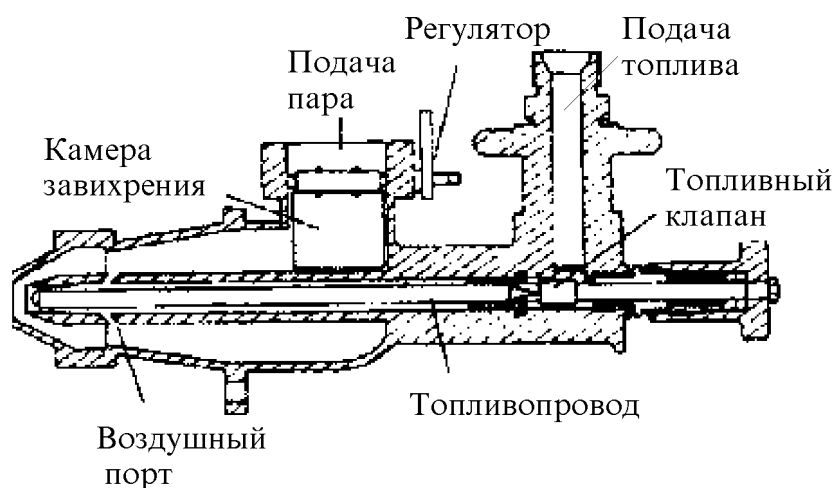


Рис. 5.8 Пароструйная форсунка

В распылителе с вращающимся со скоростью 3500 – 6000 об/мин диском, на который через полую трубу подается мазут, последний разбрасывается под действием центробежной силы. Такие аппараты относительно недорогие, имеют неплохое регулирование, не зависят от вязкости топлива (нужен только незначительный подогрев). Но они и конструктивно сложнее, требуют регулярной очистки, а, следовательно, и дороже в эксплуатации. Выбор распылителей в каждом конкретном случае должен рассматриваться в зависимости от формы и размеров камеры сгорания. Так, например, для длинных и узких камер (газотрубные котлы) оказываются более эффективными воздушные дутьевые горелки или с вращающимся диском (в случае использования мазута). Для больших камер, характерных для водотрубных котлов, идеально подходят струйные или пароструйные распылители.

И, наконец, о сжигании твердого топлива (преимущественно угля). Оно осуществляется в *механических топках*, где как правило, имитируется и улучшается принцип ручной загрузки. Уголь автоматически подается на решетку, а во многих конструкциях также автоматически удаляется и зола. Существует два основных типа таких топок: с нижней и верхней подачей угля. При этом в первой из них уголь поступает непосредственно под горящий слой. Освобождающиеся при нагревании летучие газы в таком случае проходят через последний вместе с первичным воздухом для горения и сжигаются. Уголь постепенно поднимается вверх к горящему слою и, с уходом из него летучих газов, превращается в кокс, который затем и зажигается.

В традиционной схеме топок с верхней подачей уголь подается на горящий слой. При этом кислород, содержащийся в первичном воздухе, расходуется только на горение угля внизу. Сверху подается еще вторичный воздух для хорошего сгорания освободившихся в результате нагревания летучих газов. А загружаемый уголь постепенно опускается в горящий слой и там сгорает. Такой схеме соответствуют, например, топки с подачей угля и вторичного воздуха через трубу (рис. 5.9), большинство конструкций которых предусматривают удаление золы вручную (каждые 6 – 8 часов).

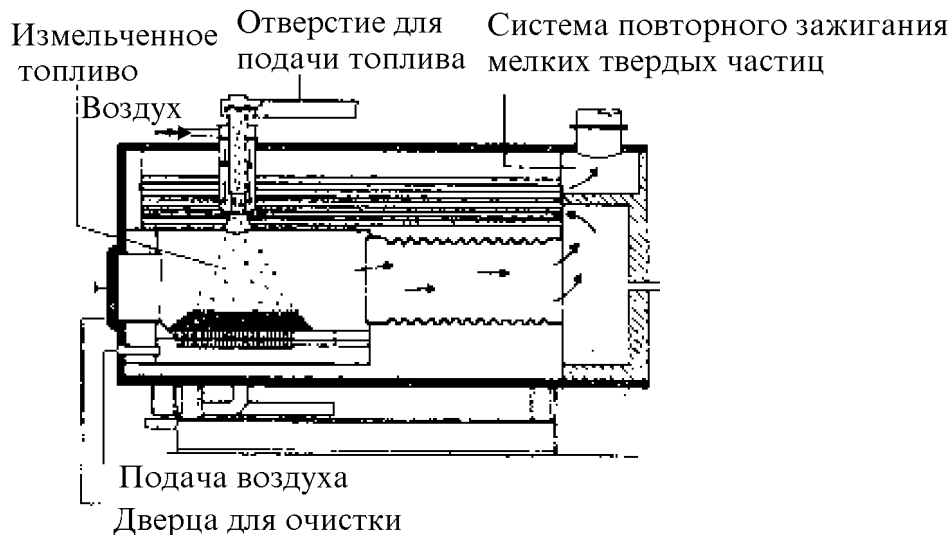


Рис. 5.9 Топка с подачей угля через трубу

Проблема, которая возникает при использовании таких топок, состоит в том, что в случае высокого содержания в угле мелких частиц, они не сгорая выбрасываются с отходящими газами, снижая эффективность топки и загрязняя территорию вокруг котельной. Для утилизации такой угольной пыли и возврата ее для сжигания разработано несколько методов, например, циклонное улавливание или повторное зажигание пылевидной смеси на выходе камеры сгорания.

Характерным примером нижней подачи угля является топка с цепной колосниковой движущейся решеткой (рис. 5.10). Уголь на последнюю подается из бункера под действием собственного веса в одном ее конце и проходит затем последовательно все стадии (подогрева, испарения влаги, выделения летучих, воспламенения и горения). К моменту, когда топливо подходит к противоположному концу решетки, процесс горения завершается, а зола сваливается в приемное устройство. В таких топках обычно используется два вентилятора, обеспечивающих приток воздуха для горения под решетку и вытяжку отработанных газов. Вторичный воздух поступает через порты за счет образования вакуума в камере сгорания. Нижнюю подачу имеют также топки с толкателем и клинкером, которые по принципу работы схожи с рассмотренной и отличаются только по конструкции узлов подачи и перемещения угля в камере сгорания.

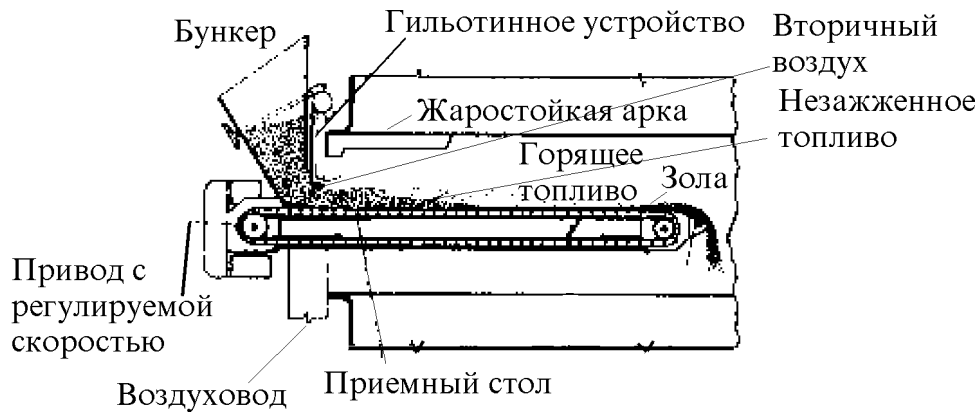


Рис. 5.10 Топка с цепной колосниковой решеткой

Очевидно, что в рассмотренном типе топок значительно меньше выбросы угольной пыли и они приспособлены к полной автоматизации (от загрузки угля до удаления золы). Однако они и более чувствительны к фракционному составу угля: в случае не обеспечения постоянного содержания заданных фракций его большие куски не будут полностью сгорать к моменту, когда решетка достигнет конца камеры. А это существенно скажется на эффективности топки. Хотя и эта проблема устранима при автоматическом регулировании толщины слоя угля путем поднятия или опускания гильотинного устройства, позволяющего изменять указанную толщину в пределах 100 – 130мм. Скорость движения решетки при этом также может регулироваться, правда, в основном в зависимости от нагрузки котла.

5.3.3 Особенности расчета эффективности котлов и меры по ее улучшению

Расчет эффективности рассмотренных выше котлов с различными типами горелок рассматривается в отдельном спецкурсе. При этом учитывается объем используемого теплоносителя, количество подводимой и генерируемой тепловой энергии, причем последняя должна быть разделена на полезную и потери. Соотношение выработанной полезной и подводимой тепловой энергии и рассматривается как *эффективность котла*. Очевидно, что при этом, а особенно при сравнительной оценке эффективности, следует учитывать тот факт, что теплосодержание используемого топлива может выражаться в виде его т.н. *высшей (ВТС) и низшей (НТС) теплотворной способности*. Обусловлено это наличием в последнем некоторого количества водорода, который при сгорании образует водяной пар.

Скрытая теплота полученного таким образом пара не может быть использована (утилизирована) до тех пор, пока не произойдет его конденсация. В результате, если рассматривается вся теплота сгорания топлива, то говорят о его высшей теплотворной способности, а если из ВТС исключена указанная скрытая теплота (потери) – о низшей теплотворной способности. Очевидно, что хотя реальная выработка котлом полезной тепловой энергии не изменится, его эффективности, рассчитанные на базе ВТС и НТС будут отличаться друг от друга. Существенно сказывается на результатах оценки эффективности котла учтена при этом или нет теплота, подводимая в него с поступающей питательной водой и воздухом для горелок.

Кроме теплосодержания собственно теплоносителя или генерируемого пара (полезная энергия) при расчете количества выходящей из котла тепловой энергии необходимо учитывать также теплосодержание сухих дымовых газов и паров в них, золы, несгоревшего углерода в золе и дымовых газах (оксида углерода), продувочной воде, используемой для поддержания солевого состава, а также тепловое излучение с поверхности котлов в окружающую среду. Наличие указанных факторов приводит к потерям тепловой энергии, которые обычно группируют следующим образом:

- ◆ потери с дымовыми газами;

- ◆ потери от недожога;
- ◆ потери от конвекции и теплового излучения с поверхности котла;
- ◆ потери от продувки.

Оперативное определение потерь с дымовыми газами обычно основывается на мониторинге объемной доли CO_2 в них, по которому, в зависимости от вида используемого топлива, определяется количество избыточного воздуха. На втором этапе по данным о последнем рассчитываются потери с дымовыми газами в случае их фиксированной температуры. По измеренной же фактической температуре дымовых газов выбирают поправочный коэффициент и в итоге устанавливают общие реальные потери как для самих дымовых газов, так и для паров, которые в них содержатся.

Потери от недожога обуславливаются наличием углерода в золе или оксида углерода в дымовых газах, причем наличие последнего для котлов, работающих на мазуте и газе, обычно не учитывается из-за его незначительности. При сжигании же угля наоборот, самые большие потери связаны именно с наличием углерода в золе.

Потери от конвекции и теплового излучения обычно варьируются в большом диапазоне в зависимости от размера котла (производительности) и его состояния. Так при выработке 10т/ч пара рассматриваемые потери, как правило, составляют более 3% от общей выработки тепловой энергии, а при 50 т/ч – 1,5% и меньше. Потери от продувки также обуславливаются рядом факторов:

- ◆ общим солесодержанием, допустимым в котловой воде;
- ◆ количеством незагрязненного конденсата, возвращаемого в котельную;
- ◆ изменением нагрузок на котел.

Эти потери обычно варьируются в пределах 1...6%.

Если из 100% вычесть выраженную в процентах сумму указанных выше потерь, получим общую эффективность котла. Для представления о соотношении составляющих потерь и общей эффективности приведем результирующие расчетные данные для котла, работающего на газе с давлением 7 бар при 9% содержании CO_2 в сухом объеме газа. При этом температура дымовых газов принята равной $170^{\circ}C$, возвратный конденсат составляет 60%, а солесодержание питательной воды –60 ppm. В случае генерации 20 т пара в час потери составили:

- в дымовых газах – 12,53%;
- от теплового излучения – 1,9%;
- от недожога – отсутствуют;
- от продувки – 1,25%.

В результате общая эффективность котла составила 84,33%. Диапазоны эффективности различных котлов приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2

Типичная эффективность различных котлов

Вид котла		Эффективность (по ВТС)
Газотрубный котел	для горячей воды	78 - 84
	для пара	75 – 88
Водотрубный с экономайзером		80 - 88

Приведенные выше результаты расчета эффективности выполнены для котлов, работающих непрерывно при максимальной (или почти максимальной) нагрузке. В действительности же, при т.н. нормальном режиме, котлы работают с неполной нагрузкой. А это оказывает большое влияние на протекающие в них процессы и может оказаться основным фактором потерь тепловой энергии на предприятии. Так неполная нагрузка котла, обеспечивая достаточную эффективность и стабильность собственно процесса

сжигания топлива, приводит к увеличению количества избыточного воздуха, а в результате и потерь с дымовыми газами. Скорость дымовых газов при неполной нагрузке котла также уменьшается, что, за счет уменьшения эффективности теплопередачи, приведет к их более высокой температуре и, таким образом, к еще большим дополнительным потерям. Доля же указанных потерь, как показано выше, в суммарных потерях котла огромна.

Зависят от максимальной выработки и потери от теплового излучения и конвекции. Так, если средняя выработка составляет 50%, то рассматриваемые потери удваиваются. Выход из ситуации, когда потребность предприятия в паре меньше максимальной расчетной производительности котла (или котлов) видится в периодическом включении на максимальную выработку и последующем отключении последнего. Очевидно, что возможность такого решения определяется наличием диапазона допустимых колебаний давления в сети пароснабжения и автоматического регулятора котла, отключающего его при достижении верхней границы указанного диапазона давления пара, и включающего снова, когда достигается нижний предел по давлению.

И, наконец, рассмотрим меры, которые можно предпринять для повышения энергоэффективности котлов и уменьшения тех потерь в них, избежать которых технически невозможно. Прежде всего это регулирование содержания кислорода в дымовых газах. Создание и производство циркониевых элементов для определения O_2 позволяет реализовать надежную измерительную систему указанного содержания кислорода и сравнивать его с необходимым (заданным) содержанием при определенной нагрузке котла. Заслонки для подачи вторичного воздуха в горелки поворачиваются затем таким образом, чтобы поддержать содержание O_2 на необходимом уровне. В результате это позволяет минимизировать количество избыточного воздуха в котле и сократить потери с дымовыми газами.

Если осуществляется периодическое включение и отключение котла, то энергопотери могут существенно возрасти за счет «протягивания» через него холодного воздуха. Это особенно проявляется при указанной работе нескольких котлов с общим дымоходом. Решение проблемы в таком случае заключается в установке заслонок на выходе дымовых газов из каждого котла. При этом должна быть обеспечена не только достаточная герметичность этих заслонок, но и прерывание процесса сжигания топлива при закрытии последних. Если же горелки котла имеют вытяжные вентиляторы, то можно применить и более дешевое решение, которое заключается в том, что заслонки, но уже на подаче топочного воздуха, автоматически закрываются при исчезновении пламени в горелках.

Возможность применения средств утилизации теплоты дымовых газов, таких, например, как экономайзеры, рассмотренные в последующих разделах, зависит в основном от использованного топлива, температуры этих газов и количества возвращаемого конденсата. Так для «чистого» топлива с низким содержанием серы температуру дымовых газов можно в принципе доводить до значения ниже точки росы, не создавая больших проблем, связанных с коррозией. Для других же видов топлива, например мазута с высоким содержанием серы, чаще всего экономически просто не выгодно снижать температуру дымовых газов ниже $200^{\circ}C$.

Следует подчеркнуть, что даже в современных котлах барабанного типа, температура дымовых газов которых составляет всего $140^{\circ}C$, установка т.н. конденсационных экономайзеров позволяет уменьшить указанную температуру до 65° , увеличив общую эффективность котла еще на 5%. Но при этом, да и в любом случае использования экономайзеров, которые служат по сути для предварительного нагрева питательной воды, необходимо убедиться, что температура последней непосредственно перед входом в котел ниже температуры насыщения.

Подогреть питательную воду можно также, установив небольшой теплообменник для использования тепла, содержащегося в продувочных водах, если, конечно, указанная продувка для поддержания солесодержания в котле осуществляется постоянно.

Использование различных способов повышения температуры топочного воздуха также может улучшить эффективность котла. Существует три метода предварительного подогрева топочного воздуха:

- ◆ использование теплообменника газ/воздух (о котором будет сказано ниже) в дымоходе;
- ◆ всасывание воздуха из верхней части котельной, где он подогревается за счет конвекции с поверхности котла;
- ◆ всасывание воздуха непосредственно через кожух котла, что также утилизирует потери от теплового излучения и конвекции.

Очевидно, что два последних метода не требуют большого количества дополнительного оборудования и являются предпочтительными.

В заключение следует еще раз подчеркнуть, что самыми большими потерями в котлах неизменно являются потери с дымовыми газами, и, в определенной мере, это является неизбежным, т.к. предотвращает проблемы, связанные с коррозией. При широком использовании природного газа необходимость в высокой температуре дымовых газов исчезает, а уже существующие сейчас технологии утилизации тепловой энергии позволяют снизить указанную температуру до значений значительно ниже точки росы, что приводит к существенному повышению эффективности котлов.

5.4 Об альтернативных системах отопления и горячего водоснабжения

В отличие от котлов, работающих на жидком, газообразном и твердом топливе, для отопления и горячего водоснабжения сейчас широко используются (особенно в быту) электронагреватели. В этом случае практически вся электроэнергия преобразуется в теплоту и создается впечатление, что это очень эффективный способ ее получения. Но если учесть, что при генерации самой электроэнергии теряется более половины энергии химического топлива и еще какая-то ее часть потеряна в электросетях (о чем будет сказано ниже), то становится очевидным - преимущество этого метода обманчиво. А особенно нецелесообразен он на промышленных предприятиях и в регионах, имеющих дефицит электроэнергии.

Менее распространен, но достаточно перспективен способ получения теплоты за счет *возобновляемых источников* энергии. В этом случае не только сохраняются природные ископаемые, но и улучшается экологическая обстановка в стране и на планете в целом. К таким источникам относятся прежде всего те, что используют энергию Солнца и Земли. Установки, работающие от источников первого типа, получили название *гелио-*, а второго – *геотермальные*.

Исходя из потребностей современной энергетики, указанные источники являются очень перспективными, т.к. имеют практически неограниченный запас энергии. Но для Украины геотермальные источники пока что, очевидно, не имеют большого значения. Учитывая же, что преимущественно она расположена в климатической зоне, характеризующейся продолжительной и интенсивной солнечной радиацией, более перспективны для Украины гелиотермальные установки. Однако и их практическое использование сдерживается необходимостью больших предварительных капиталовложений. Более подробно эти источники и связанные с ними проблемы будут рассмотрены в последующих разделах.

Отдельно следует остановиться и на т.н. *вторичных источниках* энергии, под которыми понимают остаточную внутреннюю энергию рабочих тел после завершения основного технологического процесса конкретного производства или энергию, излучаемую технологическими установками в окружающую среду. Небезызвестно, что многие современные предприятия (металлургические, химические и т.д.) потребляют огромное количество энергии. Например потребление электроэнергии большим алюминиевым комбинатом сейчас превышает 1000МВт, причем основная часть этой энергии

выбрасывается в окружающую среду, но уже в форме теплоты. Использование этой энергии может полностью удовлетворить потребности и самого предприятия, и ближайших населенных пунктов (районов города, ПГТ и т.д.). В результате отпадет необходимость дополнительного расхода топлива на систему их отопления и горячего водоснабжения.

Рассмотренное использование вторичных источников энергии имеет, как будет также показано ниже, ряд недостатков. Прежде всего это большие расходы на доставку такой по сути уже низкотемпературной теплоты (100 – 200⁰С) потребителю, что зачастую снижает экономический интерес к предлагаемым проектам. И тем не менее их использование имеет важное значение. В условиях роста и без того большой стоимости энергоносителей перспективность использования вторичных источников энергии несомненна.

5.5 Потери в тепловых сетях и способы их уменьшения

Тепловые сети – это системы транспортировки и распределения тепловой энергии, которые состоят из трубопроводов, запорно-регулирующих устройств и контрольно-измерительной аппаратуры. Украина занимает одно из ведущих мест по их количеству и протяженности. Практически все большие города имеют свои теплоэлектроцентрали (ТЕЦ), районные и промышленные котельные, использование мощностей которых целесообразно для целой группы потребителей теплоты. Это позволяет эксплуатировать котельные установки в номинальном режиме с максимальной энергоэффективностью. Протяженность тепловых сетей в городах составляет десятки километров, а доставка теплоносителя до наиболее отдаленных потребителей происходит в течение нескольких часов.

Прокладка тепловых сетей может быть осуществлена по воздуху (воздушная), на поверхности земли (наземная) или в почве (подземная). Воздушные и наземные теплосети прокладываются, как правило, в промышленных зонах и в тех местах, где по другому их проложить невозможно. Очевидно, что в населенных пунктах такие сети будут не только мешать движению транспорта, но и отрицательно сказываться на их внешнем виде. Поэтому в городах и поселках используются подземные теплотрассы (рис. 5.11). При этом возможно применение для этих целей заранее тепло- и гидроизолированных труб, укладываемых непосредственно в почву.

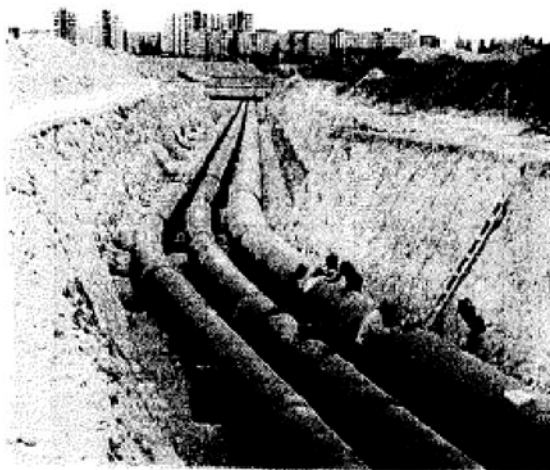


Рис. 5.11 Подземная теплосеть системы центрального теплоснабжения

Учитывая, что указанный способ прокладки теплотрасс в грунт не позволяет проводить их осмотры и текущий ремонт, он возможен только в местах с сухой и нейтральной (по химическому составу) почвой и надежной и прочной изоляцией. Сейчас, конечно, такая изоляция (пенополиуретановая с термопластическим покрытием) имеется,

но большинство ранее проложенных трубопроводов не отвечает указанным требованиям и часто выходит из строя. Наиболее распространенными на Украине все же являются т.н. *канальные теплосети*, содержащие уложенные в траншеи железобетонные короба, которые, после укладки в них теплоизолированных труб, закрываются крышками и засыпаются. Такие каналы могут быть *проходные*, *полупроходные* или *непроходные*. Указанные названия говорят сами за себя. Конечно же наиболее удобны для эксплуатации проходные каналы, в которых можно не только обслуживать устройства и приборы, но и производить ремонтные работы. Но стоимость таких каналов в десятки раз превышает стоимость непроходных.

Очевидно, что в условиях развитой системы теплоснабжения качеству теплотрасс необходимо уделять особое внимание. Тем не менее, основная часть последних в Украине проложена в советский период, когда стоимость теплоты была незначительна, и экономически оправданная толщина изоляции допускала значительные тепловые потери. В зимний период прохождение таких теплотрасс зачастую можно определить по проталинам в снежном покрытии, что свидетельствует о расходовании тепловой энергии на подогрев почвы. В результате, с учетом всех рассмотренных ниже потерь в тепловых сетях, более 20% этой энергии теряется между котельной и конечными потребителями. И это тогда, когда для повышения эффективности собственно производства тепловой энергии всего на несколько процентов прилагаются огромные усилия.

Рассмотрим основные потери, влияющие на энергоэффективность систем теплоснабжения. К ним относятся собственно *тепловые потери*, *потери давления* и *избыточность систем*. Последний фактор связан с тем, что с развитием или расширением района или предприятия (совершенствуются производственные процессы), расширяется и система теплоснабжения для обеспечения новых тепловых нагрузок. Со временем она становится все более и более сложной, и потери теплоты увеличиваются. Очень часто без ущерба для потребителей возможно убрать до 15% длины задействованных трубопроводов. И это дает самую большую экономию в отношении потерь тепла и способствует более эффективной работе сети в целом.

Практически все теплосети нуждаются в такой регулярной ревизии с некоторой периодичностью (обычно не реже 5 лет), соответствующей инвестиционным планам предприятия. Для определения избыточных участков трубопроводов, которые иногда имеют значительно большие теплопотери, чем остальные трубы в системе, нужна прежде всего точная схема сети теплоснабжения. На ней должны быть указаны линии трубопроводов и их размеры, а также потребители теплоты, которые они обслуживают. Для последних должны быть указаны максимальное потребление и обычное количество часов работы. Затем, по имеющейся схеме теплосети, решают следующие задачи:

- ◆ упрощают схему путем исключения некоторых существующих участков сети и добавления новых, более коротких;
- ◆ определяют участки, которые используются очень непродолжительное время (в сутки, квартал, год) и изолируют их с помощью запорной аппаратуры;
- ◆ проверяют, правильно ли подобраны размеры труб по отношению к потребностям в тепловой энергии.

При слишком больших диаметрах труб потери энергии могут оказаться сравнимыми с ее поставляемым количеством. Во многих случаях уменьшение потерь за счет устранения избыточности системы путем установки отсекающих клапанов, использования труб достаточного диаметра и изъятия избыточных участков окупают необходимые затраты (инвестиции) за относительно короткое время.

Тепловые потери энергии из системы теплоснабжения обуславливаются прежде всего отсутствием или использованием неэффективной изоляции на трубопроводах, вентилях, фланцах и другой арматуре. В системе пароснабжения потери теплоты происходят к тому же из-за конденсации пара в трубах. В результате появляется необходимость в дополнительной установке и обслуживании оборудования для отделения

конденсата от пара. Для конкретной трубы и производственных условий уровень рассеяния теплоты зависит прежде всего от толщины изоляционного слоя и его теплоизоляционных свойств. Последние же зависят от теплопроводности (определяется скоростью, с которой теплота проходит через материал) и разницы температур между теплоносителем и окружающей средой. Очевидно, что при уменьшении теплопроводности потери теплоты для данной толщины изоляции будут уменьшаться.

Другим фактором, влияющим на теплоизоляционные свойства, является состояние поверхности изоляции, которое влияет на потери за счет теплового излучения. Последние могут быть уменьшены применением, например, металлической обшивки, использованием покрытия из алюминия или, наконец, обычной покраски поверхности. Выгоды от использования той или другой обшивки зависят, конечно же, от реальных условий, но уменьшение общих потерь теплоты на 10% она обычно гарантирует.

Очевидно, что теоретически можно уменьшить потери теплоты из системы трубопроводов до нуля за счет применения достаточно толстого слоя изоляции. Но, как известно, издержки “работающей трубы” включают не только затраты, связанные с потерей тепла, но и стоимость самой изоляции. Хотя более высокие расходы и приведут к существенной экономии энергоресурсов, но наступает такой момент, когда увеличение расходов на изоляцию уже не оправдывается дополнительной экономией, которую она обеспечивает. Это значение толщины изоляции называется *экономически целесообразной изоляцией*, обозначенной на рис. 5.12 как $h_э$.

Следует также отметить, что указанные минимальные затраты зависят от стоимости используемого топлива. При увеличении этой стоимости может снова оказаться целесообразным утолщение изоляции, даже если ранее она была оптимальной. Кроме того экономически целесообразная толщина изоляции определяется еще и эффективностью самого котла, количеством часов его работы в год. В результате получается, что замена энергетического оборудования котельной также сказывается на энергоэффективности существующих теплосетей. Не следует забывать и об изоляции вентилей и фланцев на трубопроводах. Чтобы упростить обслуживание они зачастую просто не изолируются. Существует также опасение, что в противном случае могут возникнуть неконтролируемые утечки теплоносителя, которые, в свою очередь, могут вызвать коррозию болтовых соединений.

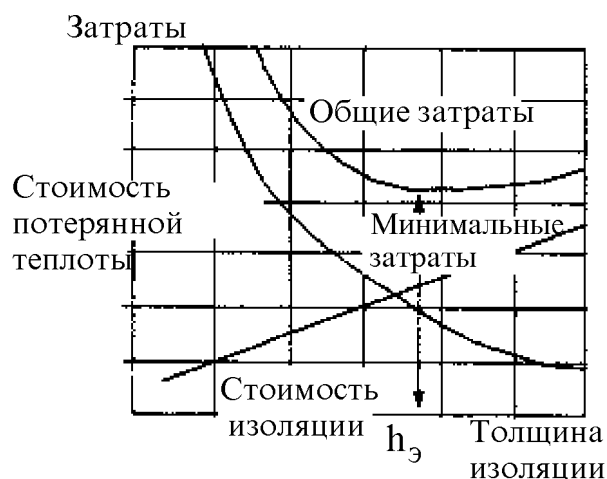


Рис. 5.12 Иллюстрация процесса выбора толщины изоляции

В действительности же теплоизоляция является лучшим способом предотвращения утечек, т.к. она уменьшает напряжение в материале трубы, фланца и болтов, вызванное перепадом температур, которые зачастую и являются причиной последней. Практика показывает, что уже имеющаяся в настоящее время легко сменяемая обжимная изоляция

позволяет устранить любые потери теплоносителя как только они дадут о себе знать. Неизолированные же фланцы и вентили являются источником достаточно существенных потерь теплоты. Вентиль, например, по энергопотерям эквивалентен одному метру трубы соответствующего ему диаметра. Неизолированные фланцы (рис. 5.13) пропускают около половины этого количества.

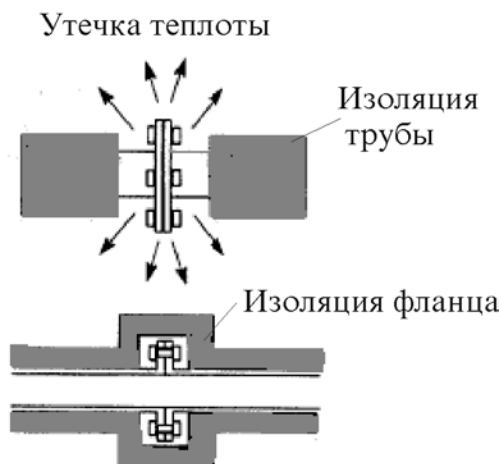


Рис. 5.13 Иллюстрация потерь теплоты через неизолированные фланцы

Производители изоляционных материалов сейчас предоставляют полную информацию об их теплоизоляционных свойствах, что позволяет избежать сложных и долгих расчетов. Данные, которые обычно известны: потери тепла на единицу длины трубы заданного диаметра при различных температурах теплоносителя для различной толщины реализуемой изоляции. Понятно, что предоставляемая производителями информация носит “теоретический” характер и не всегда соответствует действительности. Тем не менее ее всегда можно проверить, используя хотя и довольно сложные, но стандартные методики расчета из соответствующего курса по тепломассообмену. Существуют сейчас и упрощенные методики расчета, приводимые обычно в специальной литературе.

И, наконец, о потере давления в трубопроводах. Точно также как экономически целесообразная толщина изоляции, имеется и *экономически целесообразный диаметр трубы*. Если труба слишком маленькая, то недостаточное количество тепловой энергии, причем под довольно высоким давлением, будет доходить до потребителя. Слишком большая труба означает, что возрастут потери тепла с поверхности и затраты на ее изоляцию. В любом случае эффективность теплосети снижается. Правильно выбранный диаметр трубопровода обеспечивает оптимальное (достаточно приемлемое) падение давления в сети между котлом и потребителем.

Для определения экономически целесообразного диаметра трубы обычно используются методы, основанные на эмпирических зависимостях. Опыт, на котором они базируются, накапливался десятилетиями, и такие расчеты в основном дают результаты, довольно приемлемые для практического применения. Самый простой из этих методов заключается в расчете скорости потока теплоносителя в трубе. В лучшем случае она должна соответствовать для горячей воды – 0,25 – 2 м/с, для влажного или отработанного пара – 20 – 30 м/с, для сухого насыщенного пара – 30 – 40 м/с, а для перегретого пара – 50 – 70 м/с. Таким образом для существующих теплосетей работа по энергосбережению должна быть направлена на определение действительных скоростей потоков теплоносителей в трубах на основании оценочной потребности в тепловой энергии, которую каждая труба должна обеспечить.

5.6 Повышение эффективности систем пароснабжения

5.6.1 Особенности пара и возможности его использования в качестве теплоносителя

Использование пара в качестве теплоносителя обусловлено тем, что по своей природе он имеет некоторые преимущества перед жидкими смесями. Основные из них следующие:

- ◆ пар образуется непосредственно из воды в процессе передачи ей теплоты (нагрева);
- ◆ давление и температуру пара можно легко регулировать в широких пределах в соответствии с запросами потребителей;
- ◆ низкотемпературные потребности легко удовлетворяются за счет использования паровой системы высокого давления;
- ◆ пар подается к месту использования за счет его же собственного давления;
- ◆ потери пара быстро и легко обнаруживаются;
- ◆ он не приводит к загрязнениям окружающей среды;
- ◆ пар – теплоноситель может использоваться на предприятии не только для отопления, но одновременно и для других разнообразных нужд.

По термодинамическому состоянию различают *насыщенный* и *перегретый* пар. Насыщенным называют пар, который находится в динамическом равновесии с жидкостью, из которой он образуется. Каждому давлению насыщенного пара соответствует строго определенная температура, которая называется температурой насыщения. Различают два состояния насыщенного пара: сухой и влажный. *Сухим* насыщенным паром называют пар, который, находясь при температуре насыщения, не содержит влаги.

Влажным насыщенным паром называется смесь сухого пара с капельками имеющей температуру насыщения влаги, равномерно распределенной во всем его объеме. Очевидно, что для жидкости температура насыщения соответствует температуре ее кипения. При заданном давлении температура сухого и влажного насыщенного пара и температура кипения воды, с которой он образован, одинаковы. Если к влажному насыщенному пару подвести дополнительную теплоту, влага в нем испарится и он превратится в сухой. Количество сухого пара во влажном характеризуется т.н. *степенью сухости пара*, которая выражается в процентах или долях единицы. Если, например, степень сухости равна 0,4, то это значит, что в паре содержится 60% влаги. При хорошей эксплуатации котлов степень сухости может достигать значений 0,93 и более.

Пар, температура которого становится выше температуры насыщения при заданном давлении, называется перегретым. Очевидно, что он образуется если к уже сухому пару продолжать подводить теплоту. Разность между температурой перегретого пара и температурой насыщения при рассматриваемом давлении называется степенью перегрева. Необходимость перегревать пар возникает исходя из технологических особенностей его применения, которые и обуславливают требуемые параметры пара: температуру, давление, степени перегрева и сухости. Так, например, для чанов окрашивания нужен пар с температурой около 150⁰С, для выделки резины – 180⁰С. Разнообразны тепловые режимы использования пара в пищевой промышленности. Степень сухости более важна, например, в процессах прессования, стерилизации, сушки и пр.

5.6.2 Факторы, влияющие на эффективность пароснабжения

Задачей систем пароснабжения является следуя сказанному, обеспечение потребителей максимально чистым сухим насыщенным или перегретым паром требуемой температуры и давления. К сожалению кроме уже рассмотренных потерь, присущих теплосетям, системы пароснабжения имеют и свои чисто специфические. Так, поскольку насыщенный пар образуется в котле при условиях равновесия, то присутствующее в нем количество тепла не может превысить суммы энтальпий (теплосодержания) воды и скрытой теплоты испарения. В результате даже небольшие потери теплоты в паровых трубах или

использованных нагревательных устройствах приводят к образованию в них конденсата и, как следствие, водных пленок, что сказывается на процессе теплопередачи и эффективности устройств и систем пароснабжения в целом.

Кроме того проблемой паровых сетей является то, что при каждом прекращении подачи пара последний быстро конденсируется, создавая разрежение внутри системы. В результате воздух заполняет паровой отсек (котлов, труб, теплообменников и пр.), увеличивая термическое сопротивление сети. Ее тепловые характеристики ухудшаются, создается неравномерность нагрева поверхностей и, естественно, снижается энергоэффективность. Кроме указанного механизма, воздух и двуокись углерода поступают в паровые системы с питательной водой котла, необходимой для компенсации потерянной в нем влаги.

Даже после термической деаэрации некоторое количество кислорода и азота в питательной воде все же остается. При этом специально использованные химические добавки связывают только кислород (но не азот). Двуокись углерода также образуется при разложении карбонатов, используемых в указанной воде. Упомянутые газы не растворяются в воде при температуре, имеющейся в котле. Они выходят из него вместе с паром и, так как затем не конденсируются вместе с последним, накапливаются в “мертвых” пространствах и выше всего расположенных объемах системы.

И, наконец, об утечке пара в атмосферу. Так как паровое оборудование и вся система распределения пара работает под давлением, то даже незначительное нарушение ее герметичности приводит к существенным потерям энергии и снижению энергоэффективности. Происходят утечки и через клапаны, которые в нормальном положении должны быть закрыты, и через специальные устройства - конденсационные горшки, которые будут рассмотрены ниже. Эти утечки (внутренние) конечно же менее заметны, чем внешние, вызванные какими-либо повреждениями оборудования, и могут быть обнаружены только при наличии хорошо продуманной системы технического обслуживания.

Потери пара выглядят нагляднее, если выразить их через потери энергоресурсов или непосредственные финансовые потери за определенный длительный период времени. Так в таблице 5.3 в качестве примера представлены приблизительные годовые потери пара через различные отверстия при давлении в системе 7 бар и стоимости пара \$ 1,9 за 1кВтч. Часто указанные потери можно также оценить и по косвенным признакам, в частности, по длине выходящего в атмосферу парового факела («перьев»), которая при заданном давлении пропорциональна диаметру отверстия.

Таблица 5.3

Финансовые потери, вызванные утечкой пара

Диаметр отверстия	Потери пара	Длина факела	Годовые потери
мм	кг/ч	м	\$
2	10	0,7	633
4	40	1,5	2 527
6	90	1,8	5 681
8	160	2,2	10 108

5.6.3 Технические возможности повышения эффективности пароснабжения

Исходя из вышеизложенного становится очевидным, что кроме известных мероприятий по снижению энергопотерь, свойственных обычным теплосетям, системы пароснабжения нуждаются в дополнительных технических решениях указанной проблемы. Для таких систем характерно использование специальных устройств:

конденсатоотводчиков (конденсационных горшков), фильтров и воздушных клапанов. Первые из них служат для удаления образующегося в сети конденсата, а вторые – ржавчины и окалины, появляющейся вследствие внутренней коррозии труб. Назначение воздушных клапанов понятно из их названия. В настоящее время разработаны и используются различные типы конденсационных горшков, которые по принципу действия классифицируются на термостатические, механические и термодинамические.

Термостатический конденсатоотводчик работает на основе разности температур конденсата и пара, обеспечивая открывание клапана, когда он находится в контакте с конденсатом (или паровоздушной смесью), и закрывание его, когда он контактирует с паром. Механические горшки содержат какое-то плавающее устройство (шарик, сосуд и пр.), которое поднимается скапливающимся конденсатом и открывает выпускной клапан. В качестве примера такой конденсатоотводчик с паровым клапаном показан на рис. 5.14. Работа термодинамических горшков основана на различных динамических давлениях конденсата и пара. Очевидно, что последний обладает большей скоростью и, при соответствующей настройке механической системы, может, в отличие от конденсата, обеспечить перемещение клапана в закрытое состояние.

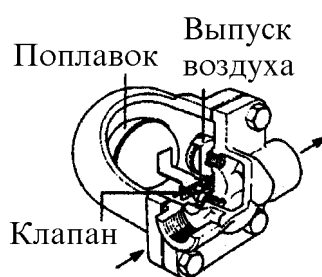


Рис 5.14 Конденсатоотводчик с шаровым поплавковым клапаном

Рассмотрение различных существующих конструкций и технических характеристик указанных типов конденсатоотводчиков находится за рамками этого курса. Мы же рекомендуем до окончательного их выбора и установки обязательно консультироваться со специалистами (производителями этих устройств). Так как большинство используемых конденсатоотводчиков являются по сути механическими устройствами, работающими в сложных условиях, то не удивительно, что они часто ломаются и становятся источниками потерь пара. Поэтому существенной задачей обеспечения энергоэффективности паровых сетей является организация проверок состояния конденсатоотводчиков, их обслуживания и ремонта.

Существуют различные методы тестирования состояния конденсатоотводчиков, например, проверка температуры на их выходе. Если последняя достаточно высокая, то это свидетельствует, что здесь происходит утечка пара. Устанавливают для диагностики состояния рассматриваемых устройств и ультразвуковые детекторы. В настоящее время уже существуют конденсатоотводчики с сенсорными устройствами, которые можно проверить через компьютерную систему мониторинга. Следует иметь в виду, что чаще всего причиной отказов конденсатоотводчиков является все же наличие ржавчины и окалины в теплоносителе. Большие хлопья последних легко удаляются через специальные дренажные отводы в трубопроводе, создаваемые непосредственно перед конденсатоотводчиком. Небольшие же частицы ржавчины удаляются с помощью мелкосетчатого фильтра, устанавливаемого там же (рис. 5.15). Некоторые конденсатоотводчики (в основном термодинамические) выполняются конструктивно вместе с сетчатым фильтром (рис 5.16).

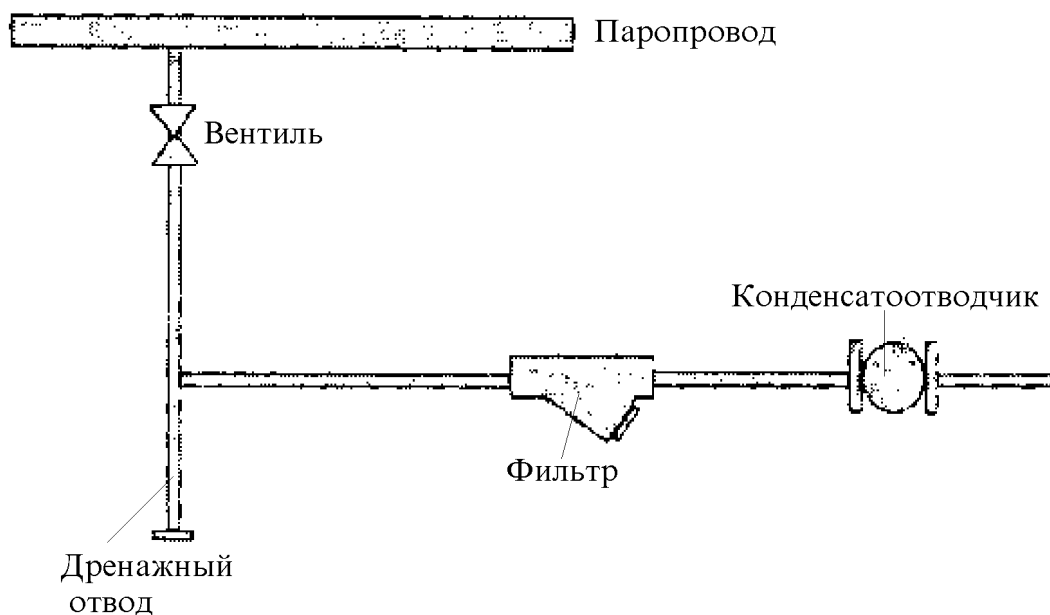


Рис. 5.15 *Схема установки конденсатоотводчика и фильтра*

Немаловажен и вопрос правильного выпуска воздуха из системы пароснабжения, являющегося необходимым условием эффективной теплопередачи. Причины попадания воздуха (газов) в систему указаны выше, но следует иметь в виду, что оно технически неизбежно, т.к. обусловлено прежде всего наличием небольшого вакуума, создающегося в трубах и паропотребляющем оборудовании во время его остановки и образования конденсата. При условии установки выпускных клапанов соответствующих размеров на самых высоких точках систем пароснабжения проблем с быстрым удалением воздуха практически не существует. Недостаточная эффективность его удаления обычно легко обнаруживается по увеличению времени, необходимого для нагрева оборудования.

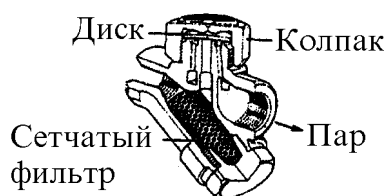


Рис. 5.16 *Термодинамический конденсатоотводчик с сетчатым фильтром*

Следует иметь в виду, что выпускные клапаны удаляют воздух на полную мощность только при запуске системы и открываются во время ее работы только когда воздух или газы в определенной степени накапливаются в сети. Автоматические выпускные клапаны конечно же более предпочтительны, т.к. даже на высокотехнологичных предприятиях о них часто забывают, не используют вообще или оставляют не полностью закрытыми. И это обуславливает значительные потери пара.

И, наконец, о возврате конденсата в систему. Последний, как известно, образуется после отдачи паром скрытой тепловой энергии процессу (потребителю), требующему нагрева. Этот конденсат все еще содержит большое количество теплоты, выбрасывать которую экономически нецелесообразно. Хотя на практике, и очень часто, вся она сбрасывается в сливную трубу. Теплота же конденсата может быть использована в другой части процесса или возвращена в котельную для повторного использования в качестве питательной воды. Если конденсат не был в непосредственном контакте с процессом

(оборудованием), то он остается химически чистым и требует небольшой или вообще не требует водоочистки перед повторным использованием.

По приведенной таблице 5.4 можно оценить количество теплоты, содержащееся в конденсате, по сравнению с ее количеством в насыщенном паре при различных давлениях в системе. Как видно, если конденсат не использован вторично, с ним теряется около 20% энергии, которая вложена в генерацию пара, плюс стоимость соответствующего количества очищенной воды. И это при условии, что инвестиции в утилизацию конденсата в большинстве случаев быстро окупаются. За исключением конечно же больших предприятий, где потребители находятся на значительном расстоянии от котельной. Но даже в таких случаях более экономно использовать теплоту конденсата на месте его образования, например, для отопления или подпитки систем горячего водоснабжения технологического процесса.

Таблица 5.4

Теплосодержание воды и сухого пара при различных давлениях в системе пароснабжения

Давление (бар)	1	2	3	4	5	6	7
Энтальпия воды	504,7	561,4	604,7	640,1	670,4	695,7	721,0
Энтальпия пара	2706,8	2725,3	2738,4	2748,4	2756,4	2762,5	2768,5
% теплоты в воде	18,7	20,6	22,1	23,3	24,3	25,2	26,0

Не следует упускать возможность использования и т.н. пара вскипания. Известно, что когда давление конденсата при его выпуске уменьшается, значительная часть (в зависимости от начального и конечного давления) последнего «вскипает», мгновенно превращаясь в более холодный конденсат и пар более низкого давления. Если же утилизировать и последний, то термический КПД процесса пароснабжения существенно повысится. Одновременно появится возможность создания паропровода низкого давления и расширится круг возможных потребителей пара. На рис. 5.17, в качестве примера, приведена одна из возможных схем понижения давления конденсата, образования и использования указанного пара вскипания.

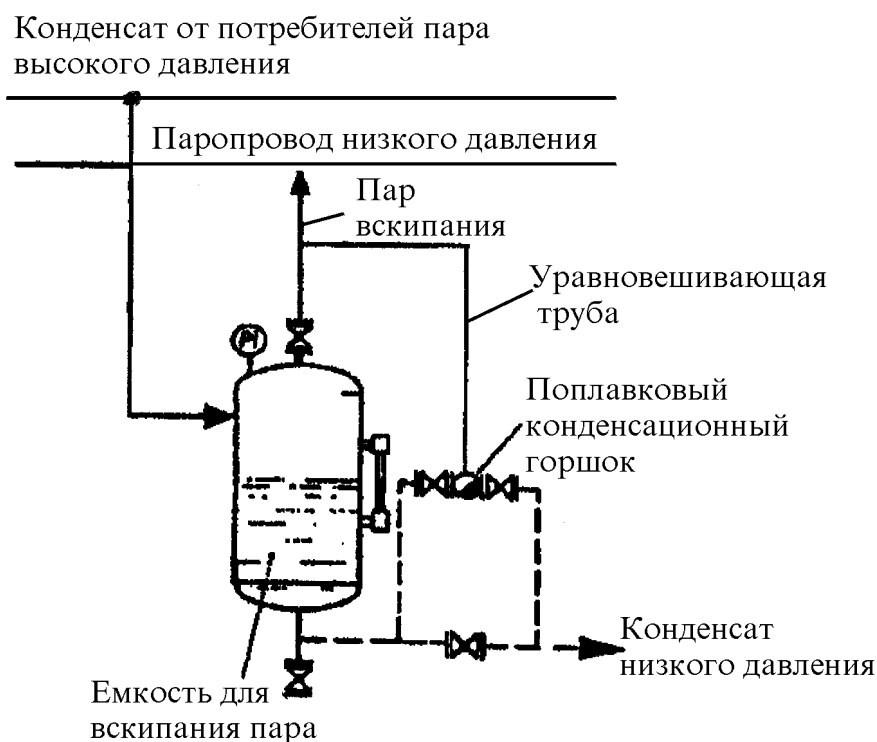


Рис. 5.17 Схема понижения давления конденсата с использованием пара вскипания

Очень редко существует возможность возвращать отработанный конденсат в котельную самотеком. Обычно необходимо устанавливать емкости для его сбора на самом низком уровне паропровода чтобы минимизировать ответное давление на конденсатоотводчики, а уже затем перекачивать конденсат в котел с питательной водой. При этом насосы должны быть подобраны с учетом того, что они будут работать с водой при значениях температур, близких к температуре кипения. Сборники обязательно должны иметь выпускные клапаны, т.к. они обычно не в состоянии выдержать давление пара, если какой-либо конденсатоотводчик сломается.

В заключение отметим, что дополнительный потенциал энергосбережения любого предприятия, которое использует пар в своем технологическом цикле, можно оценить исходя из уже имеющегося опыта. Так установка и качественное обслуживание конденсатоотводчиков дает экономию энергоресурсов, расходуемых на производство пара, до 10%. Возврат конденсата и использование пара вскипания – до 15%. При этом устранение утечек экономит свыше 1%, а автоматический мониторинг – 3-5%.

5.7 Системы потребления тепловой энергии, теплообменники

Установки теплоснабжения можно разбить на две условные группы: *промышленные* и *коммунальные*. Используемая теплота может поступать к потребителю либо через теплообменник, либо путем непосредственного нагрева. В первом случае горячий и холодный теплоносители разделены твердой непроницаемой перегородкой, а во втором – в холодную, например, воду добавляется горячая или осуществляется непосредственная тепловая обработка оборудования или изделий паром. Чаще всего используют два типа проточных теплообменников: кожухотрубные или “труба в трубе” (рис. 5.18).

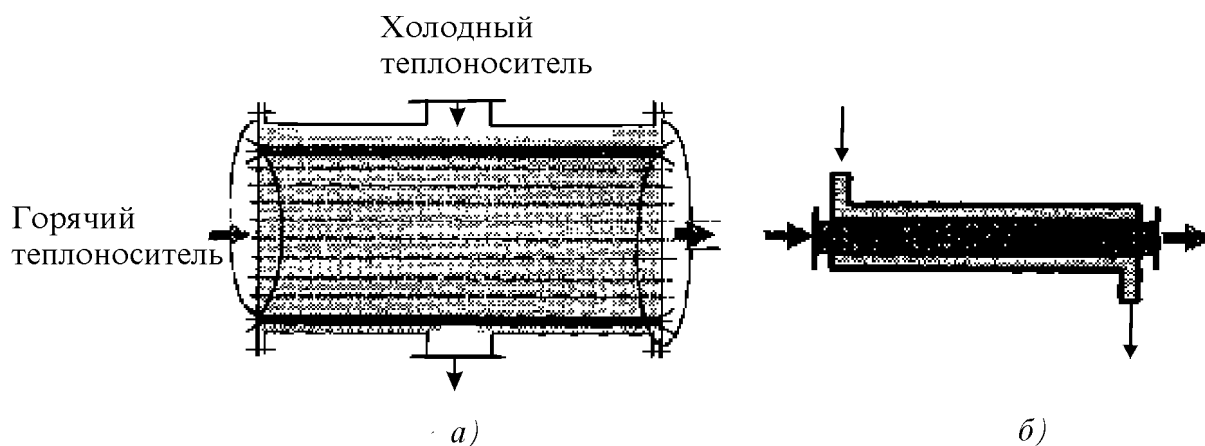


Рис. 5.18 Проточные теплообменники:
а) – кожухотрубный; б) – “труба в трубе”

Промышленные установки зачастую используют теплоносители с температурой, превышающей 200⁰С. В качестве горячего теплоносителя в этих случаях используют либо продукты сгорания, либо водяной пар. В первом случае теплота может генерироваться и использоваться непосредственно на предприятии, а во втором – и на предприятии (в промышленной котельной), и поступать по теплосети с источника централизованного теплоснабжения.

Перечень установок теплоснабжения столь велик, что отсутствует необходимость их перечислять. Это могут быть и сушильные камеры, выпариватели, нагреватели, предварительные подогреватели, прочее. Их объединяет то, что при условии непрямого подогрева все они являются *теплообменниками*, конструкции которых зависят от их назначения. Теплообменники же (особенно кожухотрубные) сами по себе имеют

достаточно высокий энергетический КПД, да и дальнейшее снижение теплотерь в них не создает принципиальных проблем. Прежде всего в этом случае необходимо обеспечить экономически целесообразную толщину их изоляции, о чем уже говорилось выше.

Коммунальные потребители теплоты в Украине, как правило, обеспечиваются с теплосетей. Потребление горячего теплоносителя обычно осуществляется по замкнутой схеме, когда он полностью возвращается в сеть. В этом случае теплота передается в поверхностных теплообменниках какому-либо вторичному теплоносителю, который и поступает в отопительные устройства или в систему горячего водоснабжения. Наиболее часто используемая однотрубная схема соединения отопительных устройств (все они подключаются последовательно) достаточно проста и дешева (рис. 5.19). Но она имеет и существенный недостаток, т.к. не допускает регулирования и контроля теплопотребления отдельными устройствами.

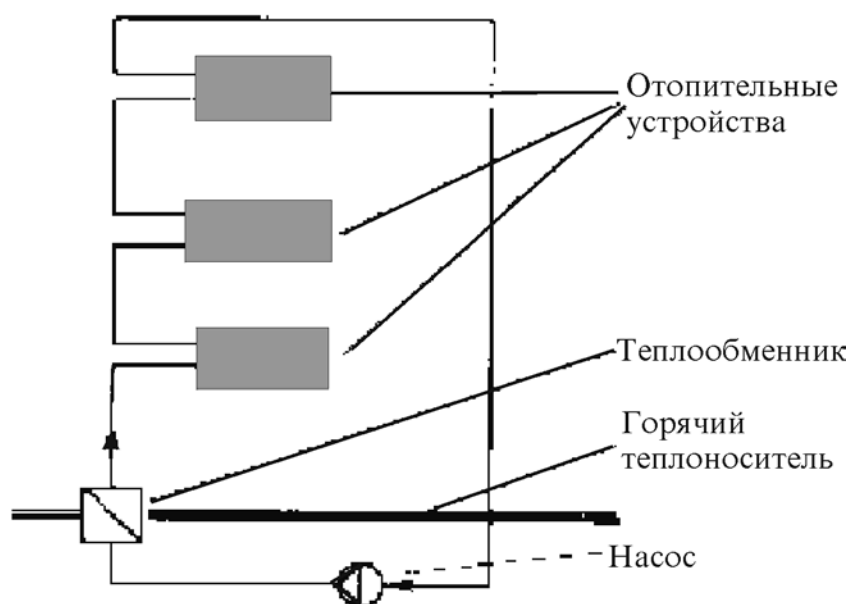


Рис. 5.19 Однотрубная замкнутая схема подключения отопительных устройств

Основным недостатком существующих в Украине систем теплопотребления является отсутствие индивидуального учета потребленной энергии. Это приводит к тому, что исчезает заинтересованность абонентов в экономии теплоты. Отсюда и по ряду других причин сфера коммунального теплоснабжения превратилась в существенный источник энергосбережения. Так, например, только использование баков горячей воды позволило бы аккумулировать горячий теплоноситель и снизить генерацию теплоты в периоды пиковых нагрузок. А это значит, что в этом случае можно уменьшить мощность котельных, которые в случае работы в пиковых режимах менее эффективны, чем при постоянной работе с номинальной нагрузкой.

6 Энергоэффективность систем электроснабжения

6.1. Электрическая энергия и традиционные способы ее получения

6.1.1 Общие понятия

Одним из основных фундаментальных законов физики, как известно, является закон сохранения энергии, согласно которому энергия не может исчезнуть или появиться из ничего. Она только переходит из одного вида в другой или передается от одного тела к другому. Если говорить о взаимопреобразовании энергии, то замечательным примером этого является электроэнергия, которая может быть получена из любого существующего в природе топлива (первичной энергии), а затем преобразована в другие виды используемых в жизнедеятельности человека, т.н. вторичных энергий: тепловую, световую или механическую. При этом в существующих в настоящее время технологиях получения электроэнергии из первичных энергоресурсов (рассмотренных ниже), последняя образуется непосредственно из указанных вторичных энергий. Таким образом электроэнергия, как энергия электромагнитного поля, является универсальным промежуточным видом вторичной энергии.

Основными параметрами, которыми характеризуется электрическая энергия, являются общеизвестные из курсов физики и теоретических основ электротехники величины и параметры:

- ◆ напряжение U , измеряемое в вольтах (В) или киловольтах (кВ);
- ◆ электрический ток I , измеряемый в амперах (А);
- ◆ полная, активная и реактивная мощности S, P и Q , измеряемые в вольт-амперах (ВА), ватах (Вт) и вольтамперах реактивных (ВАр), соответственно;
- ◆ коэффициент мощности, характеризуемый как $\cos \varphi$, где φ - угол сдвига между током и напряжением), измеряемый в относительных единицах;
- ◆ частота f , измеряемая в герцах (Гц).

Существуют и другие, дополнительные параметры, которые позволяют более детально

охарактеризовать т.н. качественные показатели электроэнергии, связанные с наличием в ней высших гармоник. Они нормируются соответствующими международными и государственными стандартами, знакомство с которыми выходит за пределы настоящего курса.

Электрическая энергия имеет целый ряд и других, кроме указанных универсальности и легкости преобразования в другие виды энергии, особенностей. Она характеризуется тем, что:

- ◆ не подлежит непосредственному визуальному восприятию;
- ◆ достаточно просто и быстро передается на большие расстояния;
- ◆ удобна для контроля и управления;
- ◆ процесс ее передачи, аналогично тепловой энергии, неизбежно сопровождается некоторыми потерями;
- ◆ показатели ее качества, полученные при ее генерации, не могут гарантироваться потребителям;
- ◆ работоспособность же устройств электропотребления существенно зависит от указанного качества и наоборот.

Все процессы, связанные с электрической энергией, также как и с тепловой, условно делятся на производство, передачу, распределение и, собственно, потребление. Как промежуточный выделяется еще процесс трансформации, т.е. преобразования электрической энергии одного напряжения в другое. Хотя он и является частью указанных процессов передачи, распределения и потребления, достаточно подробно рассмотренных в этом разделе. Здесь же остановимся на классификации, характеристике

энергоэффективности и перспективах развития электрических станций как производственных систем генерации электрической энергии, причем в основном традиционных, т.н. альтернативные и возобновляемые будут рассмотрены в последних разделах.

Традиционные системы генерации электроэнергии условно классифицируются по виду используемых энергоресурсов:

- ◆ химической энергии полезных ископаемых, преобразуемой в теплоту, а затем через разнообразные типы энергоносителей, в электрическую энергию;
- ◆ потенциальной и кинетической энергии водных ресурсов, преобразуемых в электрическую через механическую;
- ◆ ядерной энергии топлива “урановых” месторождений, преобразуемой в электрическую по той же тепловой схеме.

К первому типу относятся, как известно, тепловые конденсационные электрические станции (ТЭС), теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) с комбинированным производством тепловой и электрической энергии, использующими в качестве энергоносителя воду, а также станции с газотурбинными и парогазовыми установками. Ко второму типу относятся гидро- и приливные электростанции, а также гидроаккумулирующие станции. Третий тип составляют атомные электростанции, которые, несмотря на полную аналогию со станциями первого типа всех последующих преобразований (турбинного блока) из-за принципиального отличия энергоблока (ядерного реактора) выделены в отдельную группу. Коротко остановимся на каждой из этих систем.

6.1.2 Особенности тепловых электростанций и их эффективность

Тепловые конденсационные электростанции осуществляют цепочку энергетических преобразований: энергии органического топлива сначала в теплоту, затем последнюю в механическую энергию, а уже ее в электроэнергию. В предыдущем разделе были рассмотрены основные принципы производства тепловой энергии, которые на ТЭС и ТЭЦ мало чем отличаются. На них в основном генерируется пар температурой около 600°C с давлением 30 МПа. Для охлаждения рабочего тела чаще всего используется холодная вода, которая снижает его температуру до $30 - 40^{\circ}\text{C}$. При этом давление пара также резко падает.

Работа же тепловой электростанции, работающей на угле, осуществляется несколько иначе. Особенностью таких станций является то, что уголь сначала поступает в измельчительную установку, где он превращается в пылевидное топливо (ПТ). Затем эта угольная пыль вместе с вдуваемым воздухом через специальную форсунку подается в топку (рис.6.1). Полученная же за счет сжигания указанной “пыли” теплота используется для преобразования воды в пар по обычной схеме.

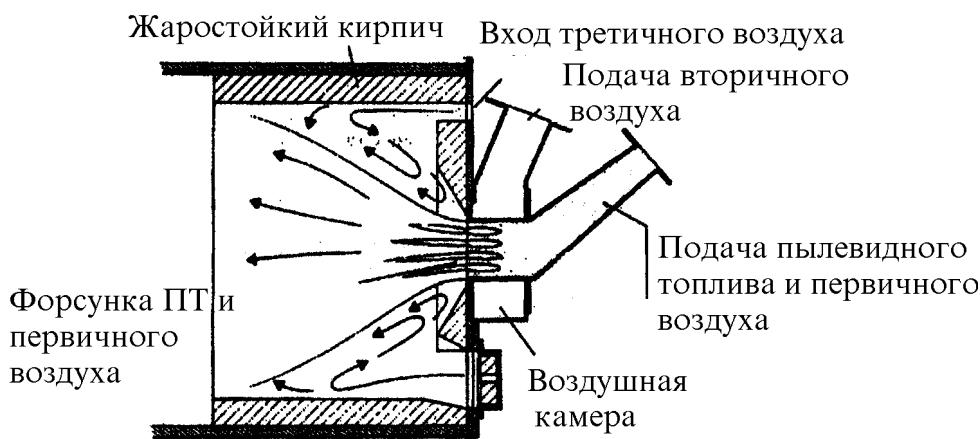


Рис.6.1 Схема сжигания угольной пыли на тепловой электростанции

Механическую энергию упорядоченного вращения вала получают на рассматриваемых станциях с помощью тепловых двигателей, которые подразделяются по виду используемого рабочего тела (пар или газ) и способу превращения тепловой энергии в механическую (поршневые или роторные). В поршневом способе (паровая машина или двигатель внутреннего сгорания) используется потенциальная энергия рабочего тела, а в роторном (паровая или газовая турбина) – кинетическая. На современных мощных ТЭС устанавливают только паровые турбины, первая из которых была использована на Эльберфельдской электростанции еще в 1899г. С тех пор и началось бурное развитие паротурбиностроения. Двигатели же внутреннего сгорания в стационарных энергоустановках находят сейчас ограниченное применение. В основном они используются на автомобильном транспорте и в установках автономного энергоснабжения.

Паровая турбина имеет обычно две ступени. Пар, перегретый потоком горячих газов, имеющий большую температуру и высокое давление, поступает сначала на ее первую ступень, а затем уже, с более низкими параметрами - на вторую. Отработанный в турбине пар сбрасывается в конденсатор, где превращается в воду, которая насосами снова подается в паровой котел. В последствии цикл превращения воды повторяется. Охлаждение пара в конденсаторе осуществляется с помощью воды, которую берут обычно с водохранилища или реки и сбрасывают обратно. Продукты горения проходят через очистительные сооружения, а оставшиеся после этого газы через трубу выбрасываются в атмосферу. В турбине же энергия пара превращается в механическую энергию вращения ротора трехфазного генератора, который и производит электроэнергию.

Очевидно, что такое производство электроэнергии, характерное для ТЭС, связано с большими потерями теплоты. В тоже время много отраслей промышленности для своих технологических целей нуждаются в более низкотемпературном теплоснабжении. Да и для отопления жилья и производственных помещений нужно большое количество горячей воды. В этих условиях целесообразно использовать пар, получаемый в парогенераторах ТЭС, не только для производства электроэнергии, но и для теплофикации потребителей. Электростанции, выполняющие такую двойную функцию, называются теплоэлектроцентралями (ТЭЦ).

На ТЭЦ используют специальные турбины с промежуточным отбором пара между ее первой и второй ступенями. Отобранный таким образом пар (и горячая вода), в отдельных случаях под давлением в 3МПа, подается в теплотрассу. Указанное централизованное теплоснабжение, на основе комбинированного производства теплоты и электроэнергии, имеет большое преимущество: уменьшает расход топливно-энергетических ресурсов, материальные и трубные расходы в системах теплоснабжения.

Конструктивно и по принципу действия газовые турбины не отличаются от паровых. А экономичность их работы даже немного выше чем двигателей внутреннего сгорания (за счет более высокой температуры рабочего тела). Кроме того они компактнее и паровых турбин, и двигателей внутреннего сгорания такой же мощности. Современные газовые турбины работают преимущественно на жидком или газообразном топливе, последнее из которых получается особым сжиганием твердых энергоносителей любого вида. Основное распространение они получили на транспорте (газотурболокомотивы, авиационные двигатели).

Но используются газовые турбины и на некоторых отечественных ТЭС, где их работа осуществляется следующим образом. Жидкое или газообразное топливо и воздух подаются в камеру сгорания 1 (рис.6.2), а образующиеся в ней газы, имеющие высокую температуру и большое давление, поступают на рабочие поверхности турбины 2. Последняя вращает одновременно электрогенератор 3 и компрессор 4, необходимый для подачи под давлением воздуха в камеру сгорания. Сжатый в компрессоре воздух перед подачей в указанную камеру подогревается в регенераторе 5 отработанными в турбине газами. Такое подогревание воздуха позволяет существенно повысить эффективность сжигания топлива в камере сгорания.

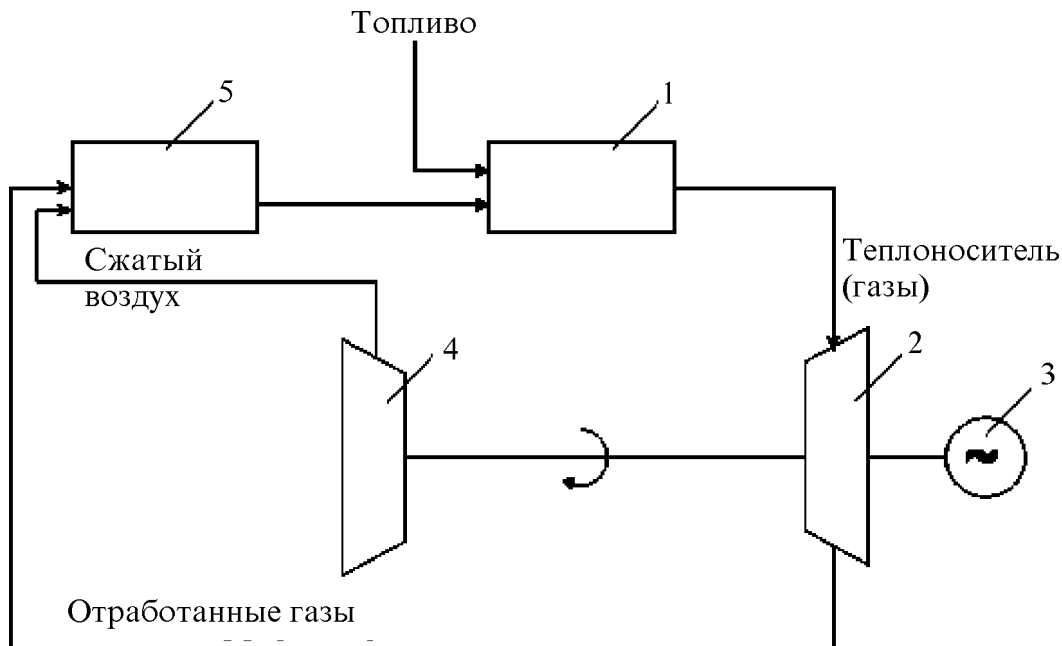


Рис. 6.2 Принципиальная схема газотурбинной установки

Очевидно, что использование отработанных в ГТУ газов, имеющих высокую температуру, только для подогрева воздуха неблагоприятно сказывается на КПД всего термодинамического цикла. Более удачным решением является объединение газо- и паротурбинных агрегатов таким образом, чтобы они использовали одну и ту же теплоту, которая получается в процессе сжигания топлива. Это позволяет на 8 – 10% повысить экономичность работы всей установки, которая получила название парогазовой. Такие установки, использующие два вида рабочего тела (пар и газ), являются бинарными. Паровая турбина работает в них по обычной схеме, а охлажденная до температуры 650 – 700⁰С выходящие с камеры сгорания газы поступают на рабочие лопасти газовой турбины.

Отработанные в последней газы используются затем для подогрева питательной воды парового цикла. Все это позволяет снизить расход топлива и повысить КПД всей установки приблизительно до 44%. Но может использоваться в парогазовой установке и обратная схема: отработанные в газовой турбине газы поступают в паровой котел. В этом случае газовая турбина является как бы частью паросиловой установки, в камере сгорания которой сжигается до 40% топлива, а остальное - уже в парогенераторе.

6.1.3 Основные сведения о гидро- и приливных электростанциях

Мощность гидроэлектростанций, преобразующих потенциальную или кинетическую энергию воды на электроэнергию, определяется расходом воды Q_B (м³/с) через установленную в створе гидротурбину и напором H (м), составляющим разность уровней воды в верхнем по течению бассейне (верхнем бьефе) и нижнем бассейне (нижнем бьефе) в месте сооружения дамбы (плотины). Мощность потока в створе (кВт) при известной вязкости жидкости ρ (кг/м³) можно определить с помощью зависимости:

$$P_B = 9,81\rho Q_B H \cdot 10^{-3}.$$

А мощность гидроэнергетической установки, использующей только часть энергии потока воды в створе, вследствие потерь в гидросооружениях, турбинах и генераторах, учитываемых коэффициентом полезного действия η , составит

$$P_{\Gamma} = \eta P_B.$$

Для современных ГЭС коэффициент $\eta = 0$.

Гидротурбина, преобразующая указанные энергии воды в механическую энергию вращения вала, называется активной, если она использует динамическое давление падающего потока, и реактивной – статическое давление воды, образующее реактивный эффект в донном створе. Напор H на равнинных реках создают с помощью дамб (плотин), а в горной местности – путем сооружения обводных каналов, получивших название деривационных. Очевидно, что при сооружении ГЭС целесообразно, кроме производства электроэнергии, решить целый комплекс народнохозяйственных задач, включающих регулирование стока реки, улучшение судоходства, создание орошаемых площадей, развитие энергоемких производств, использующих местное сырье и т.д.

Представляет интерес использование для генерации электроэнергии и т.н. “лунной энергии” (энергии морских приливов). Приливные электростанции (ПЭС) выгодно отличаются от ГЭС тем, что их работа не зависит от случайных погодных условий. Она определяется более стабильными космическими явлениями. И тем не менее у таких станций все же имеется довольно существенный недостаток – неравномерность энергии приливов в течении лунных суток и лунного месяца, которые существенно отличаются от солнечных. А это не позволяет использовать их в периоды максимальных нагрузок энергосистемы. Гидротурбины ПЭС также имеют свои особенности, но их рассмотрение не входит в задачу настоящего курса. Тем более, что на Украине такие станции пока что вообще не строились.

6.1.4 Основные представления об атомной энергетике

На атомных электростанциях (АЭС) энергия, которая получается в следствие деления ядер урана, почти полностью преобразуется на тепловую энергию пара или газа, а затем уже, по известной схеме, на электрическую. АЭС принципиально отличаются от обычных ГЭС только ядерным реактором, где осуществляется т.н. управляемая ядерная реакция. Такой реактор состоит из активной зоны, отражателя, системы охлаждения, управления и контроля, корпуса и биологической защиты. В рабочие каналы активной зоны загружается ядерное топливо в виде урановых или плутониевых стержней, покрытых герметичной металлической оболочкой.

В указанных стержнях и происходит ядерная реакция, сопровождающаяся выделением большого количества тепловой энергии. Поэтому стержни с ядерным топливом и получили название тепловыделяющих элементов или сокращенно *твелов*. В активной зоне реактора их обычно находится несколько тысяч. Там же размещаются и замедлители нейтронов. В качестве теплоносителя, пропускаемого через рассматриваемую зону, на АЭС используется либо обычная или тяжелая вода, либо редкие металлы, либо некоторые инертные газы (например, гелий). Такой теплоноситель с помощью принудительной циркуляции омывает поверхности твелов, нагревается от них и отводит образующуюся в процессе ядерной реакции теплоту. Отражатель реактора возвращает обратно в рабочую зону разлетающиеся нейтроны.

Очевидно, что энергоэффективность реактора зависит от скорости отведения теплоты с его активной зоны. А так как оно осуществляется за счет конвективного теплообмена, то для повышения рассматриваемой интенсивности отведения необходимо увеличивать скорость движения теплоносителя. Так скорость движения воды в активной зоне реактора составляет 3 – 7 м/с, а газов – 30 – 80 м/с. Управление же реактором осуществляется с помощью специальных стержней, поглощающих нейтроны. Если их ввести в активную зону, то поток нейтронов уменьшится, а следовательно, и интенсивность реакции тоже.

6.2 Проблемы согласования объемов генерации и потребления электроэнергии

Особенностью электроэнергии является то, что использовать ее можно непосредственно в момент генерации. Это значит, что суммарная мощность потребителей электроэнергии должна соответствовать мощности работающих в рассматриваемый момент времени электрогенераторов. Излишки электроэнергии просто исчезают, а расходуемое на их производство топливо оказывается по сути выброшенным. Недостаточное количество производимой уже в другой момент времени электроэнергии приводит к перегрузке энергосистемы и появлению иных проблем (снижение напряжения и частоты, увеличение потребляемого тока и т.д.), а следовательно, и связанных с ними дополнительных потерь энергоресурсов. Все это существенно сказывается на энергоэффективности как самих электростанций (любого типа), так и всей электроэнергетики страны в целом.

Очевидно, что в идеальных условиях должно быть равномерное потребление электроэнергии и такая же работа некоторого количества электрогенераторов. В действительности же работа большинства потребителей рассматриваемой энергии неравномерная. Так, например, предприятия в основном работают в одну или две смены. Потребляемая же ими в ночное время электроэнергия близка к нулю. Коммунальное электропотребление (освещение квартир, улиц, работа электростанций и т.д.) также резко возрастает в утренние и вечерние часы. Если рассматривать график электронагрузок любого района или города, представляющий собой изменение во времени суммарной мощности всех их потребителей, то в нем четко выделяются некоторые «провалы» и «максимумы».

В рассмотренной ситуации неравномерного потребления электроэнергии необходима большая суммарная мощность работающих электрогенераторов в одни периоды суток, а в другие – часть их или даже целые электростанции необходимо отключить. Однако, как понятно из вышеизложенного, остановить мощный энергоблок любой электростанции очень сложно. На его остановку и последующий запуск потребуется значительно больше времени, чем длятся реальные «провалы» в электропотреблении. Да и каждая реализация указанных процессов сама по себе приведет к большим энергопотерям.

Отсюда вытекает необходимость прежде всего заинтересовать потребителей пересмотреть график своей работы таким образом, чтобы в периоды максимумов потребления в энергосистеме они снижали свои потребности в электроэнергии до минимума. С этой целью и устанавливают *дифференцированную стоимость электроэнергии* в зависимости от того в какой период суток она используется. Если потребление соответствует максимуму нагрузки в системе, то стоимость электроэнергии увеличивается и наоборот. Сейчас, например, используется трехтарифная система оплаты рассматриваемой энергии, согласно которой ее потребление в ночные часы оказывается в несколько раз дешевле чем днем. Хотя, исходя из мирового опыта, возможности выравнивания потребления электроэнергии таким образом оказались не столь уж велики.

Снижение и стабилизацию общего потребления электроэнергии за более длительные промежутки времени (обычно месяц) пытаются, например, осуществлять путем нормирования его объемов и использование такого понятия как т.н. *заявленная предприятием или организацией мощность*. Если суммарное потребление за указанный период превысит установленную норму или в какой-то промежуток времени мощность потребителей на предприятии окажется больше заявленной, то связанные с этим перерасходы электроэнергии оплачиваются по в несколько раз завышенной стоимости. Очевидно, что указанные способы решения проблемы согласования объемов генерации и потребления электроэнергии относятся к разряду чисто административных мер и, исходя из нашего не столь далекого прошлого, не могут быть достаточно эффективными. Нормы потребления и заявленную мощность в них устанавливают обычно по принципу «от достигнутого» и должным образом не обосновывают.

И уже совсем не выдерживает критики управления энергосистемой путем т.н. «веерного» отключения потребителей или даже целых районов, причем зачастую без какого-либо предупреждения. В этом случае не только нарушаются договорные

обязательства, но и по-сути перечеркивается одно из главных требований к системе – надежность энергоснабжения. Достаточно представить себя в неожиданно остановившемся лифте, троллейбусе или столкнуться с проблемой размороженного холодильника и пр., не говоря уже об огромных производственных потерях, связанных с отключением предприятий, чтобы понять абсурдность такого “управления”.

С учетом вышеизложенного становится очевидным, что основной акцент в решении проблемы повышения эффективности электроснабжения должен делаться прежде всего на управлении процессом ее генерации, а не потребления. Электроэнергетические системы должны быть все же более маневренными, способными быстро менять генерирующие мощности в соответствии с запросами потребителей и указанными выше периодическими колебаниями нагрузки. В бывшем Советском Союзе эта проблема решалась значительно проще: была создана Единая Энергетическая Система огромной страны, расположенной в одиннадцати часовых поясах, “провалы” и “максимумы” энергетических нагрузок в которых не совпадают во времени. В результате, при стабильно работающих в близких к номинальным режимам электростанциях, происходил переток энергии между регионами, и, таким образом, осуществлялось согласование объемов генерации и потребления электроэнергии.

Очевидно, что в указанных условиях потребность в создании в Украине рассредоточенной системы маневренных генерирующих мощностей была, в отличие от стран Западной Европы, незначительной. Хотя на реке Днепр в советское время и был сооружен целый каскад гидроэлектростанций, относящихся к разряду маневренных мощностей. Это в основном и спасло энергосистему нашей страны от развала в начальный период становления ее государственности, когда упомянутая энергосистема СССР разделилась на несколько самостоятельных частей. И не смотря на то, что в настоящее время энергосистемы Украины и России снова периодически соединяются, необходимость существенного увеличения имеющихся у нас маневренных мощностей не отпала. Тем более, что все это на прямую связано с рассмотренной выше проблемой энергетической безопасности страны.

Что касается гидроэлектростанций, то они не только быстро и в широких пределах меняют свою генерирующую мощность, но и позволяют накапливать энергию. Действительно, в периоды, когда в энергосистеме образуются “провалы” потребления, ГЭС снижает свою мощность (отключаются некоторые агрегаты), но при этом уменьшается и расход воды из ее верхнего бьефа. Водохранилище заполняется и энергетические возможности станции увеличиваются. В периоды же максимальной нагрузки энергосистемы все ее агрегаты включаются снова. Очевидно, что если мощность станции строго соответствует энергетическим ресурсам реки, то в результате указанных остановок агрегатов суммарный объем генерации ею электроэнергии также уменьшится. Накапливаемая в водохранилищах энергия не будет полностью использоваться, а постоянно увеличивающийся объем воды может привести к затоплению больших территорий. Или потребуются ее периодические сбросы в нижний бьеф минуя гидротурбины.

Гидроэлектростанции, проектная мощность которых превышает энергетический ресурс реки, на которой она сооружена, по сути являются пиковыми. Они позволяют регулировать объемы генерации электроэнергии без уменьшения ее суммарного объема и периодических сбросов излишка воды с верхнего бьефа. На Украине такие функции выполняет в настоящее время только одна, причем самая мощная, электростанция – легендарный Днепро ГЭС. После того, как на ней была построена ГЭС-2 мощность станции увеличилась почти в два раза и достигла миллиона кВт, хотя энергетический ресурс реки по-прежнему остался прежний. Несмотря на очевидные преимущества таких станций их сооружение очень дорого.

Более предпочтительны с точки зрения согласования объемов генерации и потребления энергии все же гидроаккумулирующие станции (ГАЭС). В периоды, когда нагрузка в энергосистеме минимальна, их насосы перекачивают воду с нижнего бьефа в верхний, потребляя при этом электроэнергию из системы. Когда же в последней возникают

“пиковые” нагрузки ГАЭС работает в генераторном режиме, расходуя запасенную в верхнем водохранилище воду. Особенно эффективными такие станции стали после появления т.н. обратимых гидротурбин, выполняющих одновременно и функции насосов. Но перспективы использования ГАЭС все же во многом зависят от их КПД, под которым применительно к таким станциям понимают отношение энергии, произведенной ГАЭС в генераторном режиме, к энергии, расходуемой ею в насосном режиме.

Первые ГАЭС в начале XX ст. имели КПД не более 40%, а у современных гидроаккумулирующих станций он составляет уже порядка 70 – 75%. Но главным преимуществом ГАЭС, кроме высокого значения КПД, является и относительно небольшая стоимость строительных работ, так как они, в отличие от обычных и пиковых ГЭС, не нуждаются в перекрытии рек и возведении высоких дамб и плотин. При этом такие станции удачно сочетаются с ветро- и гелио- электростанциями, о чем будет сказано в последующих разделах.

К аккумулирующим можно отнести и установки накопления электроэнергии на батареях (НЭБ), которые в последнее время довольно интенсивно развиваются. В часы ночных “провалов” электропотребления в таких установках осуществляется преобразование переменного тока в постоянный и последующее накопление энергии в электрических аккумуляторах. В противоположные моменты времени (нехватки электроэнергии) происходит обратный процесс и энергия возвращается в систему. Широкое промышленное применение таких установок было затруднено их большой стоимостью и низкой надежностью как самих аккумуляторов, так и выпрямительной техники и управляющих устройств. В настоящее же время, с внедрением новых технологий в производство батарей-аккумуляторов, усовершенствованием полупроводниковых выпрямительных устройств и использованием микропроцессорной техники в системах управления, устройства НЭБ находят все большее распространение. Единичные мощности современных УНЭБ достигают десятков МВ·А, а время их работы, в зависимости от назначения, исчисляются несколькими часами (источники автономного или аварийного питания).

6.3 Состояние и перспективы нетрадиционной электроэнергетики

Как следует из рассмотренного выше современные способы получения электроэнергии основаны прежде всего на нерациональном использовании органического топлива. Не трудно догадаться, что в будущем эти т.н. традиционные способы должны быть неизбежно заменены качественно новыми и прежде всего такими, которые непосредственно преобразуют теплоту и химическую энергию в электрическую. Они будут основаны на различных физических явлениях и эффектах в большинстве своем по сути уже известных науке. Просто сейчас такие способы пока не конкурентоспособны даже по сравнению с используемыми в технологических схемах столь неэффективных современных электростанций. Но с появлением новейших технологий и материалов, накоплением экспериментального опыта, да и просто благодаря научно-техническому прогрессу, они без сомнения оттеснят существующие громоздкие многоступенчатые схемы преобразования энергии.

Следует отметить, что непосредственное получение электроэнергии уже и сейчас широко используется в автономных источниках питания небольшой мощности, для которых экономические показатели работы не имеют решающего значения. Главным является их надежность, компактность, удобство обслуживания, небольшой вес и пр. Очевидно, что без них просто не обойтись в труднодоступных районах Земли, в воздушном и космическом пространстве. Суммарная установленная мощность миллиардов автономных источников, используемых сейчас человечеством, превышает мощность всех действующих на планете электростанций.

В таких, например, автономных источниках как гальванические элементы, аккумуляторы, электрохимические генераторы используется энергия окислительно-восстановительных реакций химических реагентов. Термоэлектронные и

термоэмиссионные генераторы, фотоэлектрические батареи работают на основе уже хорошо изученных физических эффектов. И все же одним из перспективнейших физико-технических направлений «большой» энергетики нескольких последних десятилетий было создание генераторов на основе магнитогидродинамического эффекта (МГД-генераторов), которые в принципе позволяют непосредственно преобразовывать в электричество достаточно большие объемы теплоты, а, значит, использоваться в технологических схемах электростанций будущего.

6.3.1 Развитие и эффективность МГД-преобразователей

Принципиальная схема современного МГД-генератора приведена на рис. 6.3. В нем между металлическими пластинами 1, которые сами к тому же расположены между полюсами 2, создающими сильное магнитное поле, пропускается поток ионизированного газа, обладающего кинетической энергией движения заряженных частиц – свободных электронов и «оголенных» атомных ядер. До последнего времени было известно три состояния вещества: твердое, жидкое и газообразное. Но если путем нагревания отделять электроны от ядер (в результате все более интенсивного соударения атомов), то вещество окажется в четвертом состоянии, получившем название плазмы. Несмотря на то, что плазма уже имеет очень большую электропроводность, добавлением некоторых легко ионизирующихся щелочных металлов (натрий, калий и пр.) ее к тому же можно существенно увеличить.

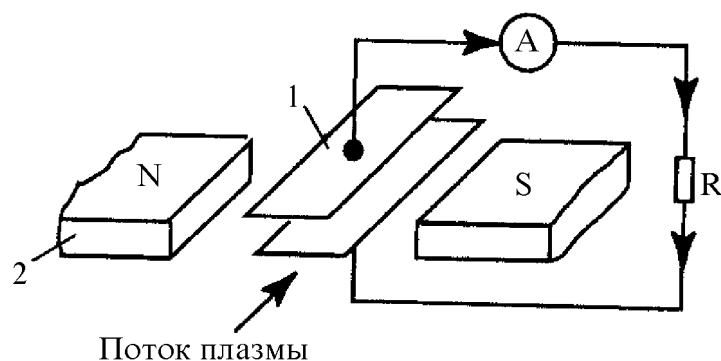


Рис. 6.3 Принципиальная схема МГД-генератора

Так вот, если какой-либо газ нагреть до высокой температуры (около 3000°C), увеличив тем самым его внутреннюю энергию и превратив в электропроводную плазму, а затем в рабочих каналах обеспечить ей последующее расширение, то в предварительно созданном сильном магнитном поле и произойдет прямое преобразование тепловой энергии в электрическую. Так в камеру 1 МГД-генератора (рис.6.4) для получения такой плазмы подается топливо 2, воздух 3 и указанные щелочные присадки 4. После прохождения сопла 5 происходит расширение плазмы и увеличение скорости ее движения. Под действием магнитного поля (на рисунке показана только обмотка 6 электромагнита) плазма расслаивается на электроны и ядра, и между электродами 7 образуется ЭДС. Поток продуктов сгорания 8, еще обладающий большим количеством теплоты, может быть, после подогрева воздуха 3, подаваемого в камеру, использован в паросиловой установке по ранее рассмотренной схеме.

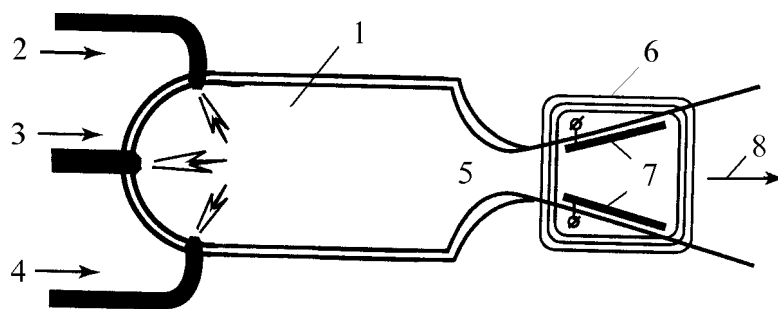


Рис. 6.4 Схема получения потока плазмы в МГД-генераторе

Температура плазмы после расширения не должна быть ниже 2000°C (в камере сгорания она составляет $2500\text{--}2800^{\circ}\text{C}$), т.к. тогда настолько уменьшится ее электропроводимость, что практически исчезнет магнитогидродинамическое взаимодействие заряженных частиц с магнитным полем. Современные же теплообменники, к сожалению работают при температурах, не превышающих 800°C . В результате в процессе предварительного охлаждения отходящих газов часть теплоты теряется, существенно снижая эффективность всей установки. И все же основной проблемой при создании МГД-генераторов является отсутствие достаточно прочных материалов, способных длительное время работать в агрессивных средах при столь высоких температурах. Даже материалы, созданные для ракетной техники, работают в аналогичных условиях только в течение нескольких минут, а ведь продолжительность работы промышленных энергоустановок должна измеряться месяцами и даже годами. Несмотря на достигнутые успехи, материалы для МГД-генераторов пока что так и не созданы. Те из них, что способны выдерживать достаточную температуру (графит, оксид магния и т.д.) не выдерживают механические нагрузки. Продолжается поиск и газа для создания благоприятной среды, повышающей способность материалов работать в указанных тяжелых условиях. Так сейчас разработан, например, проект МГД-генератора, в котором непосредственно в системе по замкнутой схеме циркулирует гелий.

Возникают сложности и при создании в МГД-генераторе сильного магнитного поля. Его можно получить только благодаря очень большим токам, а это приводит к чрезмерному нагреву обмоток и дополнительной потере энергии в них. Для обеспечения же минимального сопротивления последних необходимо применять сверхпроводники, т.е. использовать криогенную технику. А это также приводит к дополнительным энергозатратам. Не менее проблематичны и перспективы МГД-генератора с ядерным реактором, который предложено использовать для нагрева и термической ионизации газов. Дело в том, что современные твэлы, содержащие уран и покрытые оксидом магния, выдерживают температуру только до 600°C , а для образования плазмы в канале генератора необходимо, как сказано выше, не менее 2000°C .

Следует остановиться и на разработке МГД-генератора с пульсирующей плазмой, который позволяет сразу получать электроэнергию переменного тока. Состоит такой генератор (рис. 6.5) из замкнутой камеры 1, в которой содержится радиоактивный газ в таком количестве, что если он заполняет все пространство равномерно, цепная ядерная реакция образоваться не может. При сжатии газа с какого-либо конца камеры достигается критический объем, и происходит указанная реакция. В результате образуется ударная волна, перемещающая ионизированный газ 2 в противоположный конец камеры, где снова образуется сжатие и условия для цепной реакции и т.д. Периодическое перемещение плазмы 2 с одного конца камеры в другой приводит к появлению (под действием магнитного поля) на электродах 3 переменной ЭДС. Очевидно, что рассмотренная камера должна располагаться в специальной (например, бетонной) защите 4 и омываться

теплоносителем-поглотителем 5. На рисунке показаны так же каналы 6 и 7 подачи и отведения теплоносителя, критическая область 8 в камере и регулирующие стержни 9.

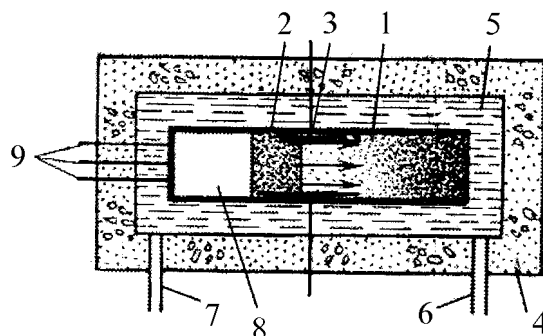


Рис. 6.5 МГД-генератор с пульсирующей плазмой

Сейчас в мире насчитывается несколько десятков мощных экспериментальных образцов МГД-преобразователей энергии, на которых и ведутся исследования по усовершенствованию их конструкций с целью создания эффективных электростанций. Имеющиеся же сейчас МГД-генераторы имеют пока что очень большую стоимость и низкую энергоэффективность. Предполагается, что в недалеком будущем они станут дешевле и эффективнее настолько, что можно будет на их основе создавать хотя бы пиковые (маневренные) генерирующие мощности, используемые периодически в продолжение коротких промежутков времени. Тем более, что в таких режимах КПД генератора не будет иметь решающего значения, и в нем могут даже отсутствовать паросиловые установки. А это существенно упростит конструкцию энергоблока.

6.3.2 О будущем термоядерной электроэнергетики

Очень обнадеживающим в течение уже нескольких десятилетий является и овладение термоядерной энергией. Если бы удалось решить проблему управляемой термоядерной реакции, при которой осуществляется синтез легких элементов, то был бы получен практически неисчерпаемый источник энергии, которого хватило бы человечеству на много миллионов лет. Дело в том, что моря и океаны Земли содержат огромное количество элементов, поддающихся такому синтезу. Последний же происходит при сообщении ядрам атомов очень большой скорости, кинетической энергии которых становится достаточно, чтобы преодолеть электростатическое отталкивание их положительных зарядов. А это осуществимо при очень большой температуре, которую в условиях нашей планеты можно получить, например, при взрыве атомной бомбы.

Практически мгновенная, но неуправляемая реакция синтеза легких металлов происходит в водородной бомбе вслед за ядерной реакцией. Непрерывная же реакция термоядерного синтеза возможна при обеспечении следующих условий:

- ◆ топливо должно быть абсолютно чистым и состоять из легких ядер (потенциально рассматриваются дейтерий и тритий-изотопы водорода с относительной атомной массой 2 и 3 соответственно);
- ◆ плотность топлива должна содержать не менее 10^{15} ядер на 1см^3 , что возможно только при образовании полностью ионизированной плазмы;
- ◆ температура указанной плазмы должна превышать $100\text{млн}^\circ\text{C}$;
- ◆ необходимая для реакции температура топлива при упомянутой его плотности должна поддерживаться в течение десятых долей секунды;

Очевидно, что удержать такую высокотемпературную плазму, которой свойственна чрезвычайная нестабильность, очень и очень трудно.

Реакция синтеза ядер дейтерия и трития осуществляется по схеме, приведенной на рис. 6.6. В результате соединения ядер указанных элементов образуется ядро гелия и нейтрон, который и содержит основную энергию реакции (около 14 MeV). Следует

отметить, что тритий может быть получен непосредственно в термоядерном реакторе, если в составе его внутренней стенки содержится литий, который и захватывает разлетающиеся нейтроны. Используя природную смесь изотопов лития-6 и лития-7 в реакторе можно получить коэффициент восстановления трития, равный 1,2-1,5, т.е. производить термоядерное топливо. Другими словами в реакторе фактически сжигается литий, один грамм которого при указанных условиях оказывается эквивалентен приблизительно тонне условного топлива. А при таком соотношении эквивалентные запасы лития на планете приблизительно на три порядка выше запасов всех традиционных видов топлива. При этом и добывать его относительно проще.

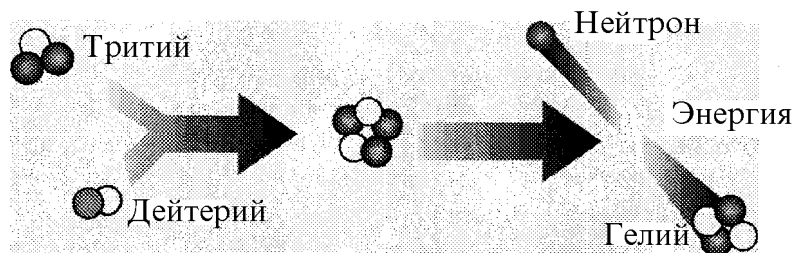


Рис. 6.6 *Схема термоядерной реакции синтеза изотопов водорода*

Как следует из сказанного, перспективы использования термоядерного синтеза в электроэнергетике колоссальны, тем более, что получаемая при этом плазма по сути позволяет использовать в установках рассмотренное выше МГД-преобразование тепловой энергии в электрическую. К сожалению и проблем с ним оказалось тоже слишком много. Ни одна из предложенных в настоящее время схем осуществления управляемой термоядерной реакции, рассмотрение которых не входит в содержание настоящего курса, пока что не позволяет даже приблизиться к «нулевому варианту», т.е. получить энергии столько, сколько ее затрачено для обеспечения самой реакции. Температура последней настолько велика даже по сравнению с необходимой при МГД-преобразовании, что об утилизации такой теплоты практически не может быть и речи. В результате человечеству остается только, как говорится, «надеяться и ждать».

6.3.3 Основные сведения и перспективы топливно-ячеечных технологий

И всё же ближайшая энергетическая перспектива человечества, судя по последним достижениям и уровню коммерциализации, связана с т.н. топливно-ячеечной технологией. Последняя уверенно идёт на смену не только традиционным схемам генерации электроэнергии, но даже двигателям внутреннего сгорания. Она позволяет непосредственно и очень эффективно получать электроэнергию практически из любого органического топлива. Мировой опыт эксплуатации экспериментальных электростанций такого типа убедительно показал, что топливным ячейкам на производство единицы электрической энергии уже сейчас необходимо в два раза меньше газа, чем наилучшим паро-и газотурбинным электростанциям. К тому же они дают почти на порядок меньше выбросов в атмосферу и имеют в десятки раз большую продолжительность непрерывной работы по сравнению с традиционными энергоблоками.

Что же скрывается за этим удивительным и пока что непривычным названием – топливная ячейка? Прежде всего это устройство, позволяющее непосредственно получать электроэнергию из органического топлива и кислорода в процессе химической реакции образования воды и двуокси углерода, с использованием т.н. твёрдых электролитов. В историческом плане началом указанных технологий следует считать заявление англичанина Вильяма Гроува (1839г.), о том, что обычное погружение двух платиновых электродов в обогащённый водородом и кислородом раствор может стать коммерчески привлекательным источником электроэнергии. Хотя интенсивные исследования по генерации электроэнергии

с помощью твёрдых электролитов интенсивно велись ещё в конце 19-го – начале 20-го столетия, и уже в 1899 году известный учёный Вальтер Нернст изобрёл т.н. «массы Нернста» – смеси на основе циркония, являющиеся и сейчас лучшими соединениями для этих целей, дальнейшие работы над составляющими рассматриваемой технологии как-то затихли и почти что не проводились вплоть до последнего времени.

Вероятно такое длительное забвение произошло вследствие безграничной веры людей в неисчерпаемые возможности «мирного атома» и достаточную безопасность атомной энергетики. Так или иначе, но промышленное использование из этих разработок получили только циркониевые датчики наличия кислорода для систем контроля за полнотой сгорания, устанавливаемые сейчас на автотранспорте и современных тепловых энергоблоках, о чём уже говорилось ранее. Практически же сбывается предсказание известного химика В. Освальда, который ещё в 1894 году заявил, что предложение В. Гроува будет использовано только в начале 21 столетия.

Сейчас в мире уже известны пять типов топливных ячеек. По уровню развития наиболее пригодными для удовлетворения потребностей человечества в электричестве являются т.н. циркониево-керамические топливные ячейки (ЦКТЯ) и пластмассовые протон-обменные мембраны (ПОМ), свойства которых приведены в табл. 6.1. Как следует из последней, наиболее привлекательны для использования в энергетике и на транспорте (что не менее важно), где нужна относительно большая мощность и высокая эффективность, ячейки на циркониевой керамике. Хотя для переносных потребителей (радиотелефонов, радиоприёмников, магнитофонов с небольшой мощностью и т.д.) более привлекательны, несмотря на используемые в них платиновые электроды и чистый водород, низкотемпературные ПОМ, заправляемые топливом на подобие зажигалок.

Таблица 6.1

Сравнительные данные топливных ячеек

Свойства ячеек	На циркониевой керамике	На протон-обменных мембранах
Эффективность преобразования энергии, %	Собственно ячеек – 60 В паре с турбиной - 72	40
Полная эффективность (с утилизацией тепла), %	85	80
Рабочая температура, °С	600 и больше	80-120
Достоинства	<ul style="list-style-type: none"> - большая эффективность - работает в паре с турбиной - использует все известные виды топлива - меньше выбросы вредных веществ - используются электроды из распространённых материалов 	<ul style="list-style-type: none"> - низкая рабочая температура - небольшие размеры - малый вес - быстрый запуск
Недостатки	<ul style="list-style-type: none"> - более медленный запуск (выход на максимальную мощность через 5 минут) 	<ul style="list-style-type: none"> - необходим только чистый водород - электроды только платиновые

Работает топливная ячейка, например, ЦКТЯ на удивление просто (рис. 6.7). Используемая в ней керамическая циркониевая пластина 1 по сути является твёрдым электролитом с кислородно-ионной проводимостью. Она располагается между парой

электродов 2 и 3 и работает в контакте с последними. Кислород поступает из воздуха и ионизируется на поверхности раздела керамика-электрод 2. Ионы кислорода диффундируют через толщу разогретой до температуры свыше 500°C циркониевой керамики и вступает в контакт с топливом на электроде 3 с противоположной стороны пластины. Генерируемые при этом на последнем электроны движутся затем через потребитель энергии 4 до замыкания электрической цепи на электроде 2. В протон-мембранных ячейках «переносчиком» заряда является ион водорода – протон, а твёрдым электролитом между платиновыми электродами (а значит и между топливом и окислителем) – специальная пластмасса.

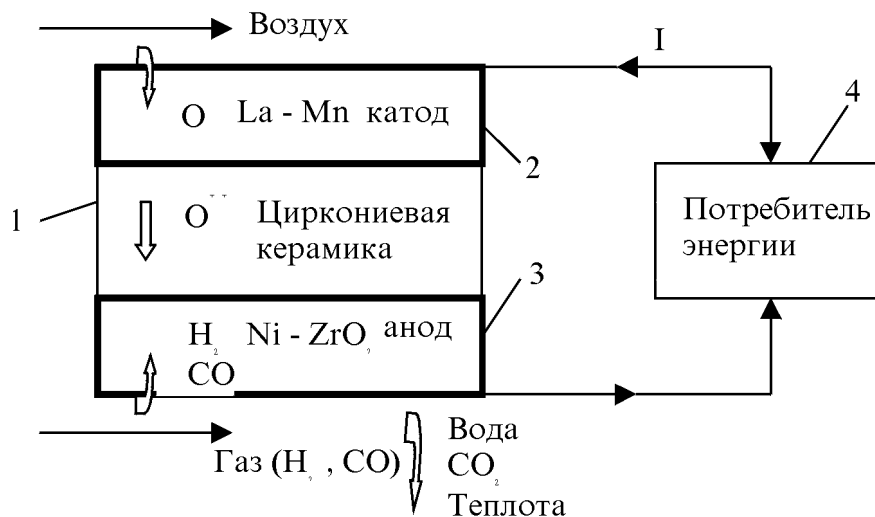


Рис. 6.7 Принципиальная схема циркониево-керамической ячейки

Выходными продуктами топливных ячеек по приведенному выше определению являются вода, двуокись углерода и теплота. Учитывая, что температурные режимы на современных электростанциях такого типа намного меньше 1000°C , очень вредные оксиды азота они вообще не образуют. Станции на топливных ячейках имеют и более серьезные преимущества:

- ◆ мощность генерации станцией электроэнергии может легко изменяться со скоростью до 1 МВт/с в диапазоне от единиц ватт до 100 МВт;
- ◆ эффективность использования топлива указанными ячейками (основой энергоблока таких станций) не зависит от их мощности и составляет не менее 60%;
- ◆ при использовании уже имеющегося опыта совместной работы рассматриваемых ячеек и газовых турбин, а также утилизации тепловых выбросов, эффективность электростанций может составить 85-90%;
- ◆ энергоблок на топливных ячейках может непрерывно работать до 7000 час (вместо 250 часов у тепловых энергоблоков), а производственные расходы при их использовании уменьшаются на 25-40%;
- ◆ топливно-ячеечные блоки работают бесшумно (не громче бытового кондиционера).

Сейчас в мире уже насчитывается более 150 крупных демонстрационных электростанций на топливных ячейках, суммарная мощность которых составляет около 40 МВт. Из них 75% сооружены в Японии, 15% - Северной Америке (преимущественно США) и только 9% - в Европе. Основные исследования в топливно-ячеечной технологии направлены сейчас на снижение стоимости и увеличение эффективности энергетических установок, использующих рассматриваемый принцип. Динамику изменения указанных показателей можно проследить, например, по имеющемуся прогнозу отдела энергии правительства США, приведенному на рис. 6.8, а и б соответственно. Отсюда следует, что основной целью является достижение в ближайшем будущем таких значений:

- ◆ стоимости ячеек и их батарей около \$100 за 1кВт, а целых энергоблоков – \$400 за 1кВт установленной мощности;
 - ◆ эффективности преобразования энергии не менее 80%.
- И всё это при практически нулевых выбросах в окружающую среду.

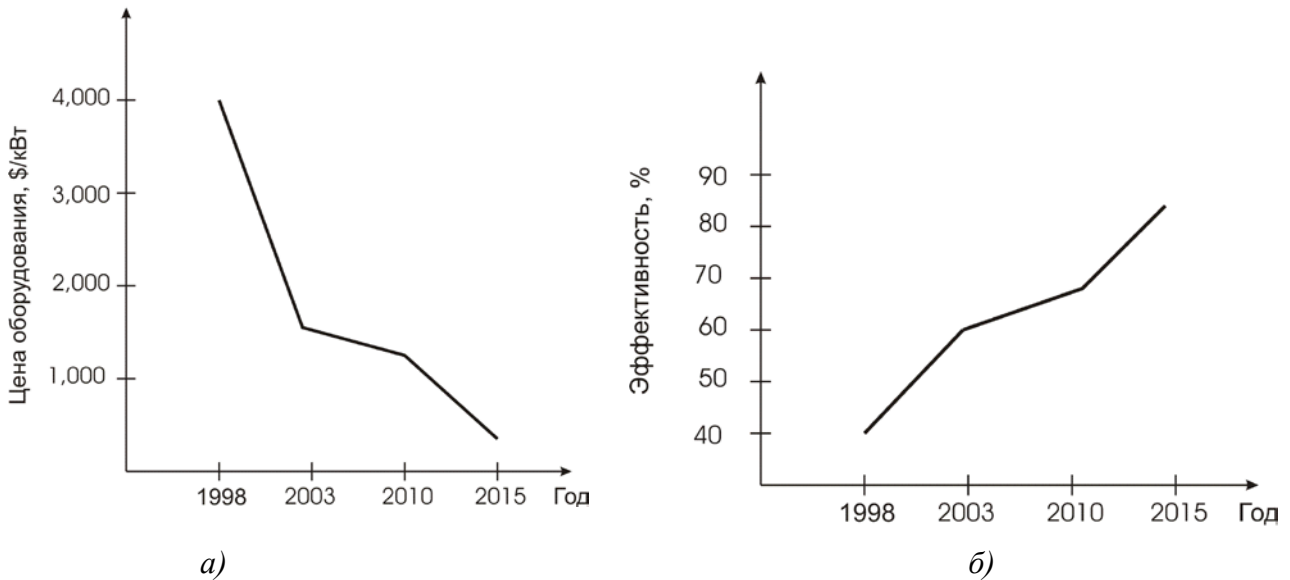


Рис. 6.8 Прогноз изменения стоимости (а) и эффективности (б) топливно-ячеечных устройств

Следует отметить, что Украина является единственной страной в Европе, которая имеет залежи циркониевого песка – сырья для изготовления рассматриваемой керамики. Причём по размерам эти залежи самые большие во всём северном полушарии и третьи в мире. Имеет Украина и свои запасы скандия, да и других редкоземельных элементов, которые необходимы для обеспечения высокой преобразовательной способности пластин-электролитов. Поэтому, без преувеличения, с учётом указанных природных преимуществ и рассмотренных достоинств топливно-ячеечных энерготехнологий, последние для Украины являются наиболее перспективными. Что же касается циркониевой керамики, то и здесь наша страна имеет признанный авторитет в мире. Керамика, которую могут изготавливать отечественные специалисты удовлетворяет самым высоким требованиям. Получается, что для нас в этом перспективном и очень важном направлении открываются неожиданные и довольно заманчивые перспективы. Нужно только не допустить превращения Украины в сырьевой придаток чужого процветания и обеспечить соответствующие инвестиции в развитие совершенно нового производства и его научное сопровождение. Но это уже вопросы политики, законодательства (нужно прекратить вывоз стратегического сырья) и, конечно же, патриотизма отечественного бизнеса. А шансы здесь, исходя из нашей действительности, как говорится, «пятьдесят на пятьдесят».

6.4 Эффективность потребления электроэнергии

6.4.1 Состав и характеристика основных потребителей электроэнергии

В качестве потребителей электроэнергии обычно рассматривают такие производственные структуры и объекты жилищно-коммунального хозяйства как предприятие, организация, стройплощадка, территориально отделённый цех, район, ЖЭУ, дом, квартира, электроустановка, да и просто любые электропотребители, которые подсоединены к электрической сети и используют в своей работе электроэнергию. При этом

электропотребителем называется устройство, в котором электроэнергия преобразуется в любой другой вид энергии с целью её использования. Основными электропотребителями являются:

- ◆ осветительные установки;
- ◆ силовые общепромышленные электроприводы;
- ◆ электротехнологические установки;
- ◆ бытовые и муниципальные электропотребители;
- ◆ общегородские электропотребители.

Осветительные установки состоят из источников света (ламп), оптической системы (отражателей), а также пускорегулирующей и вспомогательной аппаратуры. В современных источниках света электроэнергия преобразуется двумя путями: либо нагревом (лампы накаливания), либо электрическим разрядом в газах и парах металлов (газоразрядные лампы). По назначению же осветительные установки делятся на:

- ◆ светильники (освещают близкие предметы);
- ◆ прожекторы (установки дальнего действия);
- ◆ проекторы (имеют светоинформационное назначение).

Наиболее распространённым видом осветительных установок являются такие бытовые приборы как люстры, светильники, настольные лампы, бра и пр., с которыми каждый сталкивается в повседневной жизни. И если раньше в большинстве случаев в них использовались лампы накаливания, то в современных устройствах применяют более энергоэффективные газоразрядные лампы с современной пускорегулирующей аппаратурой.

Силовые общепромышленные электроприводы представляют собой потребители электрической энергии с нагрузкой, имеющей вращательный характер, в которых осуществляется управляемое преобразование исходной энергии в механическую. В результате приводятся в движение различные рабочие машины и производственные механизмы. Основным элементом таких установок являются электродвигатели, которые, как известно, бывают трёх видов: асинхронные, синхронные и двигатели постоянного тока. К наиболее характерным установкам такого типа относятся насосы, вентиляторы, компрессоры, станки различного вида, подъёмно-транспортные установки циклического действия (краны, экскаваторы, подъёмники), транспортные установки непрерывного действия (конвейеры, эскалаторы).

Электротехнологические установки – это потребители, преобразующие электроэнергию в любой другой вид, кроме механической энергии вращательного характера. Этот класс установок очень разнообразный. Так, если рассматривать их влияние на обрабатываемый материал, то можно выделить следующие установки: электротермические, электросварочные, электрохимические, электрофизические, электронно-ионной технологии. Первые из них характеризуются тепловым нагревом материала электрическим током. К ним относятся печи сопротивления (образуется «джоулевая» теплота), электродуговые печи и индукционные установки (теплота образуется за счёт индукционных токов в материале), установки диэлектрического нагрева (теплота получается за счёт переориентации диполей диэлектриков в переменном электрическом поле), электронно-лучевые, ионные и лазерные, а также плазменные установки.

Электросварочные установки используются для цельного соединения двух электропроводных материалов. При этом различают дуговую, контактную, электрошлаковую, высокочастотную, электронную, лазерную и плазменную сварку. Особенности указанных сварок рассматриваются отдельно и не являются предметом настоящего курса. Электрохимические установки предназначены для получения чистых веществ или разложения химических соединений с перемещением ионов в растворе под действием электрического поля. В них используются такие явления как электролиз, гальваника, анодная обработка металлов.

Электрофизические установки представляют собой устройства, которые воздействуют на обрабатываемый материал импульсным электрическим или магнитным

полем. При этом воздействие может быть как тепловым, так и механическим. Различают установки: электроэрозионные, ультразвуковые (при частоте $f \geq 20000$ Гц), электрогидравлические (создается большое давление в жидкости), магнито-импульсные. Установки электронно-ионной технологии – это устройства, в которых осуществляется воздействие электрического поля на взвешенные заряженные частицы в газах или ионы в растворах. Они являются основой, например, электрофильтров (электростатическая очистка воздуха или газов, покрытия материалов), сепараторов (опреснение морской воды) и пр.

Бытовые электропотребители представляют собой устройства для приготовления и хранения еды (электроплиты, микроволновые печи, холодильники и пр.), для нагрева воды (электрокипятильники, чайники, водонагревательные котлы и т.д.), для электроотопления (калориферы), для создания микроклимата (кондиционеры, вентиляторы), а также устройства для поддержания чистоты, автоматизации ручного и умственного труда, а также развлечения (пылесосы, стиральные машины, кухонные комбайны, телевизоры, магнитофоны, компьютерные системы и пр.). Ну и, наконец, остановимся на групповых электропотребителях. К *муниципальным потребителям* относятся пищеблоку, больницы, школы и высшие учебные заведения, банки, офисы и т.д. *Общегородские электропотребители* - это электротехнические устройства в системах тепло-, водо-, и газоснабжения, а также городской электротранспорт.

Очевидно, что подробно рассмотреть не то что особенности энергоэффективности, но даже принципы действия такого количества разнообразных устройств в одном только разделе невозможно. Всё это может и составляет предмет отдельных спецкурсов. Здесь же остановимся на самых распространённых и более или менее однотипных электропотребителях, таких как силовые общепромышленные электроприводы и осветительные установки. Для первоначального представления и понимания вопросов энергоэффективности электропотребления этого, на наш взгляд, будет достаточно.

6.4.2 Эффективность силового общепромышленного электропривода

Как указано выше основными элементами рассматриваемых электросиловых установок являются электродвигатели. Общепринято считать, что им присуща высокая эффективность, в результате чего при решении проблем энергосбережения электродвигателями зачастую пренебрегают. А они сейчас, как оказывается, играют очень важную роль в энергосбережении любого промышленного предприятия. По оценкам специалистов на системы электропривода приходится до 60% всей потребляемой последними электроэнергией. При этом используются преимущественно менее сложные асинхронные электродвигатели с короткозамкнутым или фазным ротором, имеющие, особенно при больших номинальных мощностях (свыше 150кВт), достаточно высокий КПД и относительно небольшое скольжение.

Применение более дорогих синхронных машин обычно оправдывается необходимостью обеспечить постоянную скорость вращения или емкостной характер нагрузки двигателя, причем при условии его значительной номинальной мощности. Двигатели же постоянного тока, в зависимости от типа их возбуждения (независимого, параллельного или последовательного), используются в специальных видах приводов, например, шахтных подъемников, крановых установок (первые два типа) или на электротранспорте (последовательное возбуждение). Характерно, что в последнем случае обеспечивается, а это немаловажно, т.н. мягкая механическая характеристика двигателя. Конструкции всех указанных выше электрических машин, особенности их работы и эффективности являются предметом отдельных лекционных курсов. Здесь же, для общего знакомства, остановимся только на некоторых аспектах, связанных с энергосбережением при их использовании.

Как известно, в электродвигателе различают четыре основных вида потерь. Прежде всего, это потери на гистерезис и вихревые токи (т.н. потери в сердечнике). Величина первых, в основном, определяется физическими характеристиками используемой стали, а

вторых – конструкцией и качеством сборки станины конкретной машины. Причем в обоих случаях указанные потери не зависят от нагрузки электродвигателя. Потери в обмотках статора и ротора (потери в меди), вызваны наличием в них активного сопротивления и, как известно, пропорциональны квадрату потребляемого тока. Потери, связанные с наличием некоторых т.н. «паразитных» токов также зависят от нагрузки двигателя. И, наконец, потери на трение и преодоление движущимися частями сопротивления воздуха (вентиляцию), которые при постоянной скорости вращения для каждой конкретной машины более или менее постоянны. В среднем суммарная величина указанных потерь колеблется в пределах от 3% на холостом ходу двигателя до 10% при его номинальной мощности (рис.6.9).

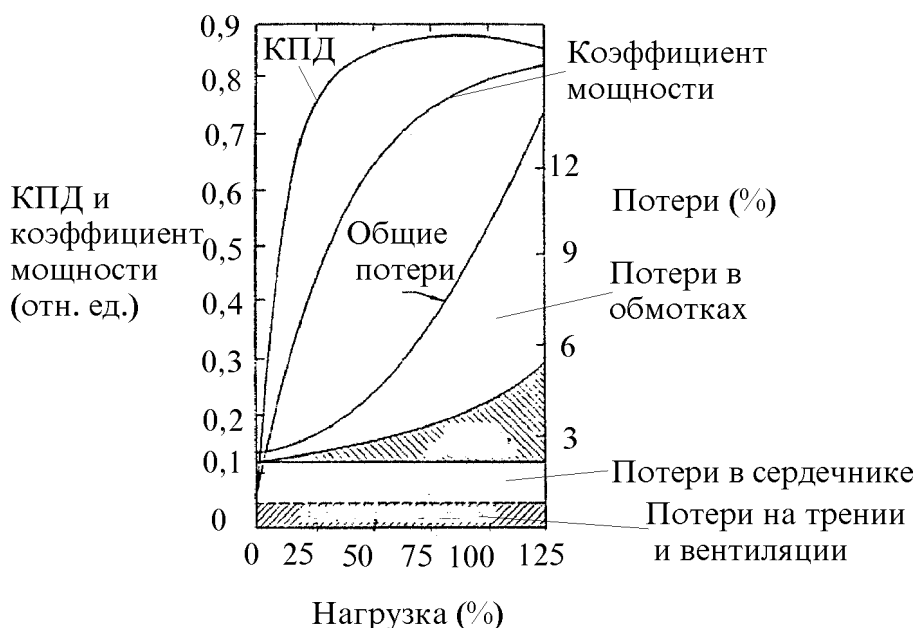


Рис. 6.9 Зависимость потерь мощности, $\cos \varphi$ и КПД от нагрузки

Следует обратить внимание, что при низких нагрузках рассматриваемых двигателей в них преобладают указанные потери в железе, а поскольку последние пропорциональны потребляемой из сети реактивной мощности, то и $\cos \varphi$ электродвигателя уменьшается при таких его нагрузках. Но даже и при полной нагрузке коэффициент мощности электрического двигателя оказывается незначительным и обычно принимает значения в пределах 0,8 – 0,85. При этом нужно помнить, что небольшие электродвигатели (небольшой мощности) имеют меньшее значение $\cos \varphi$, чем более крупные и, поэтому при использовании на предприятии большого количества маломощных электрических машин их общий $\cos \varphi$ будет меньшим, чем при использовании более крупных той же суммарной мощности. В результате получается, что при создании энергоэффективной системы электроприводов на предприятии необходимо минимизировать общие потери, вызванные как снижением КПД электродвигателей, так и уменьшением коэффициента мощности всей системы.

Остановимся на распространенной сейчас практике замены поврежденных обмоток электродвигателей. Исследования показали, что если в последних обновлена обмотка, то они теряют до 5% КПД по сравнению с новыми стандартными. В этой связи, с учетом затрат на перемотку, подорожанием энергии и в зависимости от профиля использования двигателя, часто оказывается экономичнее заменить его полностью, а не просто поменять обмотку. При этом эффективность такой замены тем выше, чем больше мощность

электрических машин. Но даже на электродвигателях мощностью до 3кВт срок окупаемости такой замены обычно не превышает полугода.

Довольно часто возникает сейчас вопрос целесообразности замены двигателей и при их неполной загрузке. Это вызвано прежде всего тем, что в недалеком прошлом мощность последних при проектировании электроприводов, как правило, завышалась, а в настоящее время, в связи с известным падением производства, они зачастую не имеют уже и той (проектной) нагрузки. Двигатель же завышенной мощности, как показано выше, преобразует электроэнергию неэффективно (низкие КПД и $\cos\varphi$). В этой ситуации, с учетом имеющегося опыта, придерживаются правила: однозначная замена необходима только при уровне загрузки менее 50%. Нецелесообразно менять двигатель при его загрузке свыше 70%, а в остальных случаях – требуется экономическое обоснование.

Очевидно, что в случае указанных замен двигателей их следует менять на более эффективные машины, т.н. энергосберегающие электродвигатели, достаточно широко используемые на Западе. Хотя конструктивно последние ничем не отличаются от «стандартных», их сердечники, как правило, длиннее и изготовлены из более высококачественной стали. За счет максимального использования объема пазов и применения проводников большего сечения потери в их обмотках так же существенно сокращены. Благодаря оптимизации числа и геометрии указанных пазов сведены до минимума в таких двигателях и «паразитные» потери. А так как при увеличении КПД неизбежно уменьшается нагрев электрической машины, то и охладить ее можно вентилятором меньших размеров. В результате снижены потери на преодоление сопротивления воздуха.

Хотя на производство энергосберегающих двигателей расходуется больше стали и меди, и стоят они естественно дороже, эксплуатационные расходы таких машин снижены примерно на 8%, что при условии их продолжительной работы обеспечивает существенный экономический эффект. И тем не менее полная замена существующих на предприятии электрических машин на рассмотренные энергосберегающие не всегда оправдана. Обычно достаточно использовать такие двигатели в тех случаях, когда гарантируется их быстрая окупаемость или по мере технической необходимости.

Немаловажным с позиции энергосбережения является и устранение всевозможных промежуточных передач между электродвигателем и рабочим органом. В состав последних обычно входят редуктор и муфты (рис. 6.10), причем их результирующий КПД как известно составляет:

$$\eta = \eta_m^n + \eta_{ред} ,$$

где $\eta_m, \eta_{ред}$ - КПД муфты и редуктора, соответственно; n – количество муфт. Если учесть, что КПД гидравлических и пневматических муфт, которые несколько эффективнее электромагнитных, составляет приблизительно 0,95, а червячного и зубчатого редукторов и того меньше (0,70 – 0,90; 0,90 – 0,92, соответственно), то нетрудно понять, что устранение указанных механических передач приведет к существенному повышению КПД всей системы (до 20%). Исходя из этого одной из основных тенденций и перспективой развития электроприводов является сейчас непосредственное совмещение электродвигателя с рабочим органом.

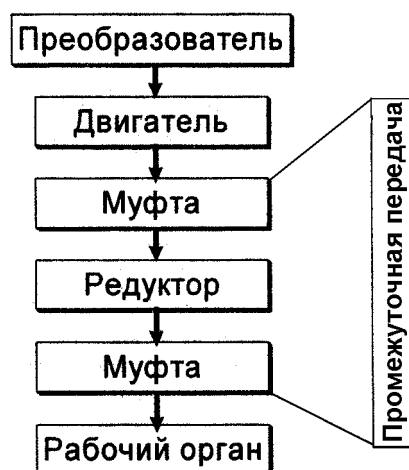


Рис. 6.10 Схема соединения электродвигателя с рабочим органом

В некоторых случаях, например в приводах конвейеров, с неполной нагрузкой двигатели работают не всегда, а только в течении некоторых (иногда довольно продолжительных) интервалов времени. Хотя очевидно, что при таком использовании КПД двигателя существенно падает, заменить его на менее мощный попросту невозможно. В этих случаях целесообразно использовать т.н. *регуляторы напряжения*, уменьшающие последнее на зажимах электродвигателя до значений, при которых еще возможно обеспечить электромагнитный момент, достаточный для преодоления текущего нагрузочного момента на валу. При этом указанные регуляторы выполняют, как правило, и функции плавного увеличения напряжения питания двигателя в моменты его включения, минимизируя броски пускового тока, который обычно в 5 – 7 раз превышает номинальные значения. А ведь при таких значительных токах, как известно, имеют место и большие потери (падения) напряжения не только в питающей сети двигателя, но и во всей распределительной сети. В результате могут аварийно отключаться другие двигатели, питающиеся от тех же шин (пусковая аппаратура обычно отключается при снижении напряжения до $0,8 U_{ном}$).

В качестве простейшего ступенчатого регулятора напряжения может служить, например, коммутационное устройство, переключаящее обмотки статора с треугольника на звезду (напряжение уменьшается в $\sqrt{3}$ раз) и обратно. Более современные тиристорные схемы приводят к дополнительным (хотя и небольшим) эксплуатационным потерям, и оценить экономическую целесообразность их использования можно только при наличии полного рабочего цикла электрической машины. Для этого по значениям фактического рабочего тока $I_{\phi i}$, соответствующего определенным (i -м) периодам цикла, определяют коэффициент загрузки двигателя:

$$K_{zi} = I_{\phi i} / I_{ном} ,$$

где $I_{ном}$ - номинальный ток двигателя. Здесь по предварительно построенной (или имеющейся) номограмме (рис. 6.11), соответствующей конкретному регулятору напряжения и току двигателя, определяют величину ΔP_i . Умножая последнюю на номинальную мощность двигателя и суммарное за год время его работы в условиях i -го периода получим соответствующую этому периоду годовую экономию энергии в кВт·часах. Очевидно, что общая экономия будет составлять сумму последних по всем периодам цикла.

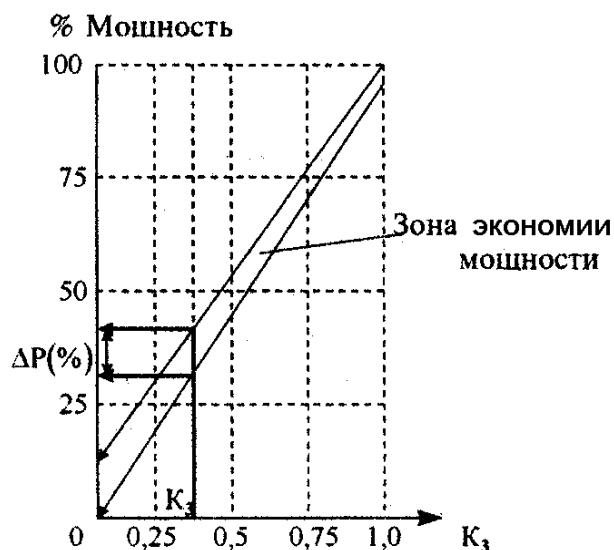


Рис. 6.11 Определение экономии электроэнергии при использовании регулятора напряжения

И, наконец, о современном регулируемом электроприводе переменного тока, включающем в себя:

- ◆ асинхронный или синхронный электродвигатели;
- ◆ полупроводниковый преобразователь;
- ◆ современные средства микропроцессорного управления и регулирования;
- ◆ защитно-коммутационную аппаратуру;
- ◆ датчики электрических и технологических (скорость, положение, давление и др.) параметров.

В США доля такого электропривода еще в 1985 году составляла около 12%, обеспечивая экономию электроэнергии в 15 млрд. кВт·час в год, а к 2000 году она доведена уже до 60% (экономится 9% потребления электроэнергии). В ФРГ, к примеру, в 1995 году регулируемый привод составлял около 45%, что обусловило экономию 6,4 млрд. кВт·час электроэнергии. В Украине же, если довести долю рассматриваемого электропривода до упомянутых 60% против 1 – 2% в настоящее время, можно экономить до 8 млрд. кВт·час в год.

Очевидно, что энергетическая эффективность управляемого электропривода в значительной степени определяется преобразователем электрической энергии, питающим электродвигатель, его электромагнитной совместимостью с сетью и нагрузкой, а также используемым способом управления. Так выбор типа преобразователя, его схемного решения, силовых полупроводниковых приборов, что составляет предмет курса промышленной электроники, является одним из ключевых в реализации последнего. При этом следует отметить, что благодаря новому поколению упомянутых полупроводниковых приборов с полевым управлением, приближающихся к т.н. идеальному ключевому элементу, ведущими в этой области фирмами уже созданы преобразователи с очень небольшими потерями мощности в силовых и управляющих цепях при достаточно высоких частотах коммутации.

С учетом основной тенденции развития регулируемого электропривода, сейчас в нем реализуются в основном т.н. *частотное и векторное управления*, суть которых также подробно изучается в отдельном спецкурсе. Здесь же, в качестве примера, остановимся на

энергоэффективности более распространенного электропривода с первым типом управления. Что же касается пока что малоизвестного у нас векторного управления, то приведем лишь его основные преимущества:

- ◆ достигается независимость регулирования момента и магнитного потока, что позволяет использовать энергетически более эффективные алгоритмы управления асинхронным двигателем;
- ◆ на основе асинхронного двигателя возможно получить значительно лучшие чем в электроприводе постоянного тока показатели: 5 – 6 кратные по сравнению с номинальными значения динамического момента;
- ◆ возможна корректировка коэффициента мощности синхронного электропривода без потери его высоких динамических показателей.

Типичная схема частотно-управляемого привода (ЧУП) приведена на рис. 6.12. Здесь конвертер, который питается от 3-х фазной сети частотой 50Гц, преобразует с помощью диодных или тиристорных схем переменный ток в постоянный. Затем в звене постоянного тока последний сглаживается (фильтруется) и поступает на инвертор, который преобразует постоянный ток обратно в переменный, но уже другой частоты и с другим напряжением. Таким образом ЧУП можно рассматривать как комбинацию конвертера и инвертора, управляемых на основе сигнала обратной связи от нагрузки (в приведенном случае сигнала датчика давления).

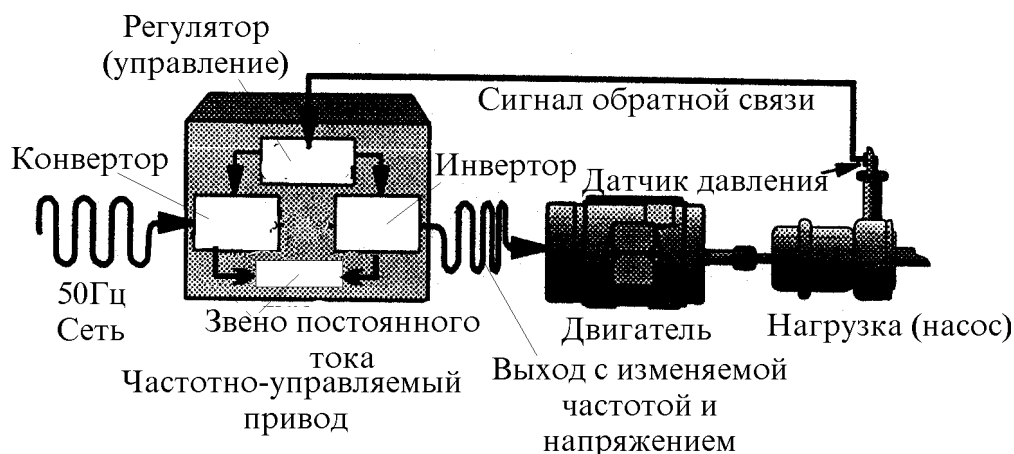


Рис. 6.12 Типичная схема ЧУП

Как известно скорость вращения двигателя равна:

$$n = 60 f / p ,$$

где p – число пар полюсов (постоянное для конкретной машины); f – частота электрических величин. Очевидно, что изменяя последнюю можно плавно увеличивать или уменьшать скорость вращения n в широком диапазоне в обоих направлениях от номинальной. При этом с целью обеспечения высоких энергетических показателей двигателя (КПД, $\cos \varphi$, перегрузочной способности), в зависимости от характера его нагрузки, одновременно должна меняться и величина питающего напряжения. А нагрузочные моменты $M_{наг}$, как известно, могут быть прямо пропорциональны скорости вращения (т.н. линейная нагрузка) и обратно пропорциональны – тяговая нагрузка. Различают еще вентиляторную ($M_{наг} = n^2$) и лифтовую ($M_{наг} = const$) нагрузки. В соответствии с указанной последовательностью характера нагрузок питающее напряжение

должно изменяться таким образом, чтобы обеспечивалось постоянство соотношений:

$$U/\sqrt{f^3}, U/\sqrt{f}, U/f^2 \text{ и } U/f.$$

Рассмотрим энергоэффективность приводов с переменной скоростью на примере двух широко распространенных типов нагрузок, таких как насосы и вентиляторы. А они, как известно, могут работать в режиме “пуск – остановка”, с постоянной или переменной нагрузкой. Очевидно, что приводы с переменной скоростью применимы только в последнем случае вместо широко используемых для регулирования потоков клапанов и задвижек. При указанном же способе регулирования номинальная мощность применяемых электрических двигателей (асинхронных машин при малой мощности и синхронных – при средней и большой) выбирается исходя из максимальных потребностей системы, даже если возникают они только в течении коротких промежутков времени или вообще носят сезонный характер. Образующийся в результате избыток мощности гасится механическим путем – дросселированием, что с энергетической точки зрения крайне неэффективно.

Напомним, что производительность (подача, расход) вентиляторов и насосов пропорциональна скорости вращения, а образующийся в результате их работы напор или давление – квадрату последней. Потребляемая же их приводом электрическая мощность изменяется пропорционально указанной скорости в третьей степени. Типичная вентиляторная характеристика рассматриваемого типа нагрузки представлена на рис. 6.13, а, зависимостью 1 давления (напора) от подачи. В тех же координатах показана и типичная характеристика системы водо- или воздухоподачи 2, точка пересечения которой с вентиляторной характеристикой 1 и дает т.н. рабочую точку. Понятно, что если текущая подача не соответствует необходимой, то нужно изменить либо характеристику вентилятора или насоса, либо характеристику всей системы.

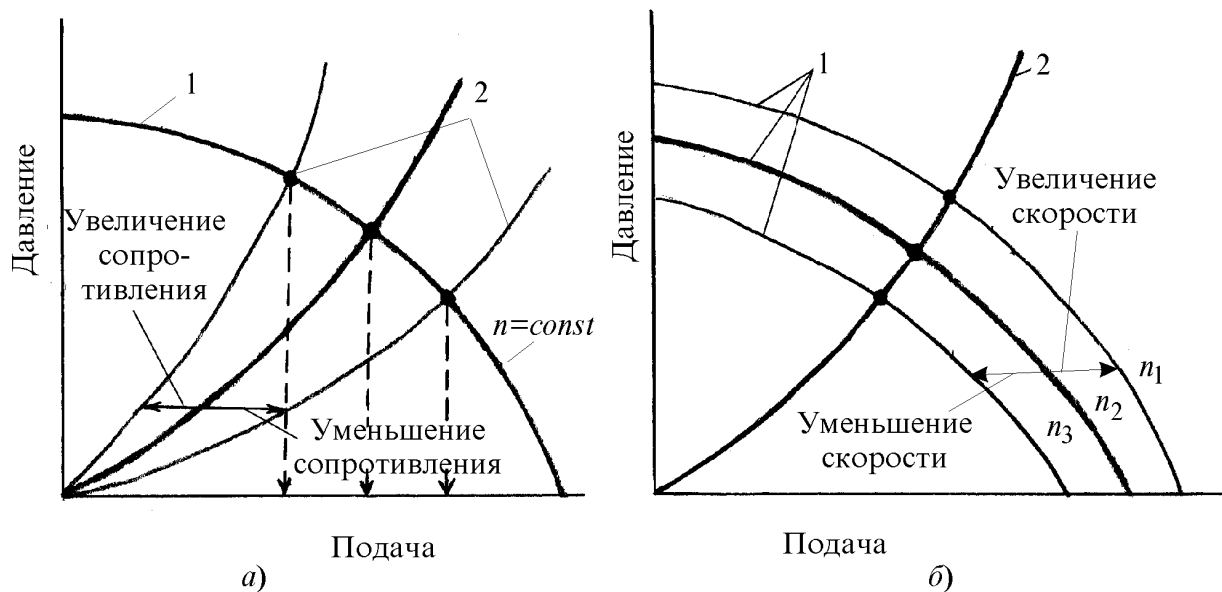


Рис. 6.13 Способы регулирования производительности вентиляторов и насосов

Самый простой, распространенный и неэффективный способ изменения положения рабочей точки состоит конечно же в использовании задвижки (дросселированием), которая, уменьшая или увеличивая сопротивление потоку, изменяет характеристику системы как показано на рис. 6.13, а. Однако увеличение или уменьшение скорости вентилятора (насоса) также может быть решением рассматриваемой проблемы, поскольку позволяет изменить его собственную характеристику, а следовательно и положение той же рабочей точки (рис. 6.13, б). Преимущество последнего способа проиллюстрировано на рис. 6.14, где ΔP – сэкономленная мощность. Здесь можно увидеть, как с уменьшением расхода мощность

быстро сокращается (пропорционально скорости в третьей степени). Хотя кажется удивительным, но потребление энергии частично сокращается и при дросселировании – уменьшается скорость потока и, следовательно, потери на трение.

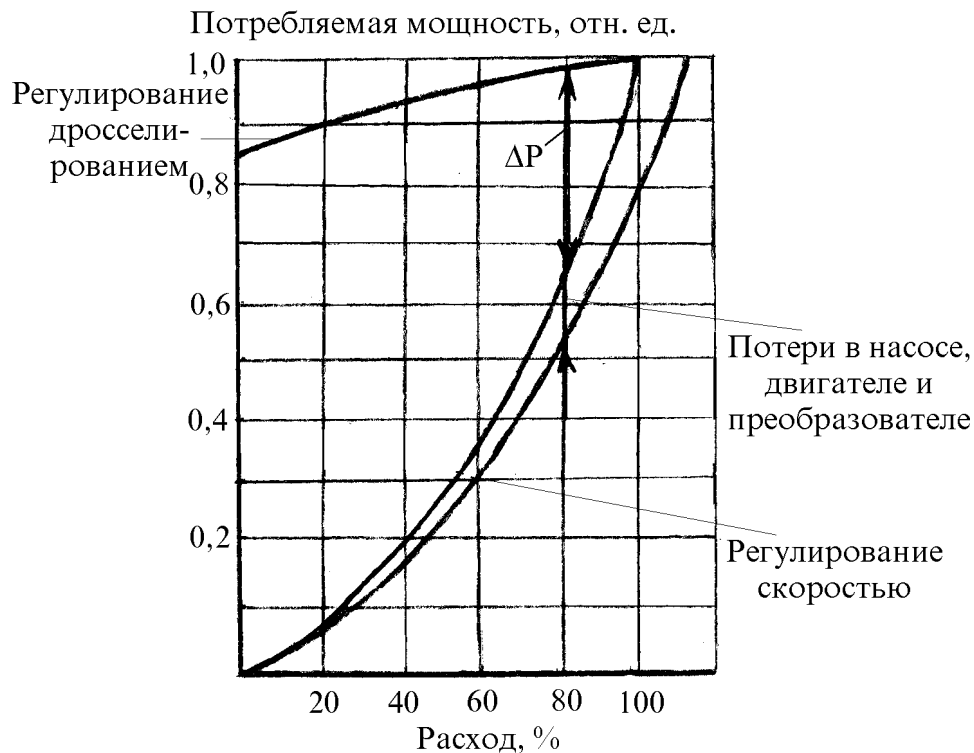


Рис. 6.14 Эффективность способов регулирования производительности вентиляторов и насосов

Очевидно, что результирующая экономия электропотребления в каждом конкретном случае определяется и номинальной мощностью привода насоса или вентилятора, и тем сколько последний работает в той или другой “рабочей точке” (режима его работы). Понятно, что в любом случае затраты на преобразователь частоты и микропроцессорную систему управления должны быть по сравнению с экономией на электроэнергии оправданными.

6.4.3 Энергосбережение при использовании электрического освещения

Основной задачей освещения, в том числе и электрического, является, как известно, создание необходимого светового климата для эффективного восприятия человеком зрительной информации. По своей интенсивности световое поле должно быть выше порога чувствительности глаза, но ниже порога болевого эффекта в нем. Таким образом, искусственное освещение должно прежде всего обеспечивать определенные качественные характеристики светового поля. А это значит, что осветительные установки, которые во многих странах потребляют сейчас до 20% генерируемой ими энергии (США – 20%, Япония – 18%, Италия – 13%), должны с одной стороны отвечать в каждом конкретном случае заданным показателям (интенсивности и равномерности освещения, цветопередаче и пр.), а с другой стороны быть эффективными с точки зрения энергопотребления.

Тем не менее многие из используемых в настоящее время электроустановок рассматриваемого применения далеки от современных показателей энергоэффективности и представляют собой важный объект и поле деятельности для энергосбережения. Очень часто необходимость модернизации подобных установок путем применения более выгодного сточки зрения энергопотребления оборудования, обеспечивающего такое же или лучшее освещение, просто очевидна. За последние десятилетия большие успехи достигнуты и в пока что мало освоенной в Украине области систем регулирования освещения. В качестве примеров можно привести датчики присутствия людей в помещении или т.н. коррекции светлого времени суток. В зависимости от условий конкретного применения

такие средства регулировки освещения зачастую обеспечивают приемлемые сроки окупаемости и являются весьма привлекательными для инвестиций.

Осветительные установки обычно состоят из источника света (ламп), оптической системы (арматуры с отражателями), пускорегулирующей и вспомогательной аппаратуры, в том числе и упомянутых выше систем регулирования освещения. *Искусственным электрическим источником света* считается устройство, предназначенное для превращения электрической энергии в оптическое излучение в диапазоне длин волн от 380 до 760 нм. В указанных диапазонах излучения в органах зрения и возникает привычное для человека световое ощущение. К основным известным из курса физики световым величинам, характеризующим источник света, относятся: сила света, световой поток и освещенность. В качестве показателя его эффективности используется светоотдача. Важна при выборе рассматриваемого источника также цветопередача. Иногда используются и другие т.н. качественные понятия (показатель дискомфорта, пульсация потока, пр.). Очевидно, что для дальнейшего понимания изучаемого вопроса следует вспомнить определения указанных показателей, величин и понятий.

Так известно, что небольшой источник с однородной силой света I в одну канделу (кд) излучает полный световой поток Φ во всех направлениях, равный 4π люменов (лм). В пределах единицы телесного угла ψ (1 стерадиана) указанный поток такого источника будет равен 1 лм. Таким образом, световой поток определяется соотношением $\Phi = I\psi$. Освещенность $E = \Phi/S$ – плотность светового потока по освещенной поверхности S (измеряется в люксах (лк)). Светоотдача H , как показатель энергоэффективности, равна отношению светового потока источника к потребляемой им мощности (лм/Вт). В качестве характеристики правдоподобия поверхностных цветов, когда они освещаются светом от рассматриваемого источника, служит т.н. цветопередача (измеряется в %). При этом сравнение производится с их восприятием при освещении дневным светом.

В современных электрических лампах превращение электрической энергии в оптическое излучение осуществляется посредством:

- ♦ теплового излучения от нагретых высокоомных проводников (нитей);
- ♦ электрического разряда в газах и парах металлов.

В соответствии с этим лампы и делятся на две группы: накаливания и газоразрядные. Широко используемые традиционные лампы накаливания характеризуются простотой эксплуатации и отсутствием специальных устройств для включения их в электрическую сеть. Они имеют вольфрамовую нить (спираль), расположенную в вакуумном или наполненном газом стеклянном баллоне, т.н. вакуумные (типа В) и газонаполненные (типа Г, Б, БК). Лампы типа Г (моноспиральные) и Б (биспиральные) наполняются аргоном с добавлением 12 – 15% азота, а типа БК – криптоном. При этом указанные типы ламп имеют обычно диапазон мощностей 15 – 1500 Вт, светоотдачу 7 – 19 лм/Вт и номинальный срок службы 1000 часов.

В более современных, т.н. галогенных лампах накаливания (ГЛН-типа) на стенках баллона образуются галогениды вольфрама (на базе бромистого метила или метилена), которые, испаряясь быстрее металла, разлагаются на спирали и возвращают ей атомы вольфрама. В результате срок службы таких ламп возрос до 2000 – 3500 часов с одновременным (хотя и не столь значительным) увеличением светоотдачи до 22 лм/Вт. Увеличилась и мощность таких ламп при сравнительно небольших размерах последних.

Энергосберегающие газоразрядные лампы бывают высокого или низкого давления (и соответственно яркости), причем необходимые пары металла и газа в них образуют либо на основе ртути, либо – натрия. Имеются еще и т. н. металлогалогенные лампы, представляющие собой ртутную лампу высокого давления, в которую вводятся добавки в виде галогенидов различных металлов. Они испаряются, как известно, легче последних, что позволяет варьировать спектральным распределением излучения в широких пределах и увеличить светоотдачу таких ламп. Недостатком последних является то, что при

горизонтальном расположении их световой поток оказывается на 15 – 18% ниже чем при вертикальном. Срок службы лучших зарубежных образцов таких ламп доведен до 2000 часов, а их светоотдача составляет 70 – 95лм/Вт.

Образующиеся в трубчатых ртутных лампах низкого давления (обычных люминесцентных) указанные выше пары создают видимое и ультрафиолетовое излучения, которые с помощью люминофоров на внутренних стенках преобразуются в хорошо ощущаемые глазом. По цветности излучения такие лампы делятся на белого (ЛБ) и дневного (ЛД) света, а также дневного света с т.н. исправленной цветностью (ЛДЦ). В последних почти в два раза увеличен коэффициент пульсации – качественный показатель освещения, характеризующий периодичность изменения светового потока во времени. Хотя светоотдача рассматриваемых ламп увеличена по сравнению с лампами накаливания почти в четыре раза (75 – 80лм/Вт), а срок их службы составляет более 12000 часов, они имеют по сравнению с последними и существенные недостатки:

- ◆ включаются в сеть с помощью пускорегулирующей аппаратуры (ПРА);
- ◆ работают только в ограниченном диапазоне температур (от 5 до 40⁰С);
- ◆ чувствительны к отклонениям напряжения от номинального (при снижении последнего на 10% не зажигаются, а на 20% - гаснут).

Разновидностью рассматриваемых ламп являются малогабаритные люминесцентные лампы со встроенной в обычный цоколь ПРА. Их небольшие размеры достигнуты за счет сгибания газоразрядной трубки. Очевидно, что такие лампы имеют широкий круг применения в качестве замены или альтернативы вольфрамовым лампам накаливания. Несмотря на пока что большую стоимость они достаточно быстро окупаются.

В ртутных лампах высокого давления (ДРЛ – дуговая, ртутная, люминесцентная) последнее находится в пределах 0,3 – 0,5Мпа, что позволило повысить температуру разрядной трубки до 750⁰С. Эти компактные лампы обладают намного большей чем обычные люминесцентные аналогичных размеров светоотдачей. Они зажигаются и горят даже при температуре –25⁰С. Но сам процесс разгорания длится 5 – 7 минут, а при внезапном прерывании питания лампа включается только после соответствующего остывания. В результате в течение приблизительно 10 минут освещение может практически отсутствовать, что не всегда приемлемо. Для устранения указанного недостатка и облегчения зажигания многие из таких ламп имеют кроме основных электродов еще и вспомогательные. Плохая у них и цветопередача. Сфера же применения ограничена в основном наружным освещением и освещением производственных помещений с высотой потолков более 4м.

И, наконец, о натриевых лампах. В них используется резонансное излучение линий 589 и 589,6нм, что и обеспечивает высокую светоотдачу. Натриевые лампы низкого давления (0,2 – 1,2Па) практически излучают жесткий монохроматический свет и используются для освещения автострад, туннелей, площадок товарных станций и т.п. Их светоотдача составляет до 180лм/Вт. В аналогичных лампах высокого давления (4 – 14кПа) создается разряд в парах натрия, ртути и зажигающего газа ксенона. При высоком давлении резонансные линии натрия расширяются с изменением цветности излучения в сторону солнечного света. Такие лампы имеют пульсацию около 82% и светоотдачу 100 – 170лм/Вт. По конструкции они подобны не имеющим люминесцентного покрытия металлогалогенным с иодидными добавками лампам и используются для освещения больших открытых пространств (улиц, площадей и пр.).

Более подробно конструкции и принципы работы всех существующих в настоящее время источников света изучаются в отдельных курсах, а их характеристики даются в справочной литературе. Некоторая важная информация о наиболее распространенных сейчас энергосберегающих лампах с их обозначением, принятым в странах ЕС, и областью применения приведена в табл. 6. 2. Здравый смысл подсказывает, что при проектировании новых осветительных установок следует использовать тот тип ламп, который создает максимальный световой поток на один ватт установленной электрической нагрузки при обеспечении других необходимых потребительских характеристик света. При выборе же

источников света для существующих установок следует прежде всего выяснить тип используемых ламп. Однозначно менять последние на более эффективные можно только в том случае если при этом не потребуется замена всей осветительной установки или даже электрооборудования. В противном случае потребуется серьезное экономическое обоснование.

Таблица 6. 2

Энергосберегающие лампы стран ЕС

Тип лампы	Световая отдача, лм/Вт	Цветопередача, %	Срок службы, час	Типичные применения
1	2	3	4	5
Накаливания (GLS)	14	99	1500	В быту
Рефлекторная с нитью накаливания (PAR)	10	99	1500	Подвесные потолки
Галогенная с вольфрамовой нитью (LV)	18	99	2000	Подсветка дисплея, прожекторное освещение
Галогенная с вольфрамовой нитью (V)	22	99	2000	Подсветка дисплея, светильники с узконаправленным лучом
Компактная флуоресцентная (с. f. L)	60	87	8000	В быту, для замены GLS
Флуоресцентная грубчатая	75	60-85	10 000	Офисы, магазины, предприятия
Флуоресцентная трубчатая (ВЧ управление)	100	65-90	14 000	Офисы, магазины, предприятия (можно ослаблять освещение)
Ртутные высокого давления (MBF)	50	35-80	6500	Предприятия
Металлогалоидные (MBI)	73-96	65-92	8000	Магазины, предприятия, прожекторное освещение спортивных арен
Натриевые высокого давления (SON)	50-140	23-80	10 000	Прожекторное освещение, освещение вверх, предприятия
Натриевые низкого давления (SOX)	100-175	отсутствует	10 000	Общее и охранное освещение территорий

Нормы промышленного освещения, используемые при проектировании энергосберегающих систем освещения, основаны на классификации выполняемых работ, основным признаком которых является наименьший размер различаемых деталей. При указанном размере менее 0,15мм (расстояние до глаза 0,5м) работы относятся к первому разряду, а с увеличением размеров различаемых деталей разряд повышается до шестого

включительно, причем в последнем случае должны различаться детали уже более 5мм. К седьмому разряду относятся работы, при которых освещенность необходима только для уменьшения контраста между светящимися деталями и фоном, а к восьмому – где требуется лишь общее наблюдение за ходом производственного процесса. Очевидно, что в соответствии с указанной классификацией изменяются и уровни освещенности на рабочей поверхности, где располагаются визуальные производственные объекты. Эти уровни и нормируют на практике. Причем в качестве рабочей поверхности обычно рассматривают горизонтальную плоскость, находящуюся на расстоянии 0,8м от пола, где и обеспечивается соответствующая освещенность.

При использовании в качестве источников света газоразрядных ламп нормируется в соответствии с указанными разрядами помещений и коэффициент пульсации. Для первого и второго разрядов он не должен превышать 10%, для третьего – 15%, для всех остальных – 20%. Допускается повышение коэффициента пульсации до 30% в помещениях выше пятого разряда при отсутствии в них условий для возникновения т.н. стробоскопического эффекта. В результате применение указанных ламп может оказаться недопустимым и нужно будет использовать менее эффективные (энергозатратные) источники света. При этом следует, конечно, помнить, что коэффициент пульсации газоразрядных ламп меняется в зависимости от способа их включения. Так, если включить, например, люминесцентные лампы ЛДЦ, находящиеся в конкретном помещении, только на одну фазу трехфазной сети, то рассматриваемый коэффициент составит 41%, на две фазы – 17%, а на три – только 5%. Для дуговой ртутной лампы высокого давления ДРЛ эффект будет еще более впечатляющим – 65, 31 и 7%, соответственно.

Требование равномерности освещения регламентируется предельным отношением максимальной и минимальной освещенности на рабочей поверхности. Нормируются в соответствии с указанными разрядами и другие показатели качества освещения, такие как ослепленность (в случае больших производственных помещений и открытых пространств) и дискомфорта (для общественно-административных зданий). Но рассмотрение указанных показателей потребительских характеристик света выходит за рамки настоящего курса. Для ориентации приведем лишь минимально допустимые уровни некоторых из них (освещенность, коэффициент пульсации), которых придерживаются сейчас при освещении помещений конкретного использования в Украине (табл. 6.3). Что же касается уровня освещенности, например, рабочих комнат (офисов) в странах ЕС, то они составляют 500 лк, а фойе и вестибюлей – 300 лк.

Таблица 6.3

Показатели потребительских характеристик света, используемые в Украине

	Освещенность, лк	Коэффициент пульсации освещенности, %, не более
Рабочие комнаты, проектные кабинеты	300	15
Машинописные и машиносчетные бюро	400	10
Читальные залы	300	15
Конференц-залы, залы для заседаний	200	15
Лаборатории	300	10
Фойе	150	-
Вестибюли	150	-

Следует иметь в виду, что конструкция светильников в той или иной степени также поглощает часть светового потока используемой лампы. Отношение светового потока светильника к последнему представляет собой КПД всей осветительной установки, который для большинства отечественных конструкций находится в пределах 60-70%. При этом в странах ЕС используется понятие КПД источника света (КИС), который представляет собой указанное отношение, но не световых потоков, а светоотдачи, что с точки зрения энергоэффективности более информативно. Очевидно, что увеличить количество света, которое будет достигать рабочей поверхности, можно за счет использования в светильнике соответствующего рефлектора (отражателя) для изменения направления светового потока. В таких наиболее эффективных отражателях чаще всего используют посеребренные поверхности, которые, как известно, обладают исключительно высоким зеркальным эффектом. В результате число, например, люминесцентных ламп, необходимых для освещения конкретного помещения, может сократиться почти в два раза.

Отражатели могут быть изготовлены и по спецзаказу в случае, если необходимо в конкретном помещении обеспечить повышенные уровни освещенности без увеличения потребления электроэнергии. Но такое решение в любом случае требует серьезного экономического обоснования, т.к. зачастую устаревшую осветительную арматуру целесообразнее просто заменить на новую. При этом не следует забывать, что для повышения коэффициента использования светового потока (отношение последнего на рабочей поверхности и излучаемого источником) можно еще перекрасить стены помещения в более светлые тона.

Да и сами рабочие места зачастую составляют небольшую часть производственных помещений, и применение только общего освещения последнего также малоэффективно. Очевидно, что дополнительное использование в таком случае еще и локального освещения может значительно уменьшить суммарное потребление электроэнергии. При такой комбинированной схеме освещенность вспомогательных площадей составляет, как правило, только треть ее значения на рабочем месте. В рассматриваемом случае для общего освещения можно применить хотя и не столь эффективные светильники с направленным вверх светом, которые помимо высокой степени гибкости и создания зрительного комфорта позволяют избежать появления бликов и неприятных отражений. А это особенно важно, например, в случае продолжительной работы за дисплеем.

Следует остановиться и на пока что мало используемых в Украине средствах управления светом, которые также могут обеспечить довольно существенное повышение энергоэффективности систем электроосвещения. Прежде всего это регуляторы с программируемыми таймерами и фотозлементами, а также т.н. бесконтактные регуляторы, системы гибкого регулирования или обеспечения постоянства освещения. Хотя они имеют пока что относительно большой срок окупаемости (более двух лет), но если их устанавливать в период создания или реконструкции систем освещения, то последний зачастую снижается до полугода. При этом следует помнить: несмотря на то, что применение указанных средств, по имеющемуся опыту, наиболее эффективно в групповых офисах с большим количеством сотрудников, их необходимо с осторожностью использовать в учебных заведениях, на заводах, в складских помещениях.

Очевидно, что программируемые таймеры (временные регуляторы) целесообразно применять в тех случаях, когда люди покидают здание в фиксированные моменты времени каждый рабочий день. Однако при этом следует предусмотреть возможность охранного освещения и использования части выключателей задержавшимися на работе сотрудниками и при обычной процедуре уборки помещений. Такие регуляторы относительно недорогие и их можно легко установить вместо существующих выключателей. Фотоэлектрические же регуляторы обеспечивают отключение искусственного освещения когда естественного оказывается достаточно. Бесконтактные регуляторы (датчики присутствия) срабатывают при наличии людей в помещении. При этом их обнаружение может основываться как на использовании инфракрасного излучения, так и СВЧ-датчиков. В системе гибкого

регулирования освещения используются обычно люминесцентные лампы, работающие на частоте около 30кГц, что позволяет сравнительно дешево менять уровни светового потока.

И, наконец, об экономии средств при эксплуатации осветительных установок. Это прежде всего расходы на замену ламп и их обслуживание. Применительно к электрическим лампам «срок службы» имеет два четко определенных значения: для лампы накаливания это интервал времени, после которого лампа перестает работать (продолжительность горения лампы), а для газоразрядных – интервал времени, после которого светоотдача лампы снижается в результате старения до предельно допустимого уровня. Так, если при проектировании системы освещения было заложено допустимое снижение светового потока до 80%, то замену, например, люминесцентных ламп низкого давления следует проводить через 6000 часов эксплуатации. При этом во всех, за исключением маломощных, осветительных установках экономически целесообразно производить групповую замену ламп с запланированной периодичностью.

На каждом предприятии должен быть и график чистки светильников. Рекомендуемые сроки чистки следующие: в помещениях со значительным выделением пыли, дыма и копоти – 2 раза в месяц, в цехах со средней запыленностью – раз в месяц, в помещениях и офисах – раз в 3 месяца, а в установках наружного освещения – через четыре месяца. Если графики выполнять регулярно и лампы менять своевременно, то можно сэкономить до 15% потребляемой электроэнергии, поскольку при этом потребуется установка меньшего количества осветительного оборудования. Не менее важна и регулярная протирка остекления производственных зданий и помещений (не менее двух раз в год), так как за счет этого можно сократить срок горения ламп, например, при двухсменной работе цеха не менее чем на 15% в зимнее и свыше 50% в летнее время.

В заключение следует отметить, что, как следует из вышеизложенного, вопрос энергоэффективности систем электроосвещения является многоплановым и, в отличие от бытующего мнения, довольно сложным. Наиболее эффективно решают его специализированные организации, в частности, т.н. энергосервисные компании, о которых будет сказано ниже. Более подробно такие системы, как один из потребителей электроэнергии, рассматриваются в отдельном спецкурсе.

7 Утилизация энергии

7.1 Возможности повышения энергоэффективности за счёт утилизации тепловой энергии

По результатам исследований, проведенных в США в период энергетического кризиса 1973 года, было установлено, что из всей суммарной энергии, потребляемой экономикой страны, 50% выбрасывалось в окружающую среду в виде тепловых потерь. Это конечно же не означает, что половина национального потребления этой страны было затрачено впустую, т.к. согласно второму началу термодинамики преобразование энергии со 100% КПД вообще невозможно. Однако существенная часть указанных тепловых выбросов бесспорно могла и должна была быть использована более разумно. Как известно, энергетические кризисы заставили Соединённые Штаты относиться к энергии более экономно.

Что же касается Украины, то состояние с тепловыми потерями в её экономике на сегодняшний день не лучше, чем было в США в 1973 году. И это при таком дефиците энергоресурсов. Очевидно, что изучение опыта развитых стран мира в вопросах утилизации тепла для нашей страны сейчас как никогда кстати. В этом разделе курса рассмотрим области возможной утилизации тепловой энергии и известные в настоящее время методы и средства такого энергосбережения.

К основным отраслям промышленности, обладающим значительным потенциалом для утилизации тепловых выбросов, как известно, являются: химическая, пищевая, целлюлозно-бумажная, текстильная отрасли, черная и цветная металлургия, производство керамики и стекла. Для первых четырёх отраслей характерна низкая температура уходящих тепловых потоков. Это обусловлено тем, что температурные режимы большинства технологических процессов на предприятиях указанных отраслей находятся в диапазоне 50-200°С, причём даже максимальные значения этих температур обычно не превышают 500°С. В последних четырёх отраслях процессы протекают при более высоких температурах. В качестве примера можно привести такие технологии как плавка материалов и закалка изделий. Температура тепловых выбросов здесь значительно превышает 700°С. Потоки представляют собой газообразную среду, и, в зависимости от процесса, могут к тому же содержать различные загрязняющие и довольно агрессивные примеси.

Выше названа только часть отраслей промышленности, имеющих значительные резервы для утилизации тепловой энергии. Вместе с тем необходимо иметь в виду, что определенный потенциал для указанной утилизации имеют практически все производства. И это становится очевидным, если рассмотреть основные характерные источники тепловых выбросов на предприятиях, приведенные в таблице 7.1.

Таблица 7.1

Источники тепловых выбросов	Температурный диапазон, °F
I. Диапазон низких температур	
Конденсат технологического пара	130-190
Охлаждающая вода от следующих источников:	
Дверки печи	90-130
Подшипники	90-190
Сварочные автоматы	90-190
Машины для литья под давлением	90-190
Отжиговые печи	150-450
Отделочные штампы	80-190
Воздушные компрессоры	80-120
Насосы	80-190
Двигатели внутреннего сгорания	150-250
Кондиционеры	90-110
Холодильники выпарных кубов	90-190
Печи для низкотемпературной сушки, обжига и термообработки	200-450
Горяче-обработанные жидкости	90-450
Горяче-обработанные твёрдые тела	200-450
II. Диапазон средних температур	
Отработавшие газы парового котла	450-900
Отработавшие газы газовой турбины	700-1000
Выхлопные газы поршневого двигателя	600-1100
Выхлопные газы поршневого двигателя с турбонагнетателем	450-700
Печи для термообработки	800-1200
Сушильные печи и печи для обжига	450-1100
Каталитические крекинг-печи	800-1200
Системы охлаждения отжиговых печей	800-1200
III. Диапазон высоких температур	
Печь для рафинирования никеля	2500-3000
Печь для рафинирования алюминия	1200-1400
Печь для рафинирования цинка	1400-2000
Печь для рафинирования меди	1400-1500
Печь для нагрева стали	1700-1900
Отражательная печь для получения меди	1650-2000
Мартеновская печь	1200-1300
Печь для обжига цемента (сухой процесс)	1150-1350
Печь для плавления стекла	1800-2800
Водородные установки	1200-1800
Печи для сжигания твёрдого мусора	1200-1800
Печи для сжигания дыма	1200-2600

Здесь общий диапазон температур тепловых выбросов разбит на три поддиапазона (низкие, высокие и средние) для того, чтобы приблизиться к принятой системе классификации промышленных установок утилизации тепла, которые будут рассмотрены ниже. Очевидно, что тепловые выбросы высокотемпературного диапазона не только обладают более высоким качеством энергии, но и являются более приемлемыми для использования, т.к. стоимость их утилизации на единицу количества сэкономленной энергии значительно меньше, чем для тепла низкотемпературного диапазона. Однако

следует иметь в виду, что оборудование для такой утилизации требует применения специальных материалов и технических средств, а следовательно, и более высокого уровня капиталовложений.

Все способы утилизации и области использования тепловых потерь диапазона высоких температур (см. рис. 7.1) относятся к прямому нагреву. Такое тепло способно совершать работу, например, в паровых или газовых турбинах, и поэтому является хорошим источником энергии для установок комбинированного производства тепловой и электрической энергии (т.н. когенерационных установок). В таких установках тепловые выбросы генерируют пар высокого давления в котле-утилизаторе, который (пар) используется затем в паротурбинном генераторе для производства электроэнергии. Отработанный же пар турбины, имеющий уже более низкое давление, обеспечивает дальнейшую потребность предприятия в тепловой энергии.

В когенерации применяется также и обратный процесс, когда высокотемпературные газы сами приводят в действие газотурбинный электрогенератор, и уже его отработанные газы генерируют пар низкого давления в котле-утилизаторе, которые используются в дальнейшем по конкретному назначению. Более подробно когенерационные установки по утилизации тепла будут рассмотрены ниже вместе с другими утилизаторами тепла.

Диапазон средних температур в табл. 7.1 представляют наиболее распространённые источники тепловых выбросов, для которых экономически целесообразно производить утилизацию посредством применения газовых турбин низкого давления или паровых турбин почти при любых возможных давлениях. Это диапазон, в котором экономически оправдано использование рассматриваемых потерь в качестве технологического тепла в тех же процессах, где они образовались (см. тему 5), т.к. требования к необходимому для этого оборудованию существенно ниже чем те, которые предъявляются в диапазоне высоких температур. Устройство для утилизации в данном случае следует рассматривать как часть технологического оборудования, а не как надстройку (добавку) к нему.

При отсутствии потребности в использовании тепловых выбросов на самом предприятии возможна передача их другому потребителю, что является источником дополнительной прибыли первого. Таким потребителем может выступить, например, система централизованного теплоснабжения. При этом, если тепловые выбросы будут использоваться для отопления помещений или подогреваемых хранилищ, например, мазута (сезонный процесс), то срок окупаемости утилизационной установки будет большим, особенно если она и потребители тепла находятся далеко друг от друга. Более значительный экономический эффект в этом случае имеет генерация горячей воды для бытовых нужд, которые существуют круглогодично.

Использование тепловых потерь в диапазоне низких температур более проблематично, хотя и не менее важно ввиду их широкого распространения. Пока что в большинстве случаев производить работы по утилизации такого тепла с экономической точки зрения нецелесообразно. Для того, чтобы всё-таки его использовать необходимо применение так называемых *тепловых насосов* – специальных устройств, которые поднимают температуру теплоносителя источника утилизируемой энергии до соответствующей температуры нагрузки. Очевидно, что это неизбежно приведёт к существенному удорожанию предлагаемых проектов энергосбережения. Почти все реальные проекты утилизации в рассматриваемом диапазоне температур предусматривают дополнительный подогрев жидкостей или газов.

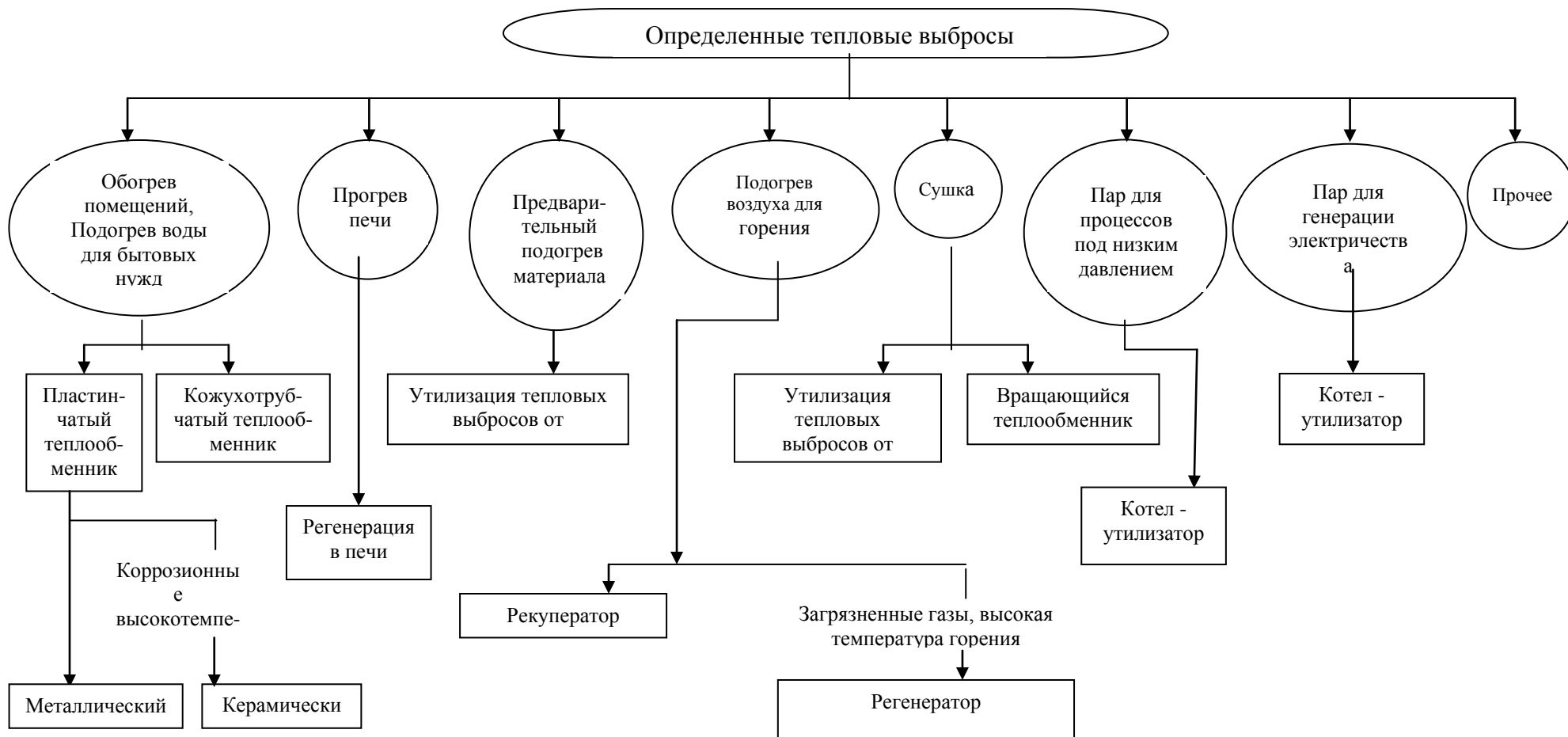


Рис 7.1 Применение высокотемпературной утилизации тепла

Так, например, распространена схема, когда охлаждающая вода от воздушного компрессора при 95°C используется для подогрева горячей воды бытового назначения от её исходной температуры в 50°C до некоторой промежуточной (менее 95°C). Чтобы получить более высокую температуру необходимо уже применять электрические, газовые или паровые нагреватели. Вторым реальным примером утилизации низкотемпературных тепловых потерь может быть использование охлаждающей воды (90°C) от аппарата точечной сварки для подогрева вентилируемого воздуха при кондиционировании помещений в зимний период. Очевидно, что так как охлаждение оборудования не может быть прервано или уменьшено, система утилизации тепла должна быть спроектирована таким образом, чтобы её можно было отключить без ущерба для первичного процесса.

В т.н. *открытой системе* охлаждения (отбора тепла) справиться с указанной проблемой довольно легко. В качестве примера можно рассмотреть утилизацию тепла от воздушного компрессора, который охлаждается водопроводной водой, текущей последовательно через водяные рубашки и промежуточный охладитель компрессора, а затем используемой в качестве подпиточной воды для ванны термообработки. Если возникает необходимость выключить поток этой воды к ванне, то его направляют в водосброс. Охлаждение же компрессора при этом продолжается в прежнем режиме. *Закрытая система* охлаждения требует более серьёзных мер предосторожности, и скорее уже средств дополнительного отвода тепла, чем просто потока жидкости. В таких системах обычно используют теплоприёмники-градирни, которые размещаются последовательно или параллельно с теплообменником. В последнем случае потоки воды через эти уже два канала должны быть тщательно согласованы, чтобы поддержать требуемую температуру охлаждаемой установки.

7.2 Установки для утилизации тепла

Любой теплоутилизатор по сути представляет собой теплообменник, т.е. аппарат, в котором осуществляется процесс передачи теплоты от одного теплоносителя к другому. Теплообменники принято классифицировать по ряду признаков: по принципу действия, по взаимному направлению движения теплоносителей, по способу взаимодействия последних, по конструктивным признакам и т.д. По *принципу действия* все теплообменники могут быть разделены на рекуперативные, регенеративные и смесительные (контактные). Особое место занимают также теплообменники с внутренними источниками энергии – электронагревателями, реакторами и т.д.

Рекуперативными называются утилизаторы, в которых горячая и холодная среды протекают одновременно, и теплота передаётся через разделяющую их стенку. *Регенеративные* теплообменники – в которых одна и та же поверхность нагрева через определённые промежутки времени омывается то горячим, то холодным теплоносителем. Нагревшись от горячего теплоносителя, поверхность отдаёт аккумулированную ею теплоту холодному. Следовательно в регенераторах теплообмен всегда представляет собой, в отличие от рекуператоров, нестационарный процесс. Так как в регенераторах и рекуператорах процесс теплоотдачи неизбежно связан с поверхностью твёрдого тела, то их ещё называют поверхностными. *Смесительные* же (контактные) теплообменники предназначены для осуществления теплообмена при непосредственном соприкосновении теплоносителей (градирни, насадочные и бартонажные аппараты, прочее)

По *взаимному направлению движения теплоносителей* теплообменники разделяются на прямоточные, противоточные, перекрёстно-точные, со смешанным током. По *виду взаимодействующих теплоносителей* различают теплообменники «жидкость-жидкость», «пар-жидкость», «газ-жидкость», «пар-пар», «пар-газ», и «газ-газ». По *конструктивным признакам* рекуператоры, например, подразделяются на змеевиковые, оросительные, «труба в трубе», конусно-трубчатые, спиральные, пластинчатые, оребрённые, специального назначения (теплообменники на тепловых трубах и др.) Влияют на конструкцию и параметры утилизатора его производительность по теплообмену, температуры сред, поступающих в теплообменник.

Окончательно конструкцию определяет компромисс между эффективностью теплообменника и его предполагаемой стоимостью, включая эксплуатационные расходы.

Осуществим более детальное рассмотрение утилизаторов в соответствии с их классификацией по принципу действия.

7.2.1 Рекуператоры

Простейшей конфигурацией теплообменника вообще является *металлический радиационный рекуператор*, состоящий из двух концентрических труб одинаковой длины, как показано на рис. 7.2. Он наиболее часто используется как утилизатор тепловых выбросов из отработанных газов высокотемпературной печи и служит для нагрева воздуха, подаваемого для горения в ту же печь. Внутренняя труба пропускает горячие отработанные газы, а внешний кольцевой канал – атмосферный воздух к воздухоприёмникам печных горелок. Таким образом горячие газы охлаждаются поступающим холодным воздухом, который затем несёт дополнительную энергию в камеру сгорания.

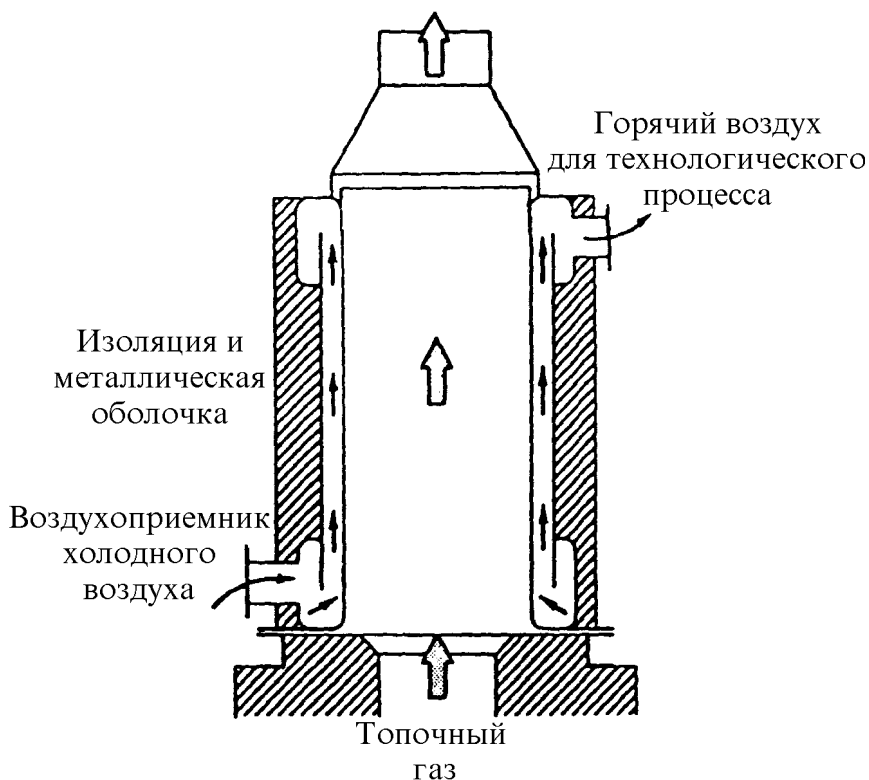


Рис. 7.2 Металлический радиационный рекуператор

Поступающая в печь дополнительная энергия приводит к уменьшению сжигаемого в ней топлива. Но экономия последнего вызывает уменьшение и расхода воздуха для горения. В результате потери в дымовых трубах уменьшаются не только за счет уменьшения температуры отработанных газов на их выходе, но и за счёт существенно меньшего выброса этих газов. Рассмотренный тип рекуператора получил своё название в связи с тем, что значительная часть теплопередачи от горячих газов к поверхности внутренней трубы осуществляется через тепловую радиацию. Холодный воздух в кольцевом канале является для инфракрасного излучения почти прозрачным и, в результате тепло ему передаётся только конвективным путём.

Как следует из рис. 7.2 оба газовых потока в этом рекуператоре являются параллельными, хотя очевидно, что теплопередача была бы более эффективной, если бы использовался противоток. Причиной указанного несоответствия является то, что холодный воздух, для увеличения срока эксплуатации дымовой трубы, должен охлаждать наиболее

горячую её часть. И экономически это более оправдано, т.к. внутренняя часть трубы обычно изготавливается из жаропрочной нержавеющей стали с высоким содержанием никеля. Внешняя же часть делается из менее дорогого материала, у которого коэффициент расширения существенно отличается от такого же коэффициента нержавеющей стали. В результате при большой разности температур происходит различное расширение обеих частей трубы и разрушение конструкций.

Второй распространённый тип рекуператоров называется *трубчатым* или *конвективным*. Как следует из схематического изображения комбинированного рекуператора радиационного и конвективного типов (рис. 7.3), в его конвекционной секции горячие газы пропускаются через ряд параллельных труб малого диаметра, а воздух для горения поступает в оболочку, окружающую эти трубы, и проходит вокруг них один или несколько раз (в данном случае дважды) в перпендикулярном направлении. Если используется, например, две перегородки, то получится трёхходовой рекуператор с большей эффективностью теплообмена. Однако лишняя перегородка увеличивает стоимость теплообменника и приводит к большему снижению давления на пути воздуха.

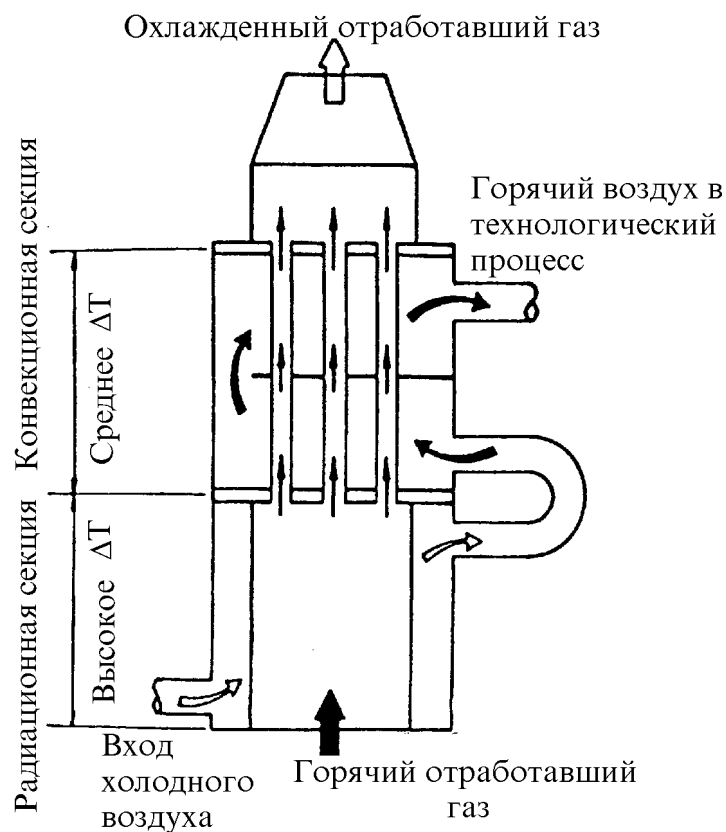


Рис. 7.3 Комбинированный рекуператор

Принципиальным ограничением на утилизацию тепла с помощью металлических рекуператоров является их ограниченный срок службы, особенно при температурах на входе, превышающих 2000°F . Кроме того, когда поток воздуха для горения в печи уменьшается (при уменьшении её загрузки) охлаждение внутренней оболочки уменьшается, и результирующее увеличение её температуры вызывает разрушение самой трубы. Это заставляет использовать параллельный поток для защиты особенно её нижней части. Для преодоления указанных температурных ограничений были разработаны керамические трубчатые рекуператоры, материалы которых позволяют эксплуатировать их уже при температурах 2800°F . Однако узким местом в таких рекуператорах оказались места соединения (уплотнения) труб, через которые происходит значительная утечка воздуха. Хотя в самых поздних разработках, использующих трубы из карбида кремния, соединённые гибкими уплотнениями в коллекторах

холодного воздуха, уже достигнута утечка всего в несколько процентов даже после двух лет эксплуатации.

Альтернативой конвективному рекуператору является конструкция, в которой холодный воздух для горения нагревается в пучке параллельных труб, проходящих через поток топочного газа перпендикулярно его оси (рис. 7.4). Преимуществами такой конфигурации являются компактность и простота замены отдельных узлов при обслуживании. Это может быть сделано даже во время работы рекуператора с полной нагрузкой, что уменьшает как, собственно его стоимость, так и эксплуатационные расходы, снижает неудобства при обслуживании и вероятность повреждения печи из-за вынужденного ее останова по причине неисправности рекуператора.

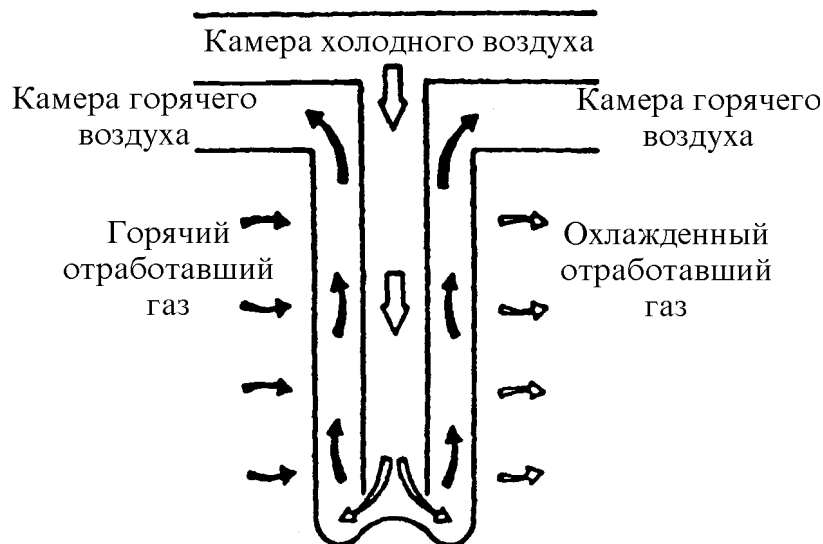


Рис. 7.4 Рекуператор из параллельных совмещенных труб

В заключение следует отметить, что хотя применение рекуператоров и уменьшает тепловые выбросы, а вместе с этим потребление топлива, и сами они относительно дешевые, их использование требует предварительного проведения довольно серьезной реконструкции. Большие температуры воздуха для горения могут привести к необходимости замены горелок, воздухопроводов, установки модифицированных регуляторов горения, шиберов дымовой трубы, жиклеров холодного воздуха, автоматических систем защиты рекуператора, мощных вентиляторов для компенсации падения давления в системе и др. Особенно важно обеспечить хорошую защиту рекуператора от перегрева, так как его восстановление может составить 90% первоначальной стоимости. В результате капитальные затраты на такую утилизацию могут оказаться слишком большими.

7.2.2 Регенераторы

Регенераторы тепла подразделяются на активные и пассивные и имеют различные конструкции в зависимости от вида взаимодействующих в процессе теплообмена сред. Наиболее распространенными утилизаторами рассматриваемого типа являются следующие регенераторы: вращающийся, пассивный газ-газовый и газовый на основе тепловой трубы. Рассмотрим каждый из них детально.

Вращающийся регенератор (так называемое тепловое колесо) используется для утилизации тепла в широком диапазоне температур – от низких комнатных до высоких, порядка 2500°F. Первоначально он был разработан в качестве подогревателя воздуха для коммунальных паровых котлов, а затем приспособлен в качестве регенератора в автомобильных турбинах. Принцип действия теплового колеса иллюстрирует рис. 7.5. Оно состоит из пористого диска, изготовленного из материала, имеющего большую теплоемкость, который вращается между двумя смежными коробами: воздухопроводом холодного воздуха и

магистралью горячего газа. Ось диска расположена параллельно этим коробам на их перегородке. Указанные потоки могут быть как параллельными, так и встречными, аналогично рисунку.

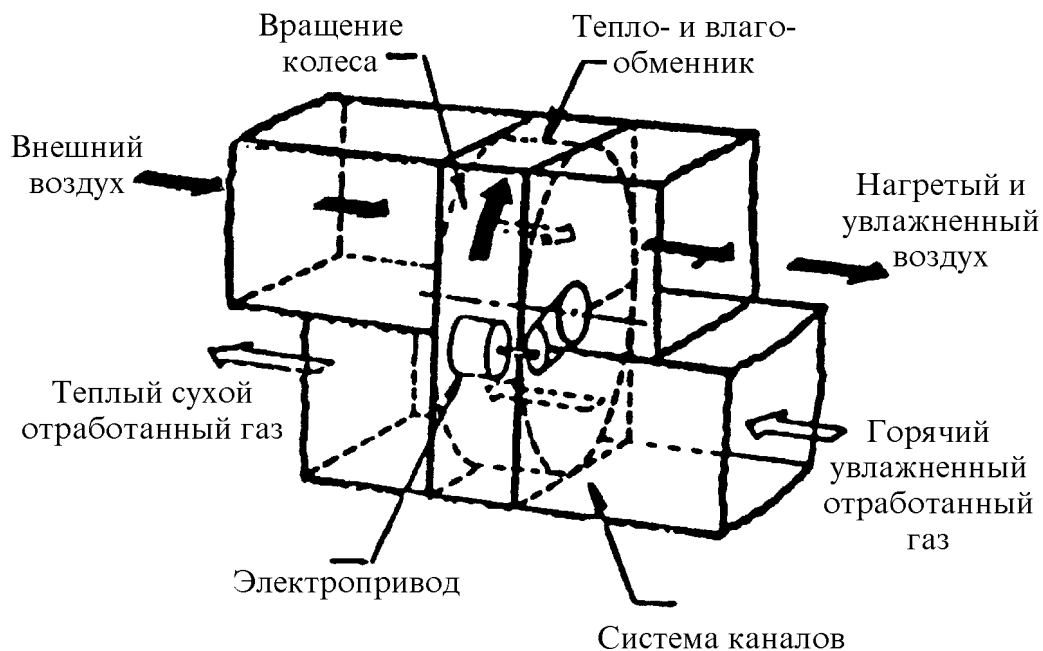


Рис. 7.5 Вращающийся регенератор

По мере вращения диска, физическая теплота (в некоторых случаях и влага, содержащая скрытую теплоту) передается ему горячими газами, а когда диск оказывается в области холодного воздуха - передается от диска последнему. Общая эффективность такой теплопередачи может достигать 90%. В настоящее время разработаны тепловые колеса различных размеров и производительности, которые могут использоваться как наборные модули для параллельной работы. Такой модульный подход помогает избежать несоответствия между требованиями по производительности и ограниченным набором имеющихся промышленных устройств. Ограничения по применению тепловых колес в области высоких температур в первую очередь обусловлены трудностями механического плана: неодинаковые тепловые расширения различных участков вращающегося колеса могут вызвать его чрезмерную деформацию и нарушить соответствующее газовое уплотнение между коробами и колесом.

Известны тепловые колеса четырех конструкций. Первое из них содержит металлический каркас, набитый наполнителем в виде вязаной сетки из нержавеющей стальной, латунной или алюминиевой проволоки. Второе изготовлено из гофрированного металла, имеющего много проходов для параллельных потоков; третье – в виде керамической жаропрочной гребенки. И, наконец, четвертая конструкция состоит из волоконной структуры, покрытой гигроскопическим материалом для утилизации скрытой теплоты.

Это скрытое тепло может в значительной мере содержаться в парах уходящего газа (например, из технологического процесса или жилого помещения). Гигроскопический материал, например, хлорид лития LiCl , легко абсорбирует водяной пар с образованием гидрата $\text{LiCl} \cdot n\text{H}_2\text{O}$, в котором молекула хлорида лития химически связана с одной молекулой водяного пара. В результате отношение воды к LiCl по весу составляет 3:7. В гигроскопических тепловых колесах водяной пар, содержащийся в потоке горячих газов, отдается таким образом покрытию, а затем уже сухие холодные потоки воздуха абсорбируют часть воды из гидрата. Эффективность утилизации водяного пара из уходящего потока достигает при этом 50%.

Если температуру нагретого воздуха необходимо поддерживать постоянной независимо от тепловых нагрузок и температур отработанного газа, необходимо изменять скорость вращения теплового колеса. Для этого применяется электропривод с системой регулирования скорости вращения и, естественно, датчики соответствующих температур, что существенно увеличивает сложность и стоимость такого утилизатора. При работе с внешним воздухом в период околонулевой температуры и высокой влажности тепловые колеса могут обмерзнуть, и поэтому требуется устанавливать системы предварительного подогрева воздуха.

Существенной проблемой для применения рассматриваемых утилизаторов являются водорастворимые, жирные и клейкие загрязняющие вещества, или большие концентрации твердых частиц в отработанных горячих газах. Может оказаться необходимой установка фильтров в выпускной системе регенератора вверх по течению нагретого воздуха или применение более сложного устройства с очистительной секцией. Очевидно, что все это также существенно увеличивает затраты на утилизацию. Хотя для большинства случаев применения тепловым колесам все же присуще свойство самоочищения за счет больших встречных скоростей потока подогреваемого воздуха.

В противном случае могут быть использованы газ-газовые *пассивные регенераторы*, которые по своей конструкции не допускают никакого перекрестного загрязнения потоков. Один из самых первых типов такого устройства (т.н. *статический регенератор*) используется в стекловаренных, доменных и коксовых печах. По сути регенератор здесь является неотъемлемой частью самой технологической установки, а не дополнительным элементом (рис. 7.6). Специальный огнеупорный кирпич значительных размеров укладывается в шахматном порядке, образуя две колонны высотой до пяти-восьми метров. На рис. 6.6 около регенератора с целью подчеркнуть его внушительную величину изображен человек.

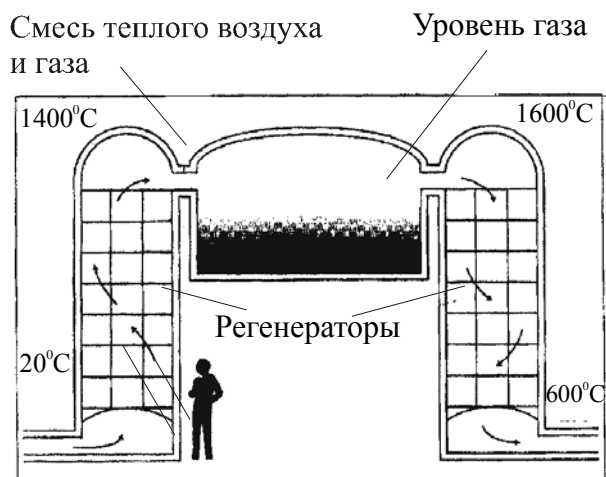


Рис. 7.6 Статический пассивный регенератор

Работа регенератора основана на попеременном использовании каждой колонны для уходящих газов и для подающегося в печь воздуха. На протяжении 30 минутного цикла продукты сжигания вначале направляются вниз по колонне, которая ранее пропускала воздух для горения, а последний проходит в это время по другой колонне. После переключения газораспределительного клапана цикл повторяется. Теплообмен происходит за счет того, что огнеупорный кирпич аккумулирует тепло, пока воздух для горения проходит по колонне. Температура в ее основании поднимается с 150°C до 600°C . Когда потоки перебрасываются, воздух для горения проходит предварительный подогрев за счет тепла, накопленного огнеупорным кирпичом.

Такие статические регенераторы обладают коррозионной устойчивостью и устойчивостью к загрязненным газам, допускают температуры до 1600°C . Их эффективность находится на уровне 70%, но в значительной мере зависит от огнеупорного кирпича, из которого построена колонна. К дополнительным преимуществам рассмотренного утилизатора

следует отнести низкие расходы на его эксплуатацию. Основные недостатки: большие габариты и высокая стоимость постройки.

Следующий тип пассивного регенератора показан на рис. 7.7. Он состоит из чередующихся каналов, причем смежные потоки нагреваемого и отработанного газов разделены тонкими стенками теплопроводящего металла. Хотя такие утилизаторы и устраняют перекрестное загрязнение, они более громоздки, тяжелее и дороже, чем тепловое колесо с таким же объемом утилизации тепла. Кроме того в данном случае трудно обеспечить регулирование температуры нагреваемой среды, и в случае повреждения разделяющих стенок, проблема загрязнения может оказаться более серьезной, чем при использовании теплового колеса.

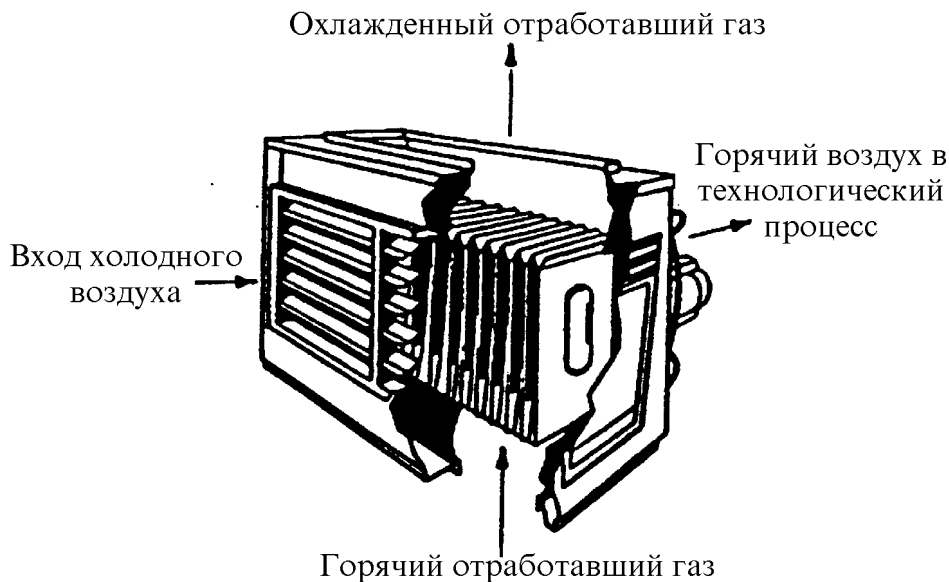


Рис. 7.7 Пассивный газ-газовый регенератор

Другим более эффективным вариантом пассивного регенератора является устройство с теплопередающими элементами в виде так называемой *тепловой трубы*, которые вмонтированы в структуру теплообменника (рис.7.8). Здесь пучок ребристых тепловых труб проходит через перегородку, разделяющую впускной и выпускной короб. Каждая из труб является отдельным герметизированным элементом, внутри которого находится кольцеобразный фитиль, пропитанный теплопередающей жидкостью.

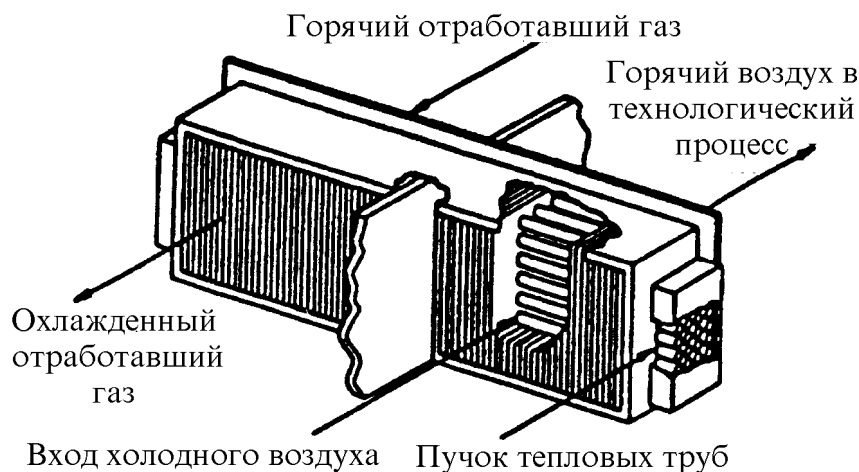


Рис. 7.8 Пассивный регенератор на тепловых трубах

Тепло, переданное горячими отработавшими газами, испаряет жидкость в фитиле, вызывая образование пара в центральной части тепловой трубы (рис.7.9). Скрытое тепло испарения переносится парами к холодному концу трубы, где происходит конденсация последних. В результате происходит передача тепла холодному воздуху, а конденсат перемещается обратно по фитилю в силу капиллярных явлений и дополнительно под действием силы тяжести (если трубу наклонить). В дальнейшем цикл повторяется. Тепловая труба является компактной и эффективной, так как сам цикл «испарение - конденсация» внутри ее по существу – высокоэффективный метод передачи тепла.

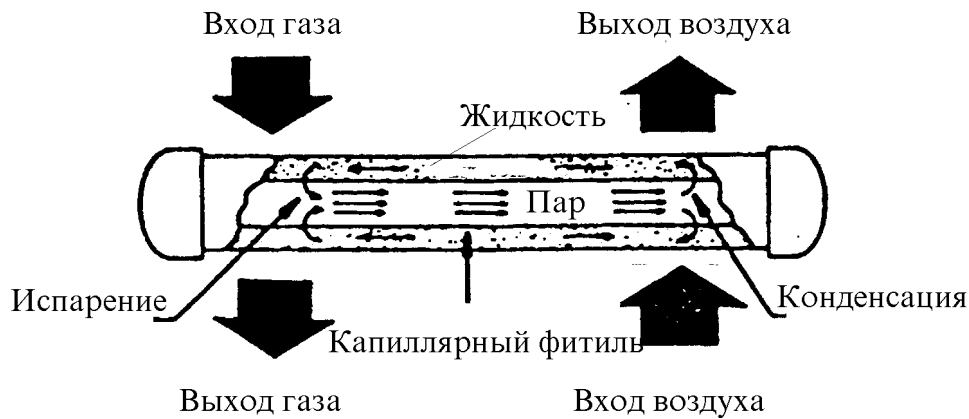


Рис. 7.9 Иллюстрация принципа действия тепловой трубы

Указанный цикл, реализуемый в тепловой трубе, не допускает перекрестного загрязнения. В качестве теплопередающих сред в данном случае используются различные вещества, приведенные в табл. 7.2. Там же даны температурные диапазоны, в которых эти вещества могут работать, и совместимые с ними металлы для изготовления корпуса трубы. Как видим, рассматриваемые утилизаторы тепла целесообразно применять в диапазоне низких и средних температур. Возможное использование: сушильные шкафы, вулканизационные печи и печи для обжига, подогреватели воздуха в паровых котлах, утилизация тепла отработанного пара и кондиционированного воздуха и т.д.

Таблица 7.2

Температурные диапазоны теплопередающих сред, используемых в тепловых трубах

Среда	Температурный диапазон (°F)	Совместимые металлы
Азот	от -300 до -110	Нержавеющая сталь
Аммиак	от -95 до +140	Никель, алюминий, нержавеющая сталь
Метанол	от -50 до +240	Никель, медь, нержавеющая сталь
Вода	от 40 до 425	Никель, медь
Ртуть	от 375 до 1000	Нержавеющая сталь
Натрий	от 950 до 1600	Никель, нержавеющая сталь
Литий	от 1600 до 2700	Сплав ниобия и циркония
Серебро	от 2700 до 3600	Сплав тантала и воль

7.2.3 Теплоутилизаторы газ-жидкость

Особый класс теплообменников представляет собой газожидкостные утилизаторы, которые применяются в тех случаях, когда необходимо использовать тепло газов для подогрева жидкостей. Наибольшее распространение получили так называемые экономайзеры. Они обычно используются на котлах, но находят применения и в других технологиях, где

необходимо обеспечить глубокую утилизацию теплоты газообразных выбросов (включая и скрытую теплоту конденсации водяных паров в газе).

Чаще всего применяются рекуперативные экономайзеры, содержащие пучок оребренных труб, установленных в дымоходе топки котла. Через эти трубы протекает питательная вода для котла (рис.7.10). Перепад давления воздуха регулируется зазором между трубами и используемым количеством их рядов. Подогрев таким образом питательной воды котла не только экономит энергию, но и снижает вероятность теплового удара в нем, который может возникнуть из-за перепада температур.

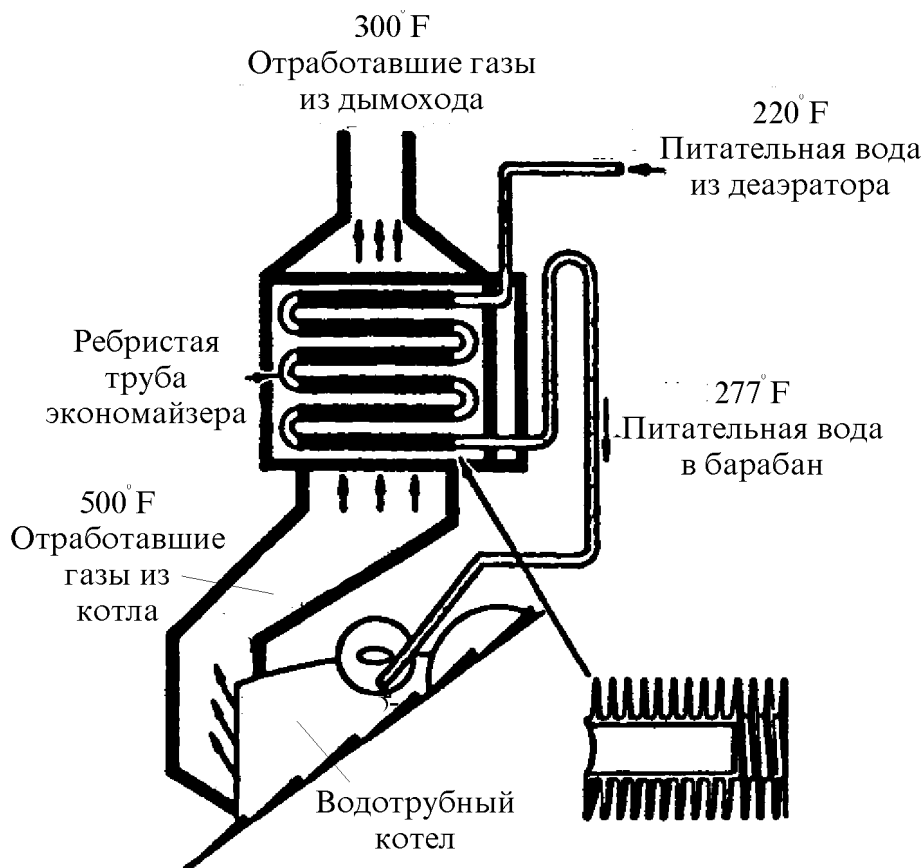


Рис. 7.10 Экономайзер котлоагрегата

Рассматриваемые экономайзеры часто подвержены коррозии и воздействию химических веществ, содержащихся в потоке газов. Это возникает при охлаждении газа до такой степени, что происходит конденсация слабых кислот на металле труб. Для решения указанной проблемы последние покрывают изоляцией из политетрафторэтилена. Эффективность экономайзера в следствии этого обычно снижается. Однако в большинстве случаев температура уходящего потока в котлах находится выше точки росы водяного пара в газе (около 130°C), и проблема необходимости изоляции труб не возникает.

И, наконец, рассмотрим еще один довольно характерный теплообменник, так называемый котел-утилизатор, широко используемый в схемах комбинированного производства тепловой и электрической энергии. Он является обычным водяным трубчатым котлом, в котором горячие отработавшие газы из газовых турбин, печей по сжиганию отходов, топочные и другие газы используются для генерации пара. На рис. 7.11 в качестве примера приведена схема такого двухходового котла-утилизатора. Использование в качестве теплообменника ребристых труб увеличивает площадь их наружной поверхности, непосредственно контактирующей с горячими газами и при одной и той же энергоэффективности котла (достигает 97%), делает его более компактным.

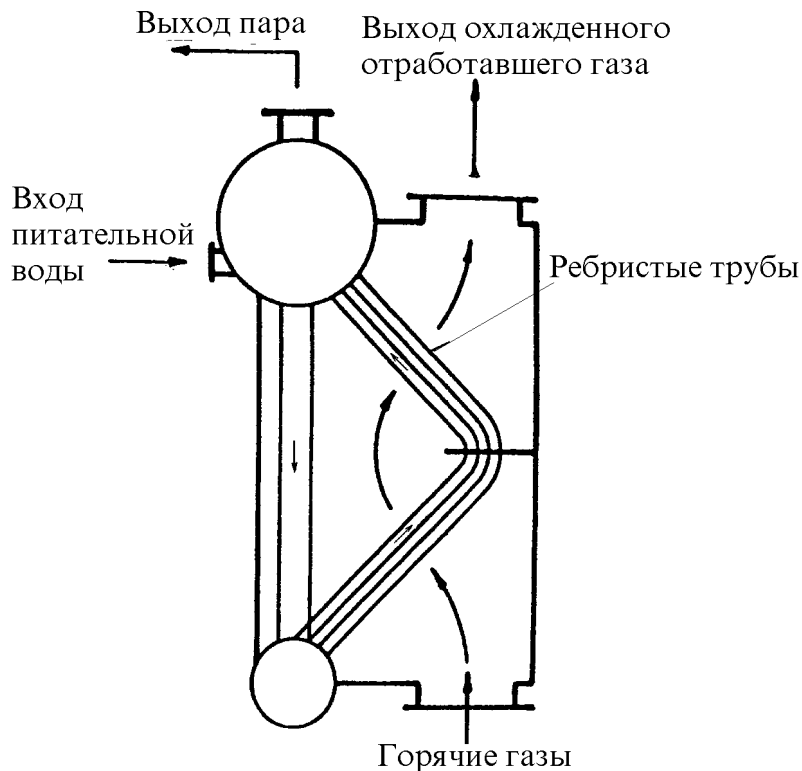


Рис. 7.11 Двухходовой котел-утилизатор

Температура горячих газов на входе таких котлов обычно приближается к 1400°F, а отработавших – 600°F. Питательная вода имеет около 200°F. В результате работы рассматриваемого утилизатора образуется насыщенный пар. Если отходящего тепла отработавших газов оказывается недостаточно для генерации требуемого количества пара, необходимо либо добавить в котел дополнительные горелки, либо камеру догорания отработавших газов в газоходе вверх по потоку от котла.

В заключение дадим сопоставление ряда важных параметров наиболее общих типов промышленных теплообменников, приведенных в таблице 7.3. Представление информации в виде матрицы позволяет быстро выбрать подходящий утилизатор из заданного типа конкурирующих. Здесь использованы обозначения: *a* – серийные изделия выпускаются только в ограниченном количестве; *b* – возможность утилизации влаги спорная; *v* – для устранения перекрестного загрязнения (менее 1% по массе) необходима дополнительная очистительная секция; *z* – необходимо изготовление теплообменника из коррозионно-стойких материалов; *d* – допустимые температуры и разность температур ограничиваются особенностями фазового равновесия внутренней среды тепловой трубы.

Таблица 7.3

Эксплуатационные параметры и особенности использования промышленных теплообменников

Типы серийно выпускаемых теплоутилизаторов	Условия использования теплоутилизатора												
	Низкие температуры: до 250F	Средние температуры: 250 – 2000F	Высокие температуры: 1200 – 2000F	Утилизаторы влаги	Допустимы большие градиенты температур	Имеются в наличии укомплектованные изделия	Могут быть по заказу усовершенствованы	Без перекрестного загрязнения	Компактный размер	Газ-газовый теплообменник	Газ-жидкостный теплообменник	Жидкость-жидкостный теплообменник	Агрессивные газы допустимы при специальной конструкции
Радиационный рекуператор			X		X	а	X	X		X			X
Конвекционный рекуператор		X	X		X	X	X	X		X			X
Металлическое тепловое колесо	X	X		б		X	X	в	X	X			X
Гигроскопическое тепловое колесо	X			X		X	X	в	X	X			
Керамическое тепловое колесо		X	X		X	X	X		X	X			X
Пассивный регенератор	X	X			X	X	X	X					X
Трубчатый ребристый теплообменник	X	X			X	X	X	X	X		X		г
Трубчатый теплообменник	X	X			X	X	X	X	X		X	X	
Котлы-утилизаторы	X	X	X			X	X	X			X		г
Тепловые трубы	X	X	X		д	X	X	X	X	X			X

7.3 Системы комбинированного производства тепловой и электрической энергии

Как следует из рассмотренного ранее любой производственный процесс нуждается в двух видах энергии: в тепловой и электрической. Первая из них необходима для обеспечения химических реакций, являющихся ключевой стадией любой технологии, процессов сепарации или сушки продукции; а вторая - для создания различных сырьевых потоков в том числе и путем преобразования ее в механическую энергию. Обычно потребности в тепловой и

электрической энергии удовлетворяются в результате использования закупленных первичных энергоресурсов (топлива) на самом предприятии или энергоснабжением из двух централизованных источников, соответственно, тепла и электричества.

Альтернативой этим двум указанным источникам является совместное производство тепловой и электрической энергии непосредственно на предприятии с использованием одного первичного топлива в одной энергогенерирующей установке. Такое комбинированное производство полезного тепла и электричества (т.н. *когенерация*) не является новой концепцией. Оно постоянно присутствовало в нашей жизни в различных формах практически с начала индустриальной эры современной цивилизации. Изменились в последнее время только технологии, которые позволяют осуществлять этот процесс более эффективно.

Поучительна историческая справка, характеризующая использование когенерации развитыми странами в прошедшем столетии. Так по сообщению, сделанному в 1978 году Министерством энергетики США, в начале 20-го столетия 58% общей энергии, используемой промышленными предприятиями, производилось комбинированным способом непосредственно по месту ее использования. К 1950 году производство электричества в комбинированном цикле составляло уже только 15% от общего производства электроэнергии США, к 1974 – всего 5%. Опыт же Европы показывает иную закономерность: в том же сообщении Минэнерго США сказано, что «исторически в некоторых частях Европы промышленная когенерация была в пять-шесть раз более распространенной, чем в США». В 1972 году, например, она составляла 16% из общего производства энергии Западной Германии, 18% – Италии, 16% – Франции и 10% – в Нидерландах.

Свое «второе рождение» когенерация получила после известных энергетических кризисов на Западе и особенно после принятия в 1978 году Закона США о регулировании энергосистем общего пользования (PURPA). В результате появились более совершенные технологии, было разработано и активно продвигалось на рынок новое или улучшенное оборудование, связанное с когенерацией, например, парогенераторы с утилизацией тепла, проточные камеры сгорания, охладители с приводом от газового двигателя, имеющие собственную топку и т.д. С тех пор использование совместного производства тепла и электричества приобретает все более широкое распространение.

Используя опыт развитых стран Запады следует все же иметь ввиду, что когенерация представляет собой довольно сложный процесс, и чтобы он приносил выгоду необходимо глубокое понимание как самих процессов, так и существующих технологий совместного производства энергии. Этот же раздел курса имеет следующие цели:

- ◆ ознакомиться с существующими технологиями;
- ◆ определить случаи, когда когенерация целесообразна;
- ◆ обозначить факторы, на которые следует обратить внимание при принятии решения о целесообразности и выборе более приемлемой технологии.

7.3.1 Преимущества когенерации

В глобальном масштабе совместное производство тепловой и электрической энергии обеспечивает прежде всего большую экономию первичного топлива, что приводит к существенному уменьшению вредных выбросов в окружающую среду. Так, если рассматривать обычную теплоэлектростанцию с конденсационными установками (КПД составляет около 37%), то используя, например, 92 единицы энергии в виде первичного топлива, мы можем получить всего 30 единиц в качестве электроэнергии. Затем это электричество необходимо с дополнительными потерями передать по сетям потребителям, до некоторых дойдет ее еще меньше. Если представим, что потребителю нужно 55 единиц тепловой энергии, и это тепло производится промышленным котлом, который имеет КПД 80%, тогда потребуется 69 единиц первичных энергоресурсов. В результате, чтобы поставить 85 единиц энергии (тепловой и электрической вместе) необходимо использовать 161 единицу топлива.

Если сравнить рассмотренное производство с совместной генерацией тепла и электричества (когенерацией), то оно позволяет как следует из рис. 7.11, производить

необходимые 30 единиц электричества и 55 единиц тепла всего лишь из 100 единиц первичных энергоресурсов. Здесь остаточное тепло при производстве электроэнергии используется для частичного покрытия потребностей в тепловой энергии на предприятии. Чистая экономия составляет 61 единицу топлива, что соответствует приблизительно 38%.

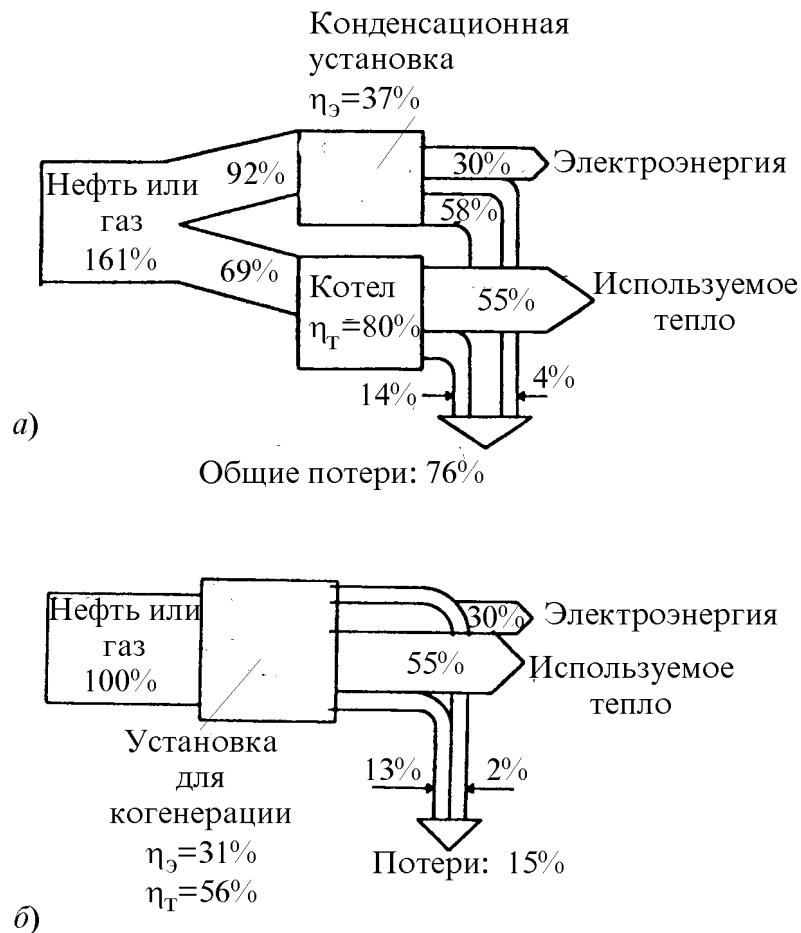


Рис. 7.12 Оценка потенциальной экономии топлива при когенерации
а) - раздельное производство тепла и электроэнергии; б) – когенерация

Кроме указанной экономии первичного топлива, предприятия, использующие когенерацию, имеют также ряд других преимуществ. Во-первых, стоимость полезной энергии оказывается в результате ниже (несмотря на менее экономичное производство тепла и электричества), во-вторых, существенно повышается надежность их энергоснабжения. Наконец, в зависимости от мощности когенерационной установки и потребностей предприятия, электричество можно сбрасывать в энергосистему, обеспечивая дополнительное поступление средств на счета последнего.

7.3.2 Существующие технологии когенерации

Основным первичным элементом когенерационной установки является паровая или газовая турбины или поршневой двигатель, приводящие во вращение электрогенератор. В зависимости от вида этого первичного элемента, вторым элементом установки может быть либо паровой котел, либо один или несколько котлов – утилизаторов для преобразования вторичного тепла в пар, в горячую воду, масляный теплоноситель. Такая неопределенность связана с тем, что потребности в электричестве и тепловой энергии на разных предприятиях отличаются друг от друга, и в результате не существует стандартной технологии (схемы) когенерации. Каждая такая установка должна разрабатываться специально для конкретного использования, обеспечивая при этом максимальную энергоэффективность.

Преимущественно в когенерационных установках используются все же газовые турбины. Они во многом подобны реактивным двигателям и, за редким исключением, разрабатывались на основе продукции, выпускаемой авиационной промышленностью. Сжигание газа (или жидкого топлива) в таких установках осуществляется под давлением, а отходящие продукты горения используются для непосредственного вращения турбины, на общем валу с которой находится воздушный компрессор (обеспечивает давление воздуха для процесса горения) и электрогенератор. Продукты горения такой газовой турбины, имеющие температуру 450–500⁰С, могут использоваться для производства тепловой энергии. Большое количество избыточного кислорода в отходящих газах часто «дожигается» в дополнительных горелках, установленных на выходе турбины. В результате температура газов увеличивается до значения, при котором их можно подавать в паровой котел–утилизатор. На некоторых предприятиях отходящие горячие газы турбин используются непосредственно в технологических процессах сушки изделий или материалов.

Схема когенерационной установки на основе газовой турбины приведена на рис. 7.12. Соотношение выработки ею электрической и тепловой энергии находится в диапазоне от 1.5 : 1 до 3.0 : 1, а при дополнительном дожигании кислорода это соотношение увеличивается, что дает значительную гибкость при удовлетворении различных потребностей предприятий в тепловой энергии.

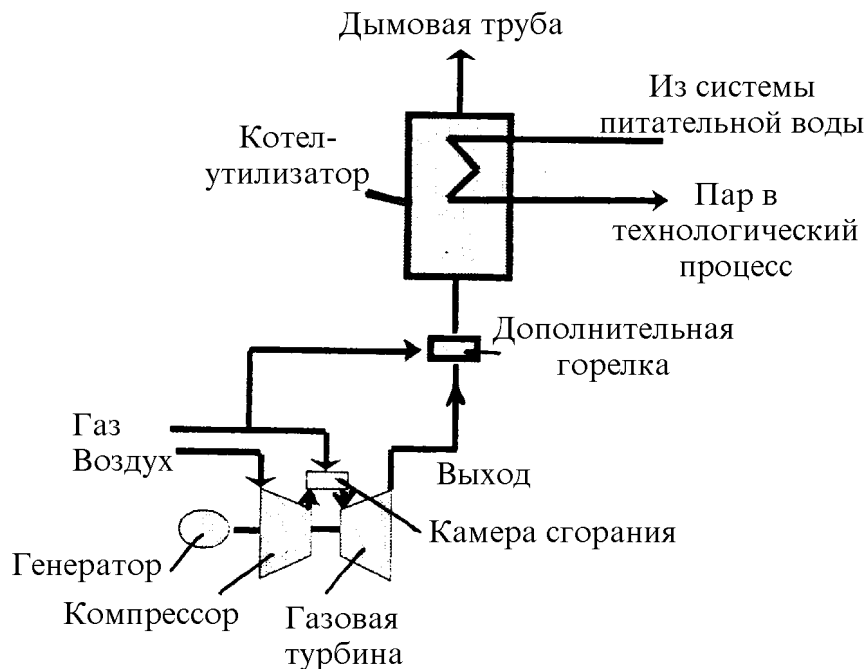


Рис. 7.13 Когенерационная установка на основе газовой турбины

Паровые турбины в основном применяются там, где используется топливо низкого качества, преобразование которого в тепловую энергию возможно только с помощью парового котла. Указанное выше соотношение выработки когенерационной установкой на основе такой турбины (рис. 7.13) электрической и тепловой энергии находится в диапазоне от 3:1 до 10:1. Очевидно, что увеличить количество вырабатываемой тепловой энергии в данном случае возможно путем утилизации тепла дымовых газов рассмотренными ранее способами.

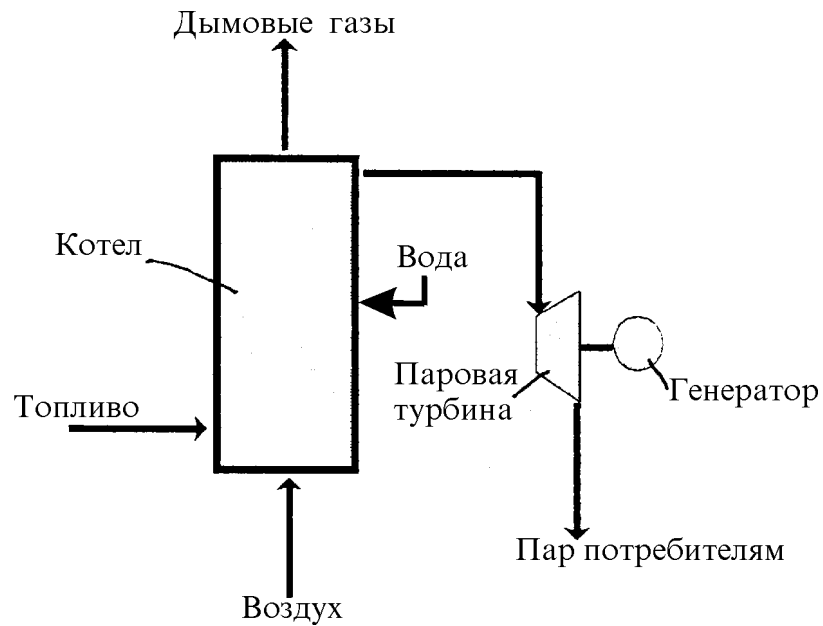


Рис. 7.14 Когенерационная установка на основе паровой турбины

Наибольшее же распространение в системах когенерации получил так называемый комбинированный цикл: совместное применение газовой и паровой турбины (рис. 7.14). В данном случае первый цикл установки производит тепловую энергию высокой энтальпии, которая может быть использована в котлах-утилизаторах для производства пара высокого давления. В свою очередь полученный таким образом пар может подаваться в паровую турбину для производства электроэнергии, а затем уже в виде пара низкого давления – потребителям. Такие комбинированные циклы позволяют преобразовать в электроэнергию уже более 40% энергии первичного топлива и, при использовании дополнительного сжигания, обеспечивают самую высокую гибкость в работе установки.

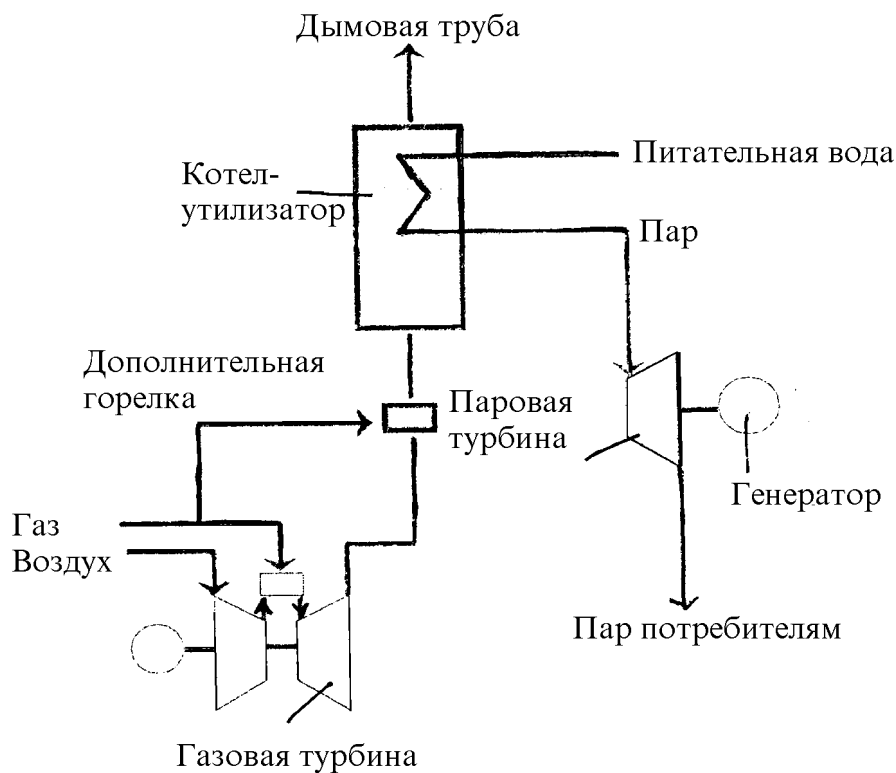


Рис. 7.15 Когенерационная установка с комбинированным циклом

И, наконец, остановимся на использовании в системах когенерации поршневых двигателей. Как известно, в указанных аппаратах возможно как искровое зажигание, так и воспламенение от сжатия. Такие двигатели имеют самое неблагоприятное соотношение объемов производимой электрической и тепловой энергий и используются там, где электричество является приоритетным по сравнению с теплом. Самым же большим отличием между рассмотренными выше системами когенерации и установками с поршневыми двигателями является уровень энтальпии тепловой энергии на выходе последних, которая распределяется между отходящими газами (температура около 400⁰С) и теплоносителем охлаждающей рубашки двигателя (приблизительно 120⁰С). Схема когенерационной установки на основе двигателя внутреннего сгорания приведена на рис. 7.16, а сравнительные данные для различных систем когенерации – в таблице 7.4.

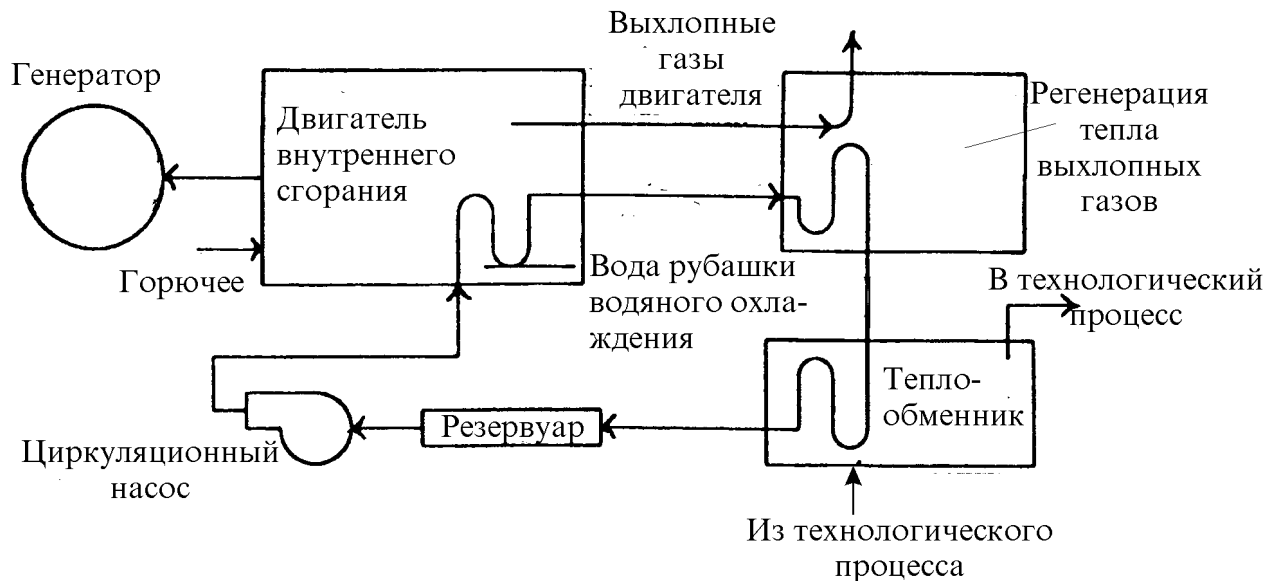


Рис. 7.16 Когенерационная установка на основе двигателя внутреннего сгорания

Таблица 7.4

Сравнительные данные для различных систем когенерации

Системы когенерации на основе	Мощность электроустановки (кВт)	Электрический КПД (%)	Тепловой КПД (%)	Общий КПД (%)	Температура на выходе (°F)
Малых поршневых газовых двигателей	1-500	14-34	52	66-86	600-1200
Больших поршневых газовых двигателей	500-17000	26-36	52	78-88	600-1200
Дизельных двигателей	100-400	24-36	50	74-86	700-1500
Промышленных газовых турбин	800-10000	24-31	50	74-81	800-1000
Газовые турбины для электростанций	10000-150000	26-35	50	76-85	700-800
Циклы паровых турбин	5000-200000	10-35	28	38-63	350-1000

7.3.3 Рекомендации по выбору систем когенерации

Остановимся на преимуществах и недостатках различных систем когенерации. К преимуществам комбинированного производства тепловой и электрической энергии на основе

газовых турбин следует отнести их потенциальную гибкость в работе, большую надежность, высокую энтальпию производимой тепловой энергии и большую мощность на единицу веса установки. Недостатки же таких систем сводятся к следующему: низкая эффективность при малых нагрузках, ограниченное количество типоразмеров используемых турбин и необходимость сжигания газа под высоким давлением. Если к указанным выше факторам, кроме последнего, добавить еще медленный запуск и низкое соотношение объемов производства тепловой и электрической энергии, то получим недостатки когенерационных установок на основе паровой турбины.

К достоинствам паротурбинных когенерационных установок следует отнести их высокую надежность, возможность использования любого топлива, относительно продолжительный срок службы и более приемлемую среднюю энтальпию производимой тепловой энергии. И, наконец, достоинства и недостатки установок на основе поршневых двигателей. Достоинства сводятся к следующему: высокая эффективность в широком диапазоне нагрузок, большое количество типоразмеров двигателей, относительно низкая стоимость установки, долговечность в работе. Хотя и недостатки у них не менее значимы: высокие эксплуатационные расходы, малая мощность на единицу веса, большое количество производимой тепловой энергии имеет столь низкую энтальпию, что использовать ее оказывается затруднительно.

Не менее важно сравнить когенерационные установки и по удельной стоимости 1 кВт установленной мощности. Так указанная стоимость установки на основе газотурбинного двигателя мощностью 100МВт колеблется в пределах 400 – 800 усл. единиц, установки на базе газового поршневого двигателя (обычно мощность не превышает 15МВт) – 300–600 усл. единиц, а на основе парогазовой установки (до 1000МВт) – 600–950 усл. единиц. Не менее важно при выборе системы когенерации и типоразмера турбины или двигателя является максимальное совпадение потребностей предприятия в электричестве и тепловой энергии с ее количеством, производимым установкой.

Выбор системы когенерации определяется также наличием гарантированных поставок того или другого топлива. Так некоторые предприятия не имеют гарантированных поставок, например, газа, а рассчитывают на уголь, нефть, или другие нефтепродукты как на основное топливо. Для них использование паровых турбин предпочтительнее, т.к. в таких когенерационных установках может сжигаться любое топливо.

Немаловажно учесть и состояние существующей в настоящее время на предприятии технологии. При этом нужно уделить внимание следующим двум аспектам:

- Возрасту используемого оборудования. Если в течение последних нескольких лет на нем заменены, например, котлы, то вряд ли стоит рассчитывать на эффективность предлагаемых мероприятий по когенерации.
- Квалификации технического персонала. Если, к примеру, рассматривается вопрос использования газовой турбины, то нужно быть уверенным, что у специалистов достаточно технических знаний для эксплуатации и обслуживания столь сложного оборудования. В противном случае существенно возрастут эксплуатационные расходы и расходы на ремонт, что повлияет на эффективность использования установок.

7.4 Утилизация гидроэнергетических ресурсов промышленных водотоков

Как известно микро ГЭС в историческом плане – один из первых видов гидроэлектростанций. Созданная еще в 40-е годы номенклатура микрогидротурбин содержала в себе все основные типы, применяемые и до сих пор. Из построенных в 50-е годы в СССР шести тысяч ГЭС большинство принадлежало к рассматриваемой категории. Именно они обеспечивали коммунально-бытовые и производственные потребности в электроэнергии многих сельских населенных пунктов и небольших промышленных объектов.

Конечно, в связи с развитием централизованного энергоснабжения строительство микро ГЭС в СССР было прекращено, и сейчас уже более 90% из ранее построенных станций ликвидировано. На сегодня в Украине сохранилось всего 150 малых гидроэлектростанций (из

950), причем более ста из них не действуют. Таким образом, хотя мы и располагаем, с точки зрения указанной энергетики, богатым историческим прошлым, сейчас ее необходимо создавать вновь.

Тем не менее у микрогидроэнергетики есть еще одно не менее перспективное и пока еще совсем не используемое направление. Это, конечно же, утилизация гидроэнергетических ресурсов, которые находятся в водотоках и сбросах питьевого и производственного водоснабжения промышленных предприятий, каналов, оросительных систем и каскадов водохранилищ. Понятно, что с точки зрения энергоснабжения необходимо прежде всего сократить нерациональное использование водных ресурсов, что уменьшит объем их транспортировки водотоками. Но существенный избыток гидроэнергии связан на производстве все же с реализуемыми технологиями и конкретной многоэтажной компоновкой оборудования. Рассмотрим возможности и установки гидроутилизации более конкретно.

7.4.1 Оценка возможностей и объемов гидроутилизации

Представление о возможностях и объемах гидроутилизации можно получить, например, по данным, приведенным в табл. 6.5, которые взяты из кадастра технологических водотоков Запорожской области, перспективных для создания объектов утилизации посредством установки мини- и микро ГЭС. Кадастр разработан в соответствии с Региональной программой энергосбережения. В таблице рассмотрены самые крупные водотоки указанных предприятий. Но на ЗЖРК, например, много технологической воды используется внутри шахты, которая после применения уже самотеком попадает на более низкие горизонты. Перепады между горизонтами могут составлять несколько десятков (до сотни) метров, и даже при небольших расходах воды расчетные мощности водотоков оказываются значительными.

Таблица 7.5

Примеры и объём возможной гидроутилизации на некоторых предприятиях Запорожской области

Наименование предприятия	Наименование водотока	Расход воды, м ³ /сек	Напор, м	Объём воды млн. м ³	Расчётная мощность водотока, кВт	Возможность создания генерирующего объекта, его мощность, кВт
ЗАО «Запорожский железорудный комбинат СП ЗЖРК	Трубопровод сброса шахтных вод в пруд-испаритель на Утлюкском лимане	0,57	12,4	---	58,84	При создании промежуточного бассейна-станция мощностью 250 кВт
	Пруд-накопитель шахтных вод	---	8,0	1,8	1100,72 при использовании 40% объёма течение 10 часов	ГЭС, аккумулирующая до 1000 кВт при создании нижнего приемного бассейна-2000 кВт
ОАО «Металлургический комбинат «Запорожсталь»	Шламонакопитель и отстойный пруд	4,14	20	---	698,0	Малая ГЭС мощностью свыше 650 кВт
Запорожская теплоэлектростанция	Сопрягающее сооружение на отводящем канале-сбросе	140,0	5,0	---	1320,5	Малая ГЭС мощностью 700 кВт
Запорожское коммунальное предприятие «Водоканал»	Центральные очистные сооружения	2,54	2,0	---	42,35	Микро ГЭС до 50 кВт
	Водопроводная станция №1	1,83	5,0	---	42,62	Микро ГЭС до 50 кВт
	Водопроводная станция №2	1,16	5,0	---	42,62	Микро ГЭС до 50 кВт

Аналогичная ситуация на комбинате «Запорожсталь», и на ТЭС. Уровни, на которых находится водопотребляющее оборудование, различны, и сбросы отработанных потоков на более низкие горизонты также могут быть использованы для генерации электроэнергии. Достаточные для утилизации объемы дополнительных стоков имеются и на Водоканале и на других предприятиях практически в любой отрасли. Практически место любого отбора воды из магистрального канала в конкретные оросительные системы также пригодно для установки микро ГЭС. В результате часть электроэнергии, использованной для создания напоров и давления в трубопроводах может быть возвращена в сеть.

7.4.2 Установки для гидроутилизации

В настоящее время известно несколько разработок микро ГЭС, которые пригодны для рассматриваемого применения. Прежде всего, это микрогидроэлектростанции, выпускаемые ОАО «Турбоатом» (г. Харьков), характеристики которых приведены в табл. 7.6. Комплектность оборудования по каждой рассмотренной позиции включает гидротурбину, генератор, регулятор частоты и авто балластные сопротивления. Средняя стоимость 1кВт установленной мощности таких утилизационных установок составляет около 600 у.е.

Таблица 7.6

Характеристики микрогидроэлектростанций ОАО «Турбоатом»

Тип микроГЭС	Мощность турбины, кВт	Частота вращения, об/мин	Диаметр рабочего колеса, м	Диапазон напоров, м	Расход, м ³ /с	Масса оборудования, кг
						габариты, мм
ПР5-Г-20 (ПР 20-5-Б-В)	5,0	1500,0	0,2	3,0...5,0	0,16	<u>260</u> 1600·400·658
ПР7-Г-20	10,0	1500,0	0,2	4,0...7,5	0,24	<u>310</u> 1600·400·658
ПР7-Г-30	25,0	1500,0	0,3	4,5...7,0	0,50	<u>1010</u> 3000·1500·670
ПР10-ГМ-40	50,0	1000,0	0,4	6,0...10,0	0,80	<u>1935</u> 1460·2560·3050
ПР7-ГС-46	50,0	1000,0	0,46	3,0...7,0	1,1..1,3	<u>2000</u> 400·1100·750 без генератора

Схема расположения, например, микро ГЭС ПР7-Г-30 приведена на рис. 7.17. Ее корпус и вал изготовлены из нержавеющей стали с содержанием хрома и никеля, что делает их прочными и уменьшает вероятность необходимого ремонта в процессе эксплуатации. Рабочее колесо изготовлено из нержавеющей, устойчивой к агрессивным средам стали. Специально спроектированные направляющий аппарат и рабочее колесо позволяют использовать энергию водотока с высоким КПД. Микропроцессорный регулятор напряжения и частоты автоматически стабилизирует указанные величины на заданном уровне, причем стабилизация напряжения осуществляется путем перераспределения электроэнергии между потребителями (сетью) и нагревательными элементами автобалластной нагрузки (например, тены для нагрева воды). В установке используется трехфазный асинхронный генератор с короткозамкнутым ротором.

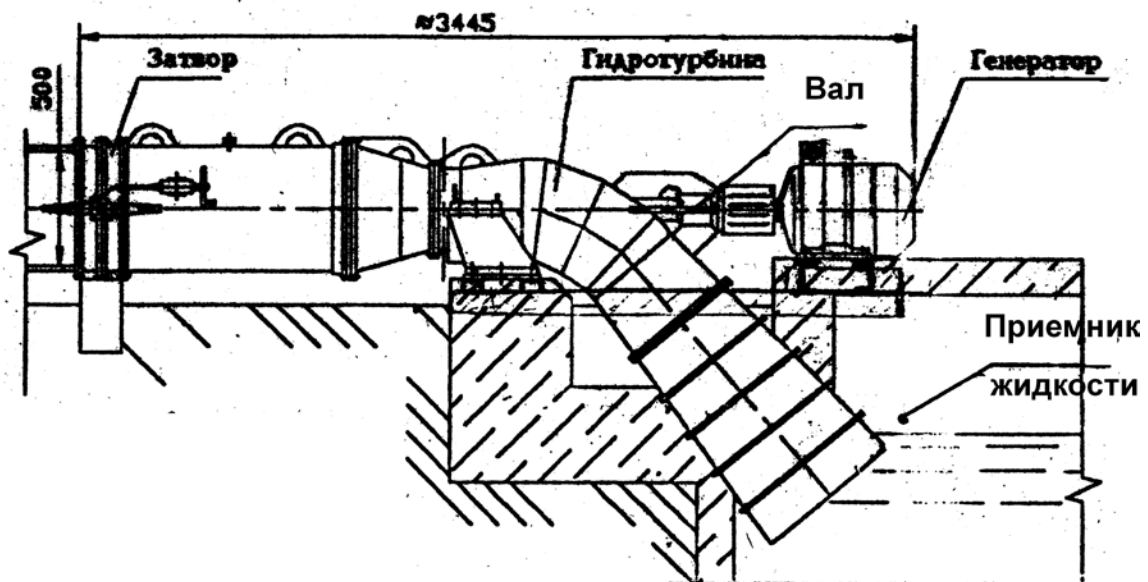


Рис. 7.17 Схема установки микро ГЭС ПР7-Г-30

И все же наиболее приспособленной для целей гидроутилизации является продукция шведской фирмы ИТГ ФЛЮГТ – лидера в мире производителей насосов и гидротурбогенераторов погружного типа. Ее гидрогенерирующие установки представляют собой агрегаты, состоящие из полуповоротной лопастной турбины, трехфазного асинхронного генератора и, при необходимости, планетарного редуктора (используется в самых мощных агрегатах). Эти компактные закрытые турбоагрегаты не имеют ни длинных валов, ни обычных силовых передач, ни верхних строений здания электростанции. Они работают в полностью погруженном состоянии в простой вертикальной колонне (см., например, рис. 7.18), удерживаются на месте своей собственной массой и охлаждаются окружающей водой. Агрегат легко опускается и поднимается для установки и техобслуживания.

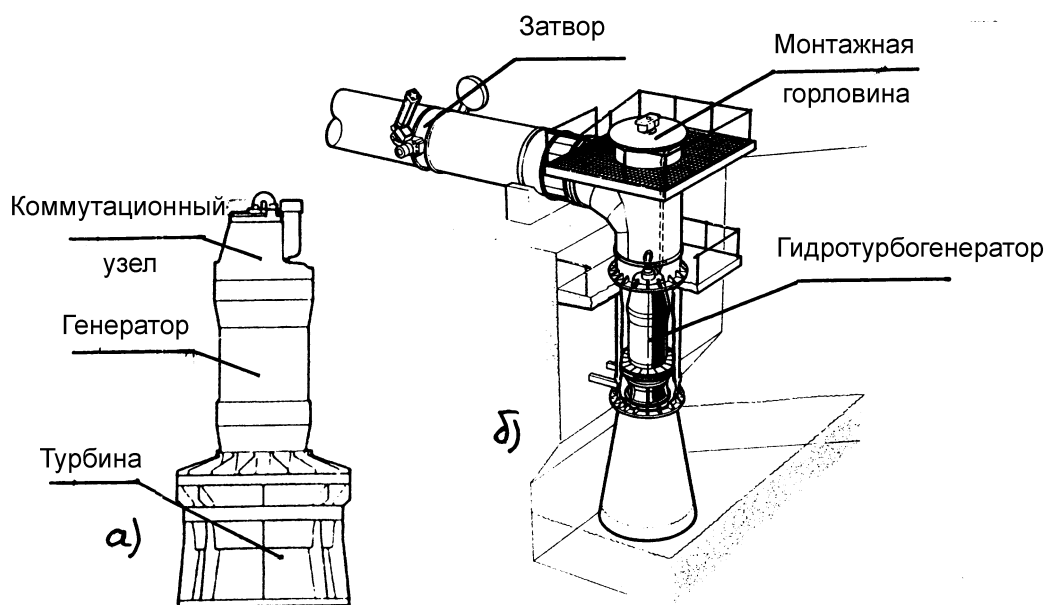


Рис. 7.18 Общий вид (а) и схема установки (б) гидротурбогенератора серии Е фирмы «ФЛЮГТ»

Получить представление о размерах четырех самых малых по мощности и используемым напорам гидротурбогенераторов серии Е фирмы «ФЛЮГТ» можно из таблицы 7.7. Они являются стандартными изделиями модульной конструкции, которая позволяет приспособить агрегат под любые эксплуатационные условия в диапазоне расходов от 0,7 до 12м³/с и в пределах напоров от 2,5 до 20 метров для получения номинальной мощности от 40 до 710 кВт. Лопасть рабочего колеса и износные кольца (между рабочим колесом и корпусом турбины) изготавливаются либо из алюминиевой бронзы, или нержавеющей стали. Базовая турбина может быть подсоединена к ряду других установочных модулей, например, отсасывающим трубам, турбинным водоводам и лоткам, выбранным с учетом существующих на месте условий.

Таблица 7.7

Характеристики гидротурбоагрегатов

Тип турбины	Диаметр седла турбины, мм	Наиболее габаритная высота турбины агрегата, мм	Максимальная масса, кг
7556	800	2630	1600
7570	1200	3140	4100
7585	1200	4245	6500
7600	1400	4380	7100

8 Энергоэффективность – основа современных технологий

8.1 Понятие технологической энергоэффективности и её особенности

Снижение необходимых для производства объёмов конечной энергии требует не только внедрения энергосберегающих техники и технологий, т.е. изменение технической базы хозяйственных комплексов, но и внедрения целого ряда мероприятий по повышению эффективности производства общего характера, а именно: уменьшение материалоёмкости продукции, повышение её качества и сроков службы, усовершенствование структуры размещения производительных сил и транспорта, улучшения организации производства. Известно много путей резкого уменьшения энергоёмкости продукции и примеров их реализации. **Первый** из них предусматривает изменение принципов её производства (технологий), например, внедрение сухого способа производства цемента, двухстадийного метода получения сырья для синтетического каучука, тепловой обработки бетонов горячими газами вместо пара, непрерывной разливки стали и т.д.

Второй путь развития энергосберегающих технологий предусматривает укрупнение единичных мощностей технологических процессов и реализацию других способов концентрации производства. **Третий** путь связан с оптимальным подбором сырья и энергоносителей, использованием катализаторов и строгим ведением технологических режимов. Не менее важным (**четвёртым**) направлением в создании энергосберегающих технологий является разработка и внедрение таких комплексов оборудования, которые подобраны по необходимому объёму используемых ТЭР таким образом, чтобы, например, выходного тепла предыдущего технологического процесса по своему количеству было достаточного для ведения последующего процесса. С этим направлением непосредственно связано использование вторичных энергоресурсов, о чём будет сказано в следующем разделе курса.

При рассмотрении энергоэффективности любого производства необходимо также помнить, что те технологии, которые используются на предприятии и те, которые будут применяться в дальнейшем, не создавались одновременно. Как правило, используются технические и технологические решения разных лет и разных фирм. Все они неодинаковы по энергоэффективности. Им также свойственно и моральное старение. Производители оборудования, если они хотят иметь успешный бизнес, из года в год совершенствуют свою продукцию. Особенно это характерно в части показателей энергоэффективности конкретных технологий, которые реализуются этим оборудованием.

Таким образом, результативность мероприятий по повышению технологической энергоэффективности зависит от многих причин, в том числе: от квалификации специалистов, которые разрабатывают и эксплуатируют оборудование; от качества информационного обеспечения в области энергосберегающих оборудования и процессов; от экономических возможностей предприятия, связанных с перевооружением производства; от совершенства структур управления предприятием в целом и от других факторов, которые можно изменить реально.

При этом не следует забывать, что несмотря на большое количество технологических процессов, используемых на конкретных предприятиях, в отраслях и экономике страны в целом, их принципиальные различия, существуют общие подходы и тенденции в реализации технологий и связанным с ними энергообслуживанием (энергоснабжением), т.е. типовые технологические решения. В результате на практике оказалось очень удобно выделять те участки производства, которые относятся к одной типовой группе, и при этом оказывают решающее значение на эффективность энергопотребления предприятия.

Рассмотрим в качестве примера конкретные подходы к повышению технологической энергоэффективности наиболее энергоёмких процессов разделения веществ и материалов, которые широко используются в химической, металлургической и горнорудной промышленности. При этом остановимся не только на принципиальных особенностях и

характеристиках самих процессов и их потенциальных возможностях энергосбережения, но и на вопросах, связанных с проектированием и эксплуатацией реализующего эти технологии энергосберегающего оборудования.

Процессы разделения используются, как известно, на всех без исключения предприятиях указанных производств, где их доля в общем энергосбережении достигает иногда 80%. Рассматриваемые процессы классифицируются на:

- ◆ гидромеханические;
- ◆ тепловые;
- ◆ массообменные.

К *гидромеханическим процессам* относится осаждение частиц под действием гравитационных и центробежных сил, а так же фильтрация. *Тепловые процессы* представлены выпариванием, кристаллизацией и сушкой. Абсорбция, адсорбция и ректификация составляют группу *массообменных процессов*. Используем указанную классификацию в последующем изложении темы.

8.2 Энергоэффективность гидромеханических процессов разделения

Как указано выше гидромеханические процессы разделения включают: гравитационное осаждение, разделение под действием центробежной силы или центрифугирование, фильтрование. Несмотря на существенные различия все они применяются для одной и той же технологической операции- выделения твердых веществ из жидкости и газа.

8.2.1 Гравитационное разделение

Гравитационное разделение происходит под действием сил тяжести в отстойниках различного типа и в пылеосадительных камерах. Это процесс улавливания в какой-либо суспензии или газе взвешенных твердых частиц. Затраты энергии в процессах такого типа приходится на перемещение среды через осадительный аппарат, обладающий гидравлическим сопротивлением. Можно предположить, что более энергоемким является «мокрое» разделение, а основная стратегия энергосбережения в таких процессах должна быть направлена на:

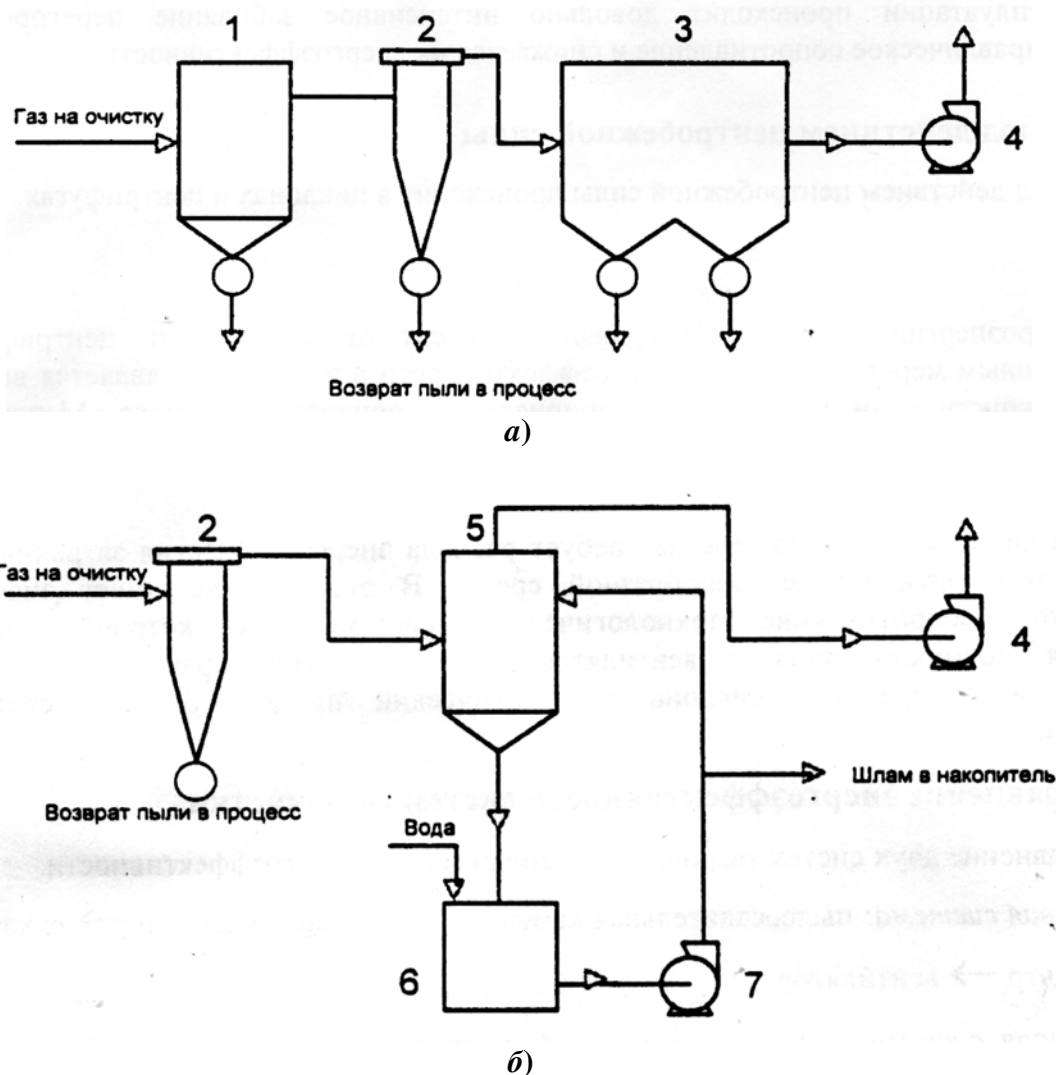
- ◆ уменьшение потока неоднородной смеси;
- ◆ минимизацию гидравлического сопротивления образующегося осадка и такого же сопротивления, собственно, аппарата разделения;
- ◆ выбор оптимальных по мощности и производительности насосов и хвостовых вентиляторов.

Разделение газовых систем методами осаждения производится двумя способами: под действием сил тяжести и инерционных сил, в частности центробежных. Эти процессы осуществляются в пылеосадительных камерах и пылеуловителях. Степень очистки газа от механических частиц в этих аппаратах обычно достигает 30-40%. Более энергоемкими являются инерционные уловители, принцип действия которых основан на использовании инерционных сил, действующих на осаждаемые частицы при резком изменении направления газового потока.

Обычно на пути движения загрязненного газа устанавливают отражательные перегородки, изменяющие направление его движения на 90° или даже 180°. Очевидно, что при этом резко увеличивается гидравлическое сопротивление аппарата разделения. При этом для эффективного улавливания частиц скорость потока перед отражателями должна составлять не менее 5-15м/с. С помощью таких инерционных пылеуловителей степень очистки увеличивается до 60%, но за счет довольно интенсивного забивания перегородок и возрастающего в результате гидравлического сопротивления снижается энергоэффективность процесса.

Осаждение под действием центробежной силы осуществляется в циклонах и центрифугах. Расход электроэнергии на центрифугирование зависит от конструкции последних. Поэтому очевидно, что основным мероприятием по энергоэффективности в этом случае является выбор оптимальной конструкции центрифуги и рационального привода для нее. Осаждение в циклонах само по себе не требует дополнительной энергии, которая затрачивается только на транспортирование газообразной среды. В этом случае потребляемая мощность привода вентилятора и насоса определяется гидравлическим сопротивлением всей технологической системы. При правильном выборе конструкции и типоразмера циклона технологический процесс оказывается достаточно эффективным.

Приведем сравнение энергоэффективности двух широко используемых на производстве систем газоочистки. Первая содержит пылеосадительную камеру, батарейный циклон, реактивный фильтр и вентилятор, которые включены последовательно друг за другом. Вторая система состоит из циклона, мощного пенного пылеуловителя со сборником, насосом и вентилятором. Схемы указанных технологических процессов гидромеханического разделения приведены на рис. 8.1, а и б соответственно.



Здесь 1 - пылеосадительная камера; 2 - циклон; 3 - фильтр реактивный; 4 - вентилятор; 5 - мокрый пелеуловитель; 6 - сборник; 7 - насос

Рис. 8.1 Схемы систем сухой (а) и мокрой (б) газоочистки

Сравнительные данные энергоэффективности рассматриваемых систем газоочистки приведены в табл. 8.1. Как следует из этой таблицы, сухая очистка при ухудшении эффективности разделения всего на 0,25% дает снижение потребления электроэнергии в 3 раза. Кроме того уловленная сухая пыль может непосредственно использоваться в технологическом процессе, а для утилизации полученных при мокрой очистке пульпы требуется дополнительная затрата энергии (не говоря уже о резервуарах или отстойниках).

Таблица 8.1

Сравнительные данные систем газоочистки

Тип системы очистки	Расход электроэнергии на 1 тыс.м ³ очищенного газа, кВт•ч	Эффективность очистки, %
сухая	1,7	99,25
мокрая	5,25	99,5

Из рассмотренного примера можно сделать вывод, что системы гидромеханического разделения под действием гравитации и центробежной силы сами по себе уже довольно экономичны, так как не требуют больших затрат энергии. Очевидно, что для повышения энергоэффективности этих систем необходимо уменьшать гидравлическое сопротивление используемых аппаратов и коммуникаций путём выбора оптимальных скоростей потоков. При эксплуатации систем гидромеханического разделения необходимо также контролировать соответствие установленного электропривода работающим вентилятору и насосу. Уменьшение гидравлического сопротивления коммуникаций и фильтрующих элементов обеспечивается путём их своевременной ревизии и замены.

8.2.2 Фильтрация

Промышленные фильтры для жидких суспензий осуществляют полное или частичное разделение средств на жидкую (фильтрат) и твёрдую (осадок) фазы методом фильтрования через пористую фильтровальную перегородку с закупориванием пор. Очевидно, что такой процесс должен быть довольно энергоёмким (особенно в крупнотоннажных производствах), т.к. предполагает наличие большого (к тому же переменного) гидравлического сопротивления. Обычно процесс фильтрования осуществляется или под вакуумом, или под давлением. При этом выбор фильтровального оборудования, существенно влияющего на энергетические характеристики процесса, определяется физико-механическими свойствами разделяемой среды.

Промышленные фильтры бывают непрерывного и периодического действия. К первым относятся барабанные, ленточные, дисковые, тарельчатые, ковшовые (карусельные) вакуум-фильтры. Ко вторым – фильтры, работающие под давлением, фильтры-прессы и патронные фильтры. Повышение энергоэффективности указанных аппаратов может быть достигнуто за счёт увеличения поверхности фильтрования и повышения скорости процесса разделения. Последнее же обеспечивается выбором более благоприятных условий фильтрования.

Улучшение условий разделения суспензий может быть достигнуто в результате осуществления следующих мероприятий, образующих три группы:

- ◆ Автоматизация процессов и периодическое изменение режимов: динамическое, не одномерное и вибрационное фильтрование.
- ◆ Выбор оптимальной толщины осадка, разности давлений, концентрации суспензии, а также предварительная классификация твёрдых частиц суспензии на тонко и грубодисперсные.

- ◆ Физико-химические воздействия на суспензию, которые обуславливают значительное уменьшение удельного сопротивления осадка, причём эти воздействия могут производиться как в технологическом процессе, так и при получении суспензий.

При реализации мероприятий третьей группы, в результате выбора надлежащих условий образования суспензии (температура, концентрация и др.) увеличивается размер твёрдых частиц, образуются кристаллические частицы вместо аморфных, предотвращается образование слоистых и коллоидных примесей. При этом удельное сопротивление осадка для отдельных суспензий может быть уменьшено в десятки раз. В результате прибавления к суспензиям некоторых агрегирующих или вспомогательных веществ удельное сопротивление осадка также заметно уменьшается, что существенно сказывается на энергоэффективности процесса.

Хотя многие типы фильтров разработаны специально для определённых сред и имеют свои характерные особенности, если рассматривать реализуемый в них процесс в целом, особенно для достаточно хорошо фильтрующихся сред, сравнительную оценку их энергоэффективности можно осуществить по расходу электроэнергии при работе установки. Так, для установок с вакуум-фильтром и фильтром-прессом, широко используемыми на горнорудных и химических предприятиях, результаты указанной оценки энергоэффективности приведены в табл. 8.2. В результате выявлено, что установки с пресс-фильтрами более эффективны (требуют меньших затрат электроэнергии) и к тому же они содержат меньшее количество оборудования.

Таблица 8.2

Сравнительная оценка энергоэффективности фильтрующих установок

Тип установки, основа	Расход электроэнергии на 1 м³ суспензии, кВт·ч	в %
Вакуум-фильтр	2,7	100
Пресс-фильтр	1,54	56,6

Если же поставлена задача повысить энергоэффективность действующего производства, основными мероприятиями на существующих разделительных установках, не требующих особых капиталовложений, могут быть:

- замена электродвигателей на насосах в соответствии с требуемой мощностью;
- замена турбовоздуходувок и компрессоров сжатого воздуха, используемых на отдувку и сушку осадка, на воздух от общезаводских компрессоров;
- постоянный контроль и обеспечение необходимого уровня вакуума в системе.

Касательно последнего мероприятия, установлено, что повышение уровня вакуума на 0,05 бар приводит к дополнительному потреблению энергии фильтрующей установкой на 16%. И в заключение следует подчеркнуть, что с точки зрения энергоэффективности необходимо выбирать схему фильтрации, которая имеет меньшее количество вспомогательного оборудования.

8.3 Энергоэффективность тепловых процессов разделения

Химические и металлургические производства невозможны без тепловых процессов разделения, которые включают сушку, выпаривание, ректификацию и кристаллизацию. Сушка, например, широко применяется в производстве полимерных материалов, минеральных удобрений, солей, органических веществ, химических волокон и др. Во многих производствах сушка является одной из важнейших операций, определяющих качество готовой продукции, ее физико-химические показатели.

Процессы *выпаривания* широко используются в химической промышленности. Они являются самостоятельными звеньями технологических схем и очень часто определяют их технико-экономические показатели. Также как и процессы сушки выпаривание является одним из самых энергоемких процессов. *Ректификация* применяется для четкого разделения смеси на составляющие компоненты. Такой процесс широко используется для разделения многокомпонентных смесей газов и жидких нефтепродуктов. При этом ректификация газов проводится при повышенном давлении, а нефтепродуктов – при высоких температурах. Очевидно, что такое положение должно обуславливать высокий уровень энергопотребления в этих процессах.

И, наконец, *кристаллизация* – широко распространенный на химических и металлургических предприятиях процесс выделения твердого вещества из раствора или выделение твердой фазы при затвердении веществ, находящихся в расплавленном состоянии. Рассматриваемый процесс применяется в производстве солей, а также для получения твердых веществ в чистом виде путем их перекристаллизации. Рассмотрим энергоэффективность каждого из приведенных процессов отдельно.

8.3.1 Сушка

Основные процессы сушки классифицируются по способу подвода тепла к высушиваемому материалу (конвективная, радиационная, кондуктивная и комбинированная сушка), по гидродинамическим условиям в сушильной камере (сушка в неподвижном слое и во взвешенном или полувзвешенном состоянии) и, наконец, по направлениям движения материала и сушильного агрегата – прямоточная, противоточная, смешанная. Так *конвективная сушка* материала и изделий в слое осуществляется в туннельных, петлевых, валковых, турбинных, ленточных и шахтных сушилках, а во взвешенном и полувзвешенном состоянии – в барабанных, вихревых (или циклонных), распылительных сушилках, а также в пневматических трубах-сушилках. *Радиационная сушка* (передача тепла лучистой энергией) проводится в сушилках, в качестве излучателей которых используются лампы или газовые горелки.

Кондуктивная сушка (передача тепла теплопроводностью) проводится в трубчатых, барабанных, цилиндрических (для листовых материалов) и вальцевых (для пастообразных материалов) сушилках. Очевидно, что комбинированная сушка предусматривает использование различных способов подвода тепла.

Обычно энергоэффективность сушки определяется как отношение необходимого тепла испарения к общему потреблению тепла. При этом если последнее образуется из первичных энергоносителей, то высокая эффективность сушилок достигается даже при незначительном увеличении капитальных затрат на это. В случае же использования в качестве сушильных агентов вторичных энергоресурсов, возможности повышения энергоэффективности оказываются менее значительными.

Энергоэффективность сушилок в первую очередь зависит от тепловых потерь через их наружную поверхность, уровня загрузки материала, равномерности поддержания температурного режима, эффективности сгорания топлива (при работе на первичных энергоносителях), уровня механических потерь (на вращение сушилок). Более широко используемая конвективная сушка применяется для обезвоживания различных материалов: поштучных изделий, сыпучих сред и жидких суспензий. Радиационная и кондуктивная сушки используются в основном для тонких и гибких материалов и изделий.

Для осуществления конвективной сушки необходим сушильный агент, в качестве которого используются нагретый воздух, азот, подогретый водяной пар, топочные газы. Воздух употребляется в том случае, если температура сушки невысокая и присутствие кислорода в нем не влияет на свойства высушенного продукта. Топочные газы используются при высокотемпературной сушке, когда материал не взаимодействует с их компонентами. Азот применяется при сушке окисляющихся материалов. Если же материал не изменяет своих свойств при температуре до 130°C, для сушки можно применять подогретый водяной пар. Очевидно, что, если на данном предприятии имеется несколько

сушильных агентов и есть возможность их выбора, необходимо принимать во внимание стоимость каждого из них.

Довольно серьезную роль в снижении энергозатрат играет выбор способа сушки. Так для сушки жидких продуктов целесообразно использовать распылительные аппараты и установки с кипящим слоем. Сравнительные данные энергоэффективности в указанных случаях приведены в таблице 8.3. из которой следует: при сушке в кипящем слое и путем распыления затраты электроэнергии почти что одинаковы. Расход же топлива в первом случае значительно (около 25%) ниже, что делает установки с такой сушкой более предпочтительными.

Таблица 8.3

Сравнение энергозатрат на сушку

Энергозатраты на 1т материала	Способы сушки	
	<i>в кипящем слое</i>	<i>распылением</i>
Условное топливо, кг	372	275
Электроэнергия, кВт·ч	157	161

Так как основные затраты при сушке сводятся к нагреву или получению сушильного агента, транспортировке источника тепла к месту сушки, затратам электроэнергии на работу сушилок и вспомогательного оборудования, то приоритетными путями их снижения должны быть:

- ◆ рациональный выбор способа сушки;
- ◆ правильный выбор сушильного агента;
- ◆ повышение начальной и снижение конечной температуры сушильного агента;
- ◆ применение схем рециркуляции тепла;
- ◆ правильный выбор вспомогательного оборудования (компрессоры, вентиляторы, насосы и др.);
- ◆ подбор электродвигателей в соответствии с требуемой мощностью.

8.3.2 Выпаривание

Выпаривание производят в аппаратах с обогревом через стенку (поверхностного типа) и работающих по принципу прямого контакта высокотемпературного теплоносителя с выпариваемым продуктом (контактные аппараты). Для обогрева выпаривателей первого типа широко применяется водяной пар, иногда топочные газы и высокотемпературные агенты (перегретая вода, масло). При этом использование электроэнергии с точки зрения эффективности является все же наиболее предпочтительным. Хотя индуктивный нагрев имеет некоторые ограничения по рассматриваемому применению.

Процессы выпаривания могут проводиться под вакуумом, при атмосферном давлении и под давлением. Вакуумную выпарку применяют для чувствительных к высокой температуре растворов, а также для «высококипящих» жидкостей, т.к. при разряжении их кипение происходит при более низких температурах. Выпаривание под давлением связано с повышением температуры кипения раствора, поэтому применение такого способа ограничено свойствами как самого раствора, так и температурой нагревающего агента.

На производстве используется одно- и многокорпусные выпарные установки поверхностного типа. Последние из них позволяют многократно использовать тепло, отдаваемое греющим паром в первом корпусе, что дает экономию свежего пара. С увеличением числа корпусов значительно повышается энергоэффективность аппарата (табл. 8.4). На практике число корпусов сейчас не превышает десяти, а наиболее распространенными являются 2-4 корпусные аппараты. Это связано с тем, что при дальнейшем увеличении количества корпусов начинают расти общие затраты на установку (на энергоресурсы и капитальные затраты).

Таблица 8.4

Расход тепловой энергии в выпарных аппаратах

Число корпусов в аппарате	Расход греющего пара P=0,6МПа на 1т выпариваемой воды		
	т	МДж	в % от расхода на однокорпусный аппарат
1	1,1	2328,0	100
2	0,57	1206,0	57,8
3	0,4	846,5	36,4
4	0,3	634,9	27,2

Повысить энергоэффективность выпарной установки можно еще и увеличением эффективности использования подводимой к ней энергии за счет многократного использования тепла в одном корпусе. Для этого необходимо компрессором или пароструйным инжектором сжать вторичный пар до такого давления, чтобы его температура позволила обогревать им тот же аппарат, где он и образовался (так называемые установки с тепловым насосом). Сравнительная оценка энергоэффективности простой однокорпусной установки с такой же, но с тепловым насосом дана в табл. 8.5. Как следует из этой таблицы энергоэффективность последней на 83% выше. Этот пример как нельзя лучше иллюстрирует эффективность новых направлений в энергосбережении.

Таблица 8.5

Сравнительная оценка энергоэффективности выпарных установок

Тип установки производительностью 2т/ч	Расход энергии в пересчете на тепло, МДж/т испаряемой влаги			в %
	пар	электроэнергия	итого	
Обычная однокорпусная	2328,0	-	2328,0	100
Однокорпусная с тепловым насосом	218,8	176,4	395,2	16,9

Распространение на предприятиях получили выпарные установки поверхностного типа с паровым обогревом, имеющие естественную или принудительную циркуляцию. Преимуществом аппаратов с принудительной циркуляцией является высокий коэффициент теплоотдачи (в 3-4 раза выше чем при естественной). При этом необходимость расхода энергии на работу циркуляционного насоса несколько снижает их привлекательность, но общий энергетический баланс говорит сам за себя. Применение принудительной циркуляции особенно эффективно, если аппарат изготавливается из материала с высокой теплопроводностью, например меди (уменьшается поверхность теплообмена) и при выпаривании кристаллизующихся и вязких растворов, а также при работе на малых разностях температур.

В контактных выпарных аппаратах основным источником тепла являются топочные (дымовые) газы. Благодаря тому, что в них обеспечивается хорошее перемешивание и эффективный тепло- и массообмен между греющим паром и упариваемым раствором, а также большая поверхность соприкосновения фаз, коэффициент использования теплоты сгорания топлива достигает 90-95%. Так в сравнении с аппаратами поверхностного типа, у которых на испарение одной тонны воды расходуется около 2300МДж тепла, у рассматриваемых аппаратов эта величина равна 1600МДж.

Серьезным недостатком контактных выпаривателей, несмотря на их высокую энергоэффективность, является то, что с отходящими газами уносится большое количество брызг упариваемого раствора. Очевидно, что это нужно учитывать, устанавливая

рациональный баланс между экономией энергоресурсов и потерей продукта исходя из экономического критерия. При эксплуатации действующих выпарных аппаратов необходимо, также как и для сушилок, следить за состоянием изоляции нагретых поверхностей, не допуская температуры поверхности выше 30⁰С. Значительной энергоэффективности можно добиться, если использовать систему управления процессом, в которой осуществляется непрерывный контроль концентрации раствора, температуры упаривания и меняется соответствующим образом подача теплоносителя.

Таким образом основные направления повышения энергоэффективности процесса выпаривания можно свести к следующему:

- ◆ применению многокорпусных установок;
- ◆ рациональному выбору числа стадий выпаривания;
- ◆ использованию контактных выпарных аппаратов;
- ◆ применению установок с тепловыми насосами;
- ◆ использованию автоматических систем управления процессом.

8.3.3 Ректификация

Типовая схема ректификации состоит из ректификационной колонны с тарелками различного типа, конденсаторов-холодильников верхнего продукта, подогревателя-кипятильника, теплообменников и холодильников, насосного оборудования и, наконец, трубчатой печи для нагрева теплоносителя. На процессы ректификации нефти и продуктов ее переработки расходуется свыше 80% тепловой и электрической энергии, потребляемой нефтеперерабатывающими заводами. При этом энергетическая эффективность рассматриваемого процесса недопустимо низкая: 95% тепла, подводимого в колонну отводится с водой и воздухом, охлаждающими верхний и боковой погоны колонны.

Объем потребляемого тепла в процессе ректификации связан с рядом технологических и экономических факторов и, в частности, с заданной чистотой получаемых при ректификации продуктов. Чем выше заданная чистота продуктов, тем больше число тарелок и выше флегмовое число. С увеличением флегмового числа возрастает нагрузка на кипятильник колонны и конденсатор-холодильник, увеличивается расход охлаждающей воды или воздуха, требуется большая поверхность нагрева этих аппаратов. Средние энергетические затраты на переработку 1т нефти на нефтеперегонных заводах Украины приведем в табл. 8.6. Очевидно, что они могли быть допустимы только при относительно низкой стоимости первичного топлива.

Таблица 8.6

Энергетические затраты на переработку 1т нефти

Виды энергии	Расход	
	кДж	кг, у.т.
Первичное топливо	1 027 000	35,00
Электроэнергия	1 008 800	34,39
Теплоэнергия	790 000	26,93
Итого	2 825 800	96,32

Существенное повышение энергоэффективности процесса ректификации связано, прежде всего, с использованием тепла отходящих воды и воздуха для предварительного подогрева перерабатываемого сырья. Это, помимо утилизации выбрасываемой энергии, приводит также к существенному снижению расхода электроэнергии на перекачку нефти, которая, как правило, имеет довольно высокую вязкость. Известно же, что перекачка вязких сред чрезвычайно энергоемкий процесс. Использование вторичного тепла имеет, кроме рассмотренного, следующие дополнительные преимущества:

- ♦ снижение расхода охлаждающей воды и воздуха на холодильники и электроэнергии на транспортирование охлаждающего агента;
- ♦ сокращение расхода топлива на трубчатые печи и теплоносителя на испарители.

Учитывая выше изложенное очевидно, что сложившиеся технологические схемы ректификации нуждаются в серьезных изменениях с точки зрения оптимизации энергопотребления. В качестве примера приведем сравнение энергоэффективности современных схем оптимизации теплообмена в ректификационных установках за счет перераспределения отходящих (выбрасываемых) продуктов нефтепереработки, приведенных на рис. 8.2. На схемах *а*, *б*, *в* этого рисунка изображены стадии подогрева сырья и охлаждения продуктов ректификации. Здесь 1 – 8 - теплообменники; 9 – водяной холодильник; 10 – воздушный холодильник; I – сырье; II – верхнее орошение; III – газойлевая фракция; IV – керосиновая фракция; V – мазут.

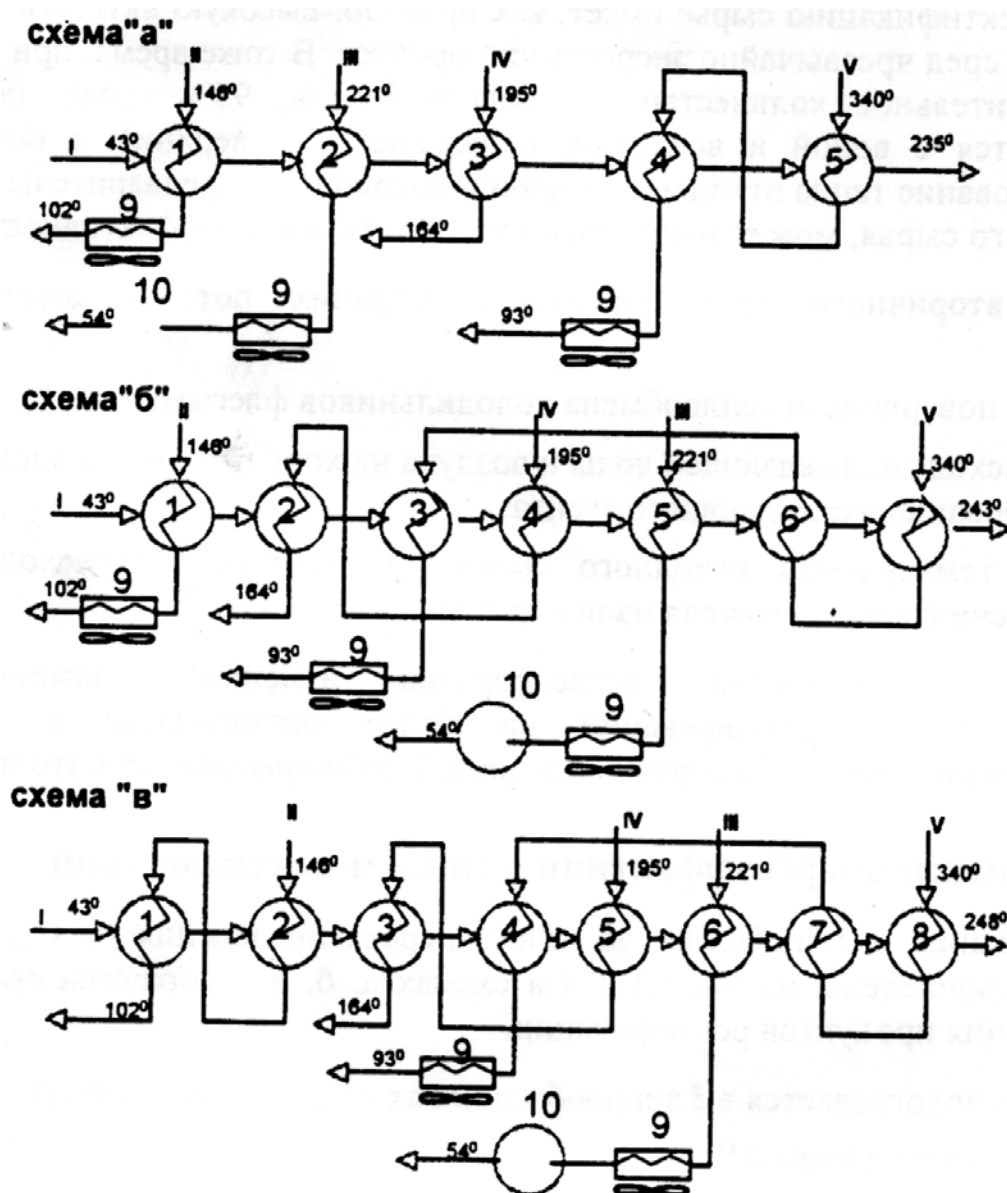


Рис. 8.2 Схемы оптимизации теплообмена в процессе ректификации

Как следует из рисунка по схеме «а» сырье подогревается в пяти теплообменниках, причем в первом – верхним обходящим продуктом переработки (II), во втором – газойлем (III), в третьем – керосином (IV), четвертом и пятом – мазутом (V). При этом потоки II, III и V дополнительно охлаждаются в холодильниках. По схемам «а» и «б» число

теплообменников увеличено до 7-8, а по последней схеме дополнительно охлаждаются только газойль и мазут. Сравнительная оценка показателей энергоэффективности приведенных схем дана в табл. 8.7.

Таблица 8.7

Показатели энергоэффективности схем ректификации

Вариант схемы	Температура подогрева сырья, °С	Поверхность теплообмена, м ²	Снижение расхода топлива, %	Снижение расхода электроэнергии, %
<i>a</i>	235	55	-	-
<i>б</i>	243	100	5	2
<i>в</i>	248	126	8	4,7

8.3.4 Кристаллизация

Кристаллизация происходит при насыщении раствора растворенным веществом. Для проведения этого процесса используют различные способы создания пересыщенных растворов: охлаждением, испарением части испарителей, комбинированием (одновременное охлаждение и испарение). Сложилась следующая классификация кристаллизаторов: с воздушным, с водяным охлаждением и вакуум-кристаллизаторы. Проводятся рассматриваемые процессы периодически или непрерывно. При непрерывной работе обычно применяют многокорпусные вакуум-кристаллизаторы.

Большим достоинством многокорпусных вакуум-кристаллизаторов является возможность экономного использования охлаждающей воды и теплоты конденсации паров, если их направить в поверхностные конденсаторы, в которые вместо охлаждающей воды подается разогреваемый раствор. Таким способом, например, в производстве хлорида калия регенерируется до 70% всей теплоты, затрачиваемой на нагрев исходного (так называемого “маточного”) раствора.

В процессе кристаллизации помимо тепловой энергии, расходуемой на подогрев растворов, используется и электроэнергия – на работу самих кристаллизаторов и вспомогательного оборудования (обычные и вакуум-насосы). Энергоэффективность кристаллизаторов существенно зависит от их типов и схемы кристаллизации. В таблице 8.8 в качестве примера приведена энергоэффективность охладительного бака-кристаллизатора с рейкой-мешалкой и вакуум-кристаллизатора.

Таблица 8.8

Удельные энергозатраты на 1т медного купороса при различных схемах кристаллизации

Тип кристаллизатора	Пар, т/%	Электроэнергия, кВт·ч/%
Охладительный бак-кристаллизатор	1,5/100	97/100
Вакуум-кристаллизатор	0,73/49	41,4/43

Как следует из примера энергоэффективность вакуум-кристаллизатора на 57% выше, чем обычного охладительного бака-кристаллизатора с рейкой-мешалкой. Помимо правильного выбора типа кристаллизатора повысить энергоэффективность процесса можно также путем:

- ♦ применения многокорпусных вакуум-кристаллизаторов, что позволяет использовать теплоту конденсации паров на нагрев растворов в последующих стадиях;

- ◆ рационального использования охлаждающих воды и воздуха;
- ◆ поддержания тепловых режимов кристаллизации в заданных пределах путем автоматического изменения подачи или отвода тепла.

8.4 Энергоэффективность массообменных процессов разделения

Как указано выше к массообменным процессам разделения относятся *адсорбция* и *абсорбция*. Первый из них – это поглощение одного или нескольких компонентов из газовой или жидкой смеси на твердом поглотителе, который называется адсорбентом. Используется этот процесс при осушке газов, выделении индивидуальных газов из смесей, разделении смесей на фракции, а также при очистке, например нефтепродуктов. Также как и для ранее описанных процессов разделения для осуществления адсорбции требуется подвод значительного количества энергии, причем в основном (до 70%) на стадию десорбции. В качестве десорбирующих агентов обычно используется водяной пар, пары органических растворителей, инертные газы.

Абсорбция – это процесс поглощения газа жидким поглотителем. Пример использования абсорбирующих процессов: производство H_2SO_4 , HNO_3 , HCl путем поглощения газа жидкостью, разделение газовых смесей с целью получения одного или нескольких ценных компонентов, очистка газа от примесей вредных компонентов, улавливание ценных компонентов из газа, для предотвращения их потерь. По аналогии рассмотрим энергоэффективность указанных процессов разделения в отдельности.

8.4.1 Адсорбция

Для *адсорбции* паров и газов сейчас в основном применяются адсорбционные установки непрерывного действия с кипящими и движущимися плотными слоями. По сравнению с адсорберами периодического действия эти установки имеют ряд преимуществ:

- ◆ имеют меньшие габариты;
- ◆ используется меньшее количество адсорбента;
- ◆ хорошо приспособлены к автоматизации процесса.

Типовые конструкции адсорбционных установок с движущимся плотным слоем адсорбента содержат три основные зоны: адсорбции, ректификации (очистки), и десорбции. Если установка применяется для выделения одного компонента из газа-носителя, то используются только две секции – адсорбции и десорбции. Таким образом, в любом замкнутом адсорбционном цикле наряду с адсорбцией идет процесс удаления адсорбированного вещества - десорбция. Другим, не менее широко применяемым процессом является так называемая контактная очистка с тонко измельченным адсорбентом, основанная на методе перколяции (фильтрование через слой гранулированного адсорбента).

Снижение энергоемкости рассматриваемого процесса можно достичь путем организации теплообмена между верхом и низом адсорбционной колонны, использованием для отдувки адсорбента вместо водяного пара паров легкого компонента. Для обогрева зоны десорбции можно использовать часть теплоты нижнего продукта. И все это может позволить уменьшить расход энергоресурсов на 20 – 30%.

Схема установки с организацией теплообмена между верхом и низом колонны и отдувкой легким компонентом изображена на рис. 8.3. Такая схема может быть использована при разделении близкокипящих компонентов, когда возрастает количество циркулирующего адсорбента. Легкий компонент для отдувки адсорбента по этой схеме берут из зоны 1. Обогрев зоны десорбции 3 (отпарная зона) осуществляется частью нижнего продукта, который сначала нагревается (рекуперировав в теплообменнике 5 тепло, отданное легкой фракции в зоне 2 адсорбентом при его охлаждении), а затем дополнительно

получает тепло в подогревателе 6. На этом рисунке также изображены: 4 – холодильник, 7 – насос, 8 – собственно адсорбционная колонна.

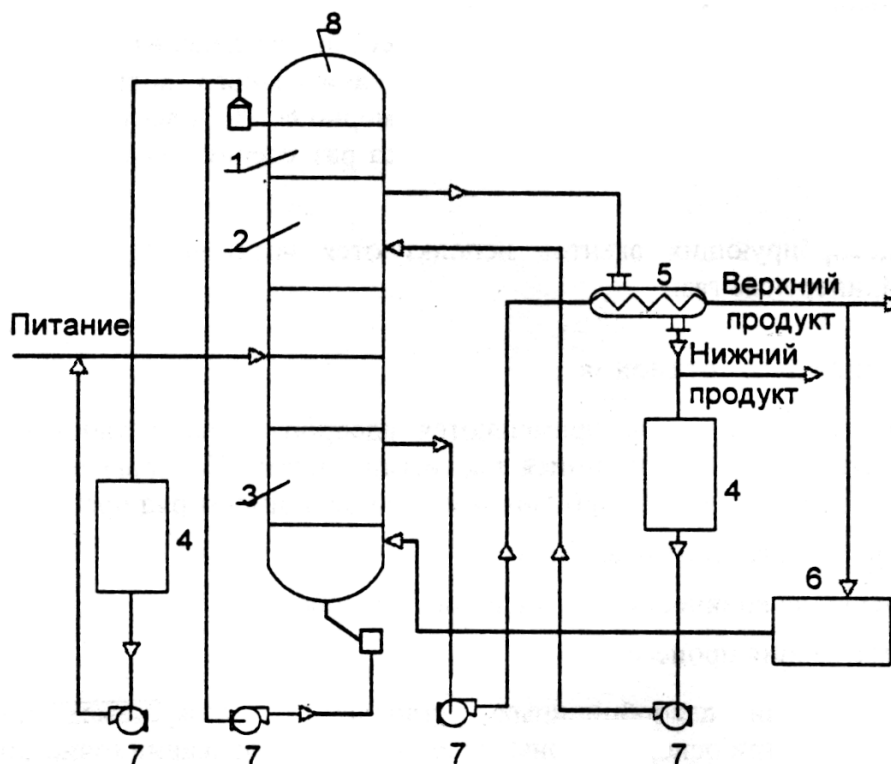


Рис. 8.3 Схема организации теплообмена в адсорбционной колонне

При всех адсорбционных процессах на потребление энергии для перемещения сред через аппарат имеет значение прочность и способ укладки адсорбента, т.к. от этого зависит гидравлическое сопротивление аппарата. Поэтому рациональный выбор конструкции последнего и высокая прочность адсорбента могут привести к существенному сокращению указанных энергозатрат. Немаловажным является и осуществление непрерывного контроля протекания адсорбционно-десорбционных процессов, позволяющего исключить перерасход подачи энергоресурсов. Необходимо также обеспечить надлежащее качество изоляции нагретых поверхностей, что снизит потери теплоты в окружающее адсорбционную установку пространство.

8.4.2 Абсорбция

Процесс *абсорбции* относится к массообменным процессам, происходящим на поверхности соприкосновения фаз. Поэтому такие аппараты должны иметь развитую поверхность соприкосновения между газом и жидкостью. По способу создания этой поверхности абсорберы делятся на поверхностные, барботажные и распыливающие. В первых из них указанное соприкосновение происходит на поверхности неподвижной или движущейся (текущей) жидкости. В барботажных абсорберах поверхность контакта сред развивается потоками газа внутри жидкости, а в распыливающих - образуется путем распыления жидкости в массу газа на мелкие частицы (форсуночные).

Промышленные схемы абсорбционных установок можно разделить еще на две основные группы: без десорбции абсорбента и с десорбцией (многократное использование абсорбента). Схемы без десорбции используются, например, при очистке газов от вредных примесей, когда поглотитель дешев, а извлекаемый компонент не представляет ценности. В таких схемах основные энергозатраты идут на подачу поглотителя и транспортирование газа. Поэтому снижение энергоемкости связано со снижением объемов циркулирующих

растворов (использование внутренней циркуляции в абсорберах), а также с применением аппаратов с малым гидравлическим сопротивлением,

В схемах с десорбцией происходит многократное использование поглотителя (круговое или циклическое). В таких схемах наряду с абсорбцией идет процесс регенерации последнего (десорбция). Этот процесс представляет собой или взаимодействие регенерируемого поглотителя с инертным газом (или острым паром), или температурную обработку десорбирующего агента. Если абсорбция идет под давлением, то десорбцию можно осуществить понижением давления.

Следует иметь в виду, что десорбция очень энергоемка. Энергозатраты на процесс абсорбции существенно снизятся, если добиться уменьшения расхода тепла на регенерацию поглотителя. В каждом конкретном случае следует обеспечивать оптимальный тепловой режим обоих процессов. К основным мероприятиям, позволяющим снизить энергоемкость этих процессов следует также отнести:

- ◆ максимальное использование вторичных тепловых потоков;
- ◆ автоматическое регулирование поступления энергоносителей;
- ◆ теплоизоляцию нагретых поверхностей.

В заключение следует отметить, что в этом разделе, как и в других разделах рассматриваемой темы, представлены только основные методологические подходы, которые используются для повышения энергоэффективности технологических процессов. Дополнительная информация по ним и конкретные примеры решения вопросов технологической энергоэффективности будут изложены в отдельном спецкурсе.

9 Использование возобновляемых источников энергии

9.1 Понятия возобновляемых источников энергии и технологии их использования

Как правило, энергетические ресурсы на Земле являются результатом непрерывной деятельности Солнца. Они делятся на две основные группы: аккумулируемые природой и в большинстве своем не возобновляемые, а также не аккумулируемые природой, но постоянно возобновляемые ею. К первой группе относятся запасы нефти, каменного и бурого углей, сланца, торфа и подземных газов, а также термоядерного и ядерного топлива. Ко второй - солнечная радиация, ветер, потоки рек, морские волны и приливы, внутреннее тепло Земли.

Так постоянно поступающая на Землю солнечная радиация по-разному нагревает сушу материков, воды морей и океанов. Образующаяся разница температур приводит к появления ветра, который проходя над водной поверхностью образует волны. Гравитационная сила Солнца и Луны вызывает приливы и отливы морей и океанов. Под действием Солнца происходит кругооборот воды в природе: ее испарение, образование облаков, выпадение дождя и снега, таяние ледников. В результате и текут реки, имеющие огромные запасы кинетической энергии. Известны также и процессы фотосинтеза, которые осуществляются растениями под прямым воздействием солнечных (световых) лучей. Тепло, непосредственно накапливаемое в недрах Земли, также необходимо рассматривать как колоссальный возобновляемый источник энергии.

Таким образом *возобновляемыми источниками энергии* считаются запасы энергетических ресурсов, которые постоянно восстанавливают свою энергетическую ценность, энергия которых может к тому же использоваться постоянно, без каких-либо временных ограничений. Их более полная классификация приведена на рисунке 9.1. Особый класс рассматриваемых источников энергии включает в себя использование в качестве энергетического сырья различных отходов жизнедеятельности человека и применение биотехнологий для их переработки.

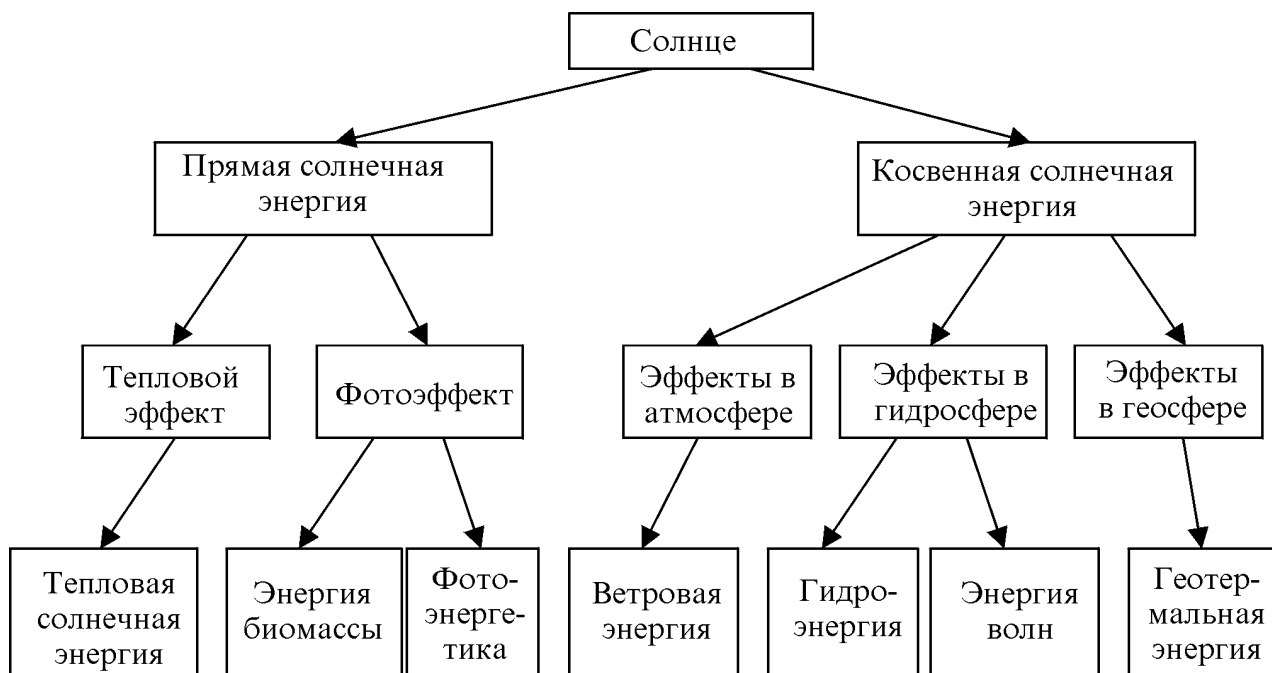


Рис 9.1 Классификация возобновляемых источников энергии

Преимуществами возобновляемых источников энергии, по сравнению с традиционными, является то, что:

- ◆ они практически неисчерпаемы;
- ◆ не загрязняется окружающая среда;
- ◆ отпадает необходимость в добыче, переработке и доставке топлива;
- ◆ не нужно извлекать и хранить зольные отходы или продукты распада;
- ◆ нет необходимости в дефицитных высокотемпературных материалах, за исключением солнечных концентраторов тепла;
- ◆ могут работать с минимальным уровнем обслуживания;
- ◆ отпадает потребность в транспортировке энергии на большие расстояния.

Основным недостатком большинства рассматриваемых источников является непостоянство их энергетического потенциала.

Необходимость и возможность развития как энергетики Украины в целом, так и создания собственного альтернативного энергоснабжения промышленных предприятий и повышение их энергоэффективности на базе возобновляемых источников обусловлены следующими факторами:

- ◆ дефицитом традиционных для энергетики страны топливно-энергетических ресурсов;
- ◆ дисбалансом в развитии энергетического комплекса Украины, ориентированного на атомную энергетику (до 30%) при фактическом отсутствии производства ядерного топлива, утилизации и переработки отходов;
- ◆ благоприятными климато-метеорологическими условиями для использования основных видов возобновляемых источников энергии и их существенными ресурсами (см. табл. 9.1);
- ◆ наличием промышленной базы, пригодной для производства практически всех видов оборудования для возобновляемой энергетики.

Таблица 9.1

Ресурсная база возобновляемых источников энергии в Украине

Источники энергии	Теоретический потенциал, МВт·ч/год	Использование сегодня, МВт·ч/год	Технический потенциал, МВт·ч/год
Гелиоэнергетика	$720,0 \cdot 10^9$	$81,0 \cdot 10^3$	$0,13 \cdot 10^9$
Ветроэнергетика	$965,0 \cdot 10^9$	$0,8 \cdot 10^3$	$0,36 \cdot 10^9$
Геотермальная энергетика	$5128,0 \cdot 10^9$	$0,4 \cdot 10^3$	$14,0 \cdot 10^9$
Биоэнергетика	$12,5 \cdot 10^6$	$0,014 \cdot 10^3$	$6,1 \cdot 10^6$
Малая гидроэнергетика	$17,4 \cdot 10^6$	$0,5 \cdot 10^6$	$6,4 \cdot 10^6$

Человечество применяет возобновляемые источники энергии в течение всего своего существования. Первые, самые простые в современном представлении, технологии энергопотребления из рассматриваемых источников относятся к использованию парусов, а так же ветряных и водяных мельниц. В дальнейшем, по мере наращивания объемов потребления энергии и использования других (помимо воды и ветра) возобновляемых источников, указанные технологии совершенствовались и развивались. Сейчас человечество уже обладает полным набором технологий для промышленной эксплуатации практически всех известных современной цивилизации возобновляемых источников энергии. Остановимся на некоторых из них, характеризуя, таким образом, особенности тех или иных источников на конкретных примерах.

9.2 Солнечная тепло – и электроэнергетика

Сегодня солнечная энергия широко используется для производства низкотемпературного тепла с помощью простейших солнечных коллекторов (рис. 9.2), работа которых основана на использовании парникового эффекта. В результате рабочая жидкость в специально уложенных на абсорбер и теплоизоляции трубках нагревается, и, при обеспечении ее циркуляции, тепловая энергия передается потребителю. В качестве рабочей жидкости обычно используют воду с 40%-м пропилен-гликолем (не замерзает до -20°C). Потребителями получаемой таким образом энергии являются системы отопления домов или производственных помещений и горячего бытового водоснабжения. При этом циркуляция жидкости происходит за счет естественной разницы плотности нагретой и холодной воды, усиливаясь при наличии парообразования в контуре. В указанной термосифонной системе циркуляции скорость перемещения теплоносителя автоматически регулируется в случае изменения условий обогрева.

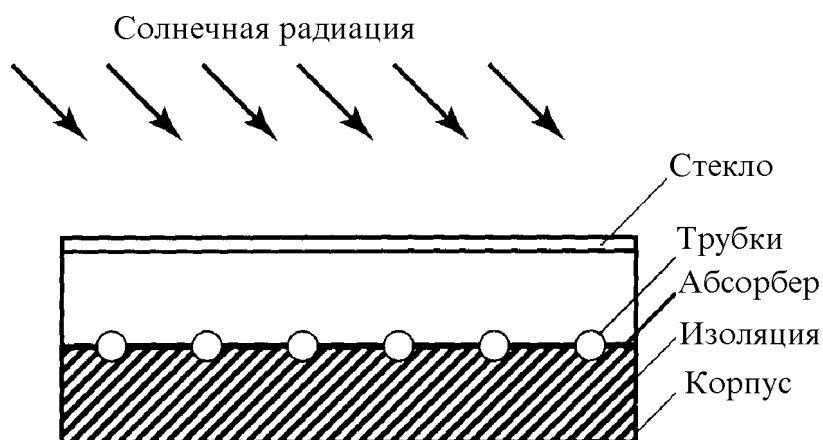


Рис 9.2 Поперечный разрез солнечного коллектора

На рис. 9.3 в качестве примера приведена схема гелиоустановки производительностью до 200л горячей воды в сутки. Здесь площадь коллектора составляет $4-6\text{ м}^2$, емкость бака-накопителя (бойлера)- 280л. В схеме предусмотрен водогреющий котел, использующийся в случае недостатка солнечной энергии, который может работать как на электричестве, так и за счет какого-либо другого вида топлива. Большинство таких установок имеют среднегодовой эксплуатационный КПД коллектора 40-50%. Стоимость получаемой таким образом теплоты, например, для широт около 30° ($3-5$ ГДж в год с 1 м^2) при сроке службы установки около 30 лет, соизмерима с централизованными системами отопления и горячего водоснабжения - около 3-4 у.е./ГДж. Для более высоких широт такие солнечные водонагреватели целесообразно использовать только как сезонные установки.

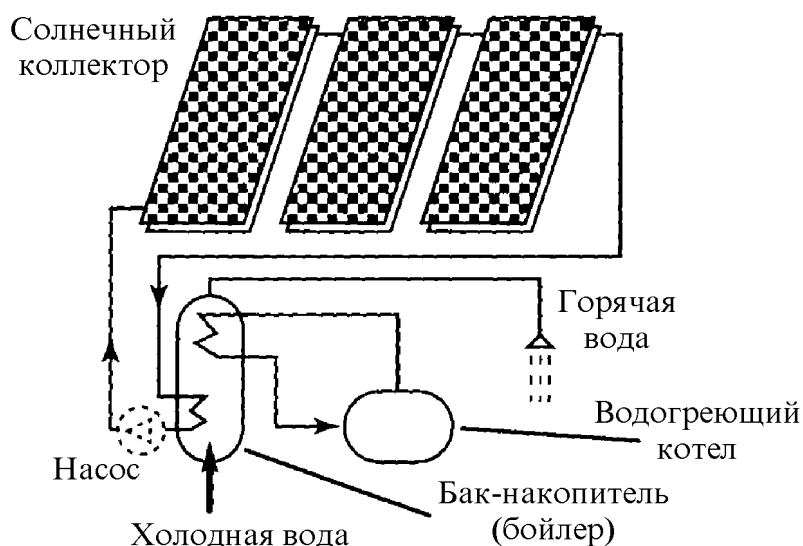


Рис. 9.3 *Схема бытовой гелиосистемы*

Сегодня в мире используется более 2 млн. систем такого горячего водоснабжения, причем площадь применяемых гелиоколлекторов, например, в США на начало нынешнего века составила 10 млн.м². Для сравнения, в Украине на аналогичный период было всего 10 тыс.м². При этом следует все же отметить, что согласно государственной программе энергосбережения Украины к 2010 году предусмотрено сооружение таких систем общей площадью также около 10 млн.м². Это должно обеспечить экономию до 1,5 млн. т у.т.

Электроэнергию получают в установках, где теплота образуется за счет концентрации солнечного излучения на приемнике (коллекторе) с теплоносителем. В качестве последнего обычно используется вода, а в зимний период - водно-спиртовой раствор. Эффективность преобразования падающего на приемник излучения в тепло составляет от 20% до 35%, а произведенная электроэнергия - до 30% от последнего.

Большинство подобных солнечных электростанций работает по следующему принципу: размещенные на уровне земли зеркала-гелиостаты, «следящие» за солнцем, отражают солнечные лучи на приемник-ресивер, установленный на довольно высокой башне (рис. 9.4, а). Ресивер- солнечный котел, в котором производится водяной пар средних параметров, направляемый затем в паровую турбину. Известны еще два основных типа солнечных систем, которые представлены на рис. 9.4: параболический желоб (б) и параболическая антенна (в). Каждая из таких систем имеет свои достоинства и недостатки.

Первая система (центральный получатель) является наиболее обещающей благодаря большим мощностям установок (свыше 10МВт) и высоким температурам теплоносителя (500-1500°С). Ожидается, что себестоимость произведенной электроэнергии на такой усовершенствованной установке мощностью 200МВт упадет до приемлемой величины в 0,06-0,1 у.е. за кВт·ч. Хотя мировой рекорд по эффективности преобразования солнечной энергии в электрическую (30%) был установлен системой параболической антенны (установка мощностью 25кВт), затраты на ее обслуживание слишком большие. Это обусловлено, прежде всего, сложностью технологии преобразования и дороговизной оборудования. Себестоимость произведенной электроэнергии в данном случае достигает 0,19 у.е. за кВт·ч.

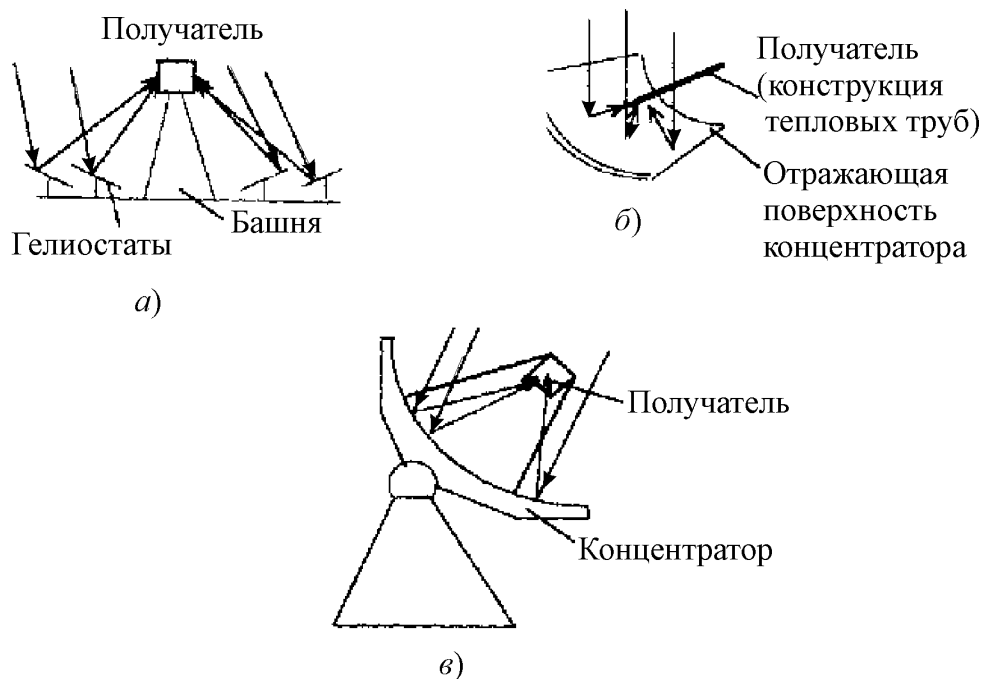


Рис. 9.4 Солнечные энергетические системы

Принципиальная схема паросиловой солнечной электростанции, реализованной на системе параболического желоба, приведена на рис. 9.5. Для производства необходимого количества электроэнергии в ночное время и в периоды уменьшения солнечной радиации в таких электростанциях дополнительно используют обычный паровой котел, работающий на любом топливе. Благодаря этому турбина может работать в различных режимах. Такие солнечные энергетические системы достаточно просты и надежны. В настоящее время они лидируют по количеству коммерчески реализованных проектов, хотя КПД преобразования солнечной энергии в электрическую в них составляет всего 12-17%.

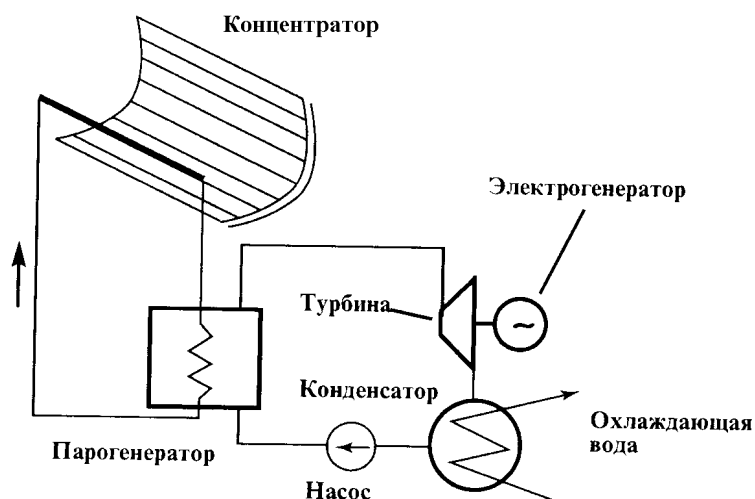


Рис. 9.5 Принципиальная схема солнечной электростанции

В последнее время вырос интерес и к установкам по непосредственному преобразованию солнечной радиации в электрическую энергию с помощью полупроводниковых фотоэлектрических элементов (ФЭЭ). Впервые такие элементы начали применять в 50-х годах прошлого столетия в космической технике, но коммерческое их

использование тогда было экономически невыгодным. С тех пор стоимость ФЭЭ уменьшилась более чем в 10 раз и соответственно, вырос интерес к их применению на земле. Хотя себестоимость производимой фотоэлектрическими установками (ФЭУ) электроэнергии сегодня пока что в несколько раз выше, чем на электростанциях с тепловым циклом, они активно используются не только в развитых, но и в развивающихся странах. Сегодня более 30 стран мира используют процесс прямого преобразования солнечной энергии в электрическую. Суммарная мощность изготавливаемых за год фотоэлектрических преобразователей составляет сейчас около 65МВт, причем по трети этой мощности приходится на США и Японию и только 20% на всю Европу.

Впервые поток электронов при освещении солнечным светом пластины оксида меди обнаружил еще в 1839 году французский физик Беккерель. Практическое же использование это явление получило только после открытия полупроводников и создания полупроводниковых фотоэлементов. В качестве светочувствительной зоны таких элементов обычно используются селен (Se), кристаллический кремний (Si), амфорный кремний (SiGe) и др. химические элементы. Фотоэффект образуется при попадании фотонов (световых лучей) на границу раздела двух материалов с различным типом электрической проводимости (n-p переход). Попав на такой переход, фотон выбивает электрон из атома, образуя свободный отрицательный заряд и т.н. «дырку». В результате равновесие перехода нарушается, и в замкнутой цепи с фотоэлементом и нагрузкой возникает электрический ток. Чувствительность рассматриваемого элемента зависит от прозрачности его верхнего слоя и длины волны падающего света. В ясную погоду, например, кремниевые фотоэлементы обеспечивают удельную мощность 12-13мВт/см² (25мА при напряжении 0,5В).

Упомянутые фотоэлементы (рис. 9.6) получили наиболее широкое распространение. Они изготавливаются из моно- или поликристаллических кремниевых заготовок, полученных путем выращивания из расплавов. При этом монокристаллическая заготовка более однородна, но она и более дорогостоящая. Поликристаллическая - хотя и менее однородная, но ее стоимость значительно ниже. Очевидно, что последнее имеет решающее значение при промышленном производстве фотоэлементов. Следует отметить, что теоретически энергоэффективность кремниевых фотоэлементов существенна (около 28%), хотя практически значение более 16% пока что не достигнуто.

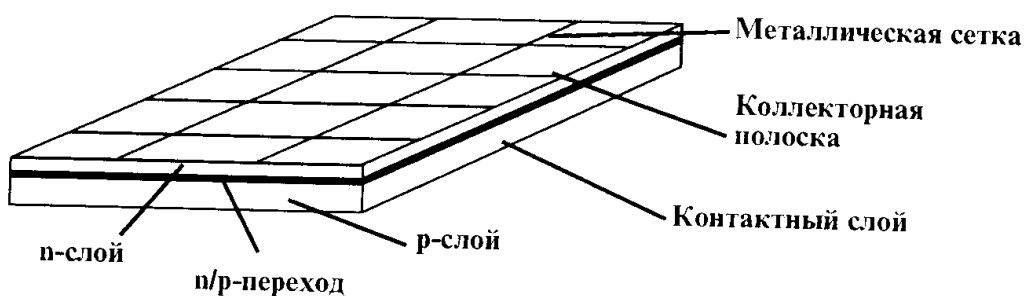


Рис. 9.6 Устройство кремниевого фотоэлектрического элемента

Путем последовательно-параллельных соединений ФЭЭ собирают т.н. фотоэлектрическую батарею, помещенную в герметическом корпусе. Мощность таких серийно выпускаемых батарей 50-200Вт. На солнечной фотоэлектростанции, блок-схема, которой приведена на рис. 9.7 солнечные батареи выполняют роль фотоэлектрического генератора. Срок службы таких электростанций составляет 20-30 лет при минимальных эксплуатационных расходах. Основным же препятствием на пути развития фотоэлектрэнергетики является пока что, как уже говорилось, высокая стоимость единицы

установленной мощности (1500 у.е./кВт) и, соответственно, генерируемой такими станциями электроэнергии.

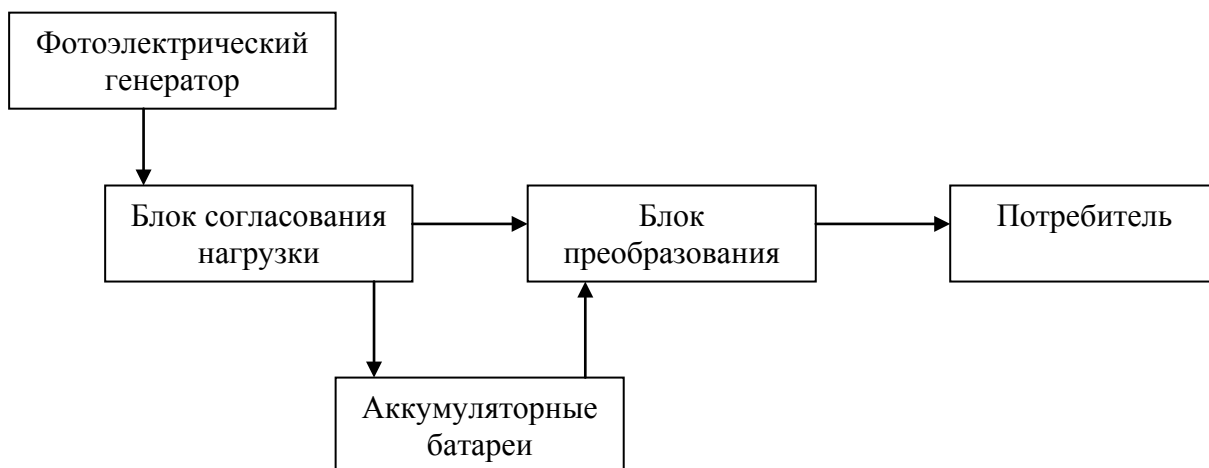


Рис. 9.7 Блок-схема солнечной фотозлектростанции

9.3 Ветроэнергетика: основные понятия и конструкции установок

Как уже было сказано, ветер возникает на земле вследствие неравномерного нагревания ее поверхности Солнцем. В течение дня воздух над большими водными бассейнами остается относительно прохладным, т.к. большая часть энергии солнечного излучения расходуется на испарение воды или же поглощается ею. Над сушей, которая меньше поглощает солнечные лучи, чем вода, воздух нагревается в течение дня больше. Он расширяется, становится более легким и поднимается вверх. На его место поступает более плотный холодный воздух, который находится над поверхностью воды.

Так у прибрежной зоны образуются бризы, направление которых ночью меняется на противоположное, вследствие того, что суша остывает быстрее, чем вода и соответственно снижается температура воздуха над ней. Аналогично наблюдаются в течение суток и бризы со стороны гор, когда теплый воздух поднимается вдоль нагретых солнцем склонов, а ночью относительно холодный воздух со склонов гор спускается в долину.

Аналогичные циркуляции воздушных масс в земной атмосфере наблюдаются вследствие большего нагревания Земли вблизи экватора, чем около ее полюсов. Потoki холодного воздуха над северными районами Земли движутся к ее экватору замещая горячий воздух, поднимающийся в тропиках вверх и перемещающийся затем в верхних слоях атмосферы в направлении к полюсам. Вращение Земли также влияет на циркуляцию воздуха. Силы инерции, действующие на холодный воздух, движущийся в направлении экватора, пытаются закрутить его в западном направлении. Одновременно движущийся в верхних слоях воздух к полюсам закручивается в восточном направлении. В результате непрерывно поступающая на землю Солнечная энергия превращается в кинетическую энергию воздушных потоков на Земле, которые и называются ветром. В ветер превращается около 2% всей солнечной энергии, которая достигает поверхности Земли, т.е. более 10^{11} ГВт.

Изменение скорости и направления ветра во времени, как известно, имеет случайный характер. Тем не менее, усредненная за много лет она имеет достаточную стабильность в течение года, сезона, месяца. А с точки зрения энергетики обычно говорят о среднегодовой многолетней скорости ветра. При этом следует иметь в виду, что топография земной поверхности и наличие естественных и искусственных препятствий, таких как лесные массивы, возвышенности, большие строения, и т.д. также оказывают значительное влияние на скорость ветра. Поэтому оценка возможности использования энергии ветра должна

осуществляться для каждого отдельного случая в зависимости от предполагаемого места расположения ветроустановки.

Так, в качестве примера, на рис. 9.8 представлена визуальная оценочная характеристика – т.н. роза ветров, которая дает представление о силе и направлении ветра в конкретном рассматриваемом месте земной поверхности. Здесь длина линий в соответствующем масштабе характеризует относительное время, в течение, которого ветер дует в заданном направлении, а цифры возле них – среднюю скорость ветра. Из этого примера отчетливо видно, что самые сильные и частые ветры дуют в направлении северо-востока.

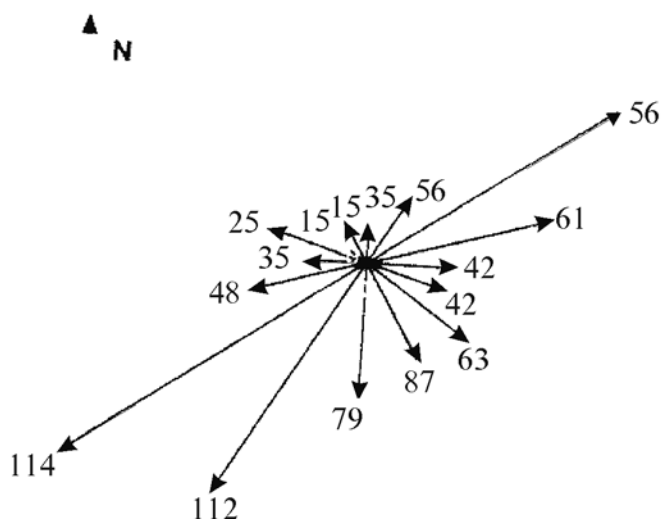


Рис. 9.8 Роза ветров оцениваемой местности

Полученная таким образом информация может помочь в решении, например, вопроса о том какого типа установка необходима в данном случае: с фиксированным положением ветротурбины или с изменяющимся в соответствии с направлением ветра. Первая из них, понятно же, существенно дешевле.

Не менее важным является также районирование конкретной территории по средней годовой скорости ветра. Так на карте, представленной на рис. 9.9, приведено указанное районирование территории Украины, из которого видно, что рассматриваемая скорость постепенно увеличивается в направлении юго-востока страны. Самые же большие скорости ветра зафиксированы в западной и восточной части крымского полуострова. Очевидно, что указанные территории наиболее пригодны для сооружения ветрогенерирующих энергопредприятий, причем как наземного базирования, так и расположенных в прибрежной акватории Азовского и Черного морей.

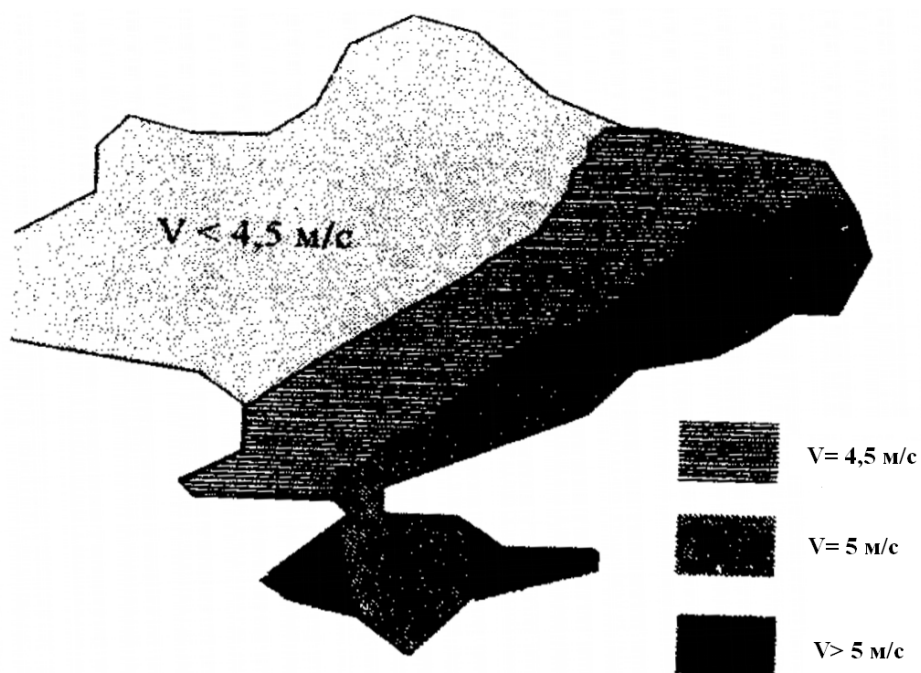


Рис. 9.9 Районирование территории Украины по ветроэнергетическому потенциалу

При сооружении ветроэнергетических объектов существенным является и высота, на которой располагается ветротурбина (высота башни). Это связано с тем, что чем выше она будет находиться над уровнем земли, тем больше средняя скорость ветра будет на нее воздействовать. Однако, чем выше башня, тем дороже вся установка и больше затраты на ее обслуживание. Потому здесь важен обоснованный экономический баланс. В общем же высота башни выбирается обычно эквивалентной диаметру ветротурбины (рабочего колеса). Если при выполнении этого условия считать воздействующую на установку энергию ветра за 100%, то ее увеличение при изменении высоты башни можно представить из рис. 9.10.

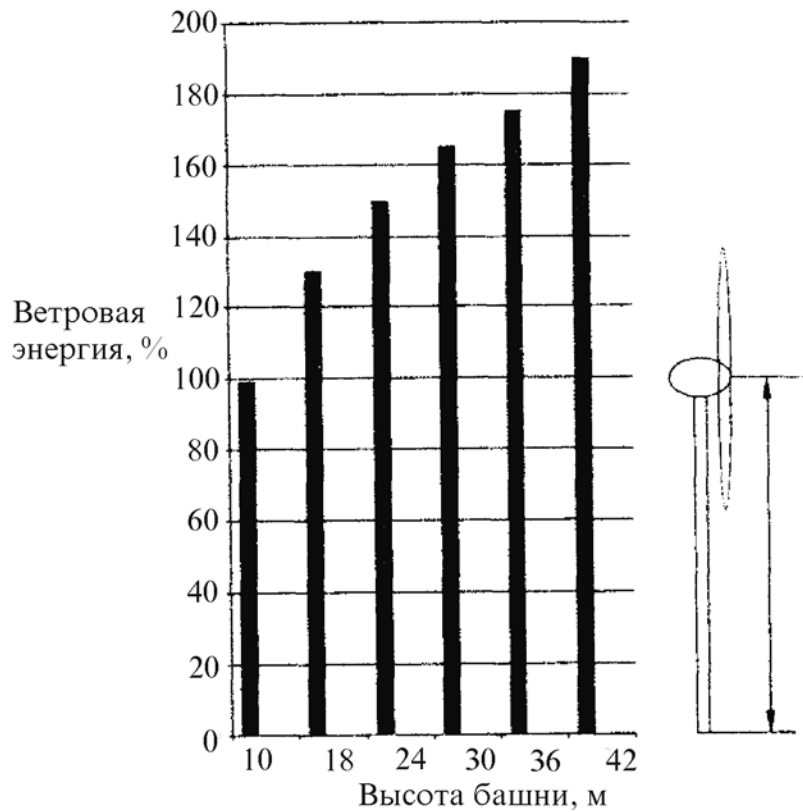


Рис. 9.10 Влияние высоты башни на энергопотенциал ветроустановки

На рис. 9.11 в качестве примера проиллюстрированы зависимости энергетического потенциала ветроустановки от диаметра используемой турбины (колеса) и скорости ветра, соответствующей высоте ее расположения. Здесь нелинейность зависимости энергопотенциала от указанного диаметра объясняется тем, что величина первого пропорциональна площади круга, описываемого вращающимся колесом (площадь захвата), а она, как известно, имеет квадратичную зависимость.

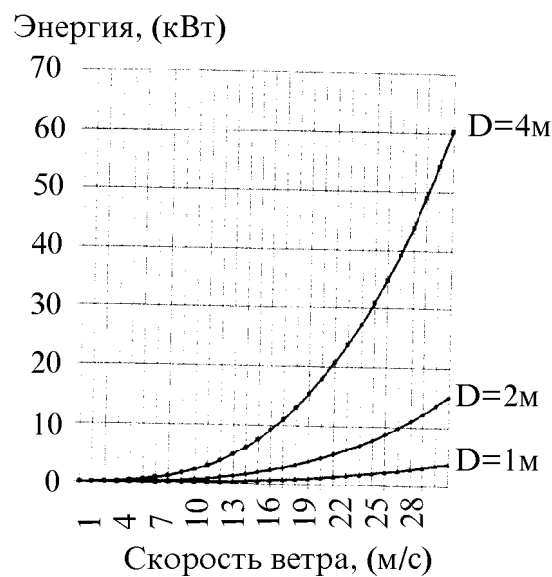


Рис. 9.11 Зависимости энергопотенциала от параметров ветроустановки

Кроме рассмотренных имеется еще много факторов, которые необходимо учитывать при оценке энергопотенциала ветроустановки. К ним, например, относятся: изменение плотности атмосферы в зависимости от высоты над уровнем моря и температуры, характер

земной поверхности и, в частности, наличие на ней возвышенностей, прочее. В результате, если должным образом не учесть соответствие имеющихся данных о местоположении ветроустановки и ее характеристиках, закон изменения ветра с высотой, выбрать ошибочную методику и в результате получить недостоверную оценку ветропотенциала, то экономические последствия принятого решения могут оказаться достаточно серьезными.

Из сказанного, очевидно, что при изучении вопроса об использовании рассматриваемого возобновляемого источника энергии нужна достаточная квалификация специалистов и серьезные предпроектные исследования. Более детально упомянутые выше вопросы будут изложены в отдельном спецкурсе. Мы же остановимся только на известных сейчас конструкциях ветроустановок. В основном они бывают двух видов: с горизонтальной и вертикальной осью вращения ветротурбины. При этом чаще используются первые из них, причем их турбины представляют собой двух- или трехлопастные пропеллеры или многолопастные «фермерские» колеса. На рис. 9.12 в качестве примера представлена характерная для настоящего времени конструкция такой трехлопастной ветроустановки (голландский тип). Очевидно, что она напоминает ранее использовавшиеся на Украине ветряные мельницы.

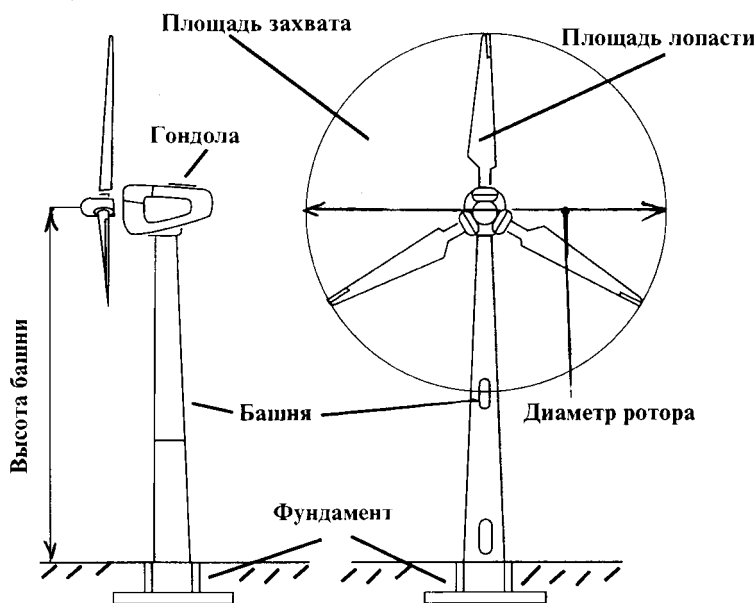


Рис. 9.12 Принципиальная схема горизонтально-осевой ветроустановки

Как следует из рис. 9.12 основными элементами таких ветроэнергетических установок являются: ветроприемное устройство (лопасти), электрогенератор и редуктор передачи крутящего момента от первого к последнему (расположены в гондоле), башня. Ветроприемное устройство и редуктор передачи крутящего момента образуют т.н. ветродвигатель. Благодаря специальной конфигурации ветроприемного устройства в воздушном потоке возникают несимметричные силы, создающие крутящий момент. В зависимости от мощности генератора ветроустановки делятся на классы, их параметры и области использования приведены в табл. 9.2.

Таблица 9.2

Классификация ветроустановок

Класс установки	Мощность, кВт	Диаметр колеса, м.	Количество лопастей, шт.	Области использования
Малой мощности	15-50	3-10	3-2	Бытовые потребители, насосы
Средней мощности	100-600	25-44	3-2	Энергетика
Большой мощности	1000-4000	>45	2	Энергетика

Преимущество ветроэнергетических установок с вертикальной осью заключается в том, что они не нуждаются в устройствах для ориентации на ветер. В результате существенно упрощается конструкция ветродвигателя, и снижаются гигроскопические нагрузки, обуславливающие дополнительные напряжения в лопастях, системе передач и других элементах установки (включая элементы башни). В историческом плане такие установки более ранние, чем горизонтально-осевые (разработаны только в 12 столетии). Первые упоминания о них относятся к Персии, где они уже использовались в течение почти что 600 лет до появления последних. Конструкция такой персидской ветряной мельницы 600-х годов н.э. показана на рис. 9.13. Ее ветротурбина представляет собой многолопастную систему приведенного вида или что-то на подобие т.н. «беличьего колеса».

Очевидно, что использование таких мельниц ограничивалось местностью с определенным преобладающим (господствующим) направлением ветра. Известны сооружения и в виде, т.н. ветровых плотин (рис. 9.14), хотя в последнее время дополнительных направляющих сооружений для таких ветроустановок уже практически не требуется.

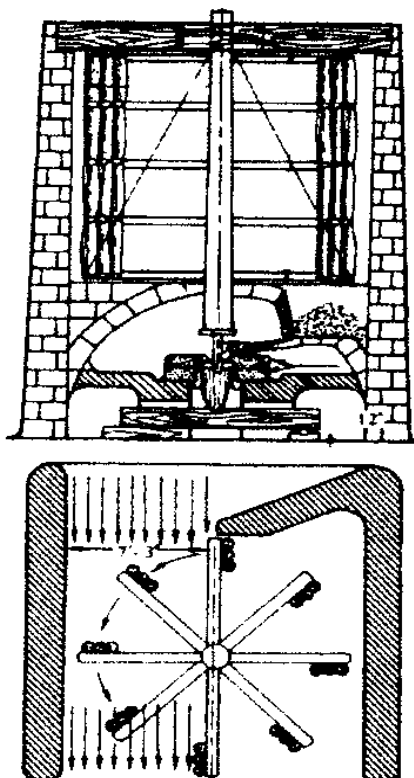


Рис. 9.13 Персидская вертикальная ветряная мельница

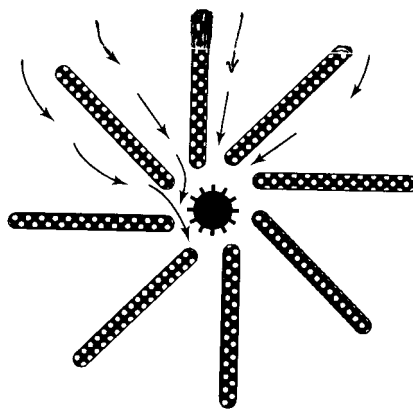


Рис. 9.14 Схема ветровой плотины вертикальной ветроустановки

Остановимся теперь на экономических аспектах ветроэнергетики. Большая часть стоимости ветроэнергетической установки приходится, конечно же, на саму турбину. Соотношение долей в рассматриваемой стоимости различается в зависимости от параметров создаваемого объекта и от страны, где он сооружается, но приблизительно оно выглядит следующим образом: турбина – 70%, электрическая инфраструктура объекта – 12%, строительные работы – 12%, менеджмент и инжиниринг – 6%. Если говорить об абсолютных величинах, то удельные капитальные расходы для станций до 100кВт составляют 800 – 1000 у.е. за 1 кВт установленной мощности и уменьшаются с ее увеличением.

Так, капитальные затраты на ветроэнергетическую станцию мощностью 250кВт (Дания) составили 40 тыс. у.е. при сроке окупаемости 6,7 лет. Как правило, же окупаемость таких установок, в зависимости от их мощности, местности, обеспеченности коммуникациями (подъездных дорог, линий электропередач), достоверности оценки ветропотенциала и т.д. составляет от 3 до 8 лет. При этом текущие расходы типичной ветроустановки колеблются от 2,5 до 3,5% капитальных затрат в год. В рассматриваемые расходы входят работы по обслуживанию и ремонту, страховка и прочее. Следует иметь в виду, что приведенные здесь экономические данные носят только ознакомительный характер, конкретный же финансовый анализ необходимо проводить в каждом отдельном случае.

И, наконец, об экологии ветроэнергетики. Влияние ветровых установок на окружающую среду существует и оно немалое. Это обычно вызывает широкое беспокойство среди населения развитых стран, особенно в Европе. Хотя ветроустановки производят электроэнергию без выброса каких-либо загрязняющих веществ, но под их строительство, отводятся, к сожалению, значительные территории, работающая установка создает радиопомехи и особенно шумовые эффекты. Проблема шума решается путем расположения ветростанций на значительном расстоянии (не менее 250м) от жилья. Правда, отдельные маломощные ветроустановки устанавливаются и на меньшем удалении - до 150м. При этом требуется обеспечение допустимого уровня шума в 40 – 50дБел.

Следует отметить, что в пределах территории Украины имеющийся ветропотенциал превышает нынешнее производство электроэнергии из рассматриваемого возобновляемого источника в 150 раз, но ресурсы суши, которые реально можно использовать при современном техническом уровне развития ветроэнергетики превышает уже используемые площади только вдвое. И это серьезная проблема. Правда, значительные территории могут быть задействованы при водном базировании ветроэлектростанций, и в первую очередь на побережье Черного и Азовского морей, где ветры к тому же сильнее и стабильнее. Так,

например, только ветровой потенциал Сиваша позволяет производить электроэнергии в 1,5 – 2 раза больше, чем ее производится сейчас в Украине .

Для многих предприятий, занимающих большие территории, например, под отстойники, осветлители, шламонакопители, водоохладители и т.д., особенно если в местах их расположения имеется достаточный ветропотенциал, представляется реальная возможность сооружения собственных ветроустановок и использования генерируемой ими энергии как альтернативной для повышения энергозащищенности и энергоэффективности производства. При этом, если произведенную таким образом электроэнергию использовать, например, только для обогрева помещений и технического теплоснабжения, что снимает необходимость обеспечения ее качества, капитальные затраты на их сооружение и текущие расходы могут быть существенно снижены.

9.4 Геотермальная энергетика

Геотермальная энергия представляет собой естественное тепло Земли (ее раскаленных недр), которое передается на поверхность с помощью воды или пара. Подземные воды, нагретые породой иногда до температуры около 400°C, находятся в имеющихся в ней трещинах, превращаясь зачастую в пар. Чтобы добыть эту воду или пар из таких геотермальных резервуаров, достигающих иногда нескольких кубических километров, бурят скважины. Если вода в последних имеет достаточную температуру, то она поднимается на поверхность естественным образом. При более низких температурах используют насосы.

Существует четыре типа геотермальных ресурсов:

- ◆ нормальное поверхностное тепло земли;
- ◆ резервуары теплой или горячей воды, пара, нагретых пород у самой поверхности земли (т.н. геотермальные системы);
- ◆ глубокая корковая теплота, удерживаемая под поверхностью земли на глубинах, где предположительно отсутствует вода;
- ◆ энергия магмы, выходящая на поверхность под вулканами и кальдерами.

Если бы человечество извлекло всего 1% геотермальной энергии земной коры, то получило бы ее в 500 раз больше, чем имеется во всех мировых запасах нефти и газа. Но для этого необходимо, прежде всего бурить скважины глубиной до 10км, а температуры пород уже на глубине 5км составляют 500°C с дальнейшим увеличением на 30-35°C на каждый последующий километр. При этом в некоторых местах Земли указанный температурный градиент превышает упомянутое значение в несколько раз. Из сказанного выше очевидно, что по техническим и экономическим причинам два последних геотермальных ресурса в настоящее время практического значения не имеют.

С энергетической точки зрения сейчас представляют интерес только гидротермальные системы, составляющие второй тип геотермальных ресурсов. Их запасы по прогнозным расчетам превышают мировое потребление энергии за год в 35млрд. раз. Однако уже в основном только с экономических соображений использовать сегодня можно только очень незначительную их часть. В большинстве это теплоснабжение технологических процессов различных производств, отопление предприятий и городов, а также производство электроэнергии. При этом используются и энергоресурсы нагретых пород, в основном путей подачи теплоносителя (например, воды) с поверхности на глубину геотермальной аномалии. Нагревшись от породы, вода поднимается затем на поверхность. Очевидно, что применение гидротермальных систем ограничено только теми регионами (а они, как указывалось ранее, на Украине имеются), где в зонах, упомянутых аномалий, встречаются высокие температуры на относительно небольшой глубине.

Характер же использования тех или других геотермальных ресурсов во многом зависит от имеющейся температуры. При низкой энтальпии (ниже 150°C) в основном наблюдается прямое использование тепла. В настоящее время такие ресурсы применяются

преимущественно для центрального теплоснабжения, тепличного хозяйства, промышленных и сельскохозяйственных процессов, прочего. Мировое производство энергии при использовании низкопотенциальных ресурсов сейчас превышает 310 тыс. т н.э. ежегодно. В основном это Исландия, Россия, Франция, Италия и Венгрия. Высокопотенциальные источники, обладающие температурой выше 150°C, также могут быть использованы в рассмотренных целях, но они все же являются более привлекательными для выработки электроэнергии. В Европе в настоящий момент наибольшее использование геотермальных источников для выработки электроэнергии отмечено в Италии (четвертое место в мире после США, Филиппин, и Мексики). В провинции Тоскана работает около 20-ти таких электростанций с установленной мощностью, превышающей 540МВт (в США - 2800МВт).

Геотермальные воды по своим качествам и возможностям применения условно можно разделить на три группы:

- ◆ могут непосредственно использоваться потребителями и подогреваться без каких-либо негативных последствий (воды наиболее высокого качества);
- ◆ могут непосредственно использоваться для отопления, но не допускают подогревания, т.к. при этом усиливаются их агрессивные качества;
- ◆ воды повышенной минерализации и агрессивности, которые не могут непосредственно использоваться даже для отопления.

Большинство созданных в настоящее время схем теплоснабжения касаются геотермальных вод первой группы. При этом используются в основном одноконтурные схемы с пиковым подогреванием воды или без него, при которых последняя непосредственно подается потребителю. Очевидно, что при использовании вод второй группы исключается только процесс их подогревания.

Наравне с теплоснабжением основным направлением использования геотермальных вод первой и второй группы является генерация электроэнергии. В этой связи более интересны, конечно же, схемы, в которых кроме производства электроэнергии на крупных ГеоТЭС большая часть тепла, сбрасываемого после турбин, используется еще и по прямому назначению. Технологии указанных ТЭС строятся по одно- и многоступенчатым схемам на основе паротурбинных или турбокомпрессорных энергоустановок. Подробно они рассматриваются в отдельном спецкурсе. Здесь же, в качестве примера (рис. 9.15) приведена наиболее простая тепловая схема турбокомпрессорной геотермальной энергоустановки открытого цикла.

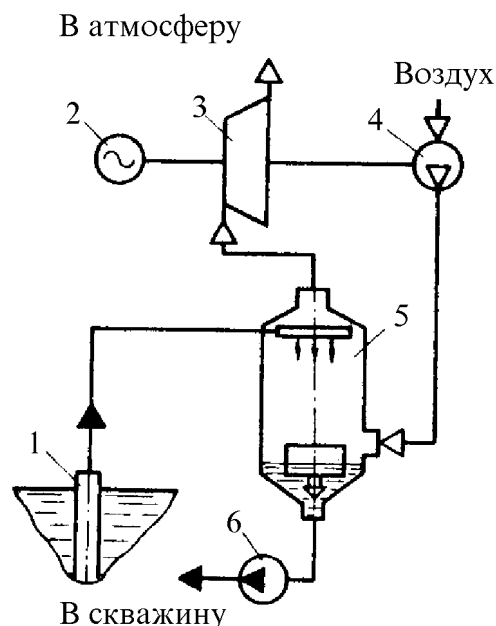


Рис. 9.15 Принципиальная схема турбокомпрессорной геотермальной энергоустановки

Забор воздуха здесь осуществляется непосредственно из атмосферы компрессором 4. Сжатый последним он подается в парогенератор 5, куда с другой стороны поступает геотермальная вода из скважины 1. При соприкосновении газообразной и жидкой фаз происходит насыщение воздуха паром. Одновременно при этом паровоздушная смесь разбавляется газом, который выделяется из геотермальной воды вследствие снижения ее давления. Охлажденная в парогенераторе вода сбрасывается затем насосом 6 обратно в скважину, а полученная паровоздушная смесь подается в турбину 3, где, после совершения работы, возвращается затем в атмосферу, отдавая последний остаток своего тепла. Вал турбины 3 соединен с электрогенератором 2. Следует отметить, что рассмотренное использование потенциальной энергии газа, который выделяется из геотермальной воды, в турбокомпрессорных установках открытого цикла является их достоинством, т.к. дает «чистую» добавку к работе, совершаемой паром.

Ввиду того, что вода геотермальных источников третьего типа (наиболее распространенных) имеет агрессивный характер, создаваемые на их основе в последнее время ТЭС имеют уже т.н. бинарный цикл: один для геотермальной воды, а другой - для рабочей жидкости (или газа) с низкой температурой кипения. В качестве последней используются, например, фреоны (11, 12, 21, 114, 318), углекислый газ, бутан, изооктан и т.п. В последнее время предпочтение отдается изобутану. Принципиальная схема такой электростанции приведена на рис. 9.16. Рабочая жидкость, нагретая геотермальной водой в теплообменнике 1 превращается в парообразователе 2 в пар и поступает затем на турбину 3. Здесь обозначены: 4 - электрогенератор, 5 - конденсатор, 6 - насос.

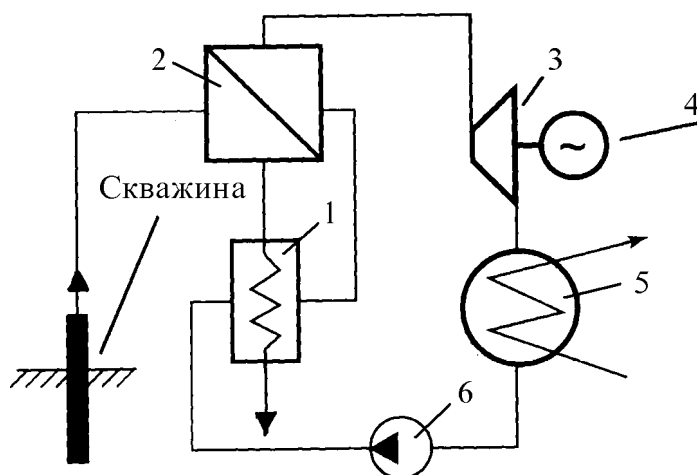
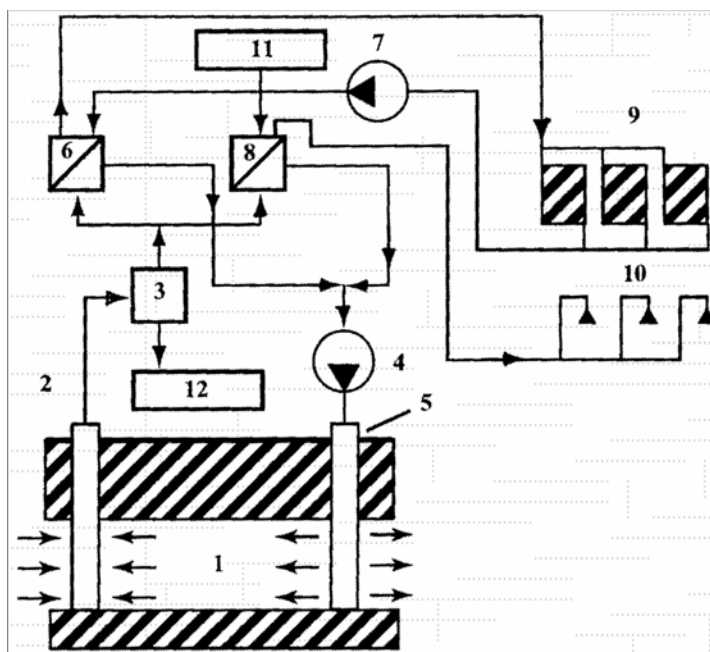


Рис. 9.16 Схема геотермальной электростанции с бинарным циклом

Так как рабочая жидкость в данном случае испаряется при температуре, ниже той, при которой испаряется вода, такие станции работают при более низких температурах, чем другие типы геотермальных электростанций (100-190°C). А поскольку источники геотермальной воды, имеющей температуру ниже 190°C, встречаются наиболее часто, очевидно, что в будущем станции с бинарным циклом окажутся предпочтительнее других.

Как уже отмечалось, в низкопотенциальных водах третьей группы, используемых для теплоснабжения, довольно часто наблюдается повышенная минерализация и агрессивность. Воды же, которые можно было бы непосредственно использовать потребителем и подогреть без каких бы то ни было отрицательных последствий, т.е. воды наиболее выгодного качества, встречаются относительно редко. В связи с этим и для систем геотермального теплоснабжения предпочтительным является бинарный цикл. В качестве примера на рис. 9.17 приведена разработка Института механической теплофизики НАН Украины в этом направлении.



Здесь обозначены: 1 - подземный коллектор; 2 - энергетическая скважина; 3 - газошламоотделитель; 4 - нагнетающий насос; 5 - нагнетающая скважина; 6 - теплообменник обогревательной системы; 7 - насос обогревательной системы; 8 - теплообменник системы горячего водоснабжения; 9 - обогревательная система; 10 - система горячего водоснабжения; 11-источник воды для горячего водоснабжения; 12 - система утилизации газов и шламов.

Рис. 9.17 Принципиальная схема геотермального теплоснабжения

Показатели приведенной блочной разработки следующие: тепловая мощность модуля - 5МВт; в том числе теплоснабжение - 3МВт; горячее водоснабжение - 2МВт; температура на выходе скважины - 60-80°C; температура воды в отапливаемой системе - 55-75°C; температура воды горячего водоснабжения - 50°C; давление воды скважины, не менее 1,5Мпа; габаритные размеры необходимого здания - 6,5 x 15 x 6м.

Украина, как уже указывалось, располагает значительными ресурсами геотермальной энергии. Ее потенциальные запасы оцениваются величиной 10^{22} Дж, что эквивалентно запасам топлива, равным $3,4 \times 10^{11}$ т у.т. Потенциал ГеоТЭС с учетом уже разведанных запасов и существующим КПД преобразования геотермальной энергии составляет 230ГВт. Самый перспективный для развития геотермальной энергетики регион Украины, конечно же - Закарпатье. Значительными ресурсами геотермальной энергии располагает и Крым, на территории которого наиболее перспективными районами являются Тарханкутский и Керченский полуострова, где наблюдаются наибольшие геотермальные градиенты, а температура горных пород на глубине 3-4км может достигать 160-180°C. Имеются приоритетные для строительства ГеоТЭС месторождения и в Львовской, Харьковской, Полтавской и Донецкой областях.

Нормальное поверхностное тепло Земли используется сейчас значительно меньше и в основном по технологическим схемам, характерным для преобразования энергии окружающей среды. Такие схемы создаются, как правило, на основе т.н. *тепловых насосов*, принцип действия которых будет рассмотрен ниже.

9.5 Использование энергии окружающей среды. Тепловые насосы

Все вещества окружающей нас среды, температура которых выше абсолютного нуля, имеют определенный запас тепла, что теоретически дает возможность использовать его. К таким веществам относятся, прежде всего, воздух, земля (грунт), поверхностные и

грунтовые воды. Об объемах тепла указанных веществ можно судить зная, например, что если бы все существующие сейчас электростанции на планете работали, используя тепловую энергию мирового океана, то только через 840 лет его средняя температура уменьшилась бы на 1°C . Тем не менее, слишком низкая энтропия этой теплоты не позволяет использовать ее в распространенных сейчас энергоустановках для тепло- и электроснабжения. Окружающая среда, как уже отмечалось, в тепловых схемах энергоустановок имеет обычно самую низкую температуру и используется в качестве охладителя.

К особенностям тепла окружающей среды относятся, кроме упомянутых больших запасов и низкого потенциала, его зависимость от времени года и продолжительности суток, низкая плотность потоков. Эти особенности и определили в качестве направления использования тепла окружающей среды прежде всего отопление жилых и производственных помещений, получение горячей воды для хозяйственных и технологических нужд. Но даже для этого потенциал тепла окружающей среды необходимо увеличивать за счет какой-либо дополнительной энергии, подводимой к преобразовательным установкам, получившим название *тепловых насосов* (ТНУ) или трансформаторов тепла.

Последние представляют собой, например, холодильную установку, работающую по обратному тепловому циклу, смысл которого проиллюстрирован на рис. 9.18. Температурные пределы последнего шире, чем интервал между температурами источника тепла T_u и теплоприемника T_n , что обусловлено требованиями внешнего теплообмена. В верхней части цикла, где тепло Q_n отдается рабочим телом, его температура должна быть выше, чем T_n , а в нижней части, наоборот, рабочее тело, получающее тепло Q_u , должно иметь температуру ниже, чем T_u . Вот поэтому обратные циклы существенно отличаются от прямых (обычная холодильная установка), у которых интервал изменения температуры рабочего тела меньше разности температур источника и приемника.

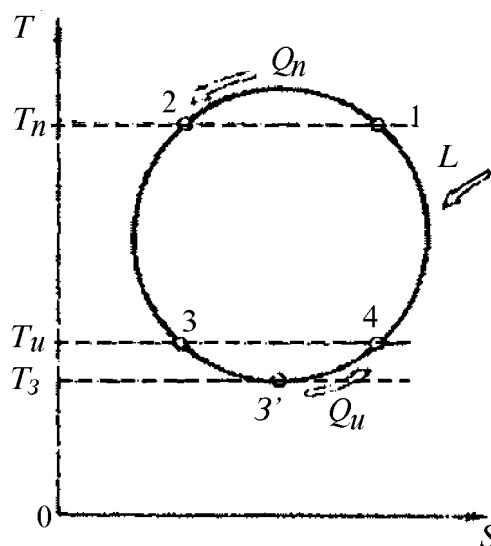


Рис. 9.18 Обратный цикл работы ТНУ

Цикл работы ТНУ включает процесс отведения тепла и уменьшения энтропии (1-2) и процесс подведения тепла и увеличения энтропии (3-4). Процессы 2-3 и 4-1 осуществляются соответственно со снижением и повышением температуры рабочего тела. Особое значение в ТНУ имеет процесс 2-3', связанный со снижением температуры рабочего тела до минимального значения цикла $T_{3'}$. Указанные процессы могут осуществляться

разнообразными способами и с использованием различных рабочих тел. Тем не менее, во всех возможных случаях указанная выше смена энтропии и температуры неизбежна.

Здесь приведен наиболее простой т.н. эталонный цикл ТНУ, но на практике для трансформации тепла используются и другие циклы, которые существенно отличаются от него. Причиной этому является не только то, что систему, реализующую реальный цикл, близкий к рассмотренному, трудно реализовать практически, но и потому, что сейчас предложены иные циклы (например, с регенерацией тепла), которые позволяют при других равных условиях обеспечить большую энергоэффективность системы. Так увеличить потенциал тепла можно и не только благодаря подводимой к установке извне работе L , но и за счет использования потенциальной энергии рабочего тела. Более подробно указанные альтернативные циклы рассматриваются в другом лекционном курсе.

Известные теплонасосные установки классифицируются по принципу действия и виду греющего и нагреваемого теплоносителя. По принципу действия ТНУ, так же как и холодильные установки, бывают *компрессорные* (воздушные и паро-компрессорные), *сорбционные* (абсорбционные), а также *эжекторные* (струйные). На начальном этапе развития предпочтения отдавались, конечно же, более простым воздушным ТНУ. Тем не менее, было установлено, что граничный коэффициент трансформации тепла, при котором установка по расходу топлива сравнима с обычной районной котельной, составляет 2,5. Для того же, чтобы ТНУ могла конкурировать с тепловой электростанцией (ТЭС), указанный коэффициент за подсчетами должен быть равен 6-8. А такие значения коэффициента трансформации тепла имеют только парокомпрессорные ТНУ.

По виду греющего и нагреваемого теплоносителя ТНУ бывают четырех основных типов: «воздух-воздух», «воздух-вода», «вода-воздух», и «вода-вода». Первое слово в этой классификации говорит о виде греющего источника, а второе - рабочей среде, которая выходит из установки с повышенной температурой. В качестве примера на рис. 9.19 приведена принципиальная схема паро-компрессорной ТНУ типа «вода-вода». Здесь обозначены: Дв - электродвигатель; ОК - охладитель конденсата рабочего тела (холодоагента); Др - дроссель; ПП - перегреватель пара рабочего тела; К - конденсатор; И - испаритель; КМ - компрессор.

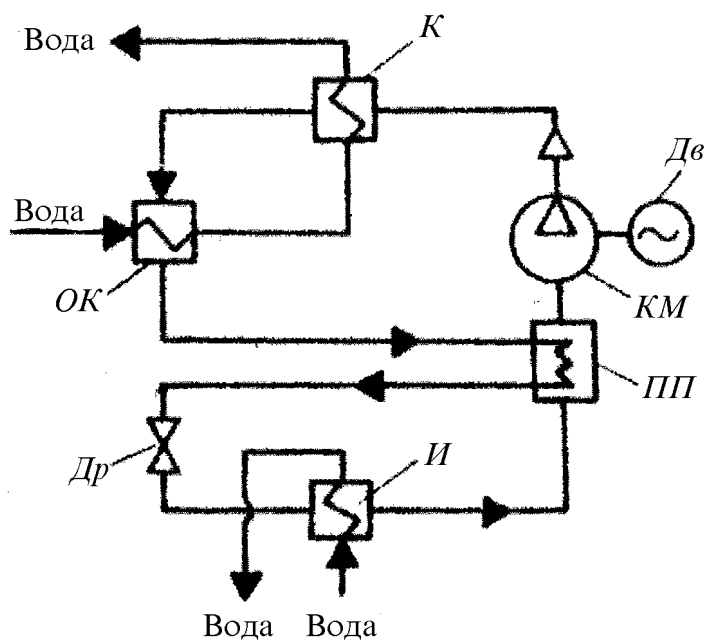


Рис. 9.19 Принципиальная схема парокомпрессорного теплонасоса

Хотя основным типом используемых сейчас ТНУ и является рассмотренная паро-компрессорная установка, эффективность которой растет с увеличением мощности, но для

теплоснабжения больших объектов, наряду с ними, используют и абсорбционные установки. Тем не менее, следует иметь в виду, что термодинамическое совершенство установок обоих типов практически одинаково. Постепенно расширяется область использования и струйных установок вихревого типа, которые отличаются исключительной простотой своей конструкции. Но их предпочтение проявляется там, где имеется источник сжатого газа, исключающий установку специального компрессора, т.е. на предприятиях с избытком сжатого воздуха. Известны разработки и т.н. термоэлектрических полупроводниковых ТНУ. Но несмотря на ряд серьезных достоинств, их энергоэффективность, в основном из-за плохого качества полупроводников, пока что уступает не только рассмотренным выше теплонасосам, но даже котельным.

Очевидно, что окружающий или технологический воздух (вода), солнечное излучение и энергия нормального поверхностного тепла земли (грунта) является для ТНУ греющим источником. На некоторых предприятиях теплонасосы работают даже в режиме утилизации тепла, например, отработавшего пара низкого давления или низкотемпературных газовых потоков. Крупные пароконденсаторные ТНУ могут использоваться в качестве потребителей-регуляторов нагрузки энергосистем. Работая с повышенной мощностью в ночные часы, когда электрическая нагрузка существенно ниже, они могут аккумулировать тепло в нагретой ими воде. Вместе с тем, большое значение имеют и ТНУ малой единичной мощности, особенно для автономных потребителей.

9.6 Биоэнергетические технологии

В биоэнергетике в качестве одного из возможных источников возобновляемой энергии используется *биомасса*, под которой понимают все виды растений, растительные отходы сельского хозяйства, деревообрабатывающей и других отраслей промышленности, имеющие энергетическую ценность и которые могут использоваться как топливо. К биомассе относят также и бытовые отходы не обязательно растительного происхождения, имеющие идентичный предыдущим веществам принцип утилизации. Чаще всего биомассой является солома, отходы во время обмолота зерна, древесные отходы (щепки, кора, стружки), опавшие листья, ветки деревьев и т.д.

Биомасса – один из древнейших источников энергии, однако ее использование до недавнего времени сводилось к прямому сжиганию на открытом огне или в печах и топках. При этом практически не учитывалось, что большинство видов такого топлива обладает низкой энергетической способностью по сравнению с органическим топливом, разным химическим составом и физическими характеристиками, содержит значительное количество несжигаемых веществ. В результате энергоэффективность использования биомассы и КПД применяемого для ее сжигания оборудования оказывались относительно низкими, а для их повышения потребовалась существенная модификация печей и топок.

Недостатком биомассы является к тому же относительно высокое, по сравнению с другими видами топлива, содержание влаги, что еще больше снижает ее теплотворность (в среднем 45 ккал/кг на каждый дополнительный % влажности). Для примера, средняя теплотворность отдельных видов сухих биоотходов составляет: по лесному хозяйству – 2050 ккал/кг, деревообработке – 2300 ккал/кг, городским свалкам – 2400 ккал/кг. В то время как для угля она равна 7000 ккал/кг. При этом влажность может составлять 40% и более.

И, тем не менее, несмотря на относительно низкую теплотворность биомассы, новейшие технологии ее переработки имеют уже достаточную для промышленного использования энергоэффективность. А если к этому прибавить, что является сейчас немаловажным, экологическую привлекательность таких проектов и большие объемы исходного для переработки сырья, становится очевидным, что биоэнергетика имеет серьезную перспективу.

Действительно, об экологической чистоте биомассы свидетельствует хотя бы следующее. Известно, что в период роста растений поглощается солнечная энергия, вода,

углекислый газ, выделяется кислород и в результате фотосинтеза образуется углерод. При сжигании же происходит обратный процесс: кислород поглощается, а теплота, вода и углекислый газ выделяются. Таким образом, количество поглощенного и выделенного углекислого газа должно быть абсолютно одинаково. Хотя при сжигании, например, угля и газа наблюдается та же закономерность, но на восстановление нарушенного при этом баланса CO_2 уйдет несколько миллионов лет. Растения же восстанавливают указанный баланс как только достигают определенных размеров роста: для трав на это уходит менее года, а для деревьев – 10-15 лет.

Позитивной в экологическом плане стороной использования биомассы является и то, что после ее сжигания образуется небольшое количество золы, имеющей к тому же высокое качество. В ряде случаев такую золу используют просто как удобрение, в то время как сжигание угля, например, создает проблему образования вредных для окружающей среды золоотвалов.

Что касается объемов биомассы. Известно, что благодаря фотосинтезу последняя сейчас образуется в таких количествах, что ее сухой остаток составляет 220 млрд. т в год. А это превышает мировую потребность в топливе приблизительно в 10 раз. В городе, где проживает, например, 20 тыс. человек, за сутки образуется 64 тонны отходов, плотность которых колеблется в пределах 120 – 300 кг/м³. Их средняя теплота сгорания составляет 10350 кДж/кг, влажность около 28%, зольность – 20%. За счет использования этих отходов город указанных размеров может сэкономить 8250 т. у. т в год. А это уже достаточно серьезная экономия.

К наиболее эффективным современным технологиям использования биомассы относятся: анаэробное сбраживание, ферментация, газификация (пиролиз), прямое сжигание. При этом сжигается более гомогенная смесь, полученная в результате ряда термических процессов из обычной биомассы. Выбор того или другого метода переработки последней зависит от ее характера, конечного использования полученной из биомассы энергии, расположения источника топлива и объекта, где она будет использоваться. К тому же, как указано выше, выбирать уже есть из чего. Да и разработано сейчас достаточно много биоэнергетических (биотопливных) промышленных установок различных конструкций и принципов действия. Детально все это изучается в отдельном лекционном курсе. Здесь же, для общего знакомства, рассмотрим только некоторые примеры наиболее распространенных сейчас современных биоэнергетических технологий.

Прежде всего, это анаэробное сбраживание органических веществ (при отсутствии кислорода), в результате чего образуется газ с большим содержанием метана. Осуществляется такое сбраживание в специальных реакторах – *метантенках*, имеющих различные размеры и производительности. Последовательность происходящих в них процессов показана на рис. 9.20. Здесь на первом этапе сложные органические полимеры (клетки, белки, жиры и др.) под воздействием различных видов анаэробных бактерий разлагаются до более простых соединений: летучих жирных кислот, низших спиртов, водорода и оксида углерода, уксусной и муравьиной кислот, метилового спирта. На втором этапе бактерии превращают органические кислоты в метан, углекислый газ и воду.

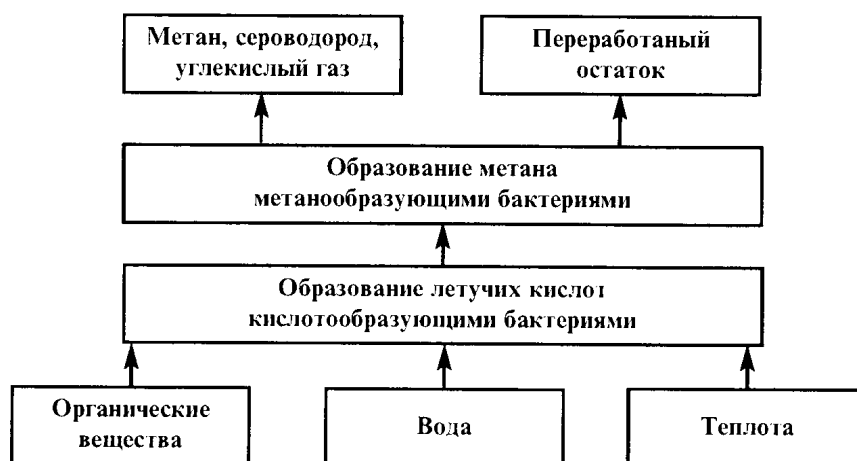


Рис. 9.20 Блок-схема процесса анаэробного сбраживания

Для нормального протекания рассматриваемого процесса в реакторе должны быть созданы оптимальные условия: температура, достаточная концентрация питательных веществ, допустимый диапазон значений pH (оптимальное значение 6,7 - 7,6), отсутствие или низкая концентрация токсичных веществ. Наиболее благоприятная температура для развития т.н. мезофильной бактериальной флоры – 30-40°C. Развитие термофильной флоры происходит при температурах 50-60°C. При этом выбор мезофильного или термофильного режимов работы метантенков определяется исключительно климатическими условиями и экономическими соображениями.

Регулирование показателя pH в реакторе осуществляется путем добавления извести. Для интенсификации процесса выделения биогаза в исходную массу добавляют еще и органические катализаторы, изменяющие соотношение углерода и азота в сбраживаемой массе (оптимальное соотношение C/N составляет в среднем 25/1). В качестве катализаторов используют глюкозу и целлюлозу. Предотвращение образования экранирующего процесс поверхностного слоя в бродильной камере обеспечивается эффективным перемешиванием. Последнее значительно ускоряет сбраживание и выход биогаза. Без перемешивания для получения такой же производительности объем реактора необходимо существенно увеличить, что приведет к излишним эксплуатационным расходам и увеличению стоимости самой установки.

Если реактор работает нормально, полученный биогаз содержит около 60-70% метана, 30-40% двуокиси углерода, небольшое количество сероводорода, а также смеси водорода, аммиака и оксида азота. Теплота его сгорания колеблется в пределах 5300 - 6200 ккал/кг (6,20 - 7,2 кВт·ч/кг). При этом получаемая от сжигания такой газовой смеси энергия может составить до 90% от исходной, содержащейся в биомассе.

Существенным преимуществом переработки биомассы в метантенках является то, что в ее отходах содержится значительно меньше болезнетворных микроорганизмов, чем в исходном материале. Такое получение биогаза экономически оправдано, когда перерабатывается постоянный поток отходов (стоки животноводческих ферм, скотобоен, потоки растительных отходов и т.д.). Экономичность здесь заключается в том, что нет необходимости предварительно собирать указанные отходы и можно четко планировать, сколько и когда их будет получено. Особенно выгодно использовать биогаз в агропромышленных комплексах, где возможно осуществить полный экологический цикл. При этом остаток, образовавшийся в процессе анаэробного сбраживания, используется как удобрение полей (содержит значительное количество питательных веществ). Основное

преимущество такого сбраживания заключается в том, что в органической или аммонийной форме сохраняется практически весь азот, содержащийся в исходном материале.

Индивидуальная биоэнергетическая установка рассматриваемого типа представлена на рис. 9.21. Она включает бетонную емкость 1, в которую загружают органические отходы 2 через трубу 8. Для перемешивания здесь используют ручную мешалку 4, вмонтированную в крышку 3 и герметизированную сальником 5. Для предотвращения повышения давления служит предохранительный клапан 7. Выход газа осуществляется через трубку 6, а выгрузка шлака – через трубу 9. Технические параметры этой установки следующие: объем полезной нагрузки – 5 м^3 ; продолжительность брожения навоза крупного рогатого скота 20 суток, свиного – 15 суток; получаемый при этом выход биогаза $250 - 350\text{ м}^3$, сухого высококачественного удобрения – $450 - 500\text{ кг}$. Для сравнения, на обогрев индивидуального дома годовая потребность в биогазе составляет всего около 45 м^3 на 1 м^2 его жилой площади, а для получения 1 кВт·ч электроэнергии – $0,15-0,2\text{ м}^3$.

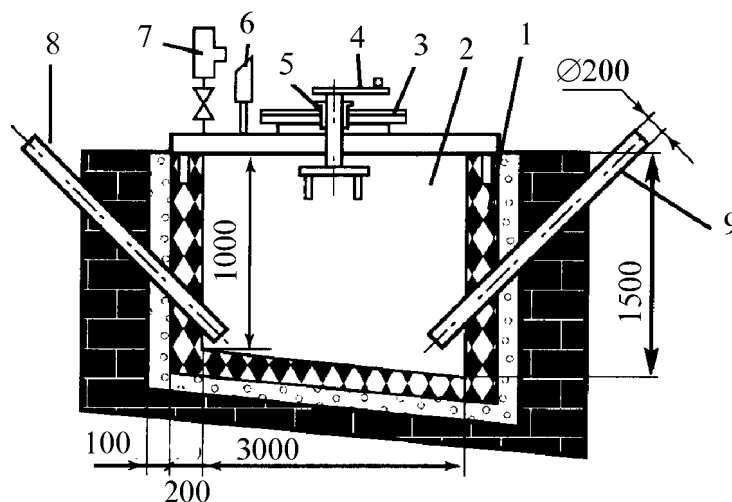


Рис 9.21 Индивидуальный метантенк для получения биогаза

Сейчас в Украине биогаз рассмотренным способом получают в основном на очистных сооружениях канализационных стоков в Киеве и Харькове. А получать его и можно, и нужно практически на всех животноводческих и птицефермах, в фермерских хозяйствах. В Китае, например, сегодня насчитывается более 10 миллионов работающих крупных и средних биогазовых установок, на которых производится газа столько, сколько потребляет вся Украина. В США же имеется более 10 крупных биогазовых заводов.

Следующей широко распространенной в мире биоэнергетической технологией является термическая газификация (пиролиз), в процессе которой биомасса нагревается в специальной камере, куда подается воздух. Очень важно регулировать количество этого воздуха, так как иначе может произойти полное сгорание исходного материала без образования газа. При указанном нагревании биомассы высвобождаются летучие газы, которые являются основой соломы и древесины. Самые энергоемкие из них – оксид углерода, водород и метан. Газ, получаемый, например, в результате газификации древесины состоит из следующих компонентов: азот – 50-54%, оксид углерода – 20-22%, водород – 12-15%, двуоксид углерода – 9-12%, метан – 2-3%.

Рассматриваемая технология термической газификации включает такие химические процессы как высушивание биомассы, пиролиз, окисление (сжигание) и восстановление. Указанные процессы осуществляются в аппарате, который называется *газификатором*. Схема такого противоточного газификатора, где указаны основные химические реакции, их зоны, уровни температур и направления потоков приведена на рис. 9.22. Так в зоне сжигания (окисления) содержащийся в биомассе углерод сгорает с атмосферным кислородом. Во время реакции выделяется теплота. При этом температура повышается до

тех пор, пока не установится динамическое равновесие между выделением и потерей теплоты:

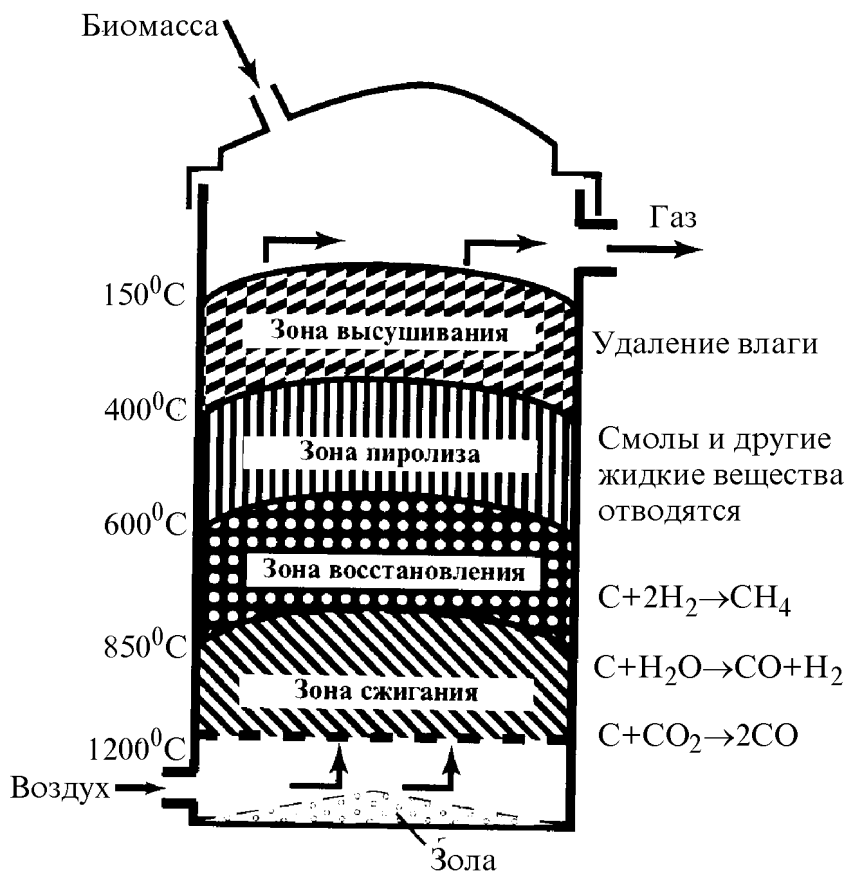
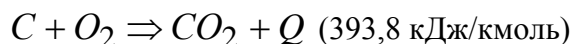
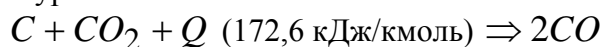
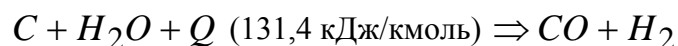


Рис. 9.22 Схема противоточного газификатора биомассы

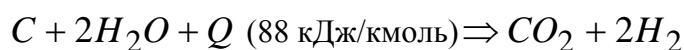
После зоны сжигания горячий газ проходит через зону восстановления. Здесь уже нет свободного кислорода, и это приводит к реакции двуоксида углерода (не воспламеняющегося газа) с углеродом в топливе. В результате образуется оксид углерода – легковоспламеняющийся газ. Эта эндотермическая реакция (с поглощением теплоты) не начинается, пока температура не станет больше 900°C:



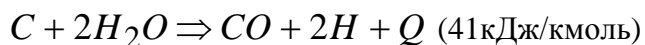
Вторая важная эндотермическая реакция в зоне восстановления – соединение водяных паров и углерода с образованием оксида углерода и водорода, т.н. «водогазовая реакция». Оба полученных газа легковоспламеняющиеся, поэтому тепловая ценность газовой смеси возрастает:



Когда эта эндотермическая реакция заканчивается, температура газа снижается, и происходят уже другие реакции. Одна из них – реакция между углеродом и водяным паром, в результате которой образуется двуоксид углерода и водорода:



Если в зоне восстановления находится избыточное количество водяного пара, то между ним и оксидом углерода может произойти реакция с образованием двуоксида углерода и водорода. Но эта реакция (с выделением теплоты) уже уменьшает тепловую ценность получаемой газовой смеси:



В зоне пиролиза происходит термическое разложение топлива при температуре 400°C. В результате образуется водяной пар, метан, смола и другие вещества. Топливо практически превращается в углерод. В сушильной зоне верхняя часть газифицированной влаги отделяется от биомассы в виде пара. Очевидно, что тепловая ценность биогаза в значительной степени зависит от поступления кислорода из воздуха. Азот воздуха (приблизительно 78%), проходя через газовый генератор, становится основной составляющей произведенной смеси. Вторая важная составляющая последней – водяной пар – снижает тепловую ценность газа. Если газификации подвергается влажное топливо, то последний может вообще оказаться не воспламеняющимся.

Рассмотренный противоточный газификатор, кроме очевидных достоинств (простота конструкции, способность газифицировать биомассу с относительно высоким содержанием влаги), имеет и серьезный недостаток: высокое содержание смолы в газе, что исключает его непосредственное использование в двигателях. Эту смолу необходимо либо удалять, либо подвергать термическому разложению на легко воспламеняющиеся вещества.

В параллельном газификаторе (рис. 9.23) выходное отверстие для газа находится на дне, а зона восстановления – под зоной сжигания. В результате указанных конструктивных отличий смола и другие образующиеся в зоне пиролиза вещества должны пройти сквозь зону сжигания до того как смогут покинуть газификатор. Очевидно, что на этой стадии смола участвует в горении, разлагаясь до легких углеводородов, и в отработанном газе ее теоретически уже не будет. Полученный в таком аппарате биогаз можно использовать в двигателях сразу после удаления из него частиц золы и сажи.

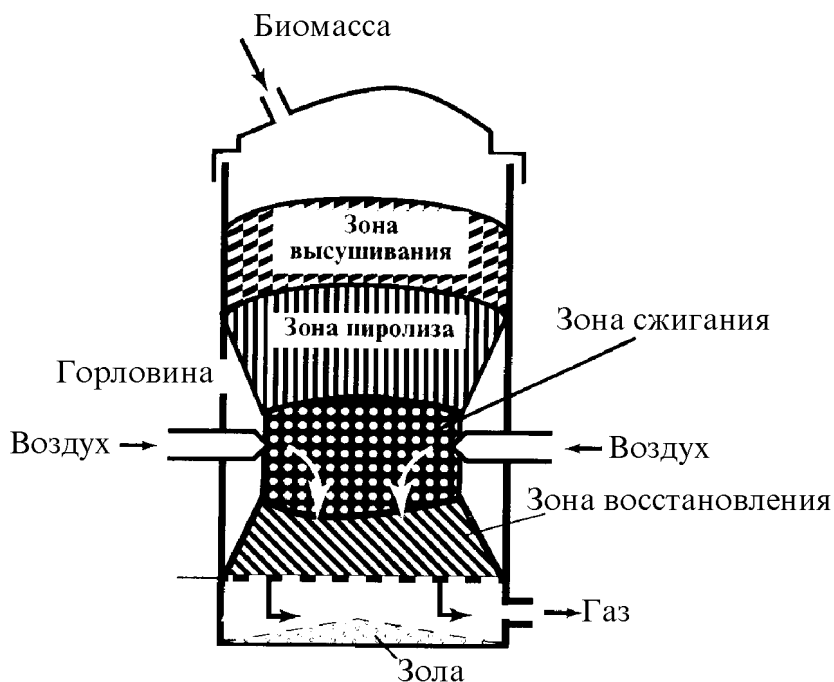


Рис. 9.23 Схема параллельного газификатора биомассы

При очевидной перспективности рассматриваемых газификаторов и наличии достаточного количества пригодной для них биомассы (соломы и древесины) в Украине сейчас пока еще нет действующих газификационных установок, за исключением экспериментальной мощностью всего в 50кВт, разработанной ИГТФ НАНУ. Сжигание же биомассы, как указывалось, требует либо модифицировать имеющееся топочное оборудование, либо превращать ее в более гомогенную смесь. Более рациональный вариант должен выбираться на экономической основе: дополнительные расходы на подготовку топлива против расходов на модификацию оборудования для сжигания. Подробнее эти вопросы рассматриваются в отдельном курсе.

9.7 Использование энергии водной среды

Использование энергии движущейся воды является одной из самых старых энерготехнологий человечества. Первое упоминание о гидротурбине (рабочем колесе) относится к Греции и датируется 1 ст. н.э. В средние века использование энергии воды было уже широко распространено не только в Европе, но и на других континентах. При этом, небезызвестно, что начальным источником энергоресурсов при индустриализации экономики многих государств мира была именно вода. В настоящее же время известны несколько технологий получения энергии на основе движущейся воды (использование приливов, морских течений, кинетической энергии рек).

Очевидно, что использование кинетической энергии рек связано прежде всего со строительством крупных гидроэлектростанций на основных водных магистралях страны, а также малых и микро-ГЭС на других реках их бассейнов. В Украине «большая» гидроэнергетика уже практически сформирована, и ее потенциал используется на 8 крупных электростанциях суммарной мощностью более 4300 МВт, о чем говорилось ранее. К разряду малых принято относить ГЭС, мощность которых не превышает 5МВт. Однако, есть много станций с бóльшей установленной мощностью, которые по капитальным затратам, конструктивному оформлению, компоновке оборудования и единичной мощности агрегатов не могут быть отнесены к малым ГЭС (прежде всего по объемам работ при создании гидротехнических сооружений).

О гидроэнергетическом потенциале малых рек Украины можно судить исходя из приведенных в табл. 9.3 данных. Как уже говорилось, на сегодня в стране действует менее 50 малых гидроэлектростанций, большинство которых к тому же нуждается в серьезной реконструкции. Хотя малая гидроэнергетика Украины не может существенно влиять на энергообеспечение страны (из-за незначительного удельного веса в общем энергобалансе), но эксплуатация существующих и строительство (восстановление) других малых ГЭС дает возможность производить достаточно большое количество электроэнергии, экономя тем самым сотни тысяч тонн дефицитного органического топлива.

Таблица 9.3

Гидроэнергетический потенциал малых рек Украины

Бассейн	Гидроэнергетические ресурсы, млн. кВт·ч/год	Технический гидропотенциал, млн. кВт·ч/год
Южный Буг	53	10,6
Днестр	3751	1500
Тисса	8196	3278
Серет	38	15
Прут	2400	960
Реки Крыма	211	84
Другие малые реки в бассейнах Днепра, Северного Донца, Южного Буга	2716	543
Всего	17365	6390

В разделе 7.4 нами уже рассматривались вопросы возможного использования существующих гидроагрегатов для утилизации энергии промышленных водотоков. Очевидно, что принцип их использования на малых реках аналогичен и не требует дополнительных разъяснений. Более же подробно упомянутые технологии и связанные с ними расчеты будут излагаться в отдельном спецкурсе. Технологии использования энергии приливов, морских течений и волн, конечно же, более сложные и дорогостоящие. Для Украины пока что они не столь актуальны.

Более перспективным у нас является получение электроэнергии за счет использования разницы температур между поверхностными и глубинными морскими водами. Не менее интересна перспектива использования энергии, образующейся при смешивании пресной и соленой воды в местах слияния рек с морем. Уже созданы проекты устройств преобразования этой энергии в механическую. Принцип их действия основан на явлении осмоса – процесса, при котором жидкость или газ пройдет через мембрану, имеющую ограниченную проницаемость. Такие мембраны могут, в данном случае, не пропускать растворенные в морской воде соли, но быть полностью проницаемыми для пресной воды. Если в сосуд, разделенный такой мембраной, с одной стороны залить пресную, а с другой – соленую воду, то уровень последней начнет повышаться, т.е. образуется разница уровней или потенциальная энергия.

Известны и другие не менее интересные энерготехнологии, связанные с энергией морей и океанов. Все они также будут рассмотрены в отдельном спецкурсе.

10 Финансовая оценка инвестиционных проектов энергосбережения

10.1 Критерии и методика оценки эффективности мероприятий по энергосбережению

Предпосылкой разработки большинства мероприятий (проектов) энергосбережения, независимо от отрасли, где они будут реализовываться, является альтернативность принимаемых решений. Чаще всего предлагается не менее трех вариантов проекта, из которых необходимо выбрать один, но наиболее приемлемый технически и эффективный с точки зрения затрат на его реализацию, т.е. наиболее рациональный. Учитываются при этом и его экологические показатели, которые, при возникновении необходимости выплачивать существенные штрафы за наносимый окружающей среде вред, могут полностью перечеркнуть экономическую привлекательность предлагаемого мероприятия.

Критерием эффективности проектных решений в области энергосбережения в условиях рыночных отношений, как и любых организационных, технических или технологических решений вообще, является *дополнительная прибыль*, остающаяся в распоряжении предприятия (в дальнейшем “прибыль”) вследствие их реализации. Если же предприятие является убыточным, то учитывается на сколько снизятся его убытки в результате осуществления конкретных организационно-технических мероприятий (ОТМ). При этом ограничением на разработку вариантов проекта является непереносимое соблюдение заранее оговоренных технических, технологических, социальных и экологических показателей. Нормативным документом, регламентирующим порядок определения эффективности ОТМ по энергосбережению, является государственный стандарт 2155-93 “Энергосбережение. Методы определения экономической эффективности мер по энергосбережению”.

В соответствии с указанным стандартом мероприятия по энергосбережению разделены на группы по виду источника экономического эффекта и характеру полученной экономии (прямая, косвенная, балансовая или структурная экономия). Так прямую экономию ТЭР и, как следствие, финансовых средств обеспечивают ОТМ технологического направления, обуславливающие непосредственную экономию энергоресурсов как в процессе их использования, так и за счет снижения потерь и сохранения качества последних при их добыче, переработке, транспортировке и хранении. К таким мероприятиям относятся, например:

- ◆ замена производящего и потребляющего энергию оборудования на более эффективное;
- ◆ усовершенствование технологических процессов и режимов работы устройств и агрегатов, сокращающее помимо прочего вынужденные простои и непроизводительные потери ТЭР;
- ◆ внедрение комбинированных технологических процессов и использование энергетического потенциала конечных и отходящих продуктов одного из них непосредственно в другом процессе, причем без промежуточного превращения энергии;
- ◆ усовершенствование структуры и оптимизация баланса энергопотребления предприятия за счет выбора наиболее эффективных видов ТЭР и энергоносителей в соответствии с конкретными условиями его энергосбережения и энергопотребления;
- ◆ усовершенствование процессов использования топлива, утилизации теплоты, рециркуляции энергоносителей и т.д.;
- ◆ применение более современных технологических процессов добычи, переработки, получения и использования ТЭР, основанных на новейших достижениях науки и техники в соответствующих отраслях, а так же использование передового отечественного и зарубежного опыта.

Косвенную экономию ТЭР обеспечивают, например, мероприятия:

- ◆ увеличение количества и качества выпускаемой продукции и, как следствие, снижение удельных энергозатрат на единицу измерения последней при заданном ее качестве;
- ◆ непосредственная экономия ТЭР и обусловленное этим снижение их стоимости, уменьшающее долю энергетической составляющей в себестоимости продукции и повышающее ее конкурентоспособность на внутреннем и внешнем рынке;
- ◆ сокращение экологических платежей, обусловленное уменьшением вредных выбросов предприятия, а также снижением расходов, связанных с захоронением побочных продуктов и твердых отходов, не подлежащих утилизации, вследствие снижения потребления ТЭР.

Остановимся на методике расчета экономической эффективности мероприятий по энергосбережению, предложенной в упомянутом ГСТУ 2155-93. В ней использован метод выделения из общей величины прибыли, которая остается в распоряжении предприятия, той ее части, изменение которой непосредственно обусловлено внедрением энергосберегающих мероприятий:

$$\Delta\Pi_t = \Pi_{2t} - \Pi_{1t}.$$

Здесь Π_{1t} и Π_{2t} – показатели прибыли предприятия в течение t -го расчетного периода (например, года) до реализации и после реализации энергосберегающих ОТМ. При этом для временно убыточных предприятий рассчитывается показатель снижения убыточности:

$$\Delta Y_t = Y_{1t} - Y_{2t},$$

где Y_{1t} и Y_{2t} – показатели убыточности предприятия в течение t -го расчетного периода до реализации и после реализации рассматриваемых ОТМ.

Указанную часть прибыли $\Delta\Pi_t$ можно определить из выражения, учитывающего соответствующие изменения ресурсов по отдельным статьям:

$$\Delta\Pi_t = \sum_{i=1}^N C_{ii}^T \cdot \Delta B_{ii}^T + C_t^U \cdot \Delta Q_t^U + C_t^e \cdot \Delta W_t^e + \Delta P_t^{exp} - eK_p + \Delta L_t,$$

где N – количество видов топлива, используемого на предприятии; C_{ii}^T – цена i -го сэкономленного топлива в соответствии с действующими тарифами в t -ом расчетном периоде; ΔB_{ii}^T – уменьшение поставок i -го вида топлива на предприятие в t -ом периоде в результате реализации энергосберегающих ОТМ; C_t^U – тариф на покупную тепловую энергию в t -ом расчетном периоде; ΔQ_t^U – уменьшение потребления покупного тепла в t -ом периоде за счет реализации указанных ОТМ; C_t^e – тариф на электроэнергию, потребляемую из энергосистемы в t -ом периоде; ΔW_t^e – уменьшение потребления электроэнергии из энергосистемы в t -ом периоде за счет реализации энергосберегающих мероприятий; ΔP_t^{exp} – сокращение платежей предприятия за вред, наносимый воздушной среде в t -ом периоде, обусловленное внедрением указанных мероприятий; K_p – капитальные расходы, связанные с реализацией ОТМ; e – внутренняя норма эффективности; ΔL_t – уменьшение эксплуатационных расходов на обслуживание технологического оборудования за t -й период, обусловленное реализацией ОТМ (за вычетом дополнительных расходов на обслуживание нового энергосберегающего оборудования).

Расчет величины $\Delta P_t^{охр}$ выполняется в соответствии с «Методикой определения временных нормативов платы и платежей за загрязнение окружающей природной среды Украины» (Киев, 1992 г.). При этом сумма указанных платежей зависит от того, превышают ли (и на сколько) выбросы вредных веществ установленные лимиты, куда они выбрасываются (или сбрасываются): в атмосферу, в подземные или поверхностные, территориальные или внутренние акватории. Платежи за хранение твердых или жидких отходов учитывают класс их токсичности, тип и особенности используемых хранилищ. Дополнительными коэффициентами учтены также некоторые территориальные, экологические и социально-экономические особенности регионов, где выбрасываются и хранятся отходы.

Для оценки эффективности мероприятий по технологическому энергосбережению за весь период эксплуатации энергосберегающего оборудования используется показатель интегрального дисконтированного изменения прибыли, вычисляемый по формуле:

$$\Delta\Pi = \sum_{t=t_n}^{t_k} \Delta\Pi_t (1+e)^{t_p},$$

где e – внутренняя норма эффективности или минимальный размер банковской учетной (дисконтной) ставки, при которой кредит на реализацию ОТМ может быть погашен за время внедрения мероприятий; t_p – расчетный год, к которому приводятся расходы и результаты, обусловленные внедрением энергосберегающих мероприятий; t_n и t_k – начало и конец временного интервала, в течение которого анализируется эффективность расходов. При этом внутренняя норма эффективности e рассчитывается из соотношения:

$$\sum_{t=t_n}^{t_k} (P_t - E_t - K_t) (1+e)^{t_p - t} = 0.$$

Здесь P_t – выручка предприятия от реализации всех видов продукции, товаров и услуг в t -ом году; E_t и K_t – соответственно текущие расходы на производство продукции (без учета амортизационных отчислений на реинновацию) и одноразовые расходы, финансируемые предприятием из собственных и заемных источников в t -ом году. Одновременно должно еще выполняться условие $e \leq E_H$, где E_H – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений.

Конкретные проекты энергосбережения представляют собой некоторое множество энергосберегающих мероприятий и зачастую необходимо проводить технико-экономическое обоснование каждого из них в отдельности. Это целесообразно делать после ранжирования указанных мероприятий по величине экономии используемых на предприятии ТЭР, величине затрат на их реализацию (финансовых, материальных и человеческих ресурсов), экологическому или социальному эффекту. Затем создаются различные варианты (сценарии) внедрения энергосберегающих мероприятий с учетом того, что некоторые из них могут оказаться взаимозависимыми и даже взаимоисключающими друг друга. Для определения же наиболее выгодного варианта на основе данного подхода создаются различного типа модели и используются соответствующие им алгоритмы решения оптимизационных задач. При этом выбор осуществляется на основе рассматриваемого экономического критерия эффективности проекта в целом.

10.2 Понятие инвестиционной деятельности

Под инвестициями в энергосбережение, как и в любое другое коммерческое дело, понимают все виды имущественных и интеллектуальных ценностей, вложенных в реализацию соответствующих мероприятий. Вложение же ценностей куда-либо всегда преследует конкретную цель, достижение которой является результатом выполнения ряда действий, называемых в мировой практике объединяющим термином *инвестиционный проект* (для краткости “проект”). Таким образом под проектом будем понимать комплекс взаимосвязанных мероприятий любого характера, направленных на достижение поставленной цели в течение заданного промежутка времени и при конкретном бюджете. Очевидно, что целесообразность реализации любого проекта (использования ценностей) необходимо оценить еще на стадии его создания.

Примерами имущественных ценностей являются:

- ◆ любое движимое и недвижимое имущество, а также связанные с ним права;
- ◆ денежные средства, включая целевые банковские вклады и денежные права;
- ◆ ценные бумаги (акции, облигации и т.д.) и корпоративные права (например, право собственности на пай в уставном фонде);
- ◆ право на пользование недрами и использование природных ресурсов;
- ◆ научно – техническая продукция;
- ◆ объекты собственности (дома, транспортные средства и т.д.).

К интеллектуальным ценностям относятся:

- ◆ не запатентованные (“ноу-хау”) технические, технологические, коммерческие и другие знания, оформленные в виде технической документации, навыков и опыта;
- ◆ авторские права, права на изобретения, промышленные образцы ;
- ◆ знаки для товаров и услуг.

Последние два вида ценностей должны быть обязательно легализованными на территории Украины.

Под *инвестиционной деятельностью* понимают совокупность практических действий субъектов указанной деятельности, направленных на реализацию инвестиций с целью получения прибыли (дивидендов акционеров, капитала реинвестирования) или достижения какого-либо социального эффекта. При этом субъектами инвестиционной деятельности могут быть либо сами инвесторы, вложившие свои имущественные или интеллектуальные ценности в реализацию конкретных мероприятий, либо участники инвестиционной деятельности, обеспечивающие реализацию инвестиций на основе поручения инвестора, либо непосредственные исполнители. В качестве субъектов инвестиционной деятельности могут выступать: физические лица (как граждане Украины, так и иностранцы, не ограниченные в дееспособности); юридические лица, созданные в соответствии с законодательствами Украины и других государств; международные правительственные и неправительственные организации и любые другие субъекты инвестиционной деятельности, которые могут быть признаны таковыми в соответствии с законодательством Украины.

В зависимости от статуса инвестора (физическое или юридическое лицо), формы собственности (государственная или негосударственная) и его государственной принадлежности инвестиционная деятельность может также представлять собой: государственное и негосударственное инвестирование, чисто иностранное или совместное инвестирование.

10.3 Источники инвестиций в энергосбережение

Источником инвестиций в энергосбережении могут быть:

- ◆ средства государственного бюджета;
- ◆ собственные финансовые средства предприятий и организаций;
- ◆ привлеченные средства.

Средства из государственного бюджета выделяются по адресному принципу прежде всего в виде капиталовложений в энергетику. Они передаются для целевого использования органам государственного управления (министерствам, ведомствам и т.д.) в запланированных объемах для создания конкретных заделов по обновлению и развитию производственных фондов генерирующих предприятий. При этом средства бюджета могут предоставляться в виде безвозвратного финансирования или кредитования на возвратной основе, причем наблюдается тенденция к переносу центра тяжести в относительном содержании рассматриваемого финансирования от его первого вида ко второму.

Очевидно, что безвозвратное финансирование мероприятий по развитию энергетики и энергосбережению целесообразно сохранять только для неприбыльных (здравоохранение, образование, сфера социальной защиты и проч.) и дотационных (но жизненно важных) предприятий и организаций с целью их государственной поддержки. Примерами таких инвестиций являются дотации угольной промышленности, выделение средств атомной энергетике на покупку ядерного топлива и хранение отходов, дотации (в том числе и в качестве налоговых льгот) генерирующим предприятиям, использующим альтернативные и возобновляемые источники энергии, предоставление средств бюджетным организациям на создание систем контроля и учета их энергопотребления.

Основными источниками формирования собственных финансовых средств предприятия (внутренних инвестиций) для реализации мероприятий по энергосбережению являются амортизационные отчисления и часть прибыли, которая остается в распоряжении предприятия. Указанные источники имеют в последнее время тенденцию к повышению в относительном содержании всех капиталовложений. При этом известно, что распределение амортизационных отчислений, накапливаемых на предприятиях в соответствующих фондах для обновления и восстановления изнашиваемых в процессе производства основных производственных фондов, аналогично распределению полученной прибыли. В госбюджет перечисляется некоторая доля амортизационных отчислений, аналогичная той, которая взимается с полученной прибыли.

В рассматриваемой ситуации возможно (и достаточно эффективно) смешанное инвестирование, когда прибыль, полученная предприятием за счет внедрения мероприятий по повышению энергоэффективности и используемая на дальнейшую реализацию программ энергосбережения (реинвестирование), а также амортизационные отчисления, используемые на приобретение более энергоэффективного оборудования не облагаются налогом. Государство таким образом косвенно осуществляет инвестиционную деятельность в энергосбережение, но только при условии наличия внутреннего инвестирования предприятием и фактического подтверждения эффективности уже реализованных на нем мероприятий. Такое государственное стимулирование энергосбережения на Украине, несмотря на его очевидную целесообразность, пока еще не применяется.

Привлеченные в энергосбережение инвестиционные средства образуются в основном за счет:

- ◆ внешних внебюджетных инвестиций;
- ◆ иностранных инвестиций;
- ◆ средств общественных внебюджетных фондов;
- ◆ средств региональных (местных) бюджетов;
- ◆ международной финансовой помощи, добровольных пожертвований отечественных и иностранных юридических и физических лиц (спонсоров);

- ◆ отечественных и международных коммерческих займов под приемлемые проценты в соответствии с договоренностями;
- ◆ иных источников, не запрещенных законодательством Украины.

Примерами привлеченных средств являются материальные, финансовые и другие ресурсы инвестиционных и инновационных фондов, страховых и инвестиционных компаний, коммерческих и инвестиционных банков, промышленно-финансовых групп. В качестве привлеченных инвестиций могут использоваться также средства населения и других предприятий, вырученные от продажи ценных бумаг, выпущенных под конкретные инвестиционные проекты в энергосбережение. В последнее время наблюдается тенденция к существенному повышению в общем объеме капиталовложений (в том числе и связанных с энергосбережением) средств, поступающих от приватизации.

И все же ключевыми элементами активизации инвестиционной деятельности в сфере энергосбережения являются, согласно Закона Украины “Об энергосбережении”, внебюджетные фонды энергосбережения (общегосударственные, местные, фонды предприятий), на которые возлагается функция полного или частичного целевого финансирования энергосберегающих мероприятий и проектов, создания своей деятельностью условий для привлечения внутренних и внешних инвестиций, частного капитала путем реализации соответствующих механизмов. Финансовые ресурсы указанных фондов энергосбережения должны формироваться из следующих источников:

- ◆ средства Фонда развития топливно-энергетического комплекса;
- ◆ средства на оздоровление окружающей среды в местных (региональных) бюджетах;
- ◆ фиксированные отчисления от стоимости фактически потребленных ТЭР;
- ◆ экономические санкции за нерациональное использование ТЭР;
- ◆ проценты за вложенные целевые средства фондов в реализацию конкретных программ энергосбережения;
- ◆ отчисления от прибыли после реализации энергосберегающих мероприятий и проектов, профинансированных на коммерческой основе с использованием целевых средств фондов.

Последние четыре источника должны составлять основу поступлений в доходную часть балансов рассматриваемых внебюджетных фондов энергосбережения, причем доминирующая роль здесь принадлежит, к сожалению, фиксированным отчислениям от фактически потребленных ТЭР и поступлениям от реализации экономических санкций за их нерационального использования. Денежные активы внебюджетных фондов энергосбережения должны направляться на финансирование энергосберегающих проектов и мероприятий независимо от отрасли внедрения и формы собственности объектов. При этом доля рассматриваемых внебюджетных фондов в общем объеме финансирования энергосбережения не должна превышать 25%, т.е. каждая денежная единица фонда должна привлекать три единицы из других источников.

Предполагается, что внебюджетные фонды энергосбережения будут предоставлять с целью снижения инвестиционного риска и, как следствие, активизации привлечения капитала льготные кредиты, беспроцентные займы и безвозвратные субсидии. Льготное кредитование должно быть преобладающей формой финансовой поддержки энергосбережению, причем средний размер реальной учетной ставки не должен превышать 2-3%. Погашение же задолженности по основной сумме займа и обслуживанию выплаты процентов по долгу должны производиться после полного завершения инвестиционного цикла проекта и срока окупаемости капиталовложений. При этом, учитывая, что инвестиционные циклы проектов технологического и структурного энергосбережения обычно составляют соответственно 1 и 3 года, а сроки окупаемости капиталовложений – 2 и 5 лет, выплаты начнутся через 3 и 8 лет, соответственно.

К сожалению существующее положение о Внебюджетном фонде энергосбережения практически не обеспечивает наполнение самого Фонда.

10.4 Понятия жизненного цикла проекта и изменения ценности денег во времени

С точки зрения эффективности инвестиций в энергосбережение может быть выполнен либо ее экономический, либо финансовый анализ. *Экономический анализ* является оценкой целесообразности осуществления проекта с точки зрения общества в целом (такой анализ иначе можно назвать макроэкономическим). Целью проведения экономического анализа является максимизация общественной выгоды от реализации проекта. При его выполнении оперируют не рыночными, а так называемыми теневыми ценами, которые отражают истинную (полную) стоимость использования обществом тех или иных ресурсов (например, труда, иностранной валюты, топливно-энергетических ресурсов и т.п.) экономический анализ не является предметом изучения в данном курсе.

Финансовый анализ предполагает оценку целесообразности реализации проекта с позиции частного инвестора. Целью такого анализа является максимизация частной прибыли для инвестора, т.е. для того, кто вкладывает деньги в проект либо для выделения фиксированных бюджетных средств. Такой анализ осуществляется значительно проще, чем экономический, и является более доступным для специалистов, не имеющих углубленной экономической подготовки. Поэтому (а также в силу его достаточности) в дальнейшем изложении данного курса предполагается рассмотрение только финансовой оценки инвестиционных проектов.

Первоначальным этапом указанной финансовой оценки является установление *периода жизненного цикла* (временного горизонта) проекта. Под последним следует понимать продолжительность времени, измеряемую, как правило, в годах, в течение которой рассматриваемый проект будет приносить прибыль. Чтобы установить временные горизонты проекта, необходимо сразу же назначить срок его окончания. При этом в зависимости от конкретной ситуации можно ориентироваться на длительность периода физического или морального износа приобретаемых или сооружаемых основных фондов. Это может быть и 30 – 40 лет для крупной электростанции, и менее 5 лет для какого-то конкретного энергосберегающего мероприятия.

Важность установления правильных временных горизонтов проекта для объективной оценки его целесообразности очевидна. Сокращение или удлинение продолжительности проекта определяет интервал времени, в течение которого предполагается поступление доходов или начисление издержек по проекту. Поэтому временной горизонт проекта должен быть объективной оценкой продолжительности его существования, независимо от того, насколько такой период делает проект привлекательным или непривлекательным.

Помимо правильной оценки общего объема затрат и доходов, которые будут сделаны и получены в результате осуществления проекта, учет временного горизонта важен еще и в связи с т.н. изменением ценности денег во времени. Это обусловлено тем, что деньги, полученные в настоящее время, более предпочтительны для бизнеса, чем те, которые будут получены в будущем. Существуют три основные причины указанного уменьшения ценности денег:

- ◆ отсрочка в получении денег приводит к потерям в связи с оставшимися неудовлетворенными потребностями или упущенной возможностью вложить их в какой-то дополнительный проект, включая и просто доходное хранение в банке;
- ◆ покупательная способность денег постоянно снижается в связи с инфляцией, имеющей место в любом государстве;
- ◆ задержка денег всегда связана с некоторым риском и неопределенностью.

Изменение ценности денег во времени в финансовом анализе проектов учитывается с помощью либо *компаундирования*, либо *дисконтирования*. В первом случае предполагается, что инвестиционные деньги условно размещены в банке и на их сумму

начисляется процент. При этом ценность рассматриваемой суммы определяется по формуле:

$$C_B = C_H(1 + r)^n,$$

где C_H – реальная сумма инвестиций; r – процентная ставка банка; n – количество полных лет использования денег. Здесь $K_K = (1 + r)^n$ – коэффициент компаундирования.

Так, например, если бы реальная сумма в 100 грн была положена в банк под 10% годовых, то по прошествии одного года вкладчик получил бы 100 грн $\times 1,1 = 110$ грн. Эта сумма по прошествии еще одного года составила бы 110 грн $\times 1,1 = 121$ грн, а еще одного – 133,1 грн. В результате ценность 100 грн, которые будут возвращены инвестору через три года, составляет:

$$C_B = 100(1 + 0,1)^3 = 133,1 \text{ грн.}$$

Дисконтирование – это процедура, обратная распространенному начислению сложного процента. Она устанавливает настоящую ценность той суммы, которая будет получена в будущем. Очевидно, что дисконтирование может быть произведено по формуле:

$$C_H = C_B / (1 + r)^n.$$

Здесь C_H – сегодняшняя стоимость будущего дохода (расхода) C_B , который появится через n полных лет; r представляет собой т.н. ставку дисконта, а $K_D = 1 / (1 + r)^n$ – коэффициент дисконтирования. Таким образом, при ставке дисконтирования в размере 10%, полученные через три года 133,1 грн сегодня соответствуют 100 грн.

Это и отражает тот факт, что стоимость суммы, которая будет получена в будущем, меньше ее нынешней стоимости, что небезразлично для объективного анализа и сравнения (выбора более предпочтительного) инвестиционных проектов. В результате очевидно, что для расчета дисконтированного потока денежных средств их чистый (реальный) поток необходимо умножить на коэффициент дисконтирования, соответствующий данному количеству лет. Ставка дисконта является ключевым фактором в определении коэффициента K_D , а она может изменяться не только день ото дня, но и от количества одолженных денег. Поэтому для финансового анализа обычно устанавливают постоянную ставку дисконта, а для определения коэффициента дисконтирования используют электронные таблицы.

Следует иметь в виду, что на практике часто используют т.н. *реальную ставку дисконта*, характеризующую доход на вложенный капитал, но только без учета инфляции. При этом текущая ставка, соответственно, определяется с учетом инфляции. Так, например, реальная процентная ставка в стране может быть равна 4%, но при темпе инфляции 8% в год текущая ставка дисконта составит уже 12%. Учитывая, что указанная особенность присуща и ценам на товары и услуги, при выполнении финансового анализа проектов чрезвычайно важно не допускать распространенную ошибку: если используются реальные ставки дисконта, то стоимость заемных средств, а также все доходы и расходы должны быть показаны в постоянных ценах (т.е. не учитывающих инфляцию). И наоборот, если предполагается использовать текущие цены для определения стоимости заемного капитала, доходов и расходов по проекту, то в финансовом анализе необходимо использовать только текущие ставки дисконта.

10.5 Методы финансовой оценки инвестиций в энергосбережение

10.5.1 Расчет периода окупаемости проекта (возврата денежных средств)

На первом этапе финансовой оценки проекта по любому методу необходимо перечислить, просчитать и осуществить нормирование всех относящихся к нему затрат и доходов (выгод). Затем составляется прогноз движения денежных средств проекта, который характеризует три ключевые моменты: затраты, доходы, их распределение во времени. Баланс между затратами и доходами является первой характеристикой привлекательности проекта. Очевидно, что если затраты окажутся больше предполагаемых доходов, то его вообще не имеет смысла дальше рассматривать. Указанный этап оценки проекта обычно оформляют в виде таблицы, пример которой приведен ниже.

Таблица 10.1

Прогноз движения потоков денежных средств проекта

Характер и объем потока денежных средств, тыс. грн	Этапы жизненного цикла проекта, годы					
	0	1	2	3	4	5
Капитальные затраты	-1000	0	0	0	0	0
Эксплуатационные расходы	0	0	0	100	150	200
Экономический эффект	0	200	400	500	500	500
Поток денежных средств:						
простой	1000	200	400	400	350	300
кумулятивный	-1000	-800	-400	0	350	650

По составленному прогнозу движения денежных средств проекта и осуществляется его наиболее простая оценка – определяется период времени, в течение которого доходы от проекта станут равны затратам на его реализацию, т.е. устанавливается период окупаемости (возврата денежных средств). По приведенным в качестве примера в таблице 10.1 данным он составляет 3 года. Чем короче будет период возврата денег, тем привлекательнее проект.

Рассмотренный метод оценки отличается простотой и доступностью, однако при большой длительности жизненного цикла проекта он приводит к существенным ошибкам, т.к. не учитывает выгоды, которые будут получены от реализации проекта по окончании периода возврата денег и изменение ценности последних во времени. Так, например, сопоставление трех инвестиционных проектов, имеющих одинаковый жизненный цикл и стоимость по 1000грн. каждый (табл. 10.2) по периоду их окупаемости не позволяет выбрать лучший из них. Возврат денежных средств составляет 2 года по любому варианту. При этом на первый взгляд третий вариант все же кажется предпочтительнее, т.к. обеспечивает за весь период жизненного цикла на 50грн. чистого дохода больше, чем второй. Однако, если учесть, что ценность 450грн., полученных, например, через три года (проект 2) и шесть лет (проект 3) не одинакова, то окончательный вывод только по приведенным данным сделать сложно.

Таблица 10.2

Сравнение инвестиционных проектов

Экономический эффект по проекту, грн.	Этапы жизненного цикла проекта, годы					
	1	2	3	4	5	6
№ 1	500	500	50	0	0	0
№ 2	500	500	450	350	200	100
№ 3	500	500	150	200	350	450

10.5.2 Определение чистой приведенной стоимости

В этом методе учитывается временная стоимость денег и доходы на всем протяжении жизненного цикла инвестиционного проекта. Все будущее движение наличности приводится (дисконтируется) к моменту оценки проекта. Здесь *чистая приведенная стоимость* - это разница между суммой денежных поступлений (доходов), полученных в результате осуществления проекта и дисконтируемых к их текущей стоимости, и суммой дисконтируемых к текущей стоимости всех расходов, необходимых для реализации проекта.

Представив продолжительность жизненного цикла в виде некоторой последовательности периодов (например, лет), чистую приведенную стоимость проекта можно вычислить по формуле:

$$ЧПС = \sum_{t=1}^n \frac{D_t}{(1+k)^t} - P_0,$$

где D_t - доход, полученный в t -ом периоде; P_0 - разовые инвестиционные расходы в начале проекта; n - продолжительность жизненного цикла (в месяцах или годах); k - желаемая норма рентабельности (прибыльности) инвестиционных средств (ставка дисконтирования). Величина k обычно определяется альтернативным методом, например, по уровню прибыльности, которую можно обеспечить при размещении указанных средств в одной из общедоступных финансовых структур (банке, финансовой компании и т.п.).

Если чистая приведенная стоимость проекта ЧПС положительна, то это означает, что в результате его реализации ценность (в смысле возможности) инвестора возрастает, т.е. рассматриваемое разовое инвестирование P_0 реально пойдет ему на пользу. В действительности же большинство проектов по энергосбережению, которые реализуются или будут реализованы в Украине, предполагают не только длительное получение доходов, но и растянутые во времени расходы. В этом случае для определения ЧПС используется зависимость:

$$ЧПС = \sum_{t=1}^n \frac{D_t}{(1+k)^t} - \sum_{t=1}^n \frac{P_t}{(1+k)^t},$$

где P_t - инвестиционные расходы в t -ом периоде.

При сравнении проектов с различными периодами жизненного цикла весьма полезно определить т.н. *годовую эквивалентную чистую прибыль*, которая рассчитывается путем деления полученной ЧПС на весь период жизненного цикла. Таким образом чистая приведенная стоимость как бы переводится в годовую прибыль, получаемую в течение всего указанного периода.

Рассматриваемый метод финансовой оценки инвестиций в энергосбережение получил распространенность благодаря тому, что его можно использовать при различных комбинациях исходных условий, получая во всех случаях экономически сопоставимые результаты. Однако, отвечая на вопрос, способствует ли анализируемый вариант росту возможностей инвестора вообще, этот метод не позволяет установить относительную

величину такого роста. Восполнить указанный пробел позволяет иной метод, предполагающий вычисление другого показателя – рентабельности инвестиций.

10.5.3 Оценка рентабельности инвестиций

Данный метод оценки инвестиционных проектов позволяет определить в какой мере растёт ценность инвестора в расчёте на 1 грн. вложенных средств. *Рентабельность инвестиций* – это отношение суммы дисконтированного дохода (выгод) к сумме дисконтированных расходов, т.е.:

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{D_t}{(1+k)^t}}{P_0}.$$

Аналогично рассмотренной выше ситуации для показателя ЧПС, когда длительному получению доходов соответствовали и растянутые во времени расходы, рентабельность инвестиций может быть определена по формуле:

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^n D_t / (1+k)^t}{\sum_{t=1}^n P_t / (1+k)^t}$$

Очевидно, что если ЧПС положительна, то *PI* будет больше единицы и, соответственно, наоборот. Таким образом, инвестиция приемлема, если ее рентабельность больше единицы. Кроме того, что *PI* является, таким образом, показателем абсолютной приемлемости инвестиций, она позволяет исследовать инвестиционный проект еще в двух направлениях. Во-первых, с ее помощью можно определить т.н. “меру стабильности” (степень надежности) рассматриваемого проекта. Действительно, если по расчёту *PI* окажется равной двум, то это значит, что проект перестанет быть выгодным для инвестора, если его будущие доходы от вложенных средств снизятся более чем в 2 раза.

Во-вторых, показатель *PI* является надежным инструментом для ранжирования инвестиций по их заманчивости, а этот аспект, как известно, достаточно важен для инвесторов. Тем не менее, хотя рассматриваемый метод оценки инвестиционных проектов и пользуется широкой популярностью, он имеет и ряд серьезных недостатков, которые нужно знать и учитывать. Так, в частности, показатель *PI* уже никак не характеризует абсолютную величину чистых доходов проекта. А ведь проект с большими инвестициями, но менее высокой их рентабельностью может обеспечить, например, большую сумму чистых доходов, чем проект с небольшими инвестициями, но значительно большим показателем *PI*. Неприемлем рассматриваемый показатель и в случае, когда выбор делается среди взаимосвязанных или взаимоисключающих проектов.

Проблема возникает еще и тогда, когда инвестиционные вложения производятся по частям в течение нескольких лет, а тем более если часть дохода в одном периоде жизненного цикла проекта расходуется в другом периоде, т.е. имеет место *реинвестирование средств*. Правда в случае, когда инвесторов интересует всего лишь чтобы *PI* была больше единицы, приведенную стоимость расходов можно сопоставить с приведенной стоимостью ежегодных доходов, «очищенных» от инвестиций. Но когда показатель рентабельности инвестиций используется для ранжирования вариантов проекта дело осложняется, так как определение рентабельности инвестиций уже связано со слишком большим уровнем субъективности при отнесении потоков денежных средств в числитель или знаменатель последней формулы.

10.5.4 Определение внутренней нормы рентабельности

Там, где при финансовой оценке инвестиционных проектов особенно трудно определить желаемую норму рентабельности (ставку дисконта), альтернативным показателем является *внутренняя норма рентабельности* (ВНР), которая характеризует уровень окупаемости средств и по своей сути близка к различным процентным ставкам, используемым в других аспектах финансового менеджмента. Если же вернуться к зависимостям по определению ЧПС, то ВНР – это по сути значение k , при котором ЧПС станет равным нулю.

Так для стандартных ситуаций, когда вначале нужно затратить средства (допустить расходы) и только потом можно рассчитывать на доходы, т.е. когда знак потока денежных средств меняется единожды (став из отрицательного положительным уже не меняется в течение всего жизненного цикла проекта), зависимость ЧПС от коэффициента дисконтирования k имеет вид, показанный на рис. 10.1. Значение k , при котором кривая ЧПС на этом рисунке пересекает горизонтальную ось и соответствует значению ВНР рассматриваемого проекта.

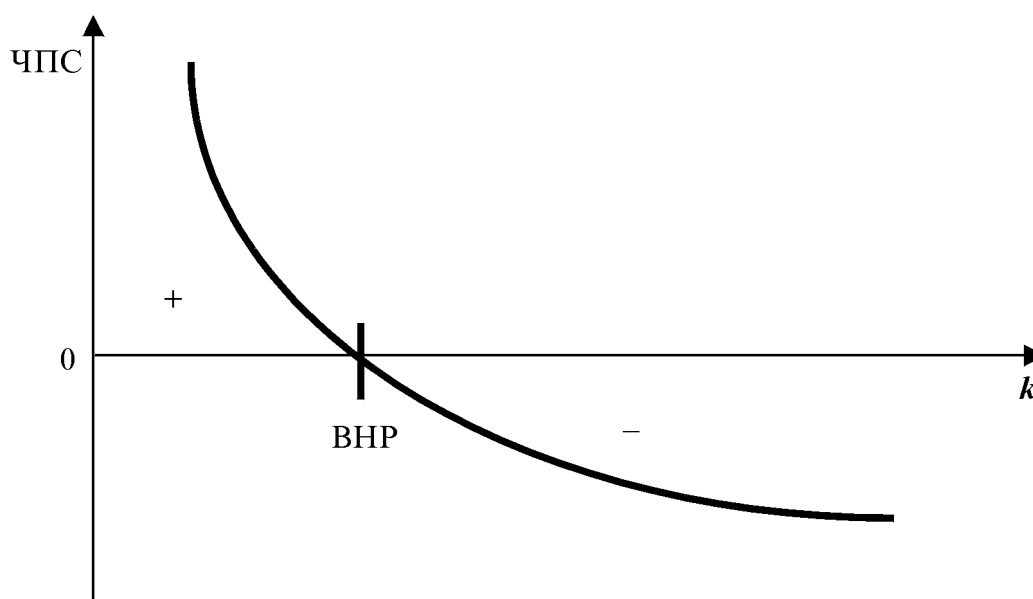


Рис. 10.1 Зависимость ЧПС от коэффициента дисконтирования k

Формально ВНР определяется как коэффициент дисконтирования, при котором инвестиционный проект не увеличивает ценности инвестора, но и не приводит к ее снижению. Именно поэтому в отечественной литературе ВНР называют еще *проверочным дисконтом*, т.к. она позволяет оценить пороговое значение коэффициента дисконтирования, делящее инвестиции на выгодные или невыгодные. Для этого ВНР сравнивают с тем уровнем окупаемости вложений, который инвестор выбрал для себя за стандарт (*барьерный коэффициент*). Последнее же зависит от того, по какой цене он сам получил капитал, используемый для инвестирования, и какой уровень прибыльности хотел бы иметь при его вложении. Очевидно, что если ВНР проекта больше упомянутого барьерного коэффициента, то проект будет выгоден для инвестора и наоборот. В случае же их равенства может быть принято любое решение. Таким образом, ВНР является как бы ситом, через которое отсеиваются невыгодные проекты.

Исходя из вышеизложенного величину ВНР можно рассчитать с помощью зависимостей для определения ЧПС. Однако в случае, когда доходы и расходы в рассматриваемые периоды жизненного цикла проекта неодинаковы, такие расчеты несколько усложняются. Приходится прибегать к методу последовательных приближений (итераций). При этом сначала ЧПС определяется для выбранной экспертами величины

коэффициента дисконтирования. Если ЧПС оказывается положительной, то расчет повторяется с использованием большей величины k (или наоборот при отрицательном значении ЧПС). И так до тех пор, пока не будет подобран такой коэффициент дисконтирования, при котором ЧПС станет равной (или близкой) нулю.

В заключение следует ответить на вопрос: какую же из четырех рассмотренных методик финансовой оценки инвестиционных проектов следует использовать. Наиболее доступным, как уже указывалось, является определение простого периода окупаемости. Этот метод использует большинство бизнесовых структур, которые инвестируют мероприятия (проекты) по энергосбережению, благодаря его относительной простоте. Расчет ЧПС сложнее и его результат не всегда прост для понимания. Часто все таки остается бóльшая неуверенность, касающаяся доходов и расходов (выгод и затрат), которые ожидаются через несколько лет. И это связано прежде всего с финансовыми рисками, вызванными и ограниченностью ресурсов, и надежностью принятия предположений, например, при выборе периода жизненного цикла и т.п. Основой для расчета ЧПС является к тому же то, что предприятие (структура) должно придерживаться какой-то стандартной ставки дисконта. А это не всегда так.

В результате, для более сложных проектов с большими капиталовложениями часто используют период окупаемости вместе с ЧПС и ВНР. При этом первый из них дает начальное представление о жизнеспособности проекта, а другие – позволяют принять решение. Последнее же (одобрить или отклонить проект) всегда принимается в русле общей стратегии предприятия. А это означает, что метод финансовой оценки, который будет выбран при инвестировании мероприятий по энергосбережению в значительной мере определяется предпочтениями финансового, а не энергоменеджера организации. Следовательно, если в фирме все решения принимаются на основе ЧПС и ВНР, то энергоменеджеру необходимо хорошо разбираться в вопросах дисконтирования средств и анализировать проекты, касающиеся его сферы деятельности только на основе указанных экономических показателей.

10.6 Понятие о конкурирующих инвестиционных проектах

Конкуренция между инвестиционными проектами возникает в следующих случаях:

- ◆ проекты исключают друг друга по причинам неэкономического характера;
- ◆ конкуренция происходит из-за финансовых (в том числе и бюджетных) ограничений;
- ◆ рассматриваются альтернативные способы достижения одного и того же результата при использовании различных ограниченных ресурсов не денежного характера.

Конкуренция первого вида возникает, если приоритет инвестора диктуется, например, какими-то общекорпоративными или государственными интересами. Очевидно, что для вопросов инвестирования мероприятий по энергосбережению конкретного предприятия такая ситуация не характерна и не представляет особого интереса. Второй вариант возникает, когда на рассмотрении у фирмы имеется несколько не исключających друг друга проектов с положительными значениями ЧПС и неплохими другими экономическими показателями, а на их реализацию сейчас просто не хватает средств. В принципе предприятие скорее всего реализует оба проекта, но на каком-то ограниченном промежутке времени необходимо выбрать более предпочтительный из них, т.е. решить вопрос очередности реализации.

Проблемы, возникающие при выборе наиболее приемлемого из нескольких альтернативных инвестиционных проектов по третьему варианту чаще всего связаны с использованием в них различных видов энергоресурсов. По сути это уже задача выбора более предпочтительного для предприятия вида топлива. Рассмотрим ее подробно на конкретном примере. Предположим, что на предприятии необходимо построить новую котельную. Для ее функционирования можно использовать три вида топлива: уголь, газ, мазут. В результате финансовой оценки предложенных проектов получены результаты,

приведенные в табл. 10.3. Для простоты анализа здесь принято, что срок реализации всех трех вариантов составляет 4 года.

Как видно из табл. 10.3 по причине малой эффективности угольной схемы, созданная на ее основе котельная начиная с третьего года работы практически не будет приносить каких-либо доходов. Очевидно, в таком случае продолжение ее работы может объясняться только какими-то неэкономическими, например, социальными интересами. Хотя на уровне принятого 10% дисконтирования средств и этот вариант имеет положительное значение ЧПС, величина которого даже больше, чем по схеме, использующей мазут. Более того, если ранжировать варианты по размеру ВНР, то угольная схема вообще оказывается наилучшей.

Таблица 10.3

Результаты финансовой оценки конкурирующих инвестиционных проектов

Схема проекта	Суммы доходов по годам, млн грн.					Чистая приведенная стоимость ЧПС, млн грн.	Рентабельность инвестиций $P1$	Внутренняя норма рентабельности ВНР, %
	0-й	1-й	2-й	3-й	4-й			
Угольная	100	75	50	0	0	9,504	1,095	18
Газовая	100	35	35	35	35	10,945	1,109	15
Мазутная	50	18	18	18	18	7,058	1.141	16

Почему в реальной практике инвестиционного анализа могут возникнуть ситуации, аналогичные приведенной, когда по разным критериям на первое место выходят совершенно разные варианты проектов? Как правило это объясняется либо существенными различиями в графике поступлений будущих доходов, либо расхождениями в необходимых суммах инвестиций. Так высший уровень внутренней нормы рентабельности по угольной схеме обеспечивается за менее продолжительный период времени, чем по газовой. С другой стороны, мазут приносит наибольшую прибыль на каждую инвестиционную гривну (показатель PI), но поскольку величина инвестиций здесь меньше, чем по газовой схеме, то меньшей будет и величина ЧПС – суммарного выигрыша от инвестиций.

Чтобы лучше уяснить причины такого разброса в оценке инвестиционных проектов рассмотрим зависимости ЧПС от коэффициента дисконтирования, построенные для случаев использования в качестве энергоносителя газа и угля (рис. 10.2). Здесь для упрощения принят линейных характер указанных зависимостей.

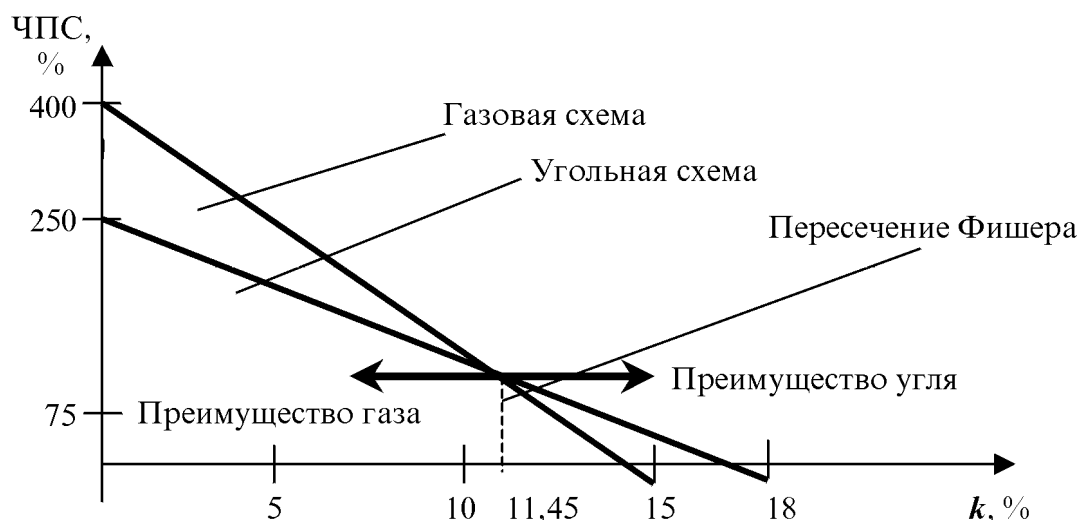


Рис. 10.2 Иллюстрация преимуществ вариантов инвестиционных проектов

Из рис. 10.2 следует, что выбор варианта по величине чистой приведенной стоимости зависит в основном от принятого значения коэффициента дисконтирования. Кроме того, очевидно, что при $k=11,45\%$ оба варианта инвестирования обеспечивают одинаковые величины ЧПС. Если же ставка дисконтирования окажется больше 11,45%, то преимущественной будет угольная схема (дающая денежные поступления раньше) и наоборот: при меньшем значении k в лидеры выйдет газовый вариант. Показанное пересечение рассматриваемых зависимостей получило название «пересечения Фишера» по имени экономиста Ирвинга Фишера, впервые применившего такой способ анализа инвестиционных проектов.

10.7 Преодоление финансовых проблем в области энергосбережения

Одной из основной проблем, связанных с реализацией мероприятий по энергосбережению является отсутствие их достаточного финансирования. Не секрет, что в условиях острого дефицита средств на инвестирование в энергоэффективность зачастую просто не обращают внимания. Приоритеты отдаются приобретению оборудования, которое увеличивает объем выпускаемой продукции или сокращает трудовые и материальные затраты. При этом затраты на энергию рассматривают почему-то как составляющую накладных расходов, уменьшение которых, как считается, не может существенно повысить конкурентоспособность товара. И это при том, что сокращение затрат на энергию в условиях рыночной экономики как раз является важнейшим элементом уменьшения себестоимости выпускаемой продукции и увеличения рентабельности производства.

Иногда внутреннее инвестирование в энергоэффективность не осуществляется в связи с тем, что не обеспечивается приемлемый срок окупаемости затрат. Речь, конечно же, не идет о мероприятиях, когда экономия энергии достигается в результате замены оборудования, вызванной иными причинами (износ, повреждение, моральное старение и т.п.). В таких случаях средства обычно находятся. Но и при больших сроках окупаемости чисто энергоэффективных проектов возможны инвестиционные схемы, когда финансы предоставляются какой-либо третьей стороной, соглашающейся на возврат средств из будущей экономии, полученной предприятием в результате реализации конкретных энергосберегающих мероприятий. Очевидно, что такое инвестирование возможно только для проектов, которые уже доказали на других предприятиях, либо в результате проведения серьезного энергоаудита, что они действительно обеспечат ожидаемое сокращение затрат на энергию.

В последнее же время для преодоления всевозможных финансовых барьеров, возникающих при реализации мероприятий (проектов) по энергосбережению, создаются т.н. *энергосервисные компании*, которые занимаются не поставками на предприятие энергоресурсов (нефть, газ, уголь, электричество), а предоставлением ему энергетических услуг в виде эффективного тепло- и электроснабжения, освещения, электропривода и т.д. Такая компания могла бы отапливать помещения и поставлять, например, горячую воду, производимую энергоэффективными котлами или когенерационными установками, разработанными и реализованными за свой счет или в результате финансирования привлеченной уже ею третьей стороны.

При этом предприятие может постепенно выкупить все оборудование по мере получения, в результате такого решения проблемы, экономии своих финансовых средств. Очевидно, что энергосервисная компания должна в таком случае сама разработать соответствующий бизнес-план и взять на себя все риски, связанные с реализацией проекта. Такая схема решения проблем энергосбережения (а это уже не только и не столько финансовые проблемы) является широко распространенной в ЕС и, очень вероятно, что она получит достаточно широкое распространение и в Украине в последующие годы.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. А.Д. Васильев, Г.Я. Якимов, А.Я. Коваль. Циркониевая керамика и ее перспективы в Украине. /Огнеупоры и техническая керамика, № 10, 2000. – С. 2-5.
2. Від виробництва до ефективного споживання енергії: Посібник для вчителів / О.І. Соловей, А.В. Праховник, С. М. Іншеков та інші. – К.: Київ. Нот. ф-ка, 1999. – 400 с.; іл. – (Енергозбереження, кн. 2)
3. Денисенко Г.И. Возобновляемые источники энергии. – Киев: КПИ, 1979.
4. Дикий М.О. Поновлювані джерела енергії. – Київ: Вища школа, 1993. – 416 с.
5. ДСТУ 2155-93. Енергозбереження. Методи визначення економічної ефективності заходів по енергозбереженню. – Чинний від 01.01.95. – К.: Держстандарт України. – 20 с.
6. Дудник А.Н., Майстренко А.Ю., Онищенко С.В. и др. Развитие энергетических установок с использованием технологий топливных элементов за рубежом // Энергетика и электрификация. – 1996. - №3. – с. 51 – 54.
7. Енергозбереження – досвід, проблеми, перспективи / Ковалко М.П.; відпов. ред. Шидловський А.К.; Держкоменергозбереження України. – Київ: Інститут електродинаміки НАНУ, 1997. – 152 с.
8. Енергозбереження – пріоритетний напрямок державної політики України / Ковалко М.П., Денисюк С.П.; відп. ред. Шидловський А.К. – Київ: УЕЗ, 1998. – 506 с.
9. Закон України “Про енергозбереження” // Постанова Верховної Ради України № 75/94-ВР від 1 липня 1994 р.
10. Ильинский Н.Ф., Рожанковский Ю.В., Горнов А.О. Энергосбережение в электроприводе. – М.: Высш. шк., 1989. – 127 с.
11. Каганович Б.М., Филиппов С.П., Анциферов Е.Г. Эффективность энергетических технологий. – Новосибирск: Наука, 1989. – 256 с.
12. Комплексна державна програма енергозбереження України. – К.: Держкоменергозбереження України, 1996. – 234 с.
13. Липсиц И.В., Коссод В.В. Инвестиционный проект: методы подготовки и анализа. Учебно-справочное пособие. М.: Издательство БЕК, 1996. – 304 с.
14. Меркушов В.Т. Енергозбереження як складова частина енергетичної безпеки України // Енергоінформ – 1998. – №1.
15. О.Д. Васильев, А.Р. Щокін. Керамічні паливні комірки: досягнення та перспективи в Україні. – Київ: Енергоінформ. – Аналічно-рекламне видання, 2002, № 26(157).
16. Положення про Державний комітет України з енергозбереження (Указ Президента України від 6 жовтня 1995 р. № 918/95).
17. Промышленная теплоэнергетика и теплотехника. Справочник. // В.А. Григорьев, В.И. Зорин. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 584 с.
18. Промышленность Украины: путь к энергетической эффективности. – К.: ЕС – Energy Centre, 1995. - 199 с.
19. Синяк Ю.В. Стратегия российского нефтегазового комплекса на мировом энергетическом рынке в среднесрочной перспективе. Семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса», М.: РАН, 1999. – 56 с.
20. Щокін А.Р., Васильев О.Д. Паливні комірки для сфери енергозбереження. Міжнародна науково-технічна конференція «Енергоефективность - 2002», тезиси докладов. / “Навчальна книга”, 2002. – С. 152-157.
21. Украина: энергетика и экономика. – Киев: ЕС – Energy Centre, 1995. – 128 с.
22. Украина: эффективность малой энергетики. - Киев: ЕС – Energy Centre, 1996. – 280 с.
23. Энергетический менеджмент / А.В. Праховник, А.И. Соловей, В.В. Прокопенко и др. – Киев: ИЭЭ НТУУ “КПИ”, 2001. – 472 с.
24. Энергоэффективность в химической промышленности. – К.: ЕС – March Consulting Group, 1999. – 170 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

<i>Предисловие</i>	3
1 <i>Мировые запасы и потребление энергии</i>	
1.1 Основные понятия и определения запасов энергии.....	4
1.2 Мировые запасы энергоресурсов и их характеристика.....	4
1.3 Уровень мирового потребления энергоносителей.....	6
2 <i>Топливо-энергетический потенциал Украины и ее энергетические проблемы</i>	
2.1 Энергоресурсная база и связанные с ней проблемы	9
2.2 Состояние топливо-энергетического комплекса Украины.....	12
2.3 Возможности использования нетрадиционных и возобновляемых источников энергии.....	14
2.4 Перспективы энергетической отрасли Украины.....	15
3 <i>Понятия и управление энергосбережением</i>	
3.1 Основные понятия и определения.....	16
3.2 Исторические аспекты энергосбережения.....	18
3.3 Государственное управление энергосбережением.....	20
3.3.1 Суть государственного управления энергосбережением.....	20
3.3.2 Структура и система элементов государственного управления энергосбережением.....	22
3.4 Программы и системы повышения энергоэффективности.....	24
3.4.1 Комплексная государственная программа энергосбережения.....	24
3.4.2 Региональные программы энергосбережения.....	26
3.4.3 Системы комплексного повышения энергоэффективности в отраслях промышленности.....	27
4 <i>Стратегия и проблемы энергосбережения</i>	
4.1 Энергетическая составляющая национальной безопасности Украины.....	29
4.2 Определение приоритетных направлений энергосбережения.....	32
4.3 Пути решения проблем энергосбережения.....	33
4.4 Препятствия на пути к энергоэффективности.....	35
4.5 Потенциал энергосбережения Украины.....	36
5 <i>Энергоэффективность систем теплоснабжения</i>	
5.1 Понятие теплоты, цели и способы ее получения.....	40
5.2 Особенности процессов горения.....	42
5.3 Эффективность энергетического оборудования котельных.....	45
5.3.1 Котлы и их классификация.....	45
5.3.2 Устройства для сжигания топлива.....	48
5.3.3 Особенности расчета эффективности котлов и меры по ее улучшению.....	52
5.4 Об альтернативных системах отопления и горячего водоснабжения.....	55
5.5 Потери в тепловых сетях и способы их уменьшения.....	56
5.6 Повышение эффективности систем пароснабжения.....	60
5.6.1 Особенности пара и возможности его использования в качестве теплоносителя.....	60

5.6.2	Факторы, влияющие на эффективность пароснабжения.....	60
5.6.3	Технические возможности повышения эффективности пароснабжения.....	61
5.7	Системы потребления тепловой энергии, теплообменники.....	65

6 Энергоэффективность систем электроснабжения

6.1	Электрическая энергия и традиционные способы ее получения.....	67
6.1.1	Общие понятия.....	67
6.1.2	Особенности тепловых электростанций и их эффективность.....	68
6.1.3	Основные сведения о гидро- и приливных электростанциях.....	70
6.1.4	Основные представления об атомной энергетике.....	71
6.2	Проблемы согласования объемов генерации и потребления электроэнергии.....	72
6.3	Состояние и перспективы нетрадиционной электроэнергетики.....	74
6.3.1	Развитие и эффективность МГД-преобразователей.....	75
6.3.2	О будущем термоядерной энергетике.....	77
6.3.3	Основные сведения и перспективы топливно-ячеечных технологий.....	78
6.4	Эффективность потребления электроэнергии.....	81
6.4.1	Состав и характеристика основных потребителей электроэнергии.....	81
6.4.2	Эффективность силового общепромышленного электропривода.....	83
6.4.3	Энергосбережение при использовании электрического освещения.....	90

7 Утилизация энергии

7.1	Возможности повышения энергоэффективности за счёт утилизации тепловой энергии.....	97
7.2	Установки для утилизации тепла.....	101
7.2.1	Рекуператоры.....	102
7.2.2	Регенераторы.....	104
7.2.3	Теплоутилизаторы газ-жидкость.....	108
7.3	Системы комбинированного производства тепловой и электрической энергии.....	111
7.3.1	Преимущества когенерации.....	112
7.3.2	Существующие технологии когенерации.....	113
7.3.3	Рекомендации по выбору систем когенерации.....	116
7.4	Утилизация гидроэнергетических ресурсов промышленных водотоков.....	117
7.4.1	Оценка возможностей и объемов гидроутилизации.....	118
7.4.2	Установки для гидроутилизации.....	120

8 Энергоэффективность – основа современных технологий

8.1	Понятие технологической энергоэффективности и ее особенности.....	123
8.2	Энергоэффективность гидромеханических процессов разделения.....	124
8.2.1	Гравитационное разделение.....	124
8.2.2	Фильтрация.....	126
8.3	Энергоэффективность тепловых процессов разделения.....	127
8.3.1	Сушка.....	128
8.3.2	Выпаривание.....	129
8.3.3	Ректификация.....	131
8.3.4	Кристаллизация.....	133
8.4	Энергоэффективность массообменных процессов разделения.....	134
8.4.1	Адсорбция.....	134
8.4.2	Абсорбция.....	135

9 Использование возобновляемых источников энергии

9.1 Понятия возобновляемых источников энергии и технологии их использования.....	137
9.2 Солнечная тепло- и электроэнергетика.....	139
9.3 Ветроэнергетика: основные понятия и конструкции установок.....	143
9.4 Геотермальная энергетика.....	150
9.5 Использование энергии окружающей среды. Тепловые насосы.....	153
9.6 Биоэнергетические технологии.....	156
9.7 Использование энергии водной среды.....	162

10 Финансовая оценка инвестиционных проектов энергосбережения

10.1 Критерии и методика оценки эффективности мероприятий по энергосбережению.....	164
10.2 Понятие инвестиционной деятельности.....	167
10.3 Источники инвестиций в энергосбережение.....	168
10.4 Понятия жизненного цикла проекта и изменения ценности денег во времени.....	170
10.5 Методы финансовой оценки инвестиций в энергосбережение.....	172
10.5.1 Расчет периода окупаемости проекта (возврат денежных средств).....	172
10.5.2 Определение чистой приведенной стоимости.....	173
10.5.3 Оценка рентабельности инвестиций.....	174
10.5.4 Определение внутренней нормы рентабельности.....	175
10.6 Понятие о конкурирующих инвестиционных проектах.....	176
10.7 Преодоление финансовых проблем в области энергосбережения.....	178

Список литературы.....	180
-------------------------------	------------

Оглавление.....	181
------------------------	------------