

biblen

elektromonter

Специальный выпуск «БЭТ»

А. Ф. Дьяков

**МАЛАЯ
ЭНЕРГЕТИКА РОССИИ
ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ**

**ПРИЛОЖЕНИЕ К ЖУРНАЛУ
ЭНЕРГЕТИК**

Специальный выпуск «БЭТ»

— приложение к журналу “Энергетик”

Основана в июне 1998 г.

Выпуск 2-3 (50-51)

A. Ф. Дьяков

МАЛАЯ ЭНЕРГЕТИКА РОССИИ

ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Москва

НТФ “Энергопрогресс”, “Энергетик”

2003

УДК 621.311.24:621.472:550.373

ББК 31.6

Д93

Автор: Дьяков А. Ф.

- Д 93 Малая энергетика России. Проблемы и перспективы. — М.: НТФ “Энергопрогресс”, 2003. — 128 с.; ил. [Библиотека электротехника, приложение к журналу “Энергетик”. Специальный выпуск 2-3 (50-51)].

Книга посвящена малой энергетике, рассматривает состояние и перспективы ее развития, роль и место в энергетической стратегии России, запасы и использование местных и возобновляемых энергоресурсов страны.

Приводятся данные о состоянии научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ по созданию оборудования для малой энергетики, строительству демонстрационных, опытно-промышленных, головных и серийных электростанций и установок.

Рассматриваются технико-экономические показатели различных видов электростанций малой энергетики, проблемы инвестиций и финансирования НИОКР, роль и место малой энергетики в социально-экономическом развитии страны.

Книга рассчитана на специалистов-энергетиков, занимающихся вопросами малой и нетрадиционной энергетики.

Предисловие

Энергетика является определяющей отраслью экономики страны, важнейшей составляющей существования человека и представляет технологии преобразования (превращения) природных или искусственных энергоресурсов в более удобную для использования форму энергии в необходимом месте и в необходимый момент, т.е. решает вопросы производства энергии и транспорта.

Способы и технологии получения и преобразования энергии могут быть разделены на традиционные и нетрадиционные, т.е. хорошо или не очень отработанные и широко или недостаточно широко распространенные для соответствующего времени.

Топливно-энергетические ресурсы (ТЭР) делятся на:

невозобновляемые (нефть, газ, уголь, торф и продукты их переработки, уран), запасы которых ограничены и конечны;

возобновляемые — энергия Солнца, тепла Земли, Мирового океана, водных потоков, воздушного бассейна, ветра, биомассы, отходов производства и жизнедеятельности человека.

Деление энергетики на “большую” и “малую” представляется условным. К малой энергетике принято относить энергоустановки единичной электрической или тепловой мощностью до 10 МВт и электростанции суммарной мощностью до 30 МВт.

Еще в 30-е годы в нашей стране, намного раньше других стран, начали заниматься использованием возобновляемых и местных энергоресурсов. Например, в ветроэнергетике еще до начала Великой Отечественной войны были решены многие научно-практические вопросы создания и применения ветроэнергетических установок (ВЭУ) единичной мощностью в сотни и тысячи киловатт.

В 50-е годы XX века были созданы десятки тысяч различных ветроустановок единичной мощностью до 100 кВт. К началу 60-х годов в стране эксплуатировались более 10 тыс. колхозных и малых районных гидроэлектростанций (МГЭС), сотни газогенераторов.

В последние 10 — 15 лет создание малых электростанций ограничивалось, в основном, сооружением демонстрационных, опытно-промышленных и головных установок.

Переход в условиях рыночной экономики на самофинансирование при государственном регулировании тарифов резко ограничил возможности финансирования развития отрасли. В связи с этим объемы старения энергетического оборудования значительно превышают объемы технического перевооружения, реконструкции и ввода новых энергомощностей.

Обостряется проблема обновления электрических и тепловых сетей, потери в которых растут. Все большую остроту приобретает вопрос устранения диспропорций между размещением генерирующих мощностей и возможностями тепловых и электрических сетей и проблемами топливообеспечения электростанций.

Многие из указанных проблем могут быть решены за счет строительства малых электростанций и энергоустановок, расширения использования местных и возобновляемых энергоресурсов.

Материал, представленный в данной работе, охватывает весь комплекс проблем развития отечественной малой, нетрадиционной энергетики.

Отзывы, замечания и пожелания по данной работе

просим направлять по адресу:

115280, Москва, ул. Автозаводская, 14/23.

Редакция журнала "Энергетик".

Автор

ГЛАВА ПЕРВАЯ

Роль и место малой энергетики в энергетической стратегии России

Единая энергетическая система России, централизованное обеспечение потребителей электроэнергией и теплом — это, безусловно, основа и главный гарант надежного энергоснабжения страны, ее энергетической безопасности. При этом нельзя недооценивать роль малой энергетики, что, к сожалению, имело место ранее. Так как малые электростанции в ряде случаев способны успешно решать те же задачи и нередко с меньшими затратами и большей эффективностью.

Малая энергетика особенно важна для автономного энергоснабжения, для снабжения в чрезвычайные периоды, а также в отдаленных, труднодоступных и малоосвоенных районах. По разным оценкам от 50 до 70 % территории России не имеют централизованного электроснабжения, и обеспечить этих потребителей электроэнергией и теплом возможно только с помощью малой энергетики, т.е. там, где строительство крупных электростанций в одних случаях нецелесообразно, в других неоправданно с экономической точки зрения, в третьих невозможно из-за отсутствия средств на прокладку дорогостоящих теплоцентралей и сооружение линий электропередачи.

Одной из важных причин свертывания строительства малых электростанций в 60 – 80-е годы XX века явилась односторонняя ориентация в развитии энергетики на строительство крупных ТЭС, ГЭС и АЭС. Это привело к тому, что развитие малой энергетики, в том числе и на базе возобновляемых источников энергии, сначала замедлилось, затем и вовсе приостановилось. Многие из остановленных и законсервированных малых и мини-электростанций очень быстро пришли в негодность.

Но сегодня мы более реально оцениваем место и роль большой и малой энергетики, видим их положительные и отрицательные сто-

роны. Например, в централизованных системах энергоснабжения значительная доля тепла и электроэнергии теряется безвозвратно: сначала на самих станциях из-за их низкого КПД, затем при передаче электроэнергии в электрических сетях, а тепла — в теплоцентралях.

Сегодня КПД многих электростанций не превышает 32 %. Даже у самой современной в России Северо-Западной ТЭЦ он составляет 52 %. Именно по этим причинам США намерены вложить в свою энергетику более 400 млрд долл., чтобы повысить КПД станций от 40 до 60 %.

По данным Центра экологической безопасности РАН, ежегодные потери тепла, например в Санкт-Петербурге, оцениваются более чем в 100 млн долл. Размеры такого расточительства в масштабах всей страны даже трудно себе представить.

В начале третьего тысячелетия состояние энергетики России характеризуется следующими данными: износ линий электропередачи в ЕЭС превышает 25 %, подстанций — 45 %; в области теплоснабжения: 40 % тепловых сетей требуют ремонта, 15 % находятся в аварийном состоянии, тепловые потери в сетях превышают 16 % годового расхода топлива на теплоснабжение, а коэффициент полезного использования топлива на уровне конечного потребителя в системах центрального теплоснабжения России колеблется в пределах 30 — 50 %.

Покончить с таким расточительством в ряде случаев можно с помощью малых источников энергии. Мини-ТЭЦ, максимально приближенные к потребителям, сводят потери энергии в процессе ее передачи к минимуму. К тому же и КПД у лучших современных малых электростанций доведен почти до 80 %. Поэтому сегодня малые местные источники энергии все чаще называют энергетикой будущего.

Современные мини-ТЭЦ в сравнении с крупными электростанциями экологически более чистые, имеют меньшие вредные выбросы и шумы. Благодаря компактности, такие энергоустановки не требуют больших помещений и поставляются в блочно-модульном исполнении. При этом надежность современных мини-ТЭЦ достаточно высока.

В период перехода страны к рыночной экономике и реформированию электроэнергетики, при отсутствии в связи с этим возможности концентрировать крупные инвестиции можно рассчитывать лишь на незначительные капиталовложения в энергетику.

В этих условиях строительство малых электростанций, в отличие от крупных, сооружение которых требует значительных инвестиций и длительных сроков их окупаемости, оказывается более реальным и

выгодным, так как позволяет существенно сократить объем первоначальных капиталовложений и срок их возврата, снизить инвестиционный риск, уменьшить сроки возведения и ввода станций в эксплуатацию.

К таким электростанциям, в первую очередь, относятся малые и мини-ГЭС, небольшие энергетические установки на базе газотурбинных и парогазовых технологий, а также геотермальные тепловые и электрические станции, ветровые и солнечные энергетические и теплонасосные установки.

В перспективе предпочтение, видимо, будет чаще отдаваться малым АЭС, так как в отдаленных и труднодоступных местах, и особенно в условиях Крайнего Севера, они будут наиболее эффективными.

Говоря о роли малой энергетики, надо отметить, что она изначально не предназначена решать проблемы обеспечения надежности и живучести Единой энергетической системы, в том числе и в условиях быстрого роста энергопотребления.

Но в период плавного, постепенного роста энергопотребления, на этапе реформирования энергетики, большей ее адаптации к рыночным отношениям, при отсутствии крупных инвесторов, росте малого и среднего предпринимательства, она, безусловно, может сыграть очень важную роль.

Однако, нельзя забывать о том, что малая энергетика с точки зрения экономики сегодня не всегда выгодна. Инвестиции на 1 кВт установленной мощности на малых электростанциях требуются значительно больше, чем на крупных электростанциях. И с этим, естественно, сегодня нельзя не считаться.

К тому же следует констатировать, что нынешние заниженные тарифы на электроэнергию (рис. 1) не создают экономических условий для развития энергетики, так как именно по этой причине на эти цели капиталовложений не хватает, а сроки окупаемости энергетических проектов неоправданно велики.

В этих условиях, крайне важно, искать пути снижения затрат на эксплуатацию таких станций. Например, пуск, работу и останов электростанции можно обеспечить в автоматическом режиме, а обслуживание и ремонтные работы — вахтовым методом. Разумеется, это потребует ускоренного развития в энергетике средств связи и телекоммуникаций.

Ориентируясь на расширение строительства малых электростанций, необходимо решить проблемы, которые с этим связаны. Речь идет об адаптации малых энергетических установок к работе в Единой энергетической системе, в условиях параллельной работы и др.

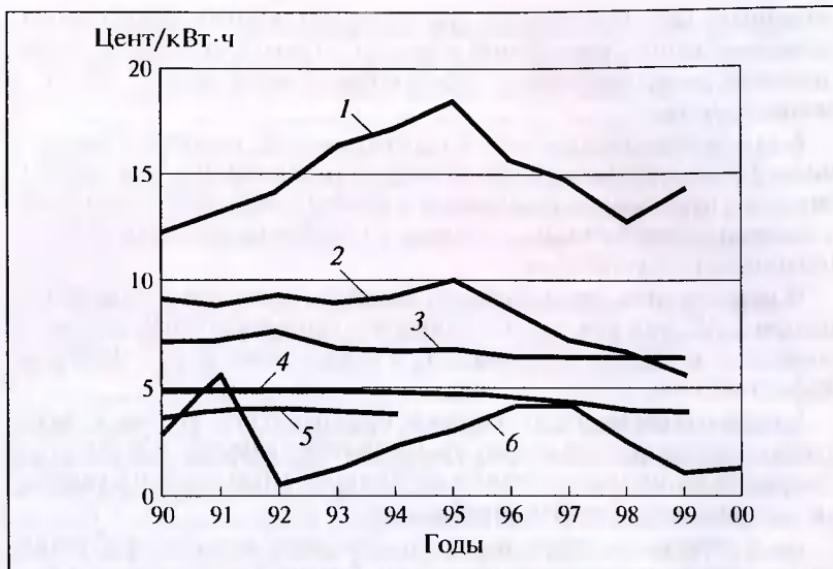


Рис. 1. Тарифы на электроэнергию в промышленном секторе некоторых стран (источник: Международное энергетическое агентство):
1 — Япония; 2 — Германия; 3 — Великобритания; 4 — США; 5 — Канада; 6 — Россия

Сегодня крайне важно изучить рынок малой энергетики, чтобы с учетом его строить работу не только энергетиков, но и энергомашиностроителей, которые не должны быть в стороне от этой важной проблемы.

Пока рынок малой энергетики развивается в основном в Европейской части страны, давно обжитой и более освоенной, где успешно функционирует Единая энергетическая система. Тогда как сама жизнь, нужды населения, потребности развития экономики страны требуют более активного продвижения малой энергетики в Сибирь, на Дальний Восток, в районы Крайнего Севера, где нельзя компенсировать нехватку электроэнергии через ЕЭС.

Дизельные, малые газовые и другие автономные электростанции крайне необходимы на буровых вышках и в передвижных поселках топливной промышленности, а также в дачных поселках и отдаленных деревнях.

Современные системы малой энергетики позволяют получить полную автономность и независимость от перебоев централизованного энергоснабжения (или его отсутствия) предприятий промышленности с непрерывным технологическим циклом, уберечь доро-

гостоящее оборудование (компьютеры, серверы, комплексы связи, медицинское оборудование), от бросков и скачков напряжения и полного прекращения электроснабжения.

Разумеется, в перспективе более активно будет развиваться малая энергетика на базе нетрадиционных возобновляемых источников энергии, ее доля в общей установленной мощности, несомненно, будет расти.

Однако, по большому счету, в ближайшие годы нетрадиционная энергетика основных проблем энергоснабжения не решит. Поэтому, энергетику на базе нетрадиционных возобновляемых источников энергии надо рассматривать, прежде всего, как средство решения проблем энергоснабжения в отдаленных, труднодоступных и неосвоенных регионах, как средство решения экологических проблем, которые все больше обостряются, и, наконец, как важное средство энергосбережения.

Анализ состояния действующих автономных систем энергоснабжения удаленных и труднодоступных регионов показал, что наиболее актуальными проблемами, стоящими перед малой энергетикой, являются:

ухудшение надежности функционирования автономных систем энергоснабжения (АСЭС), вызванное высоким износом энергетического оборудования и перебоями в доставке ТЭР (износ парка ДВС-электростанций в среднем составляет 75 %);

неприспособленность многих АСЭС для эффективного использования местных топливно-энергетических ресурсов, в том числе нетрадиционных;

низкая эффективность производства, транспорта и потребления топливно-энергетических ресурсов;

высокая себестоимость вырабатываемой энергии;

нехватка высококвалифицированного персонала;

неудовлетворительная защита окружающей среды от вредных выбросов энергоустановок;

трудности транспортировки энергооборудования;

низкий уровень унификации парка ДВС-электростанций, силового оборудования и комплектующих, используемых на энергоустановках топлив и масел.

С учетом указанных выше проблем могут быть сформулированы следующие цели развития и совершенствования малой энергетики:

повышение эффективности и надежности автономных систем энергоснабжения;

уменьшение энергетической зависимости регионов от завозных топливных ресурсов за счет вовлечения в структуру топливного ба-

ланса регионов местных топливно-энергетических ресурсов, в том числе малодебитных балансовых и отработавших нефтегазовых месторождений;

переход к созданию малых электростанций нового поколения с автоматизированным компьютерным управлением и использованием экологически чистых энергосберегающих технологий на основе типизации и конструктивной унификации.

Для достижения этих целей при создании автономных систем энергоснабжения необходимо создавать такие энергокомплексы, которые удовлетворяли бы следующим основным техническим требованиям:

многофункциональность;

многотопливность;

утилизация сбросного тепла;

возможность совместной работы ДВС-электростанций с нетрадиционными источниками энергии (гибридные электростанции);

надежность и безопасность;

топливная экономичность;

высокий уровень автоматизации и диспетчеризации;

высокий уровень стабилизации промышленной частоты тока независимо от частоты вращения дизеля;

демпфирование колебаний нагрузки со стороны потребителя на ДВС;

более широкий переход на блочно-модульное исполнение энергоустановок высокой заводской готовности, и удобной их транспортировки в мало-, труднодоступные и отдаленные местности;

более полная типизация и конструктивная унификация энергетического оборудования.

ГЛАВА ВТОРАЯ

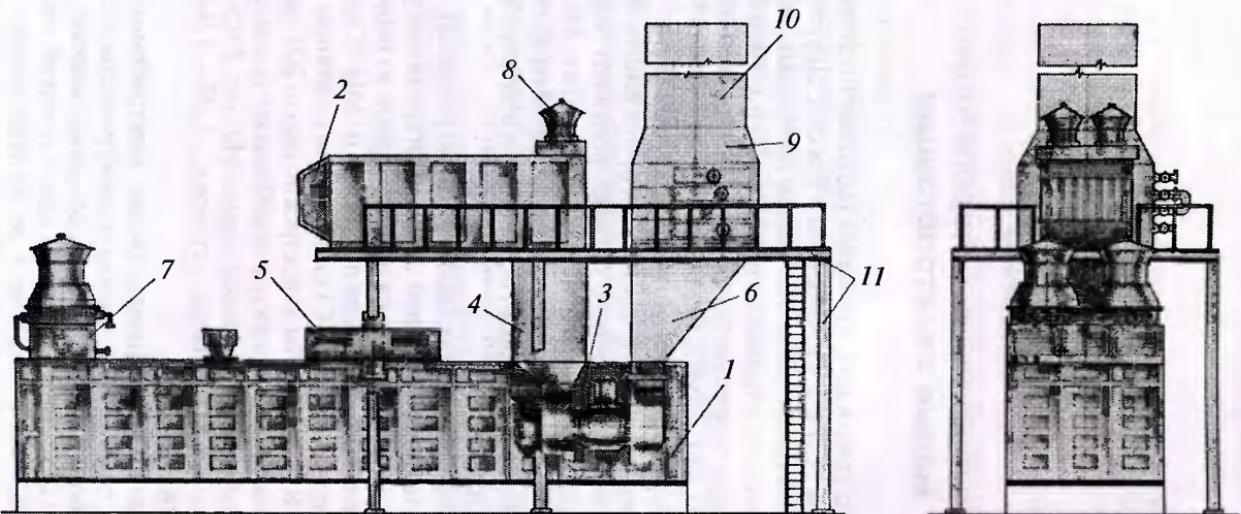
Газотурбинные и парогазовые малые электростанции

Неправомерно утверждать, что малая тепловая энергетика до последнего времени не была востребована в России. Другое дело, что ранее она находила применение в основном на промышленных объектах, да и то не на всех, а только на тех, где побочные продукты производства пригодны в качестве топлива для электростанций. Например, на предприятиях черной металлургии, где в качестве топлива для своих ТЭЦ используют доменный и коксовый газы.

Таким образом, металлурги помимо того, что нашли эффективный способ утилизации побочного топлива, получают большую выгоду от работы собственных источников энергии. Так, Магнитогорский и Новолипецкий металлургические комбинаты за счет собственных источников обеспечивают потребности в электроэнергии на 80 и 40 % соответственно.

Затем малую энергетику стали более активно развивать нефтяные компании, использующие для этих целей газотурбинные установки и попутный газ (ранее он просто сжигался). Одной из первых в нефтегазовом комплексе России, была построена в ОАО “Сургутнефтегаз” газотурбинная станция (ГТС) на попутном нефтяном газе мощностью 24 МВт. В 90-е годы было построено около 200 таких электростанций. В основе этих проектов преобладают газовые турбины производства Пермского моторного завода. На рис. 2 представлена ГТУ мощностью 2,5 МВт. Цена установки 1,25 – 1,9 млн долл., срок окупаемости — 3 года.

Все более широко используются малые электростанции на базе ГТУ и ПГУ для обеспечения теплом и электричеством отдельных жилых микрорайонов, малых городов, сельских районов, поселков и деревень. Выпускаемые в настоящее время газотурбинные электростанции (ГТЭС) мощностью от 1 до 25 МВт вполне способны справиться с этой задачей. На рис. 3 представлена одна из таких



a)

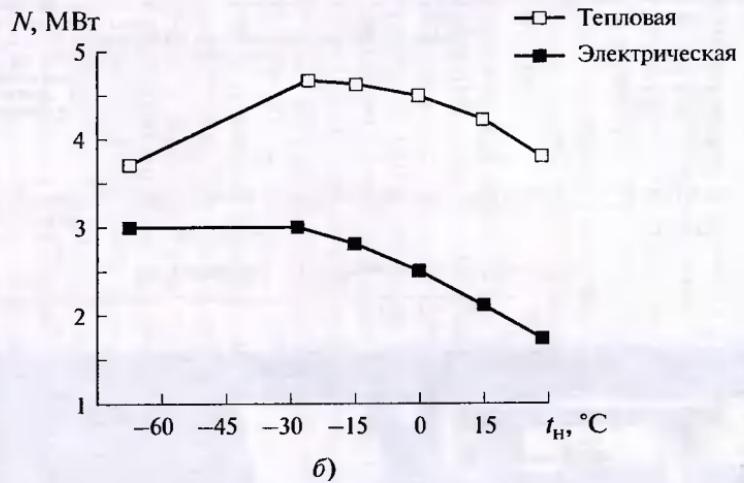
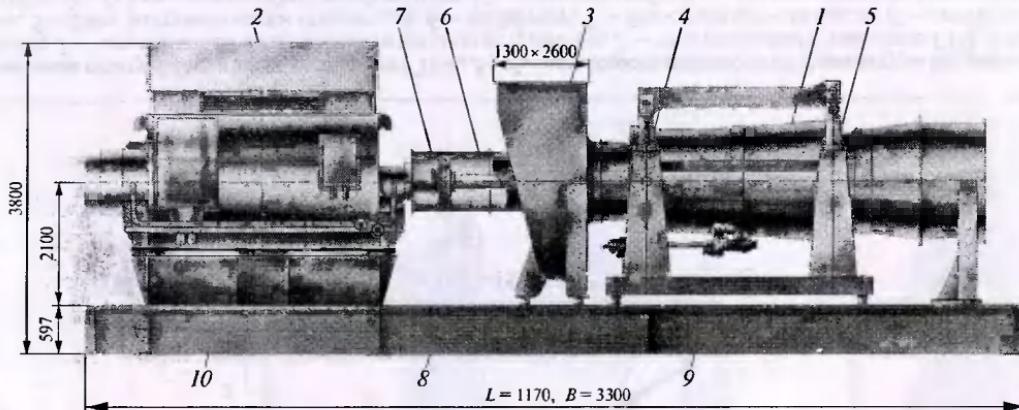


Рис. 2. Автономная газотурбинная энергоустановка ГТУ-2,5 (а), зависимость мощности от температуры наружного воздуха (б):
 1 — энергоблок; 2 — комплексное воздухоочистительное устройство; 3 — газотурбинный двигатель ГТД-2,5; 4 — блок шумоглушителя;
 5 — блок воздухоочистки генератора; 6 — диффузор; 7 — блок охлаждения масла; 8 — вентиляторы продувки
 отсека двигателя; 9 — утилизационный теплообменник; 10 — дымовая труба; 11 — комплект опорных металлоконструкций



Технические характеристики ГТУ-6/8РМ

Параметры	ГТУ-6РМ	ГТУ-8РМ
Электрическая мощность, МВт.	6	8
Максимальная тепловая мощность с использованием тепла выхлопных газов, МВт (Гкал/ч).	13,62 (11,72)	17,72 (15,24)
КПД, %		
электрический	22,95	23,9
тепловой	80	82
Частота тока, Гц.	50	50
Максимальное напряжение, В.	6300 – 10500	6500 – 10500
Температура воздуха на воде, °С.	от –45 до +40	от –45 до +40
от +5 до +50	от +5 до +50	от +5 до +50
Давление топливного газа, необходимого на входе, кгс/см ² .	18 – 20	18 – 20
Расход топливного газа ($N_u = 46744$ кДж/кг) приnominalном режиме, кг/ч.	1932	2468
Звуковое давление (на расстоянии 1 м от ГТЭС), дБа.	не более 80	не более 80

Рис. 3. Газотурбинные установки ГТУ-6/8РМ ОАО “Рыбинские моторы” мощностью 6 и 8 МВт:

1 — газотурбинный двигатель ГТД-6/8РМ; 2 — турбогенератор ТК-6-2РУЗ или ГТГ-8-2РУХЛЗ; 3 — входное устройство; 4 — передняя опора крепления двигателя; 5 — задняя опора крепления двигателя; 6 — трансмиссионный вал двигателя; 7 — муфта предельного момента; 8 — маслобак турбогенератора; 9 — маслобак двигателя; 10 — опорная рама ГТГ

станций ОАО “Рыбинские моторы” и даны ее технические характеристики.

Высокие начальные параметры газотурбинного цикла в сочетании с использованием тепла выхлопных газов для производства горячей воды позволяют поднять КПД энергоустановки на 10 – 15 % по сравнению с традиционными энергоблоками, а это снижает расходы на основную составляющую себестоимости тепло- и электроэнергии топливную.

Благодаря компактности установки сокращаются объемы капитального строительства. Стоимость сооружения электростанции такого типа сокращается примерно на 25 % по сравнению с крупными традиционными электростанциями.

Размеры площадки ГТУ – ТЭЦ дают возможность приблизить ее к потребителю, сократить коммуникации (тепло- и электрические сети), добиться снижения капиталовложений, снизить потери при передаче энергии.

Экологический эффект на ГТУ – ТЭЦ достигается благодаря нескольким факторам. Низкие удельные выбросы загрязняющих веществ обусловлены не только тем, что ГТУ работают на природном газе, но и эффективным использованием выделяемого при сгорании тепла, а также технологией сжигания топлива. Газотурбинный цикл почти не использует воды, поэтому минимально воздействует на водный бассейн. С помощью комплекса мероприятий обеспечивается низкий уровень шума.

Малые газотурбинные электростанции представляют собой стационарные установки блочно-контейнерного типа. При необходимости они могут дополняться дожимным компрессором, утилизационным теплообменником, установкой подготовки топливного газа. При отсутствии внешнего источника для запуска газотурбинная электростанция может дополняться дизельным двигателем.

В энергоблок малых ГТЭС входят газотурбинный двигатель (при необходимости с редуктором) и синхронный генератор с системой возбуждения. На двигателе предусмотрены системы запуска, защиты и сигнализации, противобледенения. В комплект входят также система всасывания и очистки воздуха, блок маслоснабжения, блок автоматики, пожаротушения и вентиляции,крытие двигателя.

Отработанные в двигателе газы через выхлопное устройство и шумоглушитель уходят в дымовую трубу. Если предусмотрена утилизация тепла выхлопных газов, то после выхлопного устройства отработанные газы поступают в утилизационный теплообменник. Вместо него в цепочке может находиться котел-utiлизатор.

Выполненные в виде отдельных модулей высокой заводской готовности малые ГТЭС позволяют производить монтаж на ограниченной площадке, в непосредственной близости от потребителя или источника газа. Сооружаются такие станции быстро, в течение нескольких недель. Причем, эффективность использования в них топлива более высокая, чем в паротурбинных станциях. Работать они могут как автономно, так и параллельно с другими источниками питания или централизованной энергосистемой.

Важно подчеркнуть, что будущее малой электроэнергетики в значительной мере связано именно с газотурбинными установками, так как они обладают рядом важных преимуществ. В их числе:

высокая надежность, показатель наработки до капитального ремонта составляет 25 – 35 тыс. ч, ресурс основных узлов — до 100 тыс. ч;

КПД таких энергоустановок нередко достигает 80 – 88 % за счет высокого КПД газотурбинных установок (до 36,4 %), а также за счет утилизации тепла уходящих газов;

низкая себестоимость электроэнергии;

экономичность установок, малый срок окупаемости (1 – 3,5 года) и непродолжительный срок строительства;

коэффициент технической готовности часто достигает 0,99;

автоматическая система управления и диагностики технического состояния, простота в управлении, минимальная численность обслуживающего персонала;

высокие экологические показатели: удельные выбросы NO_x в пределах 50 – 150 $\text{мг}/\text{м}^3$, СО не более 300 $\text{мг}/\text{м}^3$ и уровень шума не более 80 дБ.

Сегодня на долю таких энергоблоков приходится 10 % вырабатываемой в мире электроэнергии, в России — пока 2 %. По прогнозам аналитиков в последующие десять лет доля газотурбинных электростанций в общем объеме энергопроизводства должна увеличиться почти в 10 раз.

Потребность в энергооборудовании для малых ГТЭС сегодня оценивается в сотни единиц. В настоящее время этот новый сегмент в энергомашиностроении России осваивают 13 авиамоторных заводов и более 20 машиностроительных предприятий. Причем малые ГТУ и ПГУ российских энергомашиностроителей уже сегодня вполне конкурентоспособны.

Признанными лидерами в производстве ГТЭС являются два крупнейших авиамоторных акционерных общества — “Рыбинские моторы” и “Пермские моторы”.

Причем ОАО "Пермские моторы" фактически вышло на первое место среди российских производителей малых газотурбинных электростанций. В настоящее время действуют или находятся в стадии поставок и монтажа свыше 100 газотурбинных электростанций пермского производства.

Основным поставщиком газотурбинных установок (70 %) для ОАО "Газпром" является ОАО "Пермские моторы", которое поставляет на объекты одну из наиболее конкурентноспособных энергетических установок — ГТУ-12ПЭР (рис. 4, см. цветную вклейку).

Всемирно известный Ленинградский металлический завод, ныне акционерное общество, также разработал и реализует программу создания малых электростанций на базе газовых турбин (16 МВт и др.) и парогазовых установок малой мощности.

В Республике Саха (Якутия) в местах, где имеется или намечается газификация, решается вопрос о возможности применения малой теплофикации на базе ГТУ — ТЭЦ. Применение таких установок позволит значительно экономить топливо.

Расчеты показывают, что при применении энергетического модуля мощностью до 2,5 МВт, по сравнению с раздельной схемой энергоснабжения — ДЭС плюс угольная котельная, экономия топлива составит около 2,5 — 3 тыс. т условного топлива.

Высокая экономичность и низкая стоимость строительства ГТУ — ТЭЦ (600 — 800 долл./кВт) обеспечивают их быструю окупаемость. ГТУ — ТЭЦ в составе двух — четырех энергоблоков окупается за 2,5 — 3 года. Причем, в случае отсутствия газа на таких электростанциях возможно использование в ограниченных объемах дизельного топлива.

Таким образом, ориентирование на новейшие технологии и на отечественное оборудование и, прежде всего, на ГТУ и ПГУ является главным стратегическим направлением и в малой энергетике.

Малые и мини-ТЭЦ на базе котельных. В нашей стране имеется значительное количество муниципальных и ведомственных котельных. В целях наращивания энергопроизводства, обеспечения энергетической безопасности страны, видимо, целесообразно создавать на их базе небольшие газотурбинные и парогазовые установки для производства электроэнергии, т.е. превращать их в мини-ТЭЦ.

В свое время, по заданию Минэнерго СССР, Теплоэлектропротект и ВНИПИэнергопром выполнили соответствующие проработки по этому вопросу, которые затем были заброшены и забыты. Видимо назрела необходимость вернуться к этой проблеме с учетом новых реалий. Тем более что создание таких мини-ТЭЦ не требует

значительных затрат времени и средств, но резерв электроэнергии появится существенный.

Причем сегодня для решения этой проблемы требуется не разработка очередной общероссийской программы, выполнение которой в условиях рынка может оказаться не реальным, а осуществление конкретных шагов в этом направлении, более тесное взаимодействие и объединение усилий с администрациями городов и областей.

Еще один путь наращивания энергопроизводства — создание малых энергоустановок для выработки электроэнергии с использованием газа и тепла, применяемых в производственном цикле предприятий.

Довольно большие возможности для увеличения выработки электроэнергии и тепла имеются, например, у сахарных заводов, которые также можно реализовать путем пристройки к ним небольших ПГУ и ГТУ.

Малые энергоустановки на базе компрессорных станций газопроводов. Необходимо более широко использовать для наращивания энергопроизводства электростанции, создаваемые на базе компрессорных станций магистральных газопроводов страны, используя в этих целях турбодетандеры, газовые турбины с нагнетателем газа, а также регенераторы тепла скатого воздуха компрессоров. На рис. 5 (цв. вкл.) представлена технологическая схема детандерного агрегата ДГА-5000, установленного на газораспределительном пункте ТЭЦ.

ГЛАВА ТРЕТЬЯ

Дизельные электростанции

В отдаленных и труднодоступных регионах России основными источниками энергоснабжения являются дизельные и бензиновые электростанции. Только на Крайнем Севере и территориях, к нему приравненных, их общее число превышает 50 тыс., а ежегодный расход топлива — 6 млн т. В поставках топлива в эти районы занято около 60 тыс. человек.

Из указанных выше 50 тыс. малых электростанций примерно 47 тыс. являются именно дизельными (ДЭС). Это связано с их преимуществами перед другими видами электростанций. В их числе:

высокий КПД (до 0,4) и, следовательно, малый удельный расход топлива (250 – 300 г/кВт · ч);

быстрая пуска (единицы — десятки секунд);

полная автоматизация всех технологических процессов;

возможность длительной работы без технического обслуживания (до 250 ч и более);

малый удельный расход воды (или воздуха) для охлаждения двигателей;

компактность;

простота вспомогательных систем и технологического процесса, позволяющая обходиться минимальным количеством обслуживающего персонала;

малая потребность в строительных объемах (1,5 – 2 м³/кВт);

быстрая строительства зданий станций, монтажа оборудования (степень заводской готовности 0,8 – 0,85).

В тоже время дизельные электростанции имеют и ряд крупных недостатков: высокая стоимость топлива и ограниченный срок службы (ресурс) по сравнению с другими типами электростанций. Стоимость дизельного топлива на порядок выше стоимости угля, примерно в 6 – 7 раз выше стоимости природного газа и вдвое выше стоимости топочного мазута.

Таблица 1. Отечественные стационарные дизельные электростанции

Наименование	Марка двигателя	P_n , кВт	Расход, кг/ч	Вместимость бака, л	Масса, кг
<i>Стационарные дизельные агрегаты трехфазные, $U = 400$ В, 50 Гц</i>					
АД-10-Т400-М	1Р4-6	10	2,6	28	1136
АД-20-Т400 (с ПЖД)	Д-65А	20	5,08	54	1485
АД-3-Т400-РП	ЯАЗ-204Г	30	8,4	112	2200
АД-30-Т400-1РП	Д-65А	30	8	112	1650
ДГМА-48-Т400-1Р	К169	50	14	138	1800
АД-50-Т400-1РП	1Д6	50	18	138	2100
АД-60-Т400-1Р	ЯМЗ-236	60	18	140	2000
АД-60-Т400-1Р	У1Д6 (или А01)	60	19,4	90	3000
АД-75-Т400-1РП	У1Д6	75	18	138	2800
АД-100-Т400	1Д20	100	26,5	—	2900
АД-100-Т400-1РМ2	ЯМЗ-238	100	26,5	200	2600
АД-100-Т400-1Р	1Д6	100	28	200	3200
АД100+100-Т400-1	1Д20 × 2 шт.	200	28 × 2	200	5000
АД-200-Т400-1Р	1Д12	200	54	200	3800
АСДА-200-Т400-3Р	1Д12	200	54	200	3800
ДГР2А-320/500	6ЧН1А25/34-7	315	75,6	200	14 300
ДГРА-400	6ЧН1А25/34-7	400	75,6	200	14 300
АД-500-Т400	12ЧН18/20	500	110,5	300	8000
АД-500-Т400	12ЧН18/20	500	110,5	300	8000
КАС-500-Т400-3Д	12ЧН18/20	500	110,5	300	5800
АС-630М	12ЧН18/20	630	151,2	300	20 000
АСГП-630	12ЧН18/20	630	151,2	300	29 000
АС-804-АСД-630Р	12ЧН18/20	630	151,2	300	9600
АС-804-АСД-630Д	12ЧН18/20	630	151,2	300	9600
ДГ-72-Т400	ДГ-72	800	192	300	35 000
1-24ДГ	Д-42	1000	210	300	26 800
<i>Стационарные дизельные агрегаты трехфазные, $U = 6300$ В, 50 Гц</i>					
11Д100 (Д100)	10ДН-20,7/2 × 25,4	1000	246	—	28 400
15Д100	10ДН-20,7/2 × 25,4	1500	360	—	58 000
<i>Стационарные дизельные агрегаты трехфазные, $U = 10500$ В, 50 Гц</i>					
7Д-100М	10ДН-20,7/2 × 25,4	1000	211	—	35 000

Таблица 2. Стационарные и блочно-контейнерные дизельные электростанции, выпускаемые ОАО “Звезда”

Электро- станция	Номи- наль- ная мощ- ность, кВт	Частота вра- щения из номиналь- ной мощно- сти, с ⁻¹ (об/мин)	Время пуска с приемом 100 % нагру- зки, с	Масса, кг	Удельный расход топлива по ИСО 80461-86, г/кВт · ч	Обозначение (тип)	
						дизель	генератор
Стационарные дизельные электростанции. Резервный и аварийный источники электропитания							
KAC-315	315	16,7 (1000)	5	5750	215 ⁺¹⁰	M612АЗ ЗВЕЗДА	СГДМ 11-40-6У2
KAC-500AM9	500	25 (1500)	5	4800	212 ⁺¹⁰	M623АР ЗВЕЗДА	HC1634G2 Stamford
KAC-630 4M	630	25 (1500)	5	4800	207 ⁺¹⁰	M640АР ЗВЕЗДА	HC1634G2 Stamford
KAC-630РШК	630	25 (1500)	10	4800	207 ⁺¹⁰	M640АР ЗВЕЗДА	HC1634G2 Stamford
KAC-800	800	25 (1500)	5	5200	207 ⁺¹⁰	M662 ЗВЕЗДА	HC1634J2 Stamford
Основные источники электропитания							
AC-300	280	25 (1500)	10	3158	202	NTA-855G4 CUMMINS	HC1434F1 Stamford
AC-500	512	25 (1500)	10	5805	205	VTA28G5 CUMMINS	HC1634G1 Stamford
AC-750	751	25 (1500)	10	7153	215	OST30G3 CUMMINS	HC1634J1 Stamford
AC-1000	1000	25 (1500)	10	10621	215	KTA-50G3 CUMMINS	HC1634J1 Stamford
Блочно-контейнерные дизельные электростанции. Резервное и аварийное электропитание							
KAC-315БК	315	16,7 (1000)	5	19000	215 ⁺¹⁰	M612АЗ ЗВЕЗДА	СГДМ 11-40-6У2
KAC-500БК	500	25 (1500)	5	18000	212 ⁺¹⁰	M623АР ЗВЕЗДА	HC1634G2 Stamford
AC-630AMC	630	25 (1500)	5	18000	212 ⁺¹⁰	M640АР ЗВЕЗДА	HC1634G2 Stamford
Основные источники электропитания							
AC-100KM	100	25 (1500)	10	7000	215	6CT8,3G CUMMINS	UC1274E1 Stamford
AC-300KM	280	25 (1500)	10	8000	202	NTA-855G4 CUMMINS	HC1434F1 Stamford
AC-500KM	512	25 (1500)	10	12000	225	VTA28G5 CUMMINS	HC1634G1 Stamford
AC-640KM	642	25 (1500)	10	16000	215	OST30G2 CUMMINS	HC1634G2 Stamford
AC-750KM	751	25 (1500)	10	14500	215	OST30G3 CUMMINS	HC1634J1 Stamford
AC-1000KM	1000	25 (1500)	10	17000	215	KTA-50G3 CUMMINS	HC1634J1 Stamford
Газовая электростанция. Основной источник электропитания							
ACT-500	500	25 (1500)	5	4800	10300	M651 ЗВЕЗДА	HC1632G2 Stamford

Кроме того, отечественные дизельные энергоустановки все еще уступают лучшим зарубежным образцам этой техники по экономичности и надежности, а также имеют неоправданно большие габариты и массу на единицу установленной мощности.

Российская промышленность сегодня производит дизельные энергетические установки практически во всем необходимом диапазоне мощностей, а также во всех вариантах исполнения. Технические характеристики таких электростанций представлены в табл. 1.

Крупнейшим производителем дизельных электростанций и агрегатов в нашей стране является ОАО "Звезда" (г. С.-Петербург). Выпускаемые им установки представлены в табл. 2. На рис. 6 (цв. вкл.) представлена дизельная электростанция ОАО "Рыбинские моторы" АД-30.

В последние годы все более широкое распространение получают дизельные электротепловые станции (ДЭТС), обеспечивающие комбинированную выработку электрической и тепловой энергии за счет утилизации тепла выхлопных газов дизелей и тепла рубашки двигателя.

На этих электротепловых станциях в выхлопной тракт дизеля включаются пассивные или активные котлы-utiлизаторы, в которых тепло горячих газов передается воде системы теплоснабжения объекта. В тепловую схему ДЭТС могут включаться также тепловые насосы для повышения температурного уровня охлаждающей дизель воды до уровня, при котором возможно ее использование в системе теплоснабжения.

В настоящее время сроки эксплуатации большинства дизельных энергоустановок превышают установленные их производителями в несколько раз, в связи с чем у них имеются серьезные ограничения по ресурсу оборудования и его надежности.

Правительство Республики Саха (Якутия) приняло целевую программу развития малой энергетики на период до 2005 г., в которой предусмотрено за четыре года поднять малую энергетику республики на качественно новый уровень развития.

Для чего предусматривается реконструкция всех дизельных электростанций на основе оборудования нового поколения с автоматизированным компьютерным управлением, перевод дизель-генераторов на газовое и нефтяное моторное топливо, строительство автоматизированных ДЭС контейнерного типа, развитие системы их сервисного обслуживания.

Анализ тенденций развития дизелестроения показывает, что одним из основных направлений научно-технического прогресса в данной области является повышение удельной мощности дизелей на единицу массы за счет все более широкого внедрения газотурбинного наддува, в том числе и сверхвысокого.

ГЛАВА ЧЕТВЕРТАЯ

Газопоршневые электростанции

В последнее время все большее внимание во всем мире привлекают газодизельные электростанции (ГДЭС), использующие в качестве топлива природный газ. При современных отпускных ценах на дизельное топливо и природный газ топливная составляющая стоимости электроэнергии для газодизельных электростанций становится в 2 – 2,5 раза меньше, чем у обычных ДЭС. К сожалению, в нашей стране газодизельные электростанции еще не получили широкого применения.

Наряду с высокой экономичностью, газодизельные электростанции обладают хорошими экологическими характеристиками, поскольку состав выхлопных газов у них отвечает самым строгим экологическим стандартам. Важно, что при использовании газа значительно увеличивается ресурс дизеля.

Применение газодизельных электростанций, безусловно, целесообразно в зонах, имеющих систему газоснабжения. В этих условиях, по стоимости электроэнергии и срокам окупаемости капиталовложений, газодизельные электростанции могут конкурировать не только с обычными ДЭС, но даже и с системами централизованного электроснабжения, использующими крупные традиционные электростанции.

В зонах без систем газоснабжения возможно применение газодизельных электростанций, использующих привозной сжиженный природный газ. Экономическая сторона этого варианта применения газодизельных электростанций требует дополнительного анализа и изучения.

Однако, постоянное повышение цен на дизельное топливо делает использование дизельных электростанций все менее выгодным и побуждает энергетиков искать замену дизельному топливу.

Эту проблему сегодня решают многие страны. Например, американская фирма Caterpillar увеличивает выпуск электрогенераторных

установок мощностью от 75 до 600 кВт, оснащенных газопоршневыми двигателями.

На электростанциях с двигателями фирмы Jenbacher AG, разработанными специально для работы на газовом топливе, электрический КПД нередко достигает 40 % и выше. Они способны работать не только на природном газе, но и на газе с низкой теплотворной способностью, малым содержанием метана и низкой степенью детонации, а также на газе с очень высокой теплотворной способностью и на различных сжиженных газах.

Широкий диапазон (от 300 кВт до 2,5 МВт) и частый шаг по электрической мощности единичных модулей, наличие системы утилизации тепла от охлаждения двигателя и выхлопных газов с тепловым КПД около 50 %, позволяют оптимально обеспечить потребность объекта в электроэнергии и тепле за счет подбора состава оборудования энергоустановки.

Возможность работы отдельной энергоустановки в диапазоне мощности от 10 до 100 % позволяет гибко реагировать на изменение внешней нагрузки, что особенно важно при наличии резко выраженных пиков потребления — технологических, суточных, сезонных и т.д.

Энергоустановки быстро реагируют на увеличение спроса на электроэнергию, и уже через 3 мин после запуска способны вырабатывать 100 % мощности.

Энергоустановки на базе газовых двигателей имеют значительно более низкие выбросы экологически вредных веществ по сравнению с дизельными электроустановками, что позволяет использовать их даже в курортных зонах.

Имеющаяся система управления обеспечивает согласованную работу неограниченного числа модулей и одинаковую наработку моточасов каждого модуля, повышая, тем самым, общий ресурс энергетической станции.

В различных регионах России — в Москве, Республике Коми, Краснодарском крае и др. — в настоящее время построено и успешно эксплуатируется около десяти энергоустановок электрической мощностью от 1 до 5,7 МВт на базе оборудования фирмы Jenbacher AG, использующей двигатели на газовом топливе.

Опыт их эксплуатации показал, что в зависимости от стоимости газа и электроэнергии в регионе, а также степени утилизации тепла в установке, себестоимость производства 1 кВт · ч электроэнергии составляет от 10 до 35 коп., а срок окупаемости от 1 до 5 лет, соответственно.

Кроме небольшого срока окупаемости энергоустановки с двигателем Jenbacher имеют еще одно существенное достоинство: очень высокую надежность, обеспечивающую постоянство параметров вырабатываемой электроэнергии и ее бесперебойную подачу, что особенно важно для современных производственно-технологических процессов.

В настоящее время многие российские заводы также развернули производство газопоршневых электроустановок и добились в этом определенных успехов. Например, два года назад завод "Барнаултрансмаш" стал выпускать газопоршневые установки мощностью 100 и 200 кВт, которые предназначены для основного или резервного энергоснабжения. В табл. 3 даны характеристики некоторых отечественных и зарубежных ГДЭС.

Таблица 3. Основные характеристики отечественных и зарубежных газодизельных электростанций

Модель	Марка двигателя	P, кВт	Расход, м ³ /ч	U, В	Масса, кг
<i>Газовые стационарные электростанции (Россия)</i>					
АГ 16-Т400	ДГ 144-80	16	10	400	1000
АГ 16-Т400	ДГ 144-80	16	10	400	1000
ЭГ 16-Т400	ДГ 144-80	16	10	400	1000
АГ 30-Т400	Д65-АГ-П	30	14	400	1650
АГ 30-Т400	Д65-АГ-П	30	14	400	1650
ЭГ 30-Т400	Д65-АГ-П	30	14	400	1650
АГ-100/Т400	ЯМЗ-Г238М2	100	28 – 30	400	2050
АГ-200-Т400	ЯМЗ-240Г	200	62 – 64	400	4350
ДГ68М/60000 мч	375 об/мин	800	260 – 300	400 В, 6,3 кВ и 10,5	25 600
ДГ98М/60000 мч	500 об/мин	1000	330 – 360	400 В, 6,3 кВ 10,5 кВ	30 100
<i>Газотурбинные стационарные электростанции (Россия)</i>					
ЭГ-1000Т	АИ-23С	1000	600	400 В, 6,3 кВ	27 500
ГТД-15		15 000		400 В, 10,5 кВ	28 000
<i>Газовые электростанции General Motor (Франция), трехфазные, 50 Гц</i>					
KS25G	General Motor	20	5,7	400	580
KS40G	General Motor	32	8,3	400	790
KS60G	General Motor	48	12,6	400	860
KS85G	General Motor	68	20,9	400	1160
KS95	General Motor	76	20,9	400	1160

Продолжение табл. 3

Модель	Марка двигателя	<i>P</i> , кВт	Расход, м ³ /ч	<i>U</i> , В	Масса, кг
<i>Газотурбинные стационарные электростанции Capstone (США), трехфазные, 0,1 Бар, 50 Гц</i>					
M 300	Capstone MT	28	12	400	478
M 300	Capstone MT	28	12	400	1052
<i>Газовые электростанции JENBAGHER AG (Австрия), возможна утилизация тепла</i>					
JMS 208	0,379 Гкал/ч	299	89	—	—
JMS 212	0,567 Гкал/ч	495	138	—	—
JMS 312	0,679 Гкал/ч	580	161	—	—
JMS 316	0,904 Гкал/ч	776	215	—	—
JMS 320	1,13 Гкал/ч	973	269	—	—
JMS 612	1,3 Гкал/ч	1464	371	—	—
JMS 616	1,785 Гкал/ч	1946	496	—	—
JMS 620	2,459 Гкал/ч	2725	673	—	—

Газопоршневые двигатели малых и миниэлектростанций могут работать не только на природном газе, но и на промышленных газах (коксовый, биогаз, шахтный, попутный). Эти газы пока дешевле дизельного топлива, и потому у газопоршневых электростанций себестоимость вырабатываемой электроэнергии меньше, чем у дизельных станций, меньше соответственно и срок их окупаемости.

У газопоршневых электростанций есть еще одно преимущество — возможность более эффективного использования тепла уходящих газов и тепла от охлаждения двигателя для получения горячей воды. На некоторых российских заводах уже освоено производство теплообменников для этих целей. Ниже приведены основные характеристики газопоршневых электростанций, выпускаемых ОАО “Звезда”:

Номинальная мощность при базовых условиях, кВт	500
Базовые условия:		
температура окружающего воздуха, К (°C)	300 (27)
относительная влажность воздуха при температуре 298 К (25°C)	60
атмосферное давление, кПа (мм рт. ст.)	100 (750)
давление на впуске, кПа (мм вод. ст.)	-2,45 (250)
давление на выпускe, кПа (мм вод. ст.)	4,89 (500)
Максимальная мощность в течение 1 ч		
при базовых условиях, кВт	550
Род тока	трехфазный, переменный
Номинальная частота тока, Гц	50
Номинальное напряжение, В	400

Коэффициент мощности	0,8 (индуктивный)
Вид топлива	природный газ
Природный газ должен соответствовать следующим требованиям:	
давление газа перед отсечными газовыми клапанами	
двигателя, кгс/см ²	0,9 – 1,1
температура газа, К (°С)	281 – 323 (8 – 50)
низшая теплота сгорания, ккал/нм ³ , не менее	7500 – 8500
содержание механических примесей, г/нм ³ , не более	0,3 · 10 ⁻²
Температура точки росы, °С, не выше:	
при давлении 55 кгс/см ²	0
при давлении 1 кгс/см ²	–38
Примерный состав природного газа по объёму, %	
метан CH ₄	от 86,5 до 98
этан C ₂ H ₆	от 0,2 до 9,1
пропан C ₃ H ₈	от 0,2 до 0,9
бутан C ₄ H ₁₀	от 0,1 до 1,9
пентан C ₅ H ₁₂	от 0,05 до 0,5
кислород O ₂	до 0,1
углекислый газ CO ₂	от 0,05 до 7,3
азот N ₂	от 0,1 до 10
сероводород H ₂ S	следы
Удельный расход теплоты	
на режиме номинальной мощности, кДж/кВт · ч	10300 ⁺⁵ %
Удельный расход масла на номинальной мощности, г/кВт · ч	
Габаритные размеры дизель-генератора, мм:	2,7
длина	4120
ширина	1550
высота	1850
Масса, дизель-генератора, кг	4800
Уровень звука дизель-генератора, дБА	116

ГЛАВА ПЯТАЯ

Малые гибридные электростанции

Одним из основных направлений повышения надежности и эффективности функционирования автономных систем энергоснабжения является переход к созданию и широкому внедрению многофункциональных энерготехнологических комплексов (МЭК) на базе малых гибридных электростанций — комбинированных ветро-дизельных (ВДС) или солнечно-ветродизельных (СВДС) систем энергоснабжения, обеспечивающих экономию жидкого топлива на 15 % и больше.

Гибридный многофункциональный энерготехнологический комплекс включает в себя:

газогенераторную установку, использующую местные твердые виды топлива (уголь, торф, дрова, отходы деревообработки);

многотопливный ДВС;

комплексную систему утилизации тепла дизеля;

современную ветровую или солнечную электростанцию,работающую совместно с дизель-генераторной установкой (ДГУ), или объединенный комплекс всех трех этих установок;

преобразователь частоты тока для стабилизации режима работы ДГУ в зависимости от нагрузки потребителей;

аккумулятор тепловой энергии для накопления и хранения излишней теплоты, выработанной гибридной электростанцией;

накопитель электрической энергии для демпфирования колебаний нагрузки со стороны потребителя на дизель и улучшения пусковых качеств ДГУ;

систему автоматизированного управления МЭК.

Реализация проекта гибридного многофункционального энерготехнологического комплекса, имеющего качественные отличия от предлагаемых в настоящее время производителями малых электростанций, позволит создать наиболее эффективный блочно-модуль-

льный энергетический комплекс за счет комплексного внедрения новых научно-технических и конструктивных решений.

Внедрение многофункциональных энерготехнологических комплексов в электроэнергетику позволяет в значительной степени повысить ее эффективность и надежность энергоснабжения путем:

использования энергии ветра и местных топливно-энергетических ресурсов при производстве электрической и тепловой энергии;

расширения многотопливных свойств дизеля, работающего на топливах широкого фракционного состава, генераторного газа, сырой нефти, керосинов, газового конденсата, смесях дизельного топлива и бензина;

утилизации тепла двигателя (повышает коэффициент использования топлива до 0,9);

обеспечения скоростного оптимального режима дизеля независимо от нагрузки на его валу (от графика нагрузки потребителя, который в зависимости от времени суток значительно меняется) путем перехода ДВС-электростанции на промышленную частоту за счет применения преобразователей частоты тока. Это создает условия для повышения ресурса двигателя ~~и его топливной экономичности~~ на 20 – 30 %;

повышения коэффициента загрузки дизеля и снижение его удельного расхода топлива при случайном характере нагрузки (с 0,7 до 1,0), повышение качества электрической энергии путем использования накопителей электрической энергии (НЭ) (отсутствие колебаний частоты тока);

применения НЭ позволяет демпфировать изменения нагрузки со стороны потребителя на дизель.

Например, в рамках Федеральной программы “Энергообеспечение Северных территорий” по контракту с Минэнерго РФ в ВИЭСХе разработана гибридная солнечно-ветробензиновая электростанция мощностью 1,5 кВт, предназначенная для гарантированного автономного электроснабжения жилищ северных народов.

Она может также широко использоваться в фермерских и приусадебных хозяйствах, геологоразведочных партиях и у других автономных потребителей энергии, удаленных от электросетей и расположенных в районах с умеренным и холодным климатом, где среднегодовое значение скорости ветра составляет 4 м/с и более.

Технические характеристики электростанции: мощность 1,5 кВт; напряжение 220 В; частота 50 Гц; емкость аккумуляторов 380 А · ч; диапазон рабочих скоростей ветра 3 – 25 м/с; масса 382 кг.

Гибридная электростанция для автономного электроснабжения при своей круглогодичной эксплуатации снижает потребление жидкого топлива в 4 – 6 раз и имеет срок окупаемости не более трех лет.

Необходимо особенно подчеркнуть, что комбинированные энергетические установки являются сложными наукоемкими комплексами, требующими оптимизации параметров входящих в них элементов, режимов их работы, способов управления этими режимами.

Обеспечение надежной и эффективной работы подобных комплексов невозможно без применения самых современных систем автоматического управления, основанных на использовании информационных технологий.

Задачи проектирования, строительства и эксплуатации энергетических систем таких объектов требуют обеспечения их инженерами-энергетиками широкого профиля, охватывающими весь комплекс используемых энергетических систем.

Особенностью и сложностью подготовки инженеров такого профиля является необходимость сочетания почти в равных пропорциях как электротехнического, так и теплоэнергетического профиля, при сохранении глубокой фундаментальной базы и хорошей практической подготовки.

ГЛАВА ШЕСТАЯ

Малая атомная энергетика

В последние годы все больший интерес проявляется к атомным станциям малой мощности (АСММ). Причин к тому несколько.

Во-первых, это станции блочного исполнения, позволяющие унифицировать оборудование и работающие автономно в изолированных узлах энергопотребления.

Выполнены проектные разработки нескольких вариантов таких электростанций: с реакторной установкой (РУ) "Ангстрем", реконструкция Билибинской АЭС с РУ АТУ-2, с РУ "АБВ-6" (Криотрон), АСММ с РУ "Елена", плавучая АЭС с РУ КЛТ-40, АТЭЦ с РУ СВБР-75/100.

При этом предполагается, что на АСММ должно быть как минимум четыре энергоблока, в том числе два-три блока с турбинами типа Т, один-два блока с турбинами типа АТ или Р, плюс блоки АБТ.

Система охлаждения конденсаторов турбин — оборотная с воздушно-радиаторными охладителями. Структура энергоблока — один реактор с одной или двумя турбинами. Система техводоснабжения — оборотная для наземных станций и прямоточная для плавучих АЭС.

Плавучую АТЭЦММ с реакторной установкой типа КЛТ 40 С электрической мощностью 70 МВт, предполагается построить в г. Северодвинске. Станция будет также вырабатывать 50 Гкал тепла в час. Для этой станции используется РУ с атомных ледоколов. Стоимость проекта 140 – 150 млн долл. США.

Станция позволяет получить до 240 тыс. м³ пресной воды в сутки. Одновременное использование АЭС для производства электроэнергии и воды позволяет значительно повысить ее технико-экономические показатели. Плавучий энергоблок автономен. Облученное ядерное топливо и радиоактивные отходы находятся на борту станции в течение эксплуатационного периода. Один раз в 12 лет

энергоблок буксируют для выгрузки отработанного топлива, загрузки активных зон и ремонта.

Срок службы станции 40 лет. Головную станцию предполагают разместить на территории ФГУП "Севмаш". Вторая станция будет размещаться в г. Вилючинске Камчатской области. Станция могла бы экспорттироваться в страны, заинтересованные в опреснении воды.

Окупаемость АТЭЦММ 10 лет при условии оплаты кредита (предложение КНР) в течение 15 лет при 5,6 % годовых. Несмотря на приемлемые технико-экономические показатели, из-за сложного финансового положения Росэнергоатом не может обеспечить финансирование проекта.

В составе радиолокационных станций системы космической связи и навигации для обеспечения перелетов через Северный полюс предполагается использовать автономные необслуживаемые ядерные энергетические установки мощностью 50 – 500 кВт. Ресурс таких установок 10 лет. Разработчиком станции является ГНЦ РФ – ФЭИ. В основе разработки лежат космические ядерные энергетические установки (БУК 1.34) с высокотемпературным быстрым реактором тепловой мощностью 100 кВт, с температурой на выходе 700 °C.

В соответствии с законом РФ "Об использовании атомной энергии" собственность на ядерное топливо сохраняется за государством, которое передает его владельцу станции в лизинг.

Ядерные установки могут быть достаточно эффективно использованы для производства водорода и опреснения воды. Водород в этом случае будет активно использоваться для получения тепла и электроэнергии и транспортных средств, а также в быту, постепенно вытесняя природный газ.

Важным источником энергоснабжения могут стать атомные ледоколы в период нахождения их у берега. Мощность такой АЭС составит до 50 МВт.

ГЛАВА СЕДЬМАЯ

Малые электростанции на базе возобновляемых источников энергии

О важности более широкого использования нетрадиционных возобновляемых источников энергии в XXI веке вряд ли надо убеждаться. Всем ясно, что основные невозобновляемые энергоресурсы, раньше или позже, исчерпаются. По одним прогнозам угля хватит на 1500 лет, нефти — на 250, газа — на 120 лет. По другим прогнозам перспектива хуже. Нефть должна закончиться лет через 40, газ — через 80, уран — через 80 — 100 лет, угля может хватить еще лет на 400.

И что еще чрезвычайно важно, у возобновляемых источников энергии неоспоримые преимущества в области экологии. Некоторые возобновляемые виды энергии уже сегодня стоят не дороже энергии, получаемой за счет использования ископаемого топлива, и практически все они дешевле ядерной энергии.

“Чистая” энергия становится еще более приемлемой в сравнении с энергией, получаемой на базе ископаемого топлива, если в его стоимость включить цену ущерба, наносимого окружающей среде и здоровью людей при его добывче и использовании. А это может быть сделано путем введения соответствующего налога на невозобновляемые топливно-энергетические ресурсы.

Не случайно главы восьми государств, в том числе и России, в 2000 г. в Японии обсудили проблемы использования возобновляемых источников энергии. Более того, образовали рабочую группу для выработки рекомендаций по развертыванию рынка этой энергетики.

К возобновляемым источникам энергии, как известно, относятся солнечное излучение, энергия ветра, рек, водотоков, приливов и волн, биомассы, геотермальная энергия, рассеянная тепловая энергия воздуха и воды. Экономический потенциал возобновляемых источников энергии в мире оценивается примерно в 20 млрд т услов-

ногого топлива (у.т.) в год, т.е. в 2 раза превышает годовой объем добычи всех видов органического топлива.

В настоящее время по данным Международного Энергетического Агентства производство электроэнергии за счет нетрадиционных возобновляемых источников энергии (НВИЭ) оценивается более чем в 200 млрд кВт · ч, что составляет около 2 % общего ее производства, к 2005 г. оно достигнет 5 %, к 2020 г. — 13 %, к 2060 г. — 33 %.

Причем, вопреки общепринятым мнению, энергии солнца, ветра и малых гидростанций может хватить для удовлетворения потребностей всего мира. Каждый год Земля получает от Солнца энергии в 100 раз больше, чем ее содержится во всех запасах ископаемого топлива, вместе взятых.

Варианты прогнозов вклада возобновляемых источников энергии, по данным Мирового Энергетического Совета, представлены в табл. 4. В США доля производства электроэнергии на базе нетрадиционных источников энергии, в общем ее объеме составляет 1 %, в Дании — 20 %. В Нидерландах доля производства электроэнергии на их базе к 2010 г. возрастет с 3 до 10 %, в Германии — с 5,9 до 12 %.

Причем большая часть потребности в энергии будет удовлетворяться за счет солнечных элементов, ветроустановок, малых гидростанций и использования биомассы остатков урожая и отходов деревообрабатывающей промышленности. Что касается геотермального тепла, энергии волн и приливов, то в некоторых районах мира эти источники энергии также могут оказаться значительными.

Согласно оценке Агентства по охране окружающей среды США через 20 лет возобновляемые источники энергии смогут удовлетворить 1/3 мировой потребности в энергии по сравнению с 1/17 частью сегодня. Еще через 20 лет — 2/3 потребности в энергии. Но в этих целях процесс развития нетрадиционной энергетики должен быть су-

Таблица 4. Прогноз вклада возобновляемых энергоисточников в общее энергопотребление, млн т нефтяного эквивалента

Виды энергоресурсов	Минимальный вариант		Максимальный вариант	
	млн т	%	млн т	%
Современная биомасса	243	45	561	42
Солнечная энергия	109	20	355	26
Ветровая, геотермальная, МГЭС, мусор	187	35	429	32
Всего	539	100	1345	100
Доля общего первичного энергопотребления, %	3 – 4		8 – 12	

щественно ускорен. А для этого нужна воля правительства и энергетиков всех стран и, в первую очередь, индустриально развитых.

Что касается использования возобновляемых источников энергии в России, то экономически эффективный потенциал возобновляемых источников энергии России составляет свыше 270 млн т у. т. в год или более 25 % внутреннего годового энергопотребления.

Причем значительными возобновляемыми ресурсами располагают большинство регионов страны, в том числе и проблемные, с точки зрения энергоснабжения. Соответствующие данные приведены в табл. 5.

В настоящее время в России действуют несколько экспериментальных и опытно-промышленных электростанций, использующих возобновляемые энергоресурсы, около 300 малых ГЭС, десятки небольших ветровых и солнечных установок.

Всего в нашей стране используется пока 1,5 млн. т у. т. нетрадиционных возобновляемых энергоресурсов, общий вклад которых в энергобалансе страны не превышает 0,1 %. Технико-экономические показатели и состояние строительства электростанций на базе НВИЭ показаны в табл. 6.

Однако, сегодня, как никогда ранее, необходимо более активно развивать энергетику на базе нетрадиционных возобновляемых источников энергии. Причин к тому много:

это возможность решения проблем обеспечения энергией отдаленных и труднодоступных районов меньшими силами и средствами;

это необходимость сокращения объемов дорогостоящего строительства линий электропередачи, особенно в труднодоступных и отдаленных регионах;

Таблица 5. Ресурсы возобновляемых источников энергии России

Вид ресурса	Ресурс, млн т у. т.		
	валовый	технический	экономический
Малая гидроэнергетика	360	125	65 – 70
Геотермальная энергия	$18 \cdot 10^{17}$	$2 \cdot 10^7$	115 – 150
Энергия биомассы	10^4	50 – 70	35 – 50
Энергия ветра	$26 \cdot 10^3$	$2 \cdot 10^3$	12 – 15
Солнечная энергия	$23 \cdot 10^5$	$2,3 \cdot 10^3$	13 – 15
Низкопотенциальное тепло	525	105	30 – 35
Итого	$183 \cdot 10^6$	$25 \cdot 10^6$	270 – 335

Таблица 6. Основные технико-экономические показатели и состояние строительства нетрадиционных электростанций РАО «ЭС России»

Энергосистема	Электростанция	Установленная мощность, МВт	Годовая выработка электроэнергии, млн кВт · ч	Число часов использования установленной мощности, ч	Примечание
Камчатскэнерго	Мутновская ГеоТЭС	80,0	577,00	7500	Строится
Камчатскэнерго	Верхне-Мутновская ГеоТЭС	12,0	85,28	7500	Построена
Камчатскэнерго	Паужетская ГеоТЭС	11,0	59,50	3100	Действующая
Сахалинэнерго	Океанская ГеоТЭС	31,5	107,10	3400/3300 /2600	TЭO*
	1-я очередь	12,6	42,75	3700/3300 /2300	Проект оборудования
Калмэнэрго	Калмыцкая ВЭС	22,0	52,94	2406	Строится
	1-я очередь	9,0	21,66	2406	
Магаданэнерго	Магаданская ВЭС	50,0	127,00	2330 и 2560	TЭO*
	1-я очередь	10,0	23,00	2330	
Комиэнерго	Заполярная ВЭС	2,5	6,88	2750	Строится
Дальэнерго	Приморская ВЭС	30,0	63,34	2110	TЭO*
	1-я очередь	10,0	29,34	2934	
Камчатскэнерго	Каскад ГЭС на р. Толмачева	45,2	160,90	—	Строится
	МГЭС-1	2,0	8,10	3900	
	МГЭС-2	24,8	87,40	3510	
	МГЭС-3	18,4	65,40	3550	
	Кисловодская СЭС	1,5	2,04	1360	
Ставропольэнерго	1-я очередь	0,5	0,68	1360	TЭO*
	Тугурская ПЭС	3800,0	16200,00		

* Технико-экономическое обоснование

это использование электростанций на базе НВИЭ для оптимизации графиков загрузки оборудования на других электростанциях;

это необходимость снижения вредных выбросов от энергетики (CO_2 , NO_x и других) в экологически напряженных регионах. Кроме

Таблица 7. Экономия топлива за счет строительства нетрадиционных станций РАО “ЕЭС России”

Электростанции, энергосистемы	Затраты, млн долл./Экономия топлива, тыс. т. у. т.		
	1998 – 2000 гг.	2001 – 2005 гг.	2006 – 2010 гг.
Мутновская ГеоТЭС, ОАО Камчатскэнерго	0//0	160//500	0//800
Верхне-Мутновская ГеоТЭС, ОАО Камчатскэнерго	25//56	0//60	0//120
Паужетская ГеоТЭС (реконструкция), ОАО Камчатскэнерго	10//90	0//200	0//200
Океанская ГеоТЭС, ОАО Сахалинэнерго	0//0	25//40	30//300
Калмыцкая ВЭС, ОАО Калмэнэрго	6//10	10//20	10//110
Заполярная ВЭС, ОАО Комиэнерго	3//5	2//10	0//10
Западно-Приморская ВЭС, ОАО Янтарьэнерго	0//0	5//5	10//75
Дагестанская ВЭС, ОАО Дагэнэрго	0//0	2//5	4//30
Магаданская ВЭС, ОАО Магаданэнерго	0//0	20//30	30//150
Ленинградская ВЭС, ОАО Ленэнерго	0//0	5//10	10//75
Морская ВЭС, ОАО Карелэнерго	0//0	10//20	30//150
Кисловодская СЭС, ОАО Ставропольэнерго	0//0	П3*	2//6
МГЭС, первоочередные	10//10	30//100	60//500
Итого	57//171	270//1003	186//2526

* Проектное задание

того, это позволяет финансировать строительство электростанций на базе НВИЭ за счет использования оплаты “квот за выбросы”;

это необходимость увеличения объемов использования органических энергоресурсов как сырья в химической и других отраслях промышленности за счет снижения их доли на выработку электроэнергии;

это сохранение невозобновляемых энергоресурсов для наших будущих поколений;

это обеспечение энергетической безопасности нашей страны.

И, наконец, потребность расширения использования нетрадиционных возобновляемых источников энергии вызвана тем, что зона децентрализованного энергоснабжения охватывает более 70 % территории нашей страны, на которой постоянно проживает более 10 млн чел., в том числе в сельских районах Севера — 2,5 млн чел., временно проживающих — 0,4 млн чел., ведущих кочевой и полукочевой образ жизни — 0,05 млн чел.

Как известно, в эти регионы мы вынуждены завозить топливо с большими трудностями, тратить на его доставку огромные средства, крайне неэффективно использовать его и при этом постоянно иметь проблемы с энергоснабжением. Нужда в завозе значительной части топлива в эти районы может отпасть за счет более широкого использования в этих регионах нетрадиционных энергоустановок (табл. 7).

Поэтому ускоренное развитие нетрадиционной энергетики на базе возобновляемых источников в этих регионах может стать важным не только экономическим, но и социально-политическим, стабилизирующим фактором.

7.1. СОЛНЕЧНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Несмотря на то что самые южные районы России расположены севернее 42-й параллели, определенная экономия органического топлива может быть достигнута за счет использования солнечной энергии.

В области солнечной энергетики наиболее перспективными признаны фотоэлектрические установки и электростанции с прямым преобразованием солнечного излучения в электроэнергию с помощью *солнечных фотобатарей* из моно- (поли-) кристаллического или аморфного кремния.

В настоящее время в мире наблюдается настоящий бум производства фотоэлементов для прямого преобразования солнечной энергии в электрическую. Ежегодные темпы их роста в последние 5 лет составили 30 %. В США годовое производство их к 2000 г. достигло 60 МВт, в Японии — 80 МВт, в Германии — 50 МВт. В Германии успешно реализуется вторая “Программа создания “Солнечных крыш”.

Фотопреобразование позволяет получать электроэнергию при рассеянном солнечном свете, создавать установки и электростанции различной мощности, изменять их мощность путем добавления или снятия модулей. Такие установки отличаются малым расходом энергии на собственные нужды, просто автоматизируются, безопасны в эксплуатации, надежны и ремонтопригодны. Однако, цена электроэнергии на солнечных фотоэнергетических установках все еще велика, хотя за последние 15 лет снизилась со 100 до 20 центов за 1 кВт · ч.

Солнечные фотоэнергетические установки могут работать как автономно, так и на сеть и состоят из солнечной батареи, инвертора, накопителя (аккумулятора) и системы автоматического управления (САУ).

На рис. 7 (цв. вкл.) представлена карта солнечного потенциала России. Наибольшая солнечная радиация наблюдается на побережьях Черного, Каспийского и Азовского морей, Северном Кавказе, юге Западной Сибири, Прибайкалье и Дальнем Востоке. На рис. 8 (цв. вкл.) показано различное исполнение фотоэлектрических модулей.

Для ускорения развития фотоэлектроэнергетики целесообразно объединить усилия заинтересованных предприятий и организаций и разработать программу производства эффективных солнечных элементов из монокристаллического кремния с КПД 18 – 20 % и из аморфного кремния с КПД 13 – 15 %.

В НПО “Астрофизика” в 90-х годах были изготовлены и испытаны в ОАО “Ставропольэнерго” (г. Кисловодск) автономные гелио-энергетические установки и блочные модульные электростанции мощностью 2,5 и 5 кВт на основе параболических концентраторов с металлическими зеркалами диаметром 5 и 7 м и различными преобразователями (двигатели Стирлинга, термоэмиссионные преобразователи и т.д.), оснащенными автоматическими системами слежения за солнцем.

Ростовским институтом “Теплоэлектропроект” разработано технико-экономическое обоснование строительства комбинированной солнечной экспериментальной электростанции (СЭС) мощностью 1,5 МВт в г. Кисловодске. Однако, работы по ее строительству были прекращены из-за отсутствия финансирования.

С учетом опыта проектирования Кисловодской СЭС этим же институтом предлагается построить подобную солнечную электростанцию в Ростовской области. На станции предусматривается применение фотоэлектрической и паросиловой частей с использованием параболоцилиндрических концентраторов (рис. 9). Основные технико-экономические показатели станции приведены ниже:

Номинальная электрическая мощность (нетто), МВт.....	1
Номинальная тепловая мощность (нетто), МВт.....	4
Пиковая электрическая мощность фотоэлектрического блока, используемого для собственных нужд электростанции, МВт.....	0,1
Число часов использования мощности в год, ч.....	7500
Годовой отпуск электроэнергии, МВт · ч/год.....	7500
Годовой отпуск тепловой энергии, Гкал/год	25 795
Численность промышленно-производственного персонала станции, чел.	56
Ориентировочная сумма капитальных затрат в ценах на 1.01.2000, млн руб.	208,0
Стоимость основных фондов в ценах 2002 г., млн руб.	201,8
Занимаемая станцией площадь, га	18,2

Солнечные коллекторы, производство которых в стране составляет в настоящее время 10 – 20 тыс. м² в год, применяются для авто-

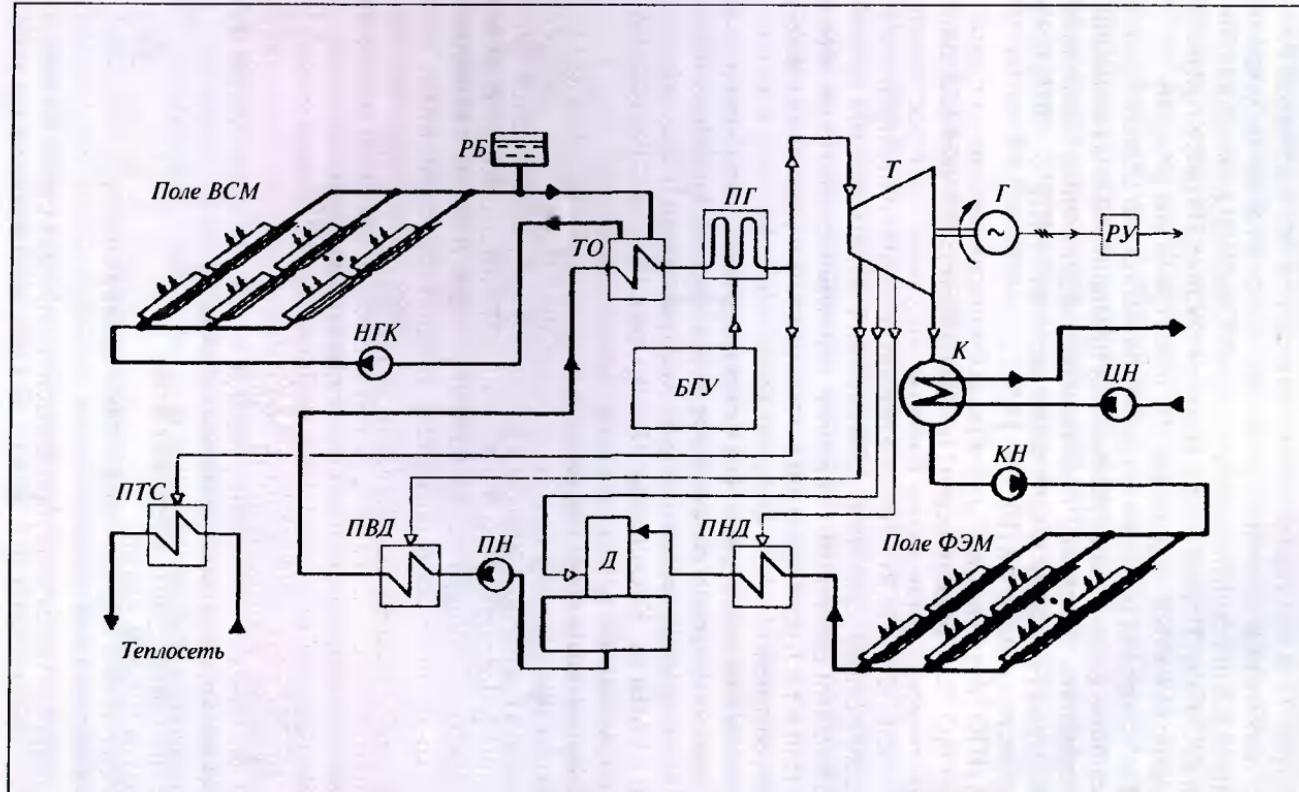


Рис. 9. Структурная схема Ростовской солнечной электростанции

номного теплоснабжения в южных регионах России — в Краснодарском и Ставропольском краях, Республике Дагестан, Ростовской области. В Краснодарском крае эксплуатируются гелиоустановки горячего водоснабжения: в санатории им. Фрунзе (г. Сочи) установлено 92 коллектора площадью 198,7 м² (92/198,7), на котельной в г. Тимашевске — 340/326, на городском рынке в г. Краснодаре — 102/220, в локомотивном депо в г. Тихорецке — 120/96, в издательстве “Советская Кубань” — 432/260 соответственно.

Сегодня наиболее перспективным является создание солнечных комплексных установок теплоснабжения и горячего водоснабжения для индивидуальных потребителей, так как даже в средней полосе России 1 м² солнечного коллектора экономит до 100 — 150 кг условного топлива в год. Такие солнечные установки показаны на рис. 10 и 11 (цв. вкл.).

В ближайшие годы намечается построить 391 гелиоустановку горячего водоснабжения общей мощностью свыше 10 Гкал/ч для жилых домов и четыре солнечные станции с дублирующими котлами на соломе общей мощностью 1,5 Гкал/ч для крупных поселков Ростовской области. В Республике Северная Осетия создается установка солнечно-геотермального теплоснабжения пансионата “Уредон”. В Республике Дагестан будут сооружены три солнечные водонагревательные установки для больниц и установка солнечно-теплонасосного теплоснабжения поселка.

Получат дальнейшее развитие башенные термодинамические солнечные станции. Создание и освоение в начале 90-х годов Крымской солнечной станции мощностью 5 МВт явилось крупным вкладом России в развитие мировой солнечной энергетики (рис. 12).

7.2. ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА

Экономический ветропотенциал России оценивается в 40 млрд кВт · ч электроэнергии в год, т.е. около 20 000 МВт (рис. 13, цв. вкл.). Ветроустановка мощностью 1 МВт при среднегодовой скорости ветра 6 м/с экономит 1 тыс. т у. т. в год.

Поэтому ветроэнергетика развивается в мире очень быстро. Установленная мощность ветроустановок в мире на начало 2003 г. составила около 30 000 МВт, в том числе в Германии — 12 000 МВт, США — 4700 МВт, Дании — 2700 МВт, Испании — 2500 МВт, Индии — 2000 МВт. В Германии общая мощность ветроустановок за 2002 г. увеличилась на 3000 МВт.

В настоящее время в ОАО РАО “ЕЭС России” имеются проектные проработки и ведется создание первоочередных, в том числе демонстрационных, энергетических комплексов с использованием ветровой энергии.

Построены демонстрационные ветроэлектростанции на импортном оборудовании в Камчатской области и в Республике Башкортостан. В 2002 г. в Калининградской области сдана в эксплуатацию *Куликовская ВЭС* установленной мощностью 5,1 МВт. Она представлена на рис. 14 (цв. вкл.). На *Калмыцкой ВЭС* мощностью 22 МВт, смонтированы две отечественные ветроустановки “Радуга-1”, мощностью 1000 кВт каждая (рис. 15, цв. вкл.). На *Заполярной ВЭС* смонтировано шесть ветроустановок АВЭ-250С мощностью 250 кВт.

В Краснодарском крае намечено сооружение ветроэлектрической станции общей мощностью 5 МВт (г. Анапа), в Ростовской области — ВЭС мощностью 20 МВт (г. Ростов-на-Дону) и опытно-промышленной ветростанции с теплонасосной установкой общей мощностью 4,3 Гкал/ч (пос. Маргаритово).

В табл. 8 представлены характеристики действующих и строящихся ветроэлектросанций.

Калмыцкая ВЭС ОАО “Калмэнерго”. Установленная мощность Калмыцкой ВЭС в соответствии с проектом должна быть 22 МВт, на ней должны быть установлены 22 ВЭУ мощностью по 1000 кВт каждая.

Общий вид и основные размеры ВЭУ, смонтированных на Калмыцкой ВЭС, приведены на рис. 16. Структурная схема ВЭУ дана на рис. 17.

Основное оборудование ВЭС — ветроустановки типа “Радуга-1” мощностью 1000 кВт, изготовленные на АО “Тушинский машиностроительный завод” (Москва). Разработчик — ФГУП МКБ “Радуга”. Смонтированные ВЭУ принципиально различаются по системам генерирования и управления, являются головными образцами и должны быть доработаны.

Монтаж секций башен на ВЭУ, а также подъем опорно-поворотного устройства (ОПУ), гондолы и лопастей осуществлялся 100-тонным краном и уникальным оборудованием “Шевр”, спроектированным, изготовленным и примененным непосредственно в процессе монтажа.

На опытной установке наблюдалось довольно значительное количество отказов, основные из которых были связаны с недоработками конструкций отдельных узлов ОПУ, механизма передачи мощности (АПМ), механизмов гидросистем, ненадежностью некоторых

Таблица 8. Основные показатели ВЭС России

Энерго-система, ВЭС	Установленная мощность ВЭС, кВт/количество ВЭУ	Среднегодовая выработка электроэнергии, тыс. кВт·ч	Год ввода в эксплуатацию	Тип ВЭУ	Страна-изготовитель	Предприятие (фирма)-изготовитель
Калмэнерго, Калмыцкая ВЭС	2000/2 × 1000	143,5	1994	Радуга-1	Россия	Тушинский машиностроительный завод
Комиэнерго, Заполярная ВЭС	1500/6 × 250	—	1996	АВЭ-250С	Украина	Заводы "Южмаш" г. Днепропетровск
Ростовэнерго, Маркинская ВЭС	300/10 × 30	6,2 (за 6 мес.)	1995 – 1996	HSW-30	Германия	Husumer Inh. Schiffswerft Gebr. Kroger
Янтарьэнерго, Куликовская ВЭС	1500/1 × 600 + 20 × 225	7650	1998	W-4200/600, V-27/225	Дания	Wind World, Vestas
Башкирэнерго, ВЭС Тюп-кильды	2200/5 × 550	900,0 (за 7 мес.)	2001	ET-550/41	Германия	Hanseatische AG
Чувашэнерго, Марпосадская ВЭС	215/2 × 107,5	27,8	1997 – 1999	USW 56 – 100	Украина	"Уиндэнерго", г. Киев
Камчатскэнерго, ВЭС на о-ве Беринга	500/2 × 250	777,7	1998	Micon M600	Дания	NEG Micon
ЧАО ВЭС на Мысе Обсервации	2500/10 × 250	—	2002	АВЭ-250СМ	Украина	Заводы "Южмаш" г. Днепропетровск

схемных решений в системе автоматического управления (САУ), системе генерирования электроэнергии (СГЭЭ) и т.д.

Заполярная ВЭС АТЭК "Комиэнерго". В соответствии с проектом установленная мощность Заполярной ВЭС должна составить 2,5 МВт. На ней должны быть установлены 10 ВЭУ производства НПО "Южное" и совместной разработки с НПО "Ветроэн" мощностью по 250 кВт каждая.

Заполярная ВЭС — первая и пока единственная ВЭС, работающая в условиях российского Крайнего Севера. Для условий Заполярья были доработаны некоторые элементы и заменены конструкционные материалы на морозоустойчивые: башня ВЭУ изготовлена из

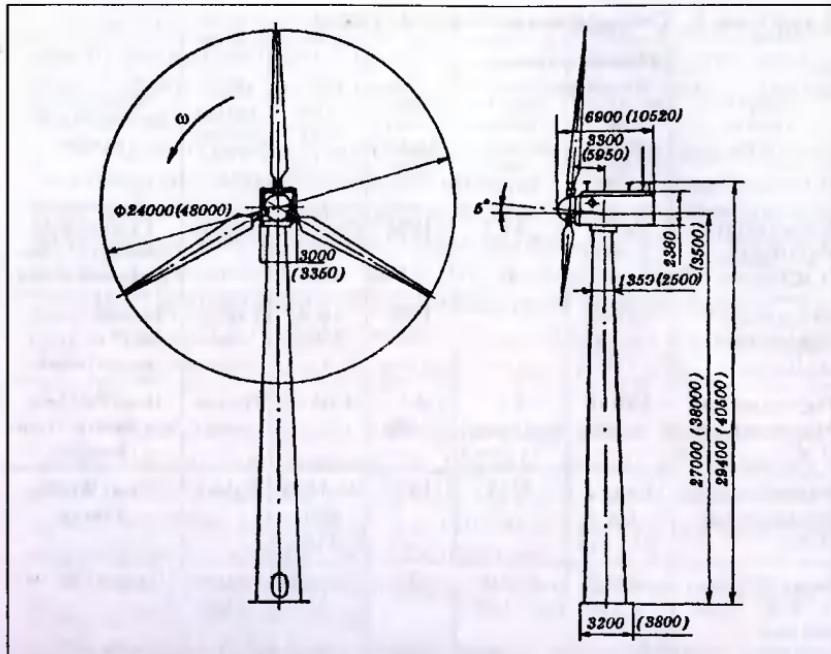


Рис. 16. Общий вид и основные размеры ВЭУ типов Р-250 и Р-1000

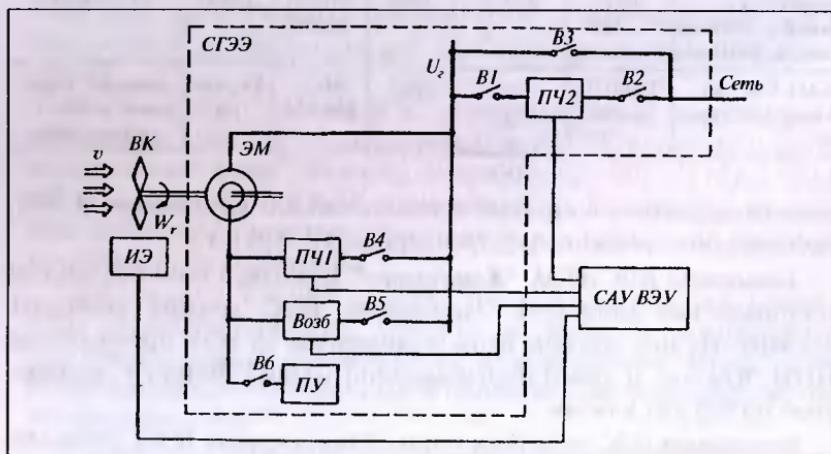


Рис. 17. Структурная схема ВЭУ:

ВК — ветроколесо; **В** — выключатель; **ЭМ** — электрическая машина; **ПЧ** — преобразователь частоты; **Возб** — возбудитель; **ПУ** — пусковое устройство

стали 09Г2С, использованы низкотемпературные смазочные масла трансмиссии, применены специальные типы силовых и контрольных кабелей. На ВЭС, в связи с особыми условиями была применена сложная сборно-металлическая конструкция фундамента.

Представляется необходимым доработать предложенную институтом “ПечорНИИпроект” конструкцию фундамента в северном исполнении и распространить ее для использования при сооружении ВЭУ в районах Крайнего Севера, на Чукотке, в Республике Саха (Якутия), на Таймыре.

Маркинская ВЭС ОАО “Ростовэнерго”. Установленная мощность Маркинской ВЭС — 300 кВт, на ней установлены 10 ВЭУ типа HSW-30, изготовленные и поставленные фирмой Husumer Schiffswerft Inh. Gebr. Kroger (Германия) мощностью по 30 кВт каждая.

Станция введена в эксплуатацию в начале 1996 г. и снабжает электроэнергией потребителей свинотоварной фермы и убойного цеха подсобного хозяйства “Маркинское” ОАО “Ростовэнерго”. Избыточная электроэнергия выдается в сеть 10 кВ Ростовской энергосистемы.

Отсутствие российских норм технологического проектирования ветроэлектростанций создало дополнительные трудности при проектировании, сооружении и эксплуатации ВЭС.

Эксплуатацию ВЭУ типа HSW-30 в общем можно считать успешной, несмотря на ряд нарушений работы дисплеев, шкафов управления и ненадежную конструкцию вибродатчиков и манометров.

Проведенные Северо-Кавказским научным центром исследования показали, что шумы и вибрация оборудования не превышают нормируемого по ГОСТ уровня (при размещении их на расстоянии не менее 200 м от жилой застройки). Биологические исследования пока не установили отрицательных воздействий ВЭС-300 на окружающую среду.

Куликовская ВЭС ОАО “Янтарьэнерго”. В Калининградской обл. близ пос. Куликово завершено строительство ВЭС установленной мощностью 5,1 МВт. На ВЭС смонтирована ВЭУ фирмы Wind World мощностью 600 кВт и 20 ВЭУ фирмы Vestas, изготовленных в Дании, мощностью по 225 кВт.

Первая ВЭУ мощностью 600 кВт введена в эксплуатацию в мае 1998 г. и до конца 2000 г. выработала электроэнергии 2,3 млн. кВт·ч. Ввод в эксплуатацию остальных 20 ВЭУ состоялся в июле 2003 г. Вырабатываемая мощность выдается в электрические сети ОАО “Янтарьэнерго”.

ВЭУ работает полностью в автоматическом режиме и управляет-ся бортовым компьютером. Вся информация о работе установки

(мощность, выработка, технические показатели работы основных узлов) передается по системе сотовой связи на диспетчерский пункт с распечаткой на дисплее. Останов и запуск автоматизированы. В случае неисправности проводится компьютерное тестирование с выявлением причин, ведется автоматический мониторинг и анализ отказов.

ВЭС “Тюпкильды” ОАО “Башкирэнерго” — первая ВЭС в Республике Башкортостан имеет в соответствии с проектом установленную мощность 2,2 МВт и состоит из четырех ветроустановок типа Euroturbines ET-550/41, изготовленных в Германии фирмой Hanseatische AG. Мощность каждой из них 550 кВт.

ВЭС располагается в центре республики, в Туймазинском районе, около дер. Тюпкильды на возвышенности с отметкой 270 – 280 м над уровнем моря.

Опыт ОАО Башкирэнерго по транспортировке оборудования ВЭУ с лопастями длиной 20 м, двумя коническими секциями башни по 20 м, гондолой массой 35 т (общая масса одной установки — 70 т) показал, что погрузочно-разгрузочные работы и транспортировка ВЭУ представляют достаточно сложную проблему. Для монтажа ВЭУ использовался специальный кран грузоподъемностью 300 т с вылетом стрелы не менее 50 м.

Удельная стоимость мощности ВЭС “Тюпкильды” составляет 776 долл./кВт. С учетом стоимости доставки в Россию и строймонтажа удельная стоимость составила 1270 долл./кВт, т.е. практически сопоставима с заводской стоимостью нового оборудования за рубежом.

Марсасадская ВЭС ОАО “Чувашэнерго”. В проекте применены две ВЭУ типа USW 56 – 100 мощностью 107,5 кВт, изготовленные заводом “Южмаш” (г. Днепропетровск, Украина) совместной украинско-американской компанией “Уиндэнерго ЛТД” (г. Киев).

Система управления и контроля ВЭС включает датчики работы ветротурбин, ветровые датчики, персональные компьютеры с соответствующим программным обеспечением, используемые для контроля технического состояния ветротурбин и другого технологического оборудования.

Информация датчиков направления и скорости ветра с метеонышки направляется на местный пульт управления (МПУ) и используется системой управления для определения момента запуска ВЭУ. МПУ ВЭС осуществляет контроль и обеспечивает управление работой ВЭС в автоматическом и дистанционном режимах по управляющей программе.

Следует отметить, что компьютерная система управления (технические средства, включая систему датчиков, программное обеспечение

ние) представляет собой специализированную систему, не имеющую российских аналогов и требующую подготовки специального квалифицированного обслуживающего персонала. Такая система резко удорожает сооружение и эксплуатацию ВЭС. Ее применение становится целесообразным, если ВЭС состоит из нескольких десятков ВЭУ.

При наличии компьютерной системы управления ВЭУ эксплуатация Марпосадской ВЭС осуществляется постоянным обслуживающим персоналом. Периодическое ежедневное, еженедельное, ежемесячное, ежеквартальное и сезонное обслуживание механической и электрической частей ветротурбины выполняется в соответствии с установленными графиками, что затрудняет и удорожает эксплуатацию.

ВЭС на о-ве Беринга ОАО “Камчатскэнерго” расположена на территории Камчатской области, на о-ве Беринга около пос. Никольское. В состав ВЭС входят две ВЭУ типа M600 фирмы Micon, изготовленные в Дании, мощностью по 250 кВт каждая.

ВЭС была введена в эксплуатацию в 1998 г., работает параллельно с ДЭС, установленной мощностью 1260 кВт (четыре дизель-агрегата мощностью по 315 кВт). После соответствующей доработки на ДЭС удалось обеспечить экономию топлива на 12 – 15 %.

ВЭС на мысе Обсервации Чукотского автономного округа расположена на южном берегу Анадырского лимана, на мысе Обсервации, напротив г. Анадырь — административного центра Чукотского автономного округа (ЧАО). Установленная мощность ВЭС при полном ее развитии в соответствии с проектом составляет 2,5 МВт. В составе ВЭС находятся десять ВЭУ типа АВЭ-250 СМ мощностью по 250 кВт каждая, производства Украины, изготовленных на заводах НПО “Южмаш”, в гг. Днепропетровске и Павлограде. ВЭС должна работать параллельно с электрической сетью пос. Шахтерский и пос. Угольные Копи, электроснабжение которых осуществляется дизельными электростанциями с суммарной установленной мощностью 12 МВт.

В настоящее время смонтированы и вводятся в эксплуатацию все ветроустановки с выдачей электроэнергии в сеть.

Это первая ВЭС, работающая на Чукотке в уникальных климатических, мерзлотно-геологических и ветровых условиях, и опыт ее строительства и эксплуатации может сыграть важную роль в развитии ветроэнергетики Чукотки и всех регионов Крайнего Севера.

Как показал анализ, выполненный в ЗАО НПО “Нетрадиционная электроэнергетика”, на большинстве дизельных электростанций используются дизельные агрегаты мощностью 100 – 200 кВт.

Параллельно с такими агрегатами могут работать автономные ВЭУ мощностью 100 кВт. Создание на базе подобных ВЭУ ветродизельных комплексов (ВДЭК) мощностью до 10 МВт позволит экономить до 80 % завозимого дизельного топлива. Разработка и организация производства таких ВЭУ и ВДЭК — важнейшая задача российских энергомашиностроителей и энергетиков.

Для электрических сетей большой мощности может быть рекомендовано использование сетевых ВЭУ мощностью 500 — 600 и более 1000 кВт, созданием которых Россия, как страна, обладающая большим ветропотенциалом, научными и производственными возможностями, конечно должна заниматься. Начатая работа по созданию ветроустановок мощностью 1000 кВт “Радуга-1” должна быть продолжена. Ниже представлены основные технико-экономические показатели этих ветроустановок:

Мощность генератора, кВт	1000
Выходное напряжение (трехфазное), В	380 или 6000
Рабочий диапазон скоростей ветра, м/с	5 — 25
Скорость ветра при номинальной мощности, м/с	13
Предельно допустимая скорость ветра, м/с	60
Система ориентации	Самоориентация
Диаметр ветрового колеса, м	48
Высота башни, м	36
Число лопастей	3
Частота вращения рабочего колеса, об/мин	21 — 42
Срок службы, лет	25
Масса ВЭУ, т	127 — 130
Удельная цена ВЭУ, долл. США/кВт	1
Диапазон температур эксплуатации, °С	-50 — +40
Расчетная сейсмичность, баллов	8
Выработка электроэнергии за год, тыс. кВт · ч, для района:	
Крым (Мысовая)	2600 — 2900
Махачкала	2600 — 2900
Финский залив (сектор Г)	2500 — 3000
Казахстан (Жаланашколь)	2300 — 2400
Сахалинская область (Симушир)	3500 — 3900
Камчатская область (м. Лопатка)	4500 — 4900

В стране производятся также автономные установки небольшой мощности для индивидуальных потребителей, основные характеристики которых приведены ниже:

	“Радуга-001”	“Радуга-008”
Мощность генератора, кВт	1	8
Выходное напряжение, В	12 и 24	380/220
Рабочий диапазон скоростей ветра, м/с	3,6 — 25	4,5 — 25
Скорость ветра при номинальной мощности, м/с	7,1	7,8
Предельно допустимая скорость ветра, м/с	60	60

Система ориентации	Само- ориентация	Само- ориентация
Диаметр ветрового колеса, м	4,8	10
Высота башни, м	8	9,5
Число лопастей	3	3
Частота вращения рабочего колеса, об/мин	200	85
Диапазон температур эксплуатации, °C	От –50 до +40	От –40 до +40
Выработка электроэнергии за год, тыс. кВт · ч, для района со среднегодовой скоростью ветра:		
4 м/с	3	26,2
5 м/с	3,8	31,2
6 м/с	4,5	36
Срок службы, лет.	15	25
Масса ВЭУ, кг	270	1700
Цена ВЭУ, долл. США	3200	27 000

7.3. МАЛАЯ ГИДРОЭНЕРГЕТИКА

Малые и микрогЭС — надежные, экологически чистые, компактные, быстроокупаемые источники электроэнергии для деревень, хуторов, дачных поселков, фермерских хозяйств, а также мельниц, хлебопекарен, небольших производств в отдаленных, горных и труднодоступных районах, где нет поблизости линий электропередачи, а строить такие линии сегодня и дальше, и дороже, чем приобрести и установить малую или микрогЭС.

Экономический потенциал гидроэнергетики в мире составляет 8100 млрд. кВт · ч и используется в настоящее время на 33 %. Малые и микрогЭС составляют в общем экономическом потенциале ГЭС примерно 10 %.

Общепризнанным лидером в развитии малой гидроэнергетики является Китай, где строительство малых ГЭС (МГЭС) ведется огромными темпами, а их установленная мощность превышает 20 тыс. МВт. В ближайшие 10 лет в Китае намечено построить еще 40 тыс. малых ГЭС.

Большие масштабы строительства МГЭС в Индии. Установленная мощность введенных здесь в эксплуатацию МГЭС превышает 200 МВт, намечено строительство еще 4 тыс. МГЭС. Широкое распространение малые ГЭС получили в Австрии, Финляндии, Норвегии и Швейцарии.

В России положение с развитием малой гидроэнергетики значительно хуже. В свое время, после создания на реках сети крупных гидростанций, были заброшены тысячи малых электростанций,

прежде всего в сельских районах центральной России. А это привело и к ликвидации производства оборудования для них.

В настоящее время в России эксплуатируется около 300 малых ГЭС, суммарной мощностью примерно 1000 МВт. В 50 – 60-е годы их было около 10 тыс. Ныне они могли бы быть снова запущены с использованием нового технологического оборудования и работать в автоматическом или полуавтоматическом режиме, обеспечивая существенный дополнительный вклад в потенциал ЕЭС России.

В целом в России экономический потенциал малых и микроГЭС составляет 200 млрд. кВт · ч/год (табл. 9), но используется он пока плохо, менее чем на 1 – 2 %.

Установленная мощность малых ГЭС, намеченных программой развития малой гидроэнергетики, разработанной в 90-е годы, составляет около 800 МВт; средняя многолетняя выработка электроэнергии — более 30000 МВт · ч.

Администрацией Южного Федерального округа одобрена “Программа строительства энергообъектов на базе возобновляемых источников энергии”. В ней предусмотрено сооружение: в Республике Дагестан семи МГЭС (общей мощностью 21 МВт); в Республике Ингушетия шести МГЭС (7,49 МВт); в Кабардино-Балкарской Республике двух МГЭС (37,6 МВт); в Карачаево-Черкесской Республике шести МГЭС (60 МВт); в Краснодарском крае двух МГЭС (3,5 МВт); в Ростовской области пятнадцати МГЭС (30,5 МВт); в

Таблица 9. Ресурсы малой гидроэнергетики регионов России

Регион	Потенциал, млрд кВт · ч/год		
	валовый	технический	экономический
Северо-Западный	81,6	31,5	24,1
Центральный	8,2	3,0	2,0
Волго-Вятский	3,4	1,3	0,9
Центрально-Чернозёмный	1,5	0,6	0,3
Поволжский	21,5	10,4	5,5
Северный Кавказ	31,5	19,3	11,5
Уральский	34,6	17,2	11,5
Западная Сибирь	74,6	24,6	12,5
Восточная Сибирь	390,8	128,4	66,77
Дальний Восток	452,0	146,0	65,38
Всего по России	1105,6	382,3	200,0

Республике Осетия четырех МГЭС (6,59 МВт); в Ставропольском крае двух МГЭС (24,2 МВт).

Правительством Республики Дагестан принята “Программа строительства малых гидроэлектростанций в республике до 2010 г.”. Здесь в целях ускорения строительства малых ГЭС применена технология типового проектирования ГЭС модульного типа “Прометей”. С использованием этой технологии уже построены и сданы в эксплуатацию Гергебильская МГЭС (18,3 МВт), Ахтынская МГЭС (1,8 МВт) и Бавтугайская МГЭС (600 кВт), строится одна, запроектировано три и в стадии проектирования еще три МГЭС. На Бавтугайской МГЭС создан полигон для испытания оборудования малых ГЭС.

Кроме того, в настоящее время ведется проектирование и строительство малых ГЭС в совхозе “Татауровский” на Урале, на реке Тобора-Хем в Сибири (рис. 18), на реке Быстрой и каскаде Толмаческих малых ГЭС на Камчатке.

В Республике Карелия реализуется “Программа строительства малых ГЭС”, в том числе заброшенных и разрушенных. На рис. 19 (цв. вкл.) показаны две малые ГЭС, построенные в этой республике.

Рассматриваются технические возможности и экономическая целесообразность строительства в Карелии на реке Лососинке пяти малых ГЭС общей мощностью около 2 тыс. кВт; из них — трех ГЭС в черте г. Петрозаводска с использованием существующих подпорных сооружений, т.е. без подъема отметок верхних бьефов и нарушения паркового ландшафта.

В Алтайском крае по предварительным проработкам, проведенным Красноярскгидропроектом по заказу АО “Алтайэнерго”, только использование гидроэнергетического потенциала малых рек и их притоков, таких как Песчаная (8 малых ГЭС), Ануй (7 малых ГЭС), Чарыш (11 малых ГЭС) могло бы дополнительно дать в год примерно 15 – 20 % потребляемой в крае электроэнергии. Ученые Алтайского государственного технического университета разработали автономную микроГЭС “Алтай-2” мощностью 4 кВт со сроком окупаемости 2 – 3 года.

В настоящее время существует большое число установок, преобразующих энергию малых водных потоков с различными напорами и расходами (табл. 10, 11), не требующих создания плотин и водозаборных устройств с напорными трубопроводами, использующих кинетическую энергию потока реки. Мощность таких МГЭС может

Таблица 10. Технические характеристики гидротурбин для микроГЭС

Гидротурбина	Диаметр рабочих колес, м	Напор, м	Расход, м ³ /с	Мощность, МВт
Вертикальная пропеллерная	1 – 3	5 – 20	3 – 30	0,5 – 15
Вертикальная радиально-осевая	0,84 – 1,9	15 – 75	4 – 30	0,5 – 15
Горизонтальная радиально-осевая	0,5 – 1,0	40 – 160	1 – 4	0,6 – 5
Горизонтальная двухкратная	0,4 – 1,0	30 – 60	0,5 – 1,0	0,125 – 0,5

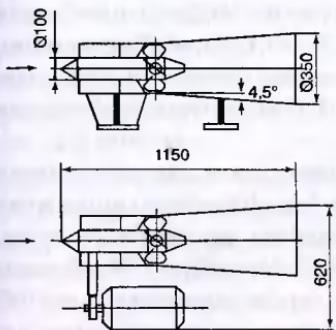
Таблица 11. Технические характеристики гидротурбин для малых ГЭС

Типоразмер	Напор, м	Мощность, кВт	Частота вращения, об/мин	Масса гидротурбины, т	Стоимость, тыс. долл. (без НДС)
P0230-Г-50	40 – 70	600	1000	7,3	59,0
P0230-Г-71	30 – 45	500	500	14	112,0
P0230-Г-71	100 – 160	1600 – 5000	1000	30	240,0
ПР5-В-290 с ускорителем	3 – 5	650	750	77	540,0
ПР15-В-100	6 – 10 10 – 15	500 800	428 500	10	70,0
P045-В-84	10 – 45	500 – 4000	428 600	12	85,0
P045-В-120	15 – 45	1500 – 5000	300 500	19	135,0
P045-В-190	15 – 45	3500 – 8500	187 250	52	365
P075-В-160	45 – 75	6000 – 15 000	333 428	60	420,0

быть от 20 – 40 кВт до 1 МВт при скорости течения водотока более 0,6 м/с и напоре воды более 2 м.

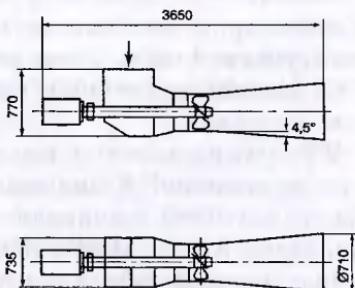
Использование деривационных и русловых ГЭС в сочетании с возможностью комплектования их генераторами различной мощности позволяет подобрать для каждого конкретного случая оптимальную комбинацию по цене и производительности. Преимущество малых и микроГЭС в том, что они не требуют постоянного присутствия обслуживающего персонала при эксплуатации, работая полностью в автоматическом режиме.

В последние годы все большее распространение получают микроГЭС мощностью от 0,5 до 10 кВт и от 10 до 50 кВт различных типов, в том числе рукавные. На рис. 20, а – г показаны гидроагрегаты для малых и микроГЭС мощностью 7, 50, 120 и 1500 кВт и приведены их основные характеристики.



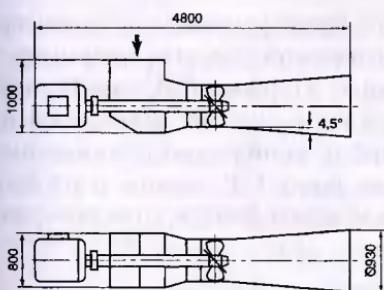
Напор H , м	2	4	6
Расход Q , л/с	130	185	230
Мощность N , кВт	1,5	4,0	7,4

a)



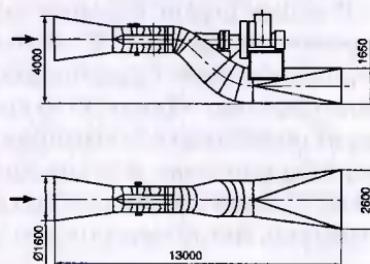
Напор H , м	3	4	5	6	8	10
Расход Q , л/с	343	395	440	485	750	900
Мощность N , кВт	7	10,9	15,2	20	40	50

b)



Напор H , м	3	4	5	6	8	10
Расход Q , л/с	860	990	1100	1200	1740	1950
Мощность N , кВт	17,7	27	38	50	75	120

c)



Напор H , м	4	8	12	15	18
Расход Q , л/с	4400	6200	7650	11000	11000
Мощность N , кВт	120	340	630	1200	1500

d)

Рис. 20. Гидроагрегаты для малых и микроГЭС:
а — мощность 7 кВт, частота вращения 1000 об/мин; б — 50 кВт, 600 об/мин;
в — 120 кВт, 600 об/мин; г — 1500 кВт, 375 об/мин

Неосвоенными областями проектирования и изготовления оборудования малых ГЭС являются гидроагрегаты, работающие при малых напорах (2 – 5 м) и больших расходах воды. Именно такие параметры характерны для большинства рек Центральной России и многих рек других регионов. В этих случаях могут применяться наплавные ГЭС, разработанные ОАО “СибНИИЭ” и другими организациями (рис. 21, цв. вкл.).

В России разработкой, изготовлением, комплексной поставкой и монтажом микроГЭС мощностью от 3 до 100 кВт и гидроагрегатов для малых ГЭС единичной мощностью до 5000 кВт успешно занимается АОЗТ “МНТО ИНСЭТ” (С.-Петербург). Эта фирма выполняет все виды работ, связанные со строительством микроГЭС: от обследования и оценки возможности ресурсов региона и конкретно того места, где будет располагаться электростанция, до сервисного обслуживания уже возведенной микроГЭС.

По результатам исследования эта фирма рекомендует области применения различных гидроагрегатов, показанные на рис. 22 (цв. вкл.). На рис. 23, 24 (цв. вкл.) представлены построенные АОЗТ “МНТО ИНСЭТ” малая ГЭС мощностью 500 кВт в Кабардино-Балкарии и микроГЭС мощностью 50 кВт, сооруженная в Ленинградской области.

В нашей стране большое число полуразрушенных и законсервированных малых ГЭС. В Ленинградской области, например, в настоящее время бездействуют около 30 малых ГЭС, а в Республике Карелия — более 50. В связи с этим, видимо, целесообразно все их обследовать и подготовить предложения по восстановлению. Переоборудование и реконструкция таких ГЭС важны и необходимы. Разумеется, эти работы со временем окупятся, хотя для этого, возможно, потребуется от 3 до 5 лет.

7.4. ГЕОТЕРМАЛЬНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Геотермальная энергия — важнейший из нетрадиционных возобновляемых источников энергии, который уже сегодня вполне конкурентоспособен.

Установленная мощность ГеоГЭС в мире за последние 30 лет ежегодно росла в среднем на 8,6 % и достигла к 2001 г. 8000 МВт, в США — 2228 МВт, Мексике — 755 МВт, Италии — 785 МВт, Индонезии — 589 МВт, на Филиппинах — 1990 МВт. В настоящее время в мире строятся ГеоГЭС общей мощностью более 2 тыс. МВт; намечено строительство ГеоГЭС мощностью 11,5 тыс. МВт. При этом

следует подчеркнуть, что геотермальная установка мощностью 1 МВт позволяет в год сэкономить до 3 тыс. т у. т.

На рис. 25 (цв. вкл.) представлены геотермальные ресурсы России.

Запасы геотермального тепла в России и возможная экономия топлива за счет его использования приведены в табл. 12. В настоящее время в России разведано 56 месторождений термальных вод с дебитом скважин свыше 300 тыс. м³ в сутки.

Однако запасы парогидротерм, которые при современном уровне технологии можно рентабельно использовать для выработки электроэнергии, расположены на Курильских о-вах и Камчатке. Общая мощность ГеоТЭС в этом регионе может составить более 1000 МВт. Кроме того, отсепарированные на скважинах вода и конденсат можно использовать для теплоснабжения.

Среди перспективных месторождений необходимо выделить Паратунское на Камчатке, Казьминское в Ставропольском крае, Черекское в Карачаево-Черкессии, Кизлярское и Махачкалинское в Дагестане, Мостовское и Вознесенское в Краснодарском крае.

Таблица 12. Запасы геотермального тепла и возможная экономия топлива за счет его использования

Район	Температура — 40 — 200 °С, минерализация — до 35 г/л			Температура — 50 — 200 °С, минерализация — до 10 г/л		
	Дебит, млн м ³ /сут	Дебит, млн м ³ /год	Эко- номия топ- лива и тепла в год, млн т у. т. млн гкал	Дебит, млн м ³ /сут	Дебит, млн м ³ /год	Эко- номия топ- лива и тепла в год, млн т у. т. млн гкал
Европейская часть России	1,20	440,92	3,12 15,6	0,48	177,2	1,23 6,6
Западная Сибирь	10,75	3923,75	27,20 136,00	4,30	1570	10,90 55,00
Восточная Сибирь и Дальний Восток	3,35	1222,75	8,50 42,50	1,36	492	3,42 17,00
Юг Восточной Сибири; Северо-Восток; Якутия; Магаданская область; Хабаровский край; о-в Сахалин	1,65	602,25	4,20 21,00	0,65	240	1,67 8,30
Камчатка и Курильские о-ва	1,70	620,50	4,30 21,50	0,70	252	1,75 8,75

Первенцем геотермальной энергетики Камчатки и России является Паужетская ГеоТЭС, первая очередь которой мощностью 5 МВт была сдана в эксплуатацию в 1967 г., а вторая — мощностью 6 МВт — в 1980 г. (рис. 26, цв. вкл.). Надо отметить, что себестоимость 1 кВт · ч электроэнергии, вырабатываемой этой электростанцией, составляет всего 59 коп., тогда как средняя себестоимость выработки электроэнергии на Камчатке равна 1 руб. 67 коп.

В настоящее время, в результате более чем 30-летней эксплуатации в агрессивной среде, оборудование первой очереди станции вышло из строя полностью, а вторая очередь выдает мощность 5,8 МВт. Скоро и это оборудование выйдет из строя. В связи с этим намечена реконструкция Паужетской ГеоТЭС с полной заменой существующего оборудования, путем установки трех модулей по 6 МВт производства АО “Калужский турбинный завод”.

В 1999 г. на Камчатке было завершено строительство Верхне-Мутновской ГеоТЭС из трех модулей по 4 МВт каждый (рис. 27). На рис. 28 (цв. вкл.) показан турбогенератор “Туман-4к” для этой станции, а в табл. 13 даны его технические характеристики.

ГеоТЭС с турбогенераторами “Омега-500” и “Туман-2” установлены на Курильских о-вах и эксплуатируются энергосистемой Сахалинэнерго; ГеоТЭС с турбогенератором “Туман-4к” — на п-ове Камчатка, на Верхне-Мутновском геотермальном месторождении.

Ведется строительство Мутновской ГеоТЭС, 1-я очередь которой состоит из двух унифицированных блоков по 25 МВт (рис. 29, цв. вкл.). Все оборудование изготавливается в модульном исполнении полной заводской готовности. Разработчик и поставщик оборудования — Калужский турбинный завод. В декабре 2001 г. на этой станции введен в эксплуатацию первый энергоблок, а в 2002 г. — второй.

Научно-технический совет ОАО «РАО «ЕЭС России»» рассмотрел вопрос о создании серии ГеоТЭС на Мутновском месторождении и рекомендовал руководству ОАО «РАО «ЕЭС России»» поддержать создание четвертого (бинарного) энергоблока на Верхне-Мутновской ГеоТЭС и второй очереди Мутновской ГеоТЭС.

В 1993 г. на Менделеевском участке о-ва Кунашир была испытана комплектная геотермальная установка мощностью 500 кВт ОАО “Калужский турбинный завод”. В 1997 г. здесь же введена система геотермального теплоснабжения. В табл. 13 и 14 даны основные технические характеристики геотермальных станций тепло- и электроснабжения. Важно отметить, что электроэнергия, производимая на

Таблица 13. Основные технические характеристики модульных геотермальных станций электроснабжения

Параметр	ГеоТЭС малой мощности				ГеоТЭС средней мощности			
	“Омега-500”	“Туман-2”	“Туман-2,5”	“Туман-4к”				
Мощность, МВт	0,5	1,7	2,5	4,0	6,0	12,0	20,0 – 25,0	23,0
Давление на входе, бар	7,0	5,0	7,0	8,0	2,0	6,0	7,0	7,0
Давление за турбиной, бар	1,0	1,0	1,0	0,11	0,1	0,085	0,12	0,12
Расход пара, т/ч	10,0	38,0	44,0	32,0	75,0	90,0	147,0	170,0
Частота тока, Гц	50	50	60	50	50	50	50	60

Таблица 14. Основные технические характеристики модульных геотермальных станций теплоснабжения

Параметр	ГТС-350П	ГТС-350В	ГТС-700П	ГТС350В
Мощность тепловая, МВт	6,0	6,0	20,0	20,0
Вид теплоносителя	Пар	Вода	Пар	Вода
Материал теплообменника	Латунь (мелхиор)	Титан	Латунь (мелхиор)	Титан
Температура теплоносителя на входе, °C	104	95	104	95
Температура сетевой воды на входе, °C	92	95	92	95
Масса, т	25,4	23,0	35,0	32,0

этих станциях, по стоимости вдвое дешевле, чем получаемая на дизельных электростанциях в этом районе.

В рамках программы “Курилы” на о-ве Кунашир планируется строительство геотермальной электростанции “Менделеевская” мощностью 3,4 МВт, а также системы теплоснабжения и электро-

снабжения г. Южно-Курильска, что позволит надежно обеспечить районный центр более дешевой энергией.

На о-ве Итуруп (Курилы) предполагается строительство Океанской ГеоТЭС мощностью 30 МВт. Начаты работы на о-ве Парамушир по теплоснабжению г. Северо-Курильска от геотермальной тепловой станции.

Наша страна является пионером в создании двухконтурных энергоустановок на низкокипящих рабочих телах (РТ). Первая в мире такая опытная ГеоТЭС мощностью 600 кВт на хладоне R-12 была построена на Паратунском месторождении термальных вод на Камчатке еще в 1967 г. К сожалению, в то время эти работы не получили должной оценки из-за дешевизны традиционного топлива.

Областью применения двухконтурных энергоустановок на низкокипящих рабочих веществах является использование тепла термальных вод с температурой 100 – 200 °C, а также отсепарированной воды на месторождениях парогидротерм. Потенциальные запасы термальных вод с такими температурами сосредоточены в основном на Северном Кавказе в водоносных пластах на глубине 2,5 – 5 км и могут обеспечить создание ГеоТЭС общей мощностью в несколько миллионов киловатт.

По экономическим показателям в настоящее время такие станции приближаются к станциям на органическом топливе (стоимость электроэнергии в зависимости от глубины скважин и температуры воды может составлять 3 – 5 цент/кВт · ч). Уже в ближайшие годы, по мере роста потребления электроэнергии и повышения стоимости органического топлива, ГеоТЭС на Северном Кавказе могут составить конкуренцию строящимся традиционным электростанциям.

Создание комбинированных ГеоТЭС на пароводяных месторождениях с использованием тепла отсепарированной воды уже сейчас может увеличить выработку электроэнергии примерно на 20%, при том же числе скважин и тем самым улучшить экономические показатели.

До недавнего времени РАО “ЕЭС России” вело работы по созданию ГеоТЭС на гидротермальных месторождениях по двухконтурной схеме с низкокипящим теплоносителем на Каясулинском месторождении в Ставропольском крае. Однако из-за отсутствия средств строительство экспериментальной станции было прекращено.

В настоящее время геотермальное теплоснабжение применяется в Краснодарском крае, на Камчатке и в Дагестане и экономит более

400 тыс. т у. т. Решается вопрос об обеспечении снабжения геотермальной энергией на базе Казьминского месторождения сельскохозяйственного комплекса с общей тепловой мощностью 1,5 Гкал/ч в Ставропольском крае и геотермального теплоснабжения г. Усть-Лабинска в Краснодарском крае.

7.5. ТОПЛИВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ

В последние годы в развитых странах мира все шире используются для электроснабжения топливные элементы (ТЭ). Высокая эффективность, отсутствие движущихся частей, шума, экологическая чистота обусловили большой интерес к принципиально новым энергетическим технологиям.

Топливные элементы представляют собой электрохимические устройства, преобразующие химическую энергию топлива и окислителя непосредственно в электрическую. При этом газообразные потоки топлива и окислителя (обычно воздуха) непрерывно подаются соответственно на топливный (анод) и воздушный (катод) электроды, разделенные электролитом. На электродах протекают электрохимические реакции: на аноде происходит электрохимическое окисление топлива, на катоде — электрохимическое восстановление окислителя.

В зависимости от используемого электролита топливные элементы подразделяются на твердополимерные (ТПТЭ), щелочные (ЩТЭ), фосфорнокислые (ФКТЭ), с расплавленным карбонатным электролитом (РКТЭ) и твердооксидные (ТОТЭ).

Рабочая температура ТПТЭ и ЩТЭ составляет соответственно 80 и 100 °С (низкотемпературные), ФКТЭ — 200 °С (среднетемпературные), РКТЭ и ТОТЭ — соответственно 650 и 1000 °С (высокотемпературные).

Конструктивно топливные элементы имеют планарную или трубчатую форму. Отдельные элементы соединяются электрически и через системы подвода реагентов и отвода продуктов реакции в батареи и модули. Модули соединяются последовательно или параллельно, образуя вместе с системами подачи топлива и автоматики электрохимический генератор (ЭХГ).

Энергоустановка на основе ТЭ (ЭУ/ТЭ) может включать в себя также системы подготовки и переработки топлива (очистки от серы, риформер и т.д.), преобразователь переменного тока в постоянный, аппараты переработки продуктов реакций, использования выделяемой теплоты.

Необходимость введения риформера связана с тем, что в качестве топлива для низко- и среднетемпературных ТЭ используется водород, как наиболее электрохимически активный восстановитель, а для высокотемпературных ТЭ допустимо использование еще и оксида углерода.

В РКТЭ, в отличие от других типов ТЭ, окислителем служит не воздух в чистом виде, а смесь с диоксидом углерода. Подготовка окислителя для РКТЭ заключается в смешении продуктов анодной реакции с воздухом или выделении CO_2 из продуктов анодной реакции с последующим смешением с воздухом.

К основным характеристикам ТЭ относятся: напряжение, мощность, ресурс, КПД, а также плотности тока и мощности по отношению к площади внешней (габаритной) поверхности пористого электрода.

Комбинированные энергетические установки с совместной выработкой электроэнергии и тепла топливными элементами и ГТУ, ПГУ и т.д. получили название гибридных энергетических установок (ГИЭУ). В США, Германии и Японии испытывается ГИЭУ с ветровыми и солнечными установками.

На рис. 30 изображен модуль ЭХГ с ТОТЭ трубчатого типа. В качестве электролита для него рекомендуется диоксид циркония, стабилизированный оксидом магния, кальция или иттрия.

На рис. 31 приведена принципиальная схема одной из ГИЭУ. Установка содержит ЭХГ 1, работающий на повышенном давлении, риформер 8 и ПГУ с газовой турбиной 3, котлом-utiлизатором 10, паровой турбиной 11 и электрогенераторами 4 и 12с приводом соответственно от паровой и газовой турбин.

Воздух, сжатый компрессором 2 до рабочего давления ЭХГ, поступает по линии 6 на его катоды. Катодный и часть анодного газа подаются в камеру сгорания 5 газовой турбины, куда также поступает часть сжатого воздуха из компрессора.

Смесь природного газа и пара из паровой турбины поступает в риформер, откуда конвертируемый газ, пройдя через регенератор (подогреватель смеси пар – природный газ) 9, направляется по линии 13 к анодам ЭХГ.

Продукты сгорания после расширения в газовой турбине поступают вместе с оставшейся частью анодного газа в камеру сгорания 7 риформера. Из последней продукты сгорания, проходя через риформер, обогреваются каталитическим реактором и на-

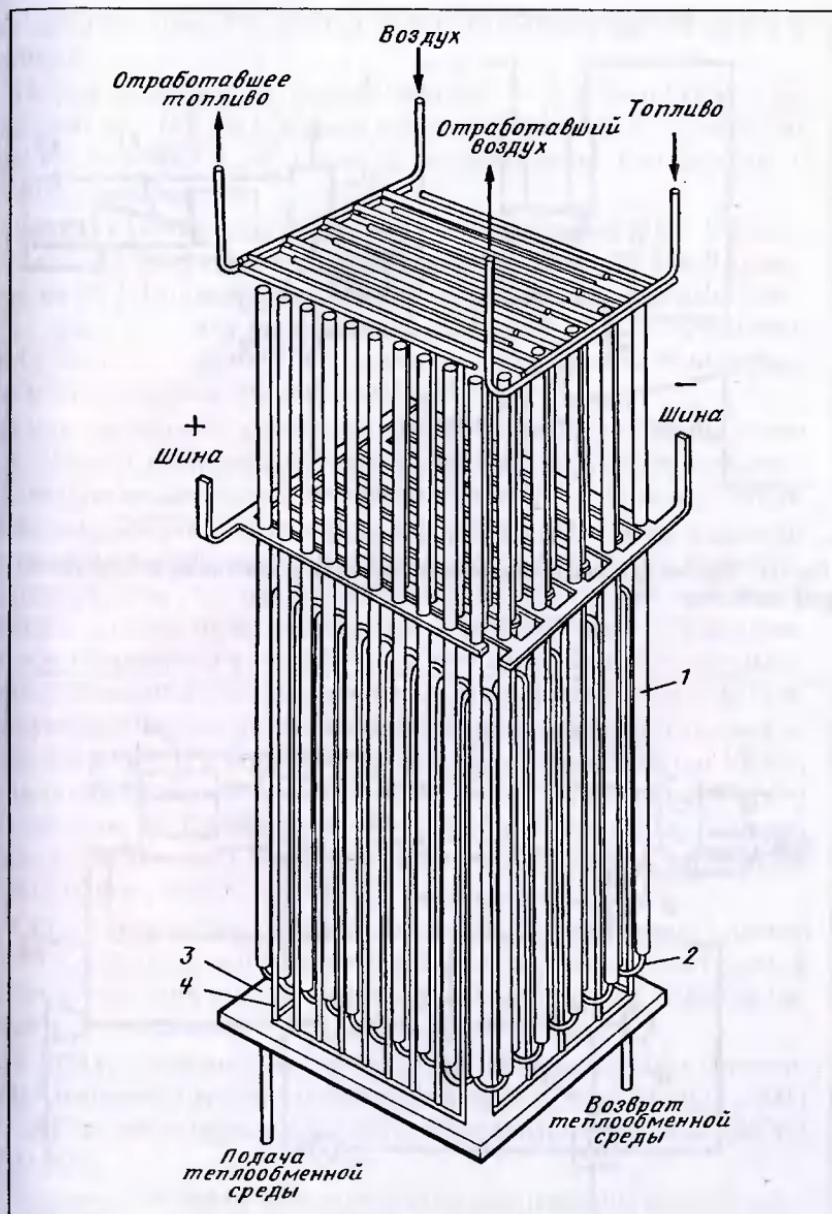


Рис. 30. Электрохимический генератор:

1 — ТЭ; 2 — электрические соединения между электродами ТЭ; 3 — блок теплопередачи; 4 — гребенчатый элемент блока теплопередачи

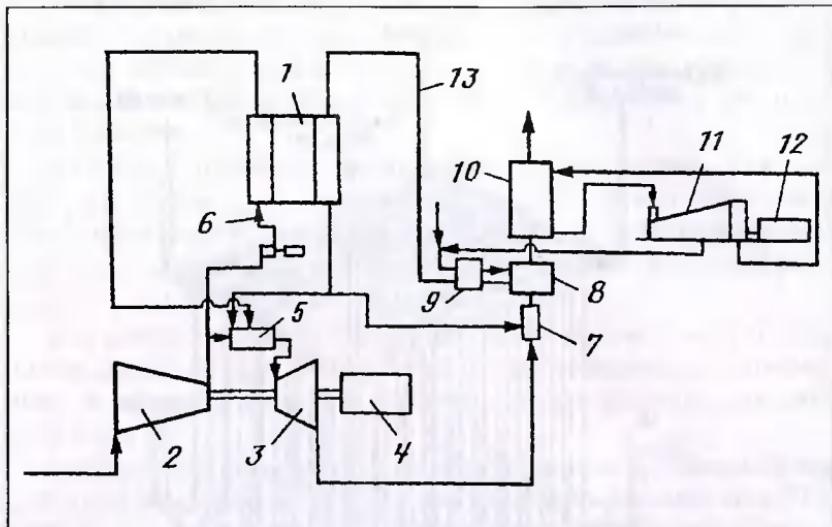


Рис. 31. Комбинированная электроэнергетическая установка на основе топливных элементов

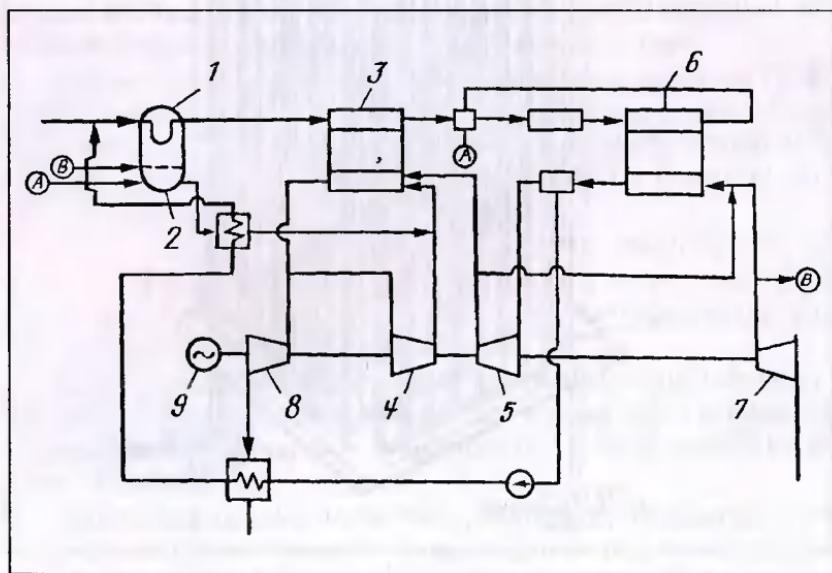


Рис. 32. Электрохимическая установка на основе комбинации топливных элементов

правляются в котел-утилизатор, вырабатывающий пар для паровой турбины.

На рис. 32 приведена принципиальная схема другой ГИЭУ. Она содержит два ЭХГ 3 и 6, модули которых собраны из ТЭ разных типов: РКТЭ и ФКТЭ, работающих, соответственно, при высоком и низком давлениях.

В состав установки входят также риформер 1 и ПГУ. Конвертированный газ из риформера поступает на аноды РКТЭ. Выходящий из РКТЭ анодный газ смешивается с рециркулируемым анодным газом ФКТЭ и направляется на аноды ФКТЭ. Оставшаяся часть анодного газа ФКТЭ и сжатый воздух подаются в риформер для обогрева каталитических реакторов.

На одном валу с газовой турбиной расположены три компрессора 4, 5, 7 и электрогенератор 9. Первый компрессор (низкого давления) 7 нагнетает воздух в катодное пространство ФКТЭ. Влажный катодный газ из ФКТЭ проходит через сепаратор H_2O , откуда конденсат отсасывается насосом и направляется в регенераторы, в которых образуется пар за счет тепла отработавших газов газовой турбины и продуктов сгорания из камеры сгорания 2 риформера. Образовавшийся пар подается в риформер, где используется в качестве окислителя для протекания реакции паровой конверсии углеводородов.

Сухой газ из сепаратора сжимается вторым компрессором (высокого давления) 5 и направляется в катодное пространство РКТЭ, куда также подаются катодный газ РКТЭ, рециркуляция которого осуществляется третьим компрессором 4, и продукты сгорания из реформера, которые служат источником CO_2 для протекания катодной реакции в РКТЭ.

Оставшаяся часть катодного газа расширяется в газовой турбине 8. Отработавшие в ней газы проходят через генератор и поступают в котел-утилизатор, вырабатывающий пар для паровой турбины (на рисунке не показаны).

В 1994 г. суммарная мощность ЭУ/ТЭ, установленных в Японии, США и странах Европы, составляла около 50 МВт. В Японии с 2000 по 2010 г. планируется установить суммарную мощность ЭУ/ТЭ 2000 МВт.

В настоящее время на опытных образцах показана возможность достижения на ЭУ/ТЭ в зависимости от типа топлива значения КПД в пределах 45 – 55 % при существенном улучшении экологических характеристик выработки электроэнергии.

Реально достигнутый КПД ГИЭУ составляет в настоящее время 60 %. К 2010 г. он должен составить 70 %, а в перспективе возрастет до 75 и даже до 85 – 90 % при комбинированной выработке электрической и тепловой энергии.

Все большее внимание развитию топливных элементов уделяет Европейский союз. Принято решение о разработке новой программы по созданию и освоению ТЭ на 2002 – 2006 гг. Внимание в ней уделяется как стационарным установкам для производства электрической и тепловой энергии, так и мобильным установкам для автотранспорта.

Вложения в исследования по разработке ТЭ выросли с 8 млн евро в 1988 – 1992 гг. до 55 млн евро в 1998 г.

Анализ показывает, что рынок ТЭ в США расширяется с 218 млн долл. в 2000 г. до 2,4 млрд долл. в 2005 г. при среднегодовом росте 62 %.

Мощность новых энергоустановок варьируется в широких пределах — от 200 кВт для питания коммерческих зданий до 100 МВт для установок, работающих в режиме базовой нагрузки на общую сеть.

Наиболее распространенные типы топливных элементов следующие:

для транспорта — ТЭ с протонно-обменными мембранными (ПЕМ). В 2000 г. таких установок продано на 104 млн долл., в 2005 г. можно ожидать увеличения рынка до 1,6 млрд долл.;

для крупных установок — ТЭ с расплавленными карбонатами (MCFC). В 2000 г. объем продаж составил 25 млн долл., к 2005 г. ожидается увеличение этого показателя до 450 млн долл.;

для самого широкого применения — твердооксидные ТЭ (SOFC) с объемом продаж 54 млн долл. в 2000 г. и 260 млн долл. — в 2005 г.;

наиболее доступные коммерчески — фосфорно-кислотные ТЭ (PAFC), имеющие минимальную рабочую температуру. Объем продаж — 20 млн долл. в 2000 г. и 36 млн долл. — в 2005 г.;

впервые использованные в космических программах — алкалиновые, применение которых ограничено высокой стоимостью, с объемом продаж 15 млн долл. в 2000 г. и 30 млн долл. в 2005 г.

В Великобритании с помощью регенеративных топливных элементов Regenesys планируется выравнивать графики нагрузки.

В графстве Кембриджшир энергокомпанией National Power при парогазовой ТЭС Little Barford мощностью 680 МВт строится накопитель электроэнергии на мощность 15 МВт и запасаемую энергию

120 МВт · ч. Коммерческая эксплуатация накопителя начата весной прошлого года.

Главная задача — выдача мощности при пуске ПГУ из холодного состояния в случае отсутствия питания от сети. В нормальном режиме работы накопитель поддерживает частоту и напряжение в сети.

В России на протяжении многих лет успешно велись работы по созданию ЭУ на базе ШТЭ, предназначенных для космических исследований (луномод, космическая система "Буран" и военно-морская техника). В основном этим занимался НПО "Квант" (бывший ВНИИ источников тока). В институте высокотемпературной электрохимии (ИВТЭ) Уральского отделения РАН со времени его основания в 1957 г. проводятся фундаментальные исследования высокотемпературных ТЭ (РКТЭ и ТОТЭ). Примерно с 1990 г. в результате конверсии предприятия Минатомэнерго РФ, используя научный задел ИВТЭ, начали разработку высокотемпературных топливных элементов для нужд народного хозяйства.

В 1997 г. ЗАО НПО "Нетрадиционная электроэнергетика", ОАО "Ростовэнерго", ГНЦ института им. И. В. Курчатова и МЭИ (ТУ) начали работу по созданию ГИЭУ с ветровой установкой мощностью 30 кВт, однако из-за отсутствия средств работа была прекращена на стадии проектирования.

Мощность созданных до настоящего времени в России ЭХГ на базе высокотемпературных ТОТЭ и РКТЭ не превышает 1 кВт. Министерство науки и технологий РФ сейчас рассматривает возможность финансирования работ по созданию демонстрационной ЭУ небольшой мощности на основе ТОТЭ.

В последние годы к этой проблеме подключились научно-исследовательские институты ОАО «РАО «ЕЭС России»: ОАО «ВТИ», ОАО «ВНИИЭ» и ОАО «ЭНИН им. Г. М. Кржижановского», занимающиеся исследованием научно-технических проблем создания и использования в электроэнергетике высокоэффективных энергостановок на основе топливных элементов.

7.6. ЭНЕРГИЯ МОРЁЙ И ОКЕАНОВ

Приливные электростанции. Приливная энергия океана вызвана гравитационным взаимодействием Земли с Луной и Солнцем. Приливообразующая сила Луны в данной точке земной поверхности определяется как разность местного значения силы притяжения Луны и центробежной силы от вращения системы Земля — Луна вокруг общего центра тяжести. В результате действия этой силы на по-

верхности Земли возникают приливные колебания уровней воды, сопровождаемые наступлением волны прилива на берег.

Приливные колебания уровня чаще всего имеют периодичность, равную половине лунных суток, т.е. 12 ч 24 мин. (полусуточные приливы), либо целым лунным суткам, т.е. 24 ч 48 мин. (суточные приливы). Чаще они носят смешанный характер.

Разность уровней колебания воды – это разность уровней между максимальным приливом и минимальным отливом. Наивысший прилив (17,3 м) наблюдается в вершине залива Фанди (Канада). В Европе высокие приливы наблюдаются в Англии (устье р. Северн, Бристоль) – 14,5 м, во Франции (устье р. Ранс, Сен-Мало) – 14,7 м. У берегов России высокие приливы наблюдаются в Пенжинском (14,5 м) и Тугурском (10 м) заливах Охотского моря и Мезенском заливе (10 м) Белого моря. На Мурманском побережье Баренцева моря прилив достигает 7,2 м.

Мировые энергетические ресурсы приливной энергии оцениваются в 1 трлн кВт · ч. Однако использование этой энергии затрудняется ее пульсирующим прерывистым характером.

Наиболее распространена в настоящее время однобассейновая схема приливной электростанции (ПЭС). Мощность ПЭС вследствие изменения напора волн возрастает от нуля до некоторого максимального значения и затем вновь снижается до нуля.

В современных условиях при работе ПЭС в достаточно мощной энергосистеме прерывистый характер выдачи электроэнергии приливной электростанцией не имеет важного значения. Гораздо важнее получить от нее мощность в часы наибольшей нагрузки в энергосистеме, что позволит обеспечить наиболее рациональный режим работы агрегатов ТЭС и АЭС.

Ценное качество приливной энергии заключается в неизменности ее среднемесячного значения в любой сезон и любой по водности год, что важно при использовании ПЭС в целях экономии топлива в системе. Но при работе ПЭС на изолированного потребителя необходимо ее резервирование другим источником энергии. Кроме того, учитывая неравномерность работы ПЭС, для эффективного использования целесообразно ее объединять с ГАЭС или ГЭС, имеющими водохранилища для аккумулирования энергии ПЭС.

В России использование приливной энергии в прибрежных районах морей бассейнов Северного Ледовитого и Тихого океанов возможно, но изначально требует больших капиталовложений и предполагает высокую себестоимость электроэнергии.

На сегодня энергия приливов является наиболее освоенным видом энергии морей и океанов. В настоящее время действуют промышленная ПЭС Ранс во Франции (240 МВт), опытные ПЭС Аннаполис в Канаде (20 МВт) и Кислогубская — в России (0,4 МВт). Построены также три опытных ПЭС в Китае и одна — в Корее. Во многих странах мира ведется проектирование промышленных приливных электростанций.

35-летний опыт эксплуатации первой в мире промышленной приливной электростанции Ранс во Франции и 33-летний опыт работы Кислогубской ПЭС в России доказали, что приливные электростанции устойчиво работают в энергосистемах как в базовой, так и в пиковой частях графика нагрузок.

На рис. 33 показана экспериментальная Кислогубская ПЭС мощностью 450 кВт. На электростанции длительное время проводятся исследования по отработке режимов работы станции, изучению ее воздействия на окружающую среду, материаловедческие исследования.

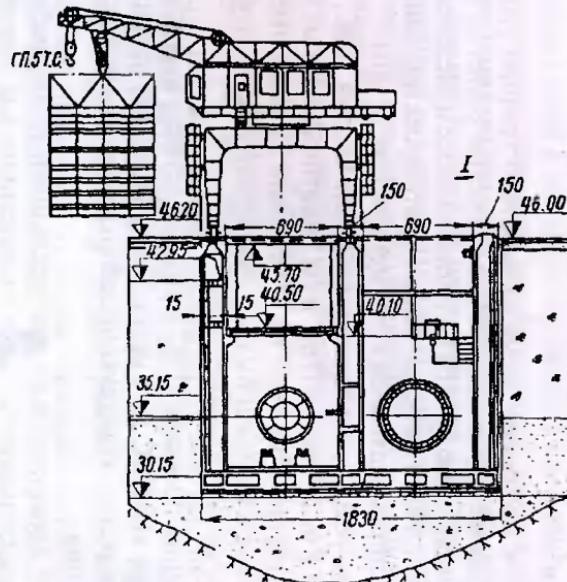
Гидропроектом разработан новый тип так называемой ортогональной гидротурбины, которую предполагается испытать на Кислогубской ПЭС. Создание этого эффективного и технологически простого гидроагрегата позволит значительно снизить стоимость строительства ПЭС.

В России в настоящее время разработано технико-экономическое обоснование Тугурской ПЭС мощностью 8 МВт и Пенжинской ПЭС мощностью 87 МВт на Охотском море и Мезенской ПЭС мощностью 11,4 МВт на Белом море. Начато проектирование Кольской опытно-промышленной ПЭС мощностью 32 МВт.

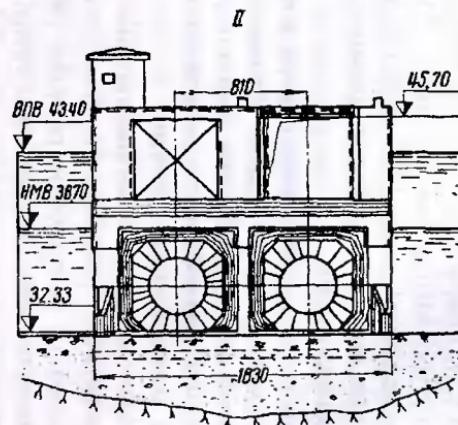
Наплавная российская технология строительства ПЭС, апробированная на Кислогубской ПЭС и на защитной дамбе от наводнения С.-Петербурга, позволяет на 1/3 снизить капитальные затраты по сравнению с классическим способом строительства гидротехнических сооружений за перемычками.

Обоснования проектов ПЭС в России осуществляются на базе исследований НИИЭС на Кислогубской ПЭС, где испытываются морские материалы, конструкции, оборудование и антакоррозионные технологии.

Комплекс проектных и научно-исследовательских работ по созданию морских энергетических и гидротехнических сооружений на побережье и на шельфе, проводимых в условиях Крайнего Севера,



a)



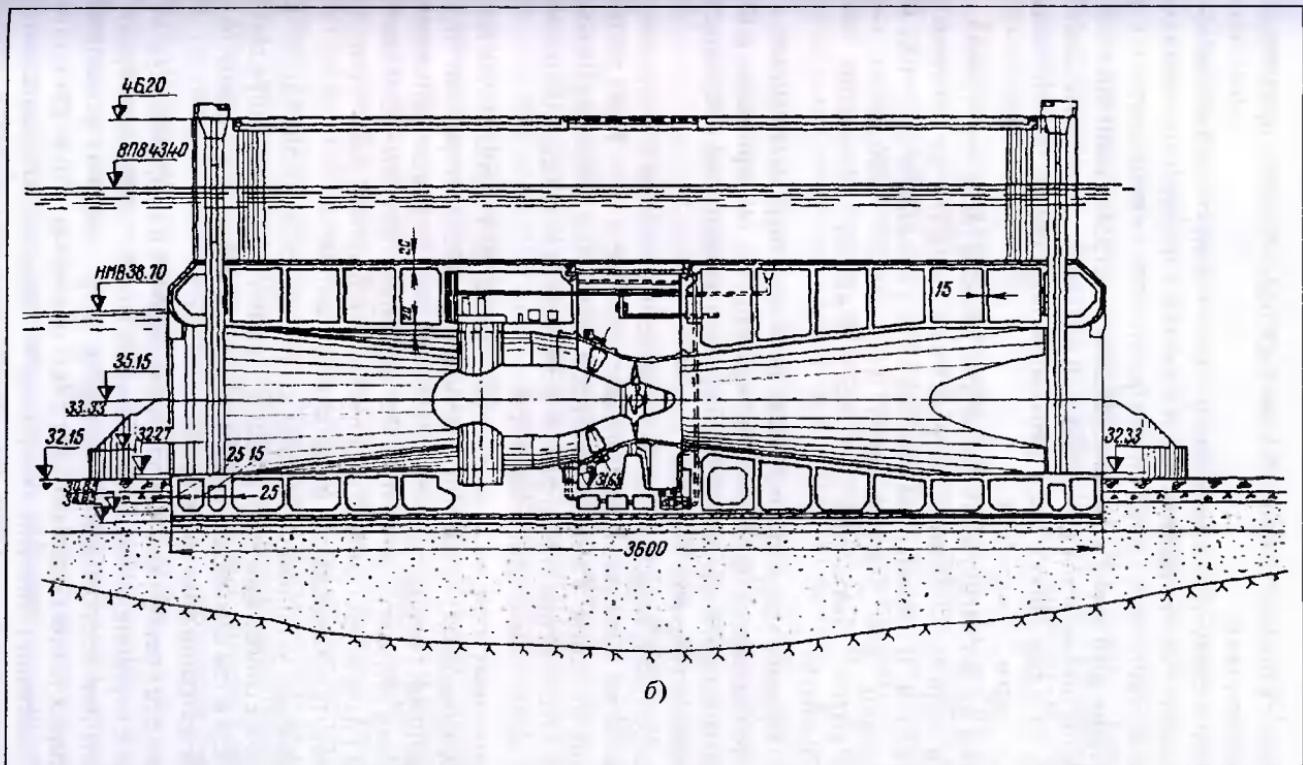


Рис. 33. Здание Кислогубской ПЭС:

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

позволяет в полной мере реализовать все преимущества приливной гидроэнергетики.

Однако следует констатировать, что из-за отсутствия финансовых средств все эти работы, как и работы по другим направлениям малой энергетики, в нашей стране фактически сворачиваются.

Энергия волн морей и океанов. Мощность ветровых волн Мирового океана оценивается примерно в 10 – 90 млрд кВт, однако мощность, которая может быть реально использована, значительно ниже — всего 2,7 млрд кВт.

Пока же достигнутый технический уровень позволяет использовать энергию волн лишь в прибрежных зонах, где она превышает 80 кВт/м. В омывающих Россию морях мощности еще ниже и составляют для Черного моря 6 – 8 кВт/м, Каспийского — 7 – 11 кВт/м, Баренцева — 22 – 29 кВт/м, Охотского — 12 – 20 кВт/м.

Что касается удельной плотности волновой энергии, т.е. мощности, приходящейся на единицу поверхности, то она примерно в 10 раз больше плотности ветровой энергии и значительно превышает плотность солнечной энергии.

Важной особенностью морского волнения является его неравномерность во времени, максимальное значение в 5 – 11 раз выше средних значений. Удельная мощность волн, образующихся на больших глубинах при значительной удаленности от побережья на порядок выше, чем в прибрежной зоне.

В волновых установках энергия волн может или непосредственно преобразовываться в энергию вращения вала генератора, или служит основой привода турбины, на одном валу с которой (или через редуктор) находится генератор. Все известные волновые установки состоят из четырех основных частей: рабочего органа, рабочего тела, силового преобразователя и системы креплений.

Волновые установки, располагаемые в береговой зоне морей, в результате отбора ими энергии волн снижают их размывающую способность и тем самым делают ненужными громоздкие и дорогостоящие берегозащитные сооружения.

Процесс преобразования волновой энергии в электрическую не связан с отрицательным экологическим воздействием на природу. Однако при расположении волновых энергетических установок некоторых типов в открытом море есть опасность, что в результате преобразования энергии волн может произойти отрицательное воздействие на жизнь моря, поскольку волны способствуют обога-

шению поверхностного слоя воды кислородом и питательными веществами.

Использование энергии волн пока не вышло из стадии создания экспериментальных установок. Предложено много различных конструкций — “Утка Солтера”, различные поплавковые конструкции и т.п. Подобные установки испытывались в США, Англии, Дании и Японии. В середине 90-х годов установка мощностью 3 кВт испытывалась Дагестанским филиалом ЭНИНа на Каспийском море близ Махачкалы.

Тепловая энергия морей и океанов. Как известно, Солнце нагревает лишь верхний слой воды морей и океанов, причем нагретая вода не опускается вниз, поскольку плотность ее меньше холодной. В тропических морях верхний слой воды, толщина которого не превышает нескольких метров, нагревается всего до 25 – 30 °С. В то же время, температура воды на глубине 1 км не превышает 5 °С.

Получающийся тепловой градиент создает запасы тепловой энергии, равные $3,4 \cdot 10^{24}$ Дж/год или $95 \cdot 10^{12}$ кВт · ч/год. Разность температур слоев морской воды в энергетических целях можно использовать в схеме двухконтурной электростанции. Тepлая морская (океанская) вода из верхних слоев используется для испарения жидкости, точка кипения которой не превышает 25 – 30 °С (фреона, пропана, амиака). Пар этой жидкости срабатывает в турбогенераторе. Отработавший пар после выхода из турбины охлаждается более холодной водой, поступающей из глубинных слоев, конденсируется и вновь используется в цикле.

Проведенные расчеты и опытные работы показывают, что себестоимость электроэнергии на океанических ТЭС (ОТЭС) примерно соответствует этому показателю на современных ТЭС и АЭС. Однако развитию создания ОТЭС препятствует нерешенность некоторых технических проблем, среди которых — отсутствие достаточно эффективных и экономически приемлемых средств борьбы с коррозией и биологическим обрастанием оборудования и трубопроводов.

В экологическом отношении ОТЭС безвредны. Но если в контуре, по которому циркулирует рабочая жидкость, возникает утечка, то это может нанести вред морской флоре и фауне.

Энергия океанических течений. В океанических течениях (поверхностных и глубинных) сосредоточены огромные запасы кинетической энергии (около $7,2 \cdot 10^{12}$ кВт · ч/год), которую можно преобразовать в электрическую. Всю акваторию Мирового океана пересекают течения, имеющие различные направления и скорости.

Некоторые из них описывают огромные окружности. Под поверхностными течениями есть и другие — глубинные.

В США с 1973 г. разрабатывается “Программа Кориолиса”, которая предусматривает установку во Флоридском проливе 242 подводных установок суммарной мощностью 20000 МВт.

Рассматривается также возможность использования в качестве первичного двигателя таких установок прямоточной турбины диаметром 168 м с частотой вращения 1 об/мин. Расстояние между лопастями турбины будет таково, что обеспечит безопасный проход самых крупных рыб. Вся установка будет погружена на 30 м под уровень океана с тем, чтобы не препятствовать судоходству.

В Японии исследуется возможность использования энергии теплого течения Куросиво, в котором расход воды оценивается $55 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{с}$, а скорость у восточного побережья страны 1,5 м/с. Используемые для этого трехлопастные гидротурбины будут иметь диаметр рабочего колеса 53 м.

Разработан схематический проект использования течения в Гибралтарском проливе, в котором расход воды $(20 - 40) \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{с}$ может обеспечить получение электроэнергии в количестве 150 млрд кВт · ч/год.

Анализ экономических показателей морских и океанических электростанций показывает, что по мере совершенствования схем преобразования энергии, конструкций и технологии сооружения этих энергоустановок, их материало- и капиталоемкость будет снижаться.

7.7. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭНЕРГИИ БИОМАССЫ

Биомасса — все органические вещества растительного и животного происхождения: растения (солома, стебли подсолнечника и кукурузы, ботва, опилки, кора, щепа, хлысты, пни, спиртовая барда и т.д.), животные и микроорганизмы, продукты жизнедеятельности человека и животных.

Реальная экономия традиционных топлив может быть достигнута именно за счет утилизации отходов сельскохозяйственного производства, осадков сточных вод, органических отходов промышленности, в том числе пищевой, мясомолочной, лесной, деревообрабатывающей, гидролизной, целлюлозно-бумажной, а также твердых отходов коммунального хозяйства.

В большинстве стран Западной Европы, США, Канаде, а также в Китае, Индии, Бразилии и др., уделяется большое внимание широ-

кому использованию биомассы, как источнику экологически чистого топлива и энергии.

К сожалению, в России решение этой проблемы, как и в целом проблемы развития нетрадиционных возобновляемых источников энергии, остается зачастую на уровне научно-технических разработок, демонстрационных образцов и малых опытных серий.

И это в то время, когда в России ежегодное количество органических отходов по разным отраслям экономики составляет более 390 млн т. Сельскохозяйственное производство дает 250 млн т, из них 150 млн т приходится на животноводство и птицеводство, 100 млн т — на растениеводство. Лесо- и деревопереработка дают 700 млн т, твердые бытовые отходы городов — 60 млн т, коммунальных стоков — 10 млн т (все приведенные значения даются на абсолютно сухое вещество).

Как известно, энергия биомассы может конвертироваться в технически удобные виды топлива или энергии несколькими путями:

получение растительных углеводородов (растительные масла, высокомолекулярные жирные кислоты и их эфиры, предельные и непредельные углеводороды и т.д.);

прямое сжигание биомассы (твердой, до 60 %), пиролиз, газификация, сжижение, фест-пиролиз;

биотехнологическая конверсия биомассы (при влажности от 75 % и выше) в топливо: низкоатомные спирты, жирные кислоты, биогаз.

На современном этапе экономического развития России использование биомассы ведется, в основном, по двум последним направлениям. Причем наиболее активно ведется разработка и создание оборудования для газификации твердой биомассы с целью создания автономных тепло- и электростанций, работающих на генераторном газе.

За последние годы в стране разработан ряд газогенераторов с тепловой мощностью 100, 200, 600, 3000 и 5000 кВт. По техническим характеристикам созданные газогенераторы отвечают современному мировому уровню.

Применение эффективной технологии “обращенного процесса газификации” позволяет на 20 % снизить металлоемкость тепло-электрических установок и в 8 – 10 раз уменьшить содержание смол в генераторном газе, т.е. сделать его пригодным для использования в дизельных двигателях при минимальной очистке. При переходе на генераторный газ мощность двигателя практически не меняется, су-

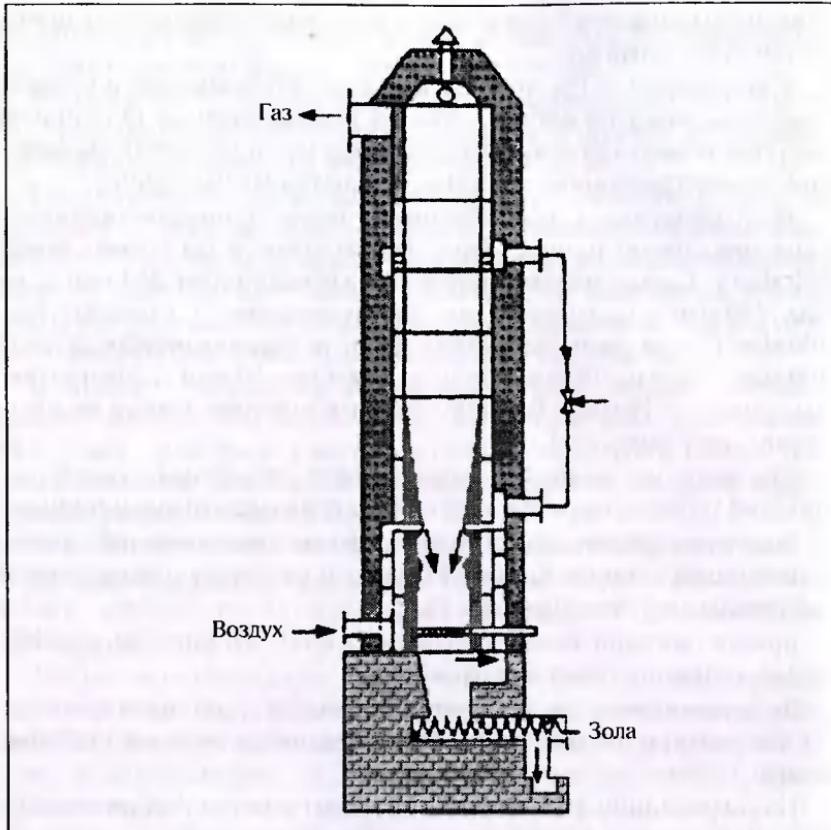


Рис. 34. Схема газогенератора

Таблица 15. Технические характеристики газогенераторов

Номинальная тепловая мощность, МВт	Номинальный выход сухого газа, м ³ /ч	Сыре (древесные отходы)		Высота шахты, м	Внутренние размеры шахты, мм	Номинальный расход воздуха, м ³ /ч
		Расход, кг/ч	Максимальная влажность, %			
0,1	70	40	35	1,8	200 × 400	45
0,6	500	380	50	5,0	Ø950	350
1,0	850	750	55	6,0	Ø1130	600
3,0	2500	2200	60	8,0	800 × 2500	1900

щественно улучшаются экологические показатели энергетических установок, на 40 – 50 % повышается их ресурс.

На базе таких газогенераторов могут создаваться автономные, не зависящие от централизованного энергоснабжения установки или станции для тепло- и электроснабжения потребителей в любых регионах страны, имеющих сырье.

К таким регионам относятся, прежде всего, районы Сибири, Крайнего Севера, а также большинство сельских районов, располагающих, как правило, огромным количеством отходов лесопроизводства и растениеводства.

Ведущей организацией по этому направлению является ТОО “Энерготехнология” (г. С.-Петербург). Этой фирмой разработаны газогенераторы тепловой мощностью 100 кВт, 200 кВт, 600 кВт, 3 МВт. Схема газогенератора показана на рис. 34, а в табл. 15 даны основные технические характеристики.

В качестве сырья для газификации в указанных газогенераторах могут использоваться любые органические отходы: древесина, щепа, кора, сельскохозяйственные отходы, коммунальные и бытовые отходы. Получаемый газ имеет высокую калорийность ($8,5 \text{ м}^3$ генераторного газа эквивалентны 1 кг мазута).

ТОО “Энерготехнология” разработало также газогенераторную станцию тепло- и электроснабжения тепловой мощностью 600 кВт, включающую в себя слоевой газогенератор обращенного процесса, систему очистки генераторного газа, водогрейный котел и дизель-генератор мощностью 299 кВт. Станция предназначена для автономного обеспечения теплом и электроэнергией 200-квартирного дома. Сырье для газогенерации – все виды органосодержащих отходов при влажности не более 60 %. Коэффициент использования теплоты генераторного газа при выработке тепловой энергии – 85 %, при комбинированной выработке тепловой и электрической энергии – 80 – 84 %.

Проблемами разработки биогазовых технологий, созданием оборудования, установок и станций в нашей стране занимаются также Академия коммунального хозяйства, ВИЭСХ, ЦВНИИКОМЖ, Мосводоканал, АО Центр “ЭкоРос”, АО “Грин-Вельт”, АО “Лес-са”, АО “ЭкоБио” и др.

АО Центр “ЭкоРос”, например, разработаны индивидуальная биогазовая установка ИБГУ-1 для экологически чистой безотходной переработки органических отходов сельского хозяйства с получением биогаза и экологически чистых органических удобрений, а

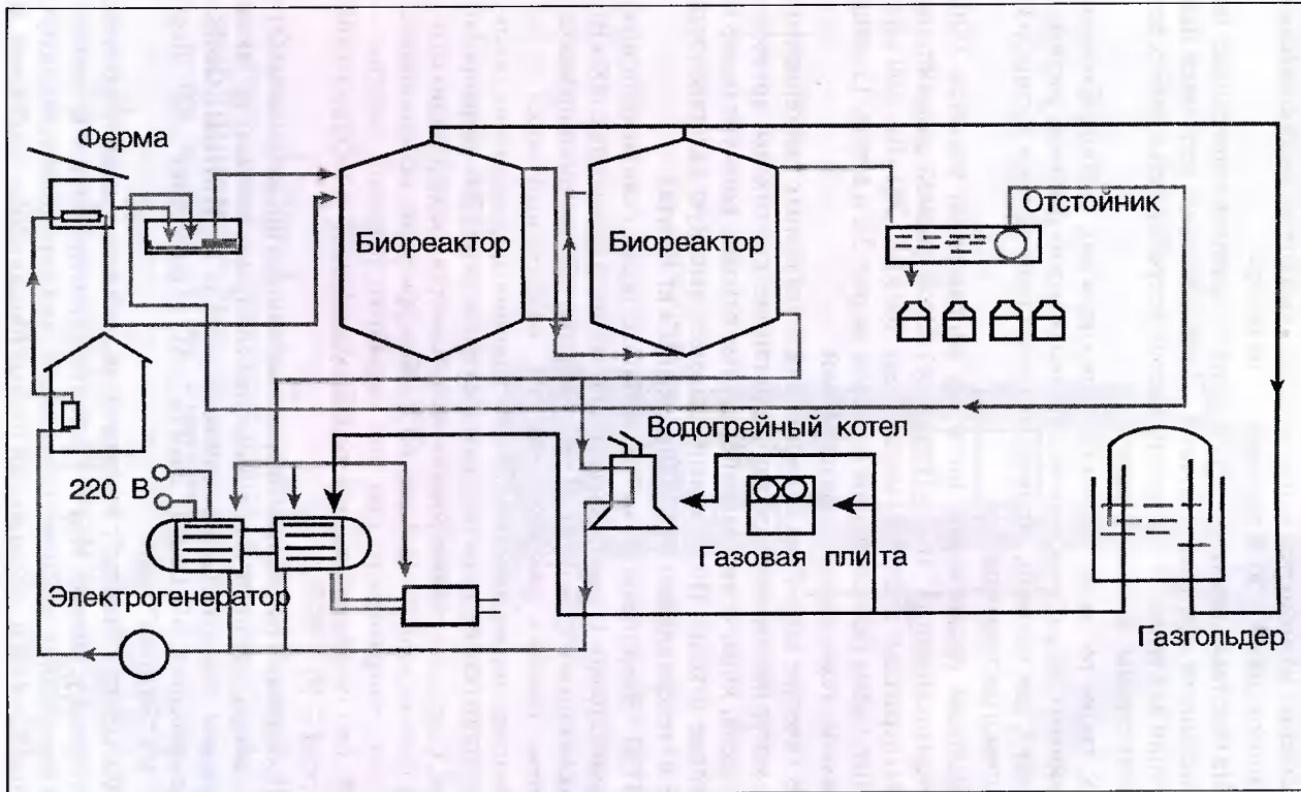


Рис. 36. Схема биоэнергетического блок-модуля БИОЕН-1

Таблица 16. Краткие технические характеристики биоэнергетических установок, производимых в России

Технические показатели	Газогенераторные установки		Биогазовые установки	
	200 кВт	600 кВт	ИБГУ-1	БИОЭН-1
Сырье	Опилки, щепа, хлысты, дрова, твердые бытовые отходы, торф, солома, стебли, лузга, лигинин		Отходы животноводства и птицеводства, растительные остатки, фекалии, твердые бытовые отходы	
Допустимая влажность, %	Не более 60		Не менее 85	
Количество перерабатываемого сырья	200 кг/ч (60 % вл.)	600 кг/ч (60% вл.)	200 кг/сут	1000 кг/сут
Тип производимого топлива	Синтез-газ или генераторный газ		Биогаз	Биогаз
Состав топлива	Монооксид углерода (угарный газ), водород, метан, следы углеводородов		Метан 60 %, CO ₂ 40 %	Метан 60 %, CO ₂ 40 %
Теплота сгорания топлива, кДж/м ³	10500 – 16700 (при нормальных условиях)		21000 – 25100 (при нормальных условиях)	
Количество вырабатываемого топлива (энергии)	200 кВт · ч (тепл.)	600 кВт · ч (тепл.), 180 кВт · ч (эл.)	10 м ³ /сут	40 м ³ /сут, 80 кВт · ч (эл.), 230 кВт · ч (тепл.)
Мощность электрогенератора, кВт	–	200	–	4
Мощность тепло-генератора, кВт	200	600	–	23,2
Затраты топлива (энергии) на собственные нужды установки	4 кВт · ч (эл.)	30 кВт · ч (эл.) или 15 % вырабатываемой электроэнергии	15 кВт · ч/сут	30 % вырабатываемого биогаза
Режим работы	–	Автономный	Электро-зависимый, ТЭН 2 кВт	Автономный
Температура процесса, °C	1200	1200	52 – 55	52 – 55
Размер отапливаемой площади	3000 м ²	200-квартирный дом	–	120 – 140 м ²
Дополнительно производимые продукты	Зола	Зола	Жидкие экологически чистые органические удобрения	
Окупаемость, лет	2 – 2,3	2,5 – 3	0,5	0,5
Норма применения удобрений	–	–	1 – 3 т на 1 га в год	
Повышение урожайности	–	–	1,5 – 4 раза по различным культурам	

также автономный биоэнергетический блок-модуль БИОЭН-1 для переработки органических отходов сельскохозяйственного производства в биогаз, конвертируемый затем в электрическую и тепловую энергию, и экологически чистые органические удобрения.

Установки ИБГУ-1 успешно работают в Московской, Тульской, Ярославской, Ленинградской, Кемеровской и Нижегородской областях, Алтайском крае, Республике Чувашия и других регионах (рис. 35, цв. вкл.).

Биогазоэнергетический блок-модуль БИОЭН-1 работает на животноводческом комплексе "Поярково" Солнечногорского района Московской области. На рис. 36 представлена схема блок-модуля БИОЭН-1.

Газогенераторы могут успешно использоваться прежде всего в лесхозах, селах и поселках, расположенных рядом с лесными массивами, в сельскохозяйственных районах при утилизации отходов дровесины, щепы, опилок, хлыстов, пней и быстрорастущих кустарников, использовании соломы злаковых, стеблей подсолнечника и кукурузы, других культур, отходов животноводства и птицеводства, а также твердых бытовых отходов населенных пунктов.

Использование генераторного газа для производства тепловой и электрической энергии требует, разумеется, создания соответствующих малых ТЭЦ. И такие энергоустановки в стране имеются. Например, на кафедре теплотехники Лесотехнической академии (С.-Петербург) разработана технологическая схема мини-ТЭЦ электрической мощностью 500 кВт и тепловой мощностью 1,5 МВт. Она включает газогенератор системы "Лес" тепловой мощностью 3 МВт по сжиганию воздушного генераторного газа, систему охлаждения газового топлива и его очистки от пыли и смол, а также дизель-генератор и систему охлаждения дымовых газов из дизеля.

Расчетная стоимость создания такой мини-ТЭЦ около 12 млн руб. и срок окупаемости 4 года. Таким образом, стоимость 1 кВт электрической энергии на зажимах электрогенератора составляет 24 тыс. руб., что значительно ниже, чем на аналогичных зарубежных мини-ТЭЦ. В табл. 16 представлены технические характеристики производимых в России биоэнергетических установок.

В нашей стране, как и во всем мире, используются три направления утилизации твердых бытовых отходов: 1) сжигание в специальных мусоросжигательных установках; 2) компостирование; 3) переработка на специально оборудованных полигонах по технологии твердофазного метаногенеза с получением биогаза.

Энергоустановки мусоросжигательных заводов. Целенаправленное промышленное использование твердых бытовых отходов (ТБО), как топлива, началось со строительства первого "мусоросжигательного заведения" в пригороде Лондона в 1870 г. В связи с углублением в середине 70-х годов ХХ в. энергетического кризиса началось широкое использование ТБО, как энергетического сырья.

В настоящее время мусоросжигательных заводов, производящих энергию, много в Германии, Японии, Швейцарии, Бельгии. Мир решительно переходит на альтернативную энергетику.

Однако развитие мусоросжигательных заводов существенно сдерживается трудностью очистки выходящих в атмосферу газов от вредных примесей, особенно от диоксинов. Причем ежегодное увеличение содержания в отходах полимерных материалов приводит к значительному увеличению концентрации вредных выбросов в выходящих газах.

Сдерживающим фактором развития мусоросжигательных заводов, наряду с трудностями очистки отходящих газов, являются проблемы утилизации или захоронения остающихся после сжигания (до 30 % сухой массы отходов) токсичных зол и шлаков.

Существует еще одна проблема. Практически все действующие в нашей стране мусоросжигательные заводы оснащены импортным оборудованием, что отрицательно сказывается на их первоначальной стоимости и, как следствие, их приобретение (даже на условиях лизинга), учитывая экономическую ситуацию в России, крайне проблематично и обременительно для бюджета российских городов.

Кроме того, эти заводы (как отечественные разработки, так и зарубежные образцы) требуют значительных эксплуатационных затрат (стоимость утилизации составляет не менее 220 – 240 руб/т), что также не способствует увеличению их числа. А экологический и экономический эффекты от их работы в большинстве случаев не оправдывают эксплуатационных затрат.

Сжигание твердых бытовых отходов на мусоросжигательных заводах в нашей стране осуществляется во Владивостоке, Владимире, Москве, Мурманске, Пятигорске, Сочи (рис. 37, цв. вкл.).

В Москве действует три таких завода, но чтобы ситуация по санитарной очистке была близка к норме, необходимо построить еще 10 мусоросжигательных заводов. В программе, которая уже принята правительством города, предусмотрено построить шесть заводов до 2006 г.

В основу проектирования этих заводов положена новая концепция, определяющая завод, как экологически безопасный малоотходный комплекс и как составной элемент инфраструктуры города, обеспечивающий не только переработку и ликвидацию твердых бытовых отходов, но и полное использование для нужд города извлеченных вторичных отходов (металла, полимеров и пр.), энергоресурсов (горячей воды, пара, электроэнергии) и вторичного минерального сырья, получаемого из отходов сжигания.

Принципиально новый для России мусоросжигательный завод производительностью 300 тыс. т твердых бытовых отходов состоит из отделения подготовки и сортировки ТБО, сжигания неутилизируемой части ТБО, очистки дымовых газов от вредных примесей, переработки золы и шлака, энергоблока и других вспомогательных отделений. Технологическая схема такого завода представлена на рис. 38 (цв. вкл.).

Власти С.-Петербурга также прорабатывают вопрос строительства первого мусоросжигательного завода, который будет сжигать в год около 500 тыс. т мусора. В качестве образца такого предприятия берется мусоросжигательный завод в Вене. Это экологически чистое предприятие, которое кроме утилизации отходов вырабатывает тепловую энергию. Поэтому петербургские власти хотят построить завод в районе, который испытывает в настоящий момент недостаток тепла.

АО “Челябэнерго” разрабатывает проект сооружения мусоросжигающего завода с утилизацией тепла, который будет работать в единой системе с Челябинской ТЭЦ-2. Намечается строительство мусоросжигательного завода в Бурятии с производством тепловой и электрической энергии.

Важно отметить, что мусоросжигательные заводы в большинстве своем из-за низкой надежности оборудования и несбалансированности цен на отпускаемую энергию и себестоимости ее производства пока убыточны и используются всего на 20 – 50 % проектной мощности.

Когда в Дании был построен новейший мусоросжигательный завод с семью ступенями очистки отходящих газов, токазалось, что это экологически безупречный объект, так как он практически не выбрасывал никаких вредных газов. Однако завод так и не был запущен. Стоимость обезвреживания мусора оказалась чрезмерно высокой. Однако, дело не только в этом. Высокие эксплуатационные затраты означали, что на обработку 1 т мусора и на работу многочис-

ленных ступеней очистки отходящих газов требовалось слишком много тепловой и электрической энергии, материалов и химикатов, транспортных издержек.

В свою очередь, для того чтобы выработать такое количество энергии и произвести необходимые химикаты, требовалось сжечь определенное количество топлива, что могло загрязнить окружающую среду. Одним словом, работа экологически чистого завода в одном месте приводит к тому, что в других местах работают "грязные" производства с вредными выбросами.

В нашей стране неудовлетворительно используется потенциал органического топлива месторождений местного значения, который оценивается по газу, нефти и метану угольных пластов в 7 млрд т у. т.

7.8. ТЕПЛОВЫЕ НАСОСЫ

Определенная роль в решении проблем энергосбережения и теплоснабжения принадлежит тепловым насосам, обеспечивающим эффективную утилизацию низкопотенциальной теплоты окружающей среды, промышленных и бытовых стоков.

Тепловые насосы, как отопительные устройства, известны уже около 40 лет. Они представляют собой как бы "холодильник наоборот", и имеют коэффициент преобразования теплового насоса, равный $3,0 \div 8,0$. Тепловые насосы не производят тепловую энергию, а представляют собой компактные установки, предназначенные для преобразования тепла низкопотенциального источника энергии (НПТ) с температурой $4 - 20^{\circ}\text{C}$ в высокопотенциальный теплоноситель (ВПТ) с температурой $60 - 80^{\circ}\text{C}$. Процесс преобразования тепла осуществляется с затратой энергии точно так же, как в холодильнике.

Источником низкопотенциального тепла могут служить грунтовые воды, тепло воды морей и рек, сточные воды города, вода технологических процессов и др.

Эти устройства, используемые для автономного обогрева и горячего водоснабжения помещений, экологически чисты, поскольку работают без сжигания топлива за счет охлаждения источника низкопотенциального тепла.

Тепловой насос — это одно из немногих устройств, которое производит в $3 - 7$ раз больше тепловой энергии, чем потребляет электрической энергии на привод компрессора, и поэтому справедливо

является наиболее эффективным источником высокопотенциального тепла.

Работают тепловые насосы в автоматическом режиме не менее 10 лет, а обслуживание их заключается в сезонном техническом осмотре и периодическом контроле режима работы.

Стоимость теплонасосного оборудования составляет от 80 до 180 долл. США за 1 кВт тепловой энергии в зависимости от источника низкопотенциального тепла. Срок окупаемости оборудования не превышает двух — трех отопительных сезона. Срок службы до капитального ремонта составляет 45000 — 60000 ч или 10 — 15 отопительных сезонов.

Во многих странах эти устройства давно производятся и успешно эксплуатируются наряду с другими средствами теплоснабжения. В настоящее время в мире работает свыше 10 млн тепловых насосов различной мощности — от нескольких киловатт до сотен мегаватт, а их общая тепловая мощность превышает 30 тыс. МВт.

Например, в Стокгольме 12 % всего отопления города обеспечивается тепловыми насосами общей мощностью 320 МВт, использующими как источник тепла Балтийское море с температурой +8 °С. В Швеции, где действует около 150 тыс. насосов, 50 % всего отопления обеспечивают тепловые насосы.

В большинстве стран Западной Европы на прибыль, получаемую от применения тепловых насосов, устанавливается меньший налог, а в некоторых странах выдаются прямые финансовые дотации. Так, в Австрии фирмам, использующим тепловые насосы, установлена финансовая дотация до 100 тыс. шиллингов, а в Германии в начале 90-х годов таким фирмам предоставлялось право на налоговую скидку, доходящую до 7,5 % капитальных затрат (при условии их капитализации), что равноценно финансовой дотации в размере до 20 % затрат на теплонасосные установки. Кроме того, в Германии предусмотрена дотация государства на установку тепловых насосов в размере 400 марок за каждый киловатт установленной мощности.

В итоге в Австрии сейчас работает 105 тыс. тепловых насосов, дающих ежегодную экономию 116 тыс. т мазута. В Германии имеется около 300 тыс. тепловых насосов для отопления коттеджей. В Японии ежегодно производится около 3 млн, а в США — около 1 млн тепловых насосов.

В мире, по прогнозам Мирового Энергетического Совета, к 2020 г. доля тепловых насосов в теплоснабжении составит 75 %.

В России же установлено и работает пока не более 100 установок общей мощностью около 30 МВт, хотя условия для развития этого направления нетрадиционной энергетики у нас самые благоприятные. В нашей стране низкопотенциальное тепло сточных вод промышленных предприятий и городов, охлаждающей воды тепловых и атомных электростанций оценивается в 100 млн т у. т. в год.

Большой интерес представляет освоение ресурсов низкопотенциальных вод, прежде всего в Центральных районах России, а также использование водоносных горизонтов в качестве подземных теплоаккумуляторов. Вопрос использования этих энергоресурсов можно решить именно путем применения тепловых насосов.

В России в последние годы разработкой и внедрением теплонасосных установок занимаются Сибирское отделение РАН, ОАО "Новосибирскэнерго", ОАО "Иркутскэнерго". Производство тепловых насосов организовано в Москве, Нижнем Новгороде, Новосибирске. Технические характеристики тепловых насосов приведены ниже:

Марка	TH-30	TH-80	TH-110	TH-300	TH-500	TH-1000
Минимальная выходная мощность, кВт	30	105	150	310	455	900
Потребляемая мощность, кВт	9,5	30	50	100	150	300
Рабочая температура воды, °С.	70	70	70	70	70	70
Габаритные размеры, м:						
длина	1,0	1,15	3,9	4,5	4,1	4,1
ширина	0,8	0,9	1,5	2,1	2,3	1,7
высота	2,1	2,35	2,1	2,1	2,4	2,6
Масса, кг	400	1400	4200	4500	9700	13 000

На рис. 39 (цв. вкл.) представлен тепловой насос TH-300 АООЗТ "Энергия".

Новой областью применения тепловых насосов стало создание высокотемпературных теплонасосных установок открытого цикла для получения пара промышленных параметров. В Ростовской области, например, предусмотрен ввод шести теплонасосных установок общей мощностью 12,1 Гкал/ч для снабжения теплом предприятий пищевой промышленности.

Применение тепловых насосов открытого цикла на водяном паре перспективно на маневренных ТЭЦ, в системах пароснабжения от

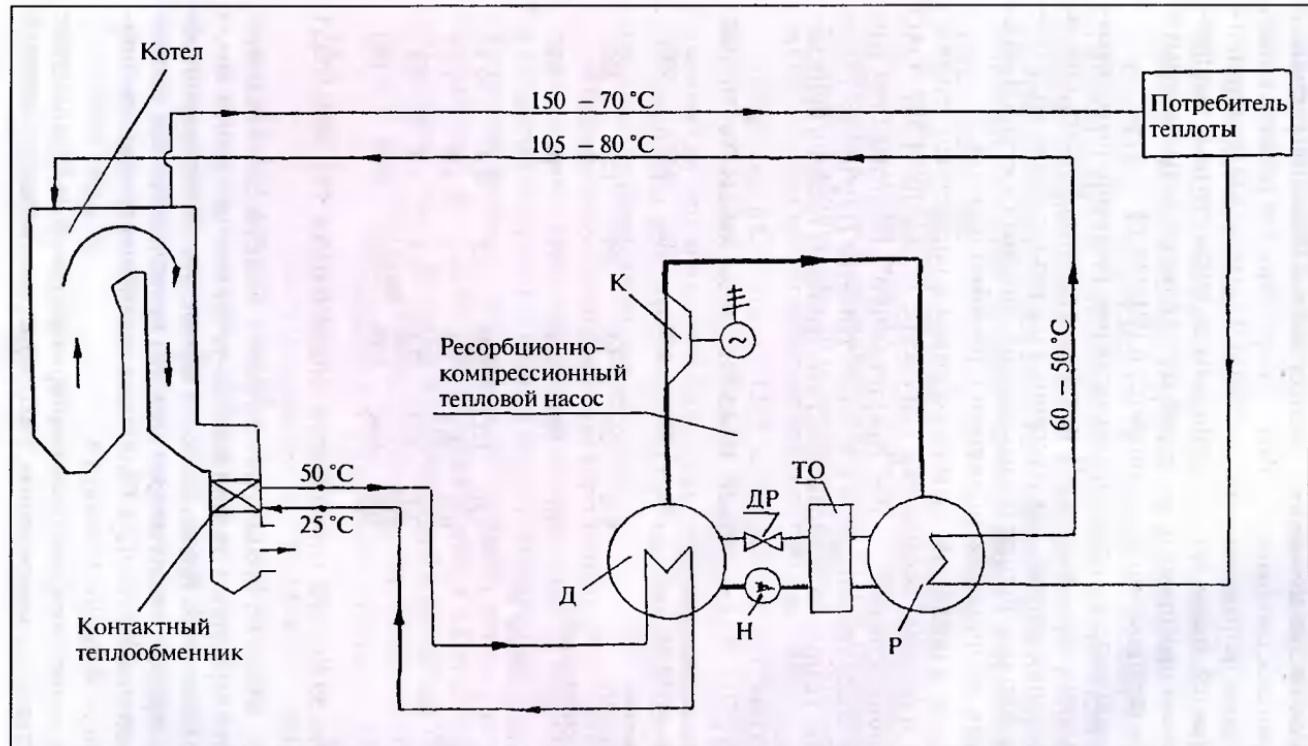


Рис. 40. Принципиальная схема утилизации теплоты уходящих газов котлов с применением контактного теплообменника ре-
сорбционно-компрессионного теплового насоса:
Д — дегазатор; Р — ресорбер; К — компрессор; ДР — дроссель; Н — насос; ТО — теплообменник

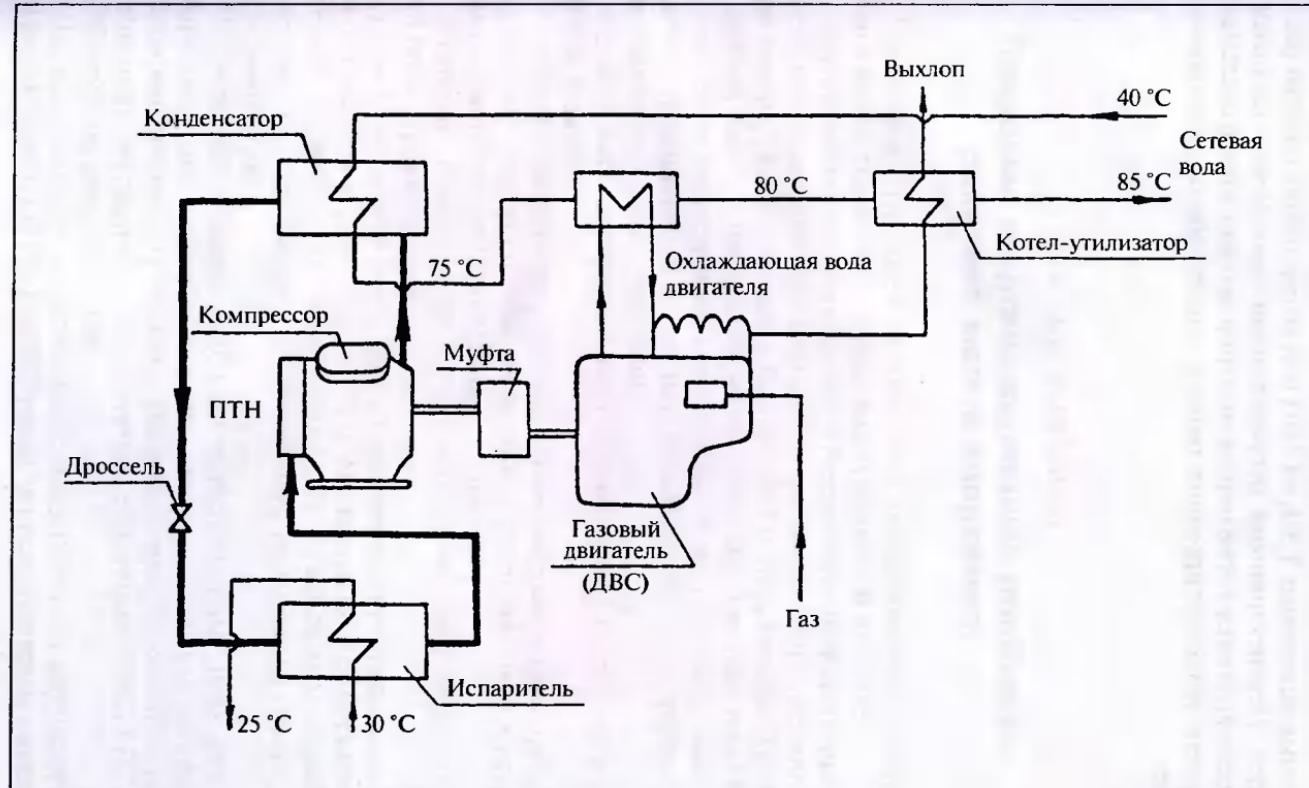


Рис. 41. Принципиальная схема парокомпрессионного теплового насоса (ПТН) с газотурбинной установкой

крупных загородных ТЭЦ, на ТЭЦ при выпаривании солевых растворов. Перспективными направлениями применения тепловых насосов являются также нагрев обратной сетевой воды в системах дальнего транспортирования тепла и утилизации тепла дымовых газов.

ГЛАВА ВОСЬМАЯ

Правовые и организационные проблемы развития малой энергетики

Неудовлетворительное развитие малой, нетрадиционной энергетики в нашей стране обусловлено рядом причин. В их числе:

отсутствие Федерального закона "О государственной политике в сфере использования нетрадиционных возобновляемых источников энергии", который в 1999 г. был принят Государственной Думой и одобрен Советом Федерации, но отклонен Президентом России;

отсутствие отечественного оборудования по отдельным видам малой, нетрадиционной энергетики, низкий уровень его отработки, стандартизации и сертификации;

нехватка соответствующих научно-технических и технологических разработок;

отсутствие решений по вопросам взаимодействия малых, нетрадиционных энергоустановок с большой энергетикой, энергосистемами, в частности, синхронизации частоты тока;

отсутствие необходимой нормативно-технической документации по их строительству и эксплуатации.

Кроме того, резко снизились возможности инвестирования в малую энергетику, как и в энергетику в целом, в связи с переходом отрасли в условиях рыночных отношений на самофинансирование при государственном регулировании тарифов на тепло и электроэнергию.

Как показывает зарубежный и отечественный опыт, цена электроэнергии, производимой малыми, нетрадиционными электростанциями постоянно снижается. Однако, говорить о конкурентоспособности нетрадиционной энергетики с крупными ТЭС, ГЭС и АЭС пока еще рано (табл. 18).

Что касается развития малой энергетики в России, то научно-технический совет ОАО РАО "ЕЭС России" в последнее время дважды

рассматривал “Схему развития ОЭС России на период до 2010 – 2015 года” и констатировал, что вводы мощностей малых, нетрадиционных электростанций в ней предусмотрены минимальные, всего 0,3 – 1,1 % общего объема ввода установленной мощности в этот период.

По этому необходимо еще раз вернуться к ее доработке с целью уточнения доли малой, нетрадиционной энергетики в балансе электроэнергии на этот период. При этом необходимо выделить наиболее важные направления развития малой энергетики. По-видимому, это малая гидроэнергетика, геотермальная энергетика, солнечная, ветро- и биоэнергетика, тепловые насосы.

Требуют большего внимания и вопросы развития нормативно-правовой базы по проектированию и строительству объектов малой энергетики, обеспечению их надежности, живучести и экономической эффективности.

Нужно добиваться на правовой основе создания условий материальной заинтересованности заказчиков, внедряющих в практику новую технику, и фирм, ее производящих (налоговые льготы, льготное кредитование, гибкие тарифы, возможность взаимных поставок энергии с региональными и местными энергосистемами и т.п.).

Таблица 18. Усредненные максимальные и минимальные цены на электроэнергию от разных источников, цент/кВт · ч

Тип источника	Цена	
	максимальная	минимальная
Микро и малые ГЭС	4	3
Ветроэлектростанции	5	4
Геотермальные станции	6	5
ТЭС на отходах деревообработки	7	6
ТЭС на газификации биомассы	9	8
ТЭС на газе свалок	8	4,5
ТЭС на твердых бытовых отходах	7	4,5
Солнечные термодинамические станции	10	8
Фотоэлектрические станции	28	20
ТЭС на угле	8	5,2
Экологически чистые ТЭС	9	7
ТЭС на газе	6,5	5
Газотурбинные с комбинированным циклом	5	3,7
Атомные станции	8	4

На нынешнем этапе необходима более четкая координация научной, производственной, организационной работы, охватывающей весь комплекс вопросов, связанных с оценкой ресурсов, созданием и организацией производства оборудования, проектированием, строительством и эксплуатацией объектов малой, нетрадиционной энергетики.

Важно, чтобы государство нашло как заинтересовать наших и зарубежных инвесторов в финансировании развития малой энергетики, используя в этих целях налоговые, тарифные и таможенные возможности, а также обеспечило им необходимые гарантии принятием соответствующих законов.

Сегодня, как никогда ранее, необходимо доработать и принять Федеральный закон “О государственной политике в сфере использования нетрадиционных возобновляемых источников энергии”.

Крайне важно, на государственном уровне разработать научно обоснованную стратегию развития малой, нетрадиционной электроэнергетики, определить цели и приоритеты ее развития, принять программу развития малой электроэнергетики на ближайшие 10 – 20 лет.

Видимо, надо снова вернуться к проблеме финансирования развития энергетики за счет инвестиционной составляющей, закладываемой в тарифы на электроэнергию. Другого пути сегодня нет.

Так как вопросы развития малой энергетики затрагивают большой круг законодательных, нормативно-правовых, социально-экономических, производственно-технических и финансовых вопросов и непосредственно связаны с жизнеобеспечением людей и энергетической безопасностью страны, представляется целесообразным координацию всей этой работы возложить на федеральный орган, созданный при Правительстве страны.

Кроме того, для успешного решения задач развития малой энергетики необходимо обеспечить:

формирование и проведение четкой научно-технической и финансовой политики в области малой и нетрадиционной возобновляемой энергетики;

создание испытательной и сертификационной базы оборудования и технологий малой нетрадиционной энергетики, для чего следует лучше использовать создаваемые в стране демонстрационные и опытно-промышленные объекты РАО “ЕЭС России” в Комиэнерго, Калмэнерго, Карелэнерго, Ростовэнерго, Камчатскэнерго, Ленэнерго, Дагэнерго и др.;

завершение работ по строительству и освоению опытно-промышленных и демонстрационных установок Мутновской, Океанской и по реконструкции Паужетской ГеоТЭС, а также Калмыцкой, Заполярной, Приморской, Магаданской и других ВЭС.

Таким образом нужна хорошо продуманная, скоординированная система продвижения малой энергетики в нашей стране.

ГЛАВА ДЕВЯТАЯ

Экономические аспекты развития малой энергетики

В плановой экономике оценка эффективности энергетических проектов регламентировалась типовой методикой определения экономической эффективности капитальных вложений. Для системной оценки эффективности инвестиционных проектов в энергетике использовались различные нормативные материалы.

Переход нашей страны к рыночной экономике требует коренного пересмотра существовавших в централизованной плановой экономике подходов к обоснованию эффективности инвестиционных проектов, более настойчивых поисков новых путей решения проблемы финансирования развития энергетики с учетом рыночных отношений.

Если в централизованной плановой экономике основным источником инвестирования были централизованные капитальные вложения, то в условиях рынка все большую роль играют другие источники — частный и акционерный капитал, заемные средства. Сегодня, как никогда ранее, при решении вопросов инвестирования необходим учет инфляционных процессов, большой изменчивости цен и спроса на продукцию, риска при реализации проекта.

В мировой практике накоплен большой опыт оценки экономической эффективности инвестиционных проектов, базирующихся на различных критериях. В их числе: чистая текущая стоимость, рентабельность, внутренняя норма возврата, период возврата капитальных вложений или срок окупаемости, максимальный денежный отток, точка безубыточности, индекс прибыльности.

При расчете названных показателей используется так называемая таблица денежных потоков, или потоков наличности, содержащая сводные данные об объемах продаж, инвестициях и производственных издержках по каждому году реализации проекта. С ее помощью

можно рассчитать чистую текущую стоимость, оценить денежный отток, выявить период возврата капитальных вложений.

Показатель *чистой текущей стоимости* (ЧТС) представляет собой разность совокупного дохода от реализации продукции, рассчитанного за период реализации проекта, и всех видов расходов, суммированных за тот же период, с учетом фактора времени.

Максимум чистой текущей стоимости выступает как один из важнейших критериев при обосновании проекта. Он обеспечивает максимизацию доходов собственников капитала в долгосрочном плане. Проект считается эффективным (при принятой норме дисконта), если показатель ЧТС инвестиционного проекта положителен.

Внутренняя норма возврата (ВНВ), часто называемая также внутренней нормой окупаемости и внутренним коэффициентом эффективности, представляет собой ту норму дисконта, при которой величина всех приведенных денежных поступлений равна величине всех приведенных денежных выплат к концу рассматриваемого периода. Внутренняя норма возврата рассчитывается аналитически, как такое пороговое значение рентабельности, которое обеспечивает равенство нулю ЧТС, рассчитанной за экономический срок жизни инвестиций.

Проект считается рентабельным, если внутренняя норма возврата ниже исходного порогового значения рентабельности. Для энергетических проектов в мировой практике это значение соответствует 18 – 20 %. Внутренняя норма возврата может интерпретироваться, как банковский процент на вложенный капитал, при котором доход владельца равен доходу от инвестирования этого капитала в проект. При этом доход считается за весь период жизни объекта. Часто интерес представляет обратная задача, определение цены продукции, при которой обеспечивается требуемое значение ВНВ. При этом предпочтение следует отдавать проекту с минимальной ценой.

Период возврата капитальных вложений, иногда называемый сроком окупаемости, представляет собой период времени, в течение которого доходы возмещают капитальные основные первоначальные вложения и другие затраты, связанные с инвестиционным проектом.

Наряду с оценкой эффективности проектов описанный подход позволяет определять необходимый уровень цен, обеспечивающих то или иное значение заданных критерии эффективности.

Эффективность инвестиционного проекта оценивается с учетом всех перечисленных показателей, поскольку ни один из них сам по себе не является достаточным для такой оценки.

Повышению надежности получаемых оценок в процессе технико-экономического обоснования служит так называемый *анализ чувствительности*, представляющий собой расчет зависимости, обобщающий финансово-экономические показатели от тех или иных изменений исходных параметров проекта.

Экономика малых ГЭС в значительной степени зависит от унификации их оборудования, типов зданий ГЭС и автоматизации процесса их эксплуатации. Большое значение для повышения их эффективности имеет сокращение сроков строительства.

Рассмотрим определения технико-экономических показателей малых ГЭС при различных вариантах их использования.

Использование малых ГЭС только в энергетических целях. Если гидростанция может работать только в течение нескольких месяцев в году (как, например, это имеет место в суровых условиях Крайнего Севера, Камчатки, высокогорных районов, где малые реки зимой полностью промерзают), их эффективность определяется экономией топлива. Целесообразность строительства ГЭС должна быть проверена по условию ее рентабельности.

Строительство малой ГЭС для использования перепада уровней на построенных плотинах, водохранилищах или действующих ирригационных каналах. В этом случае капитальные вложения определяют по стоимости пристройки здания ГЭС к существующей плотине или ирригационному каналу. Затем подсчитываются ежегодные эксплуатационные издержки. Для расчета коэффициента рентабельности по тарифам определяют стоимость электроэнергии.

Проектирование малой ГЭС в составе крупного ирригационного канала, другого водовода или крупного водохранилища. В этом случае предполагается, что по длине канала или водовода имеются перепады уровней, которые могут служить для энергетического использования, т.е. строительства на них малых ГЭС. Для строительства малых ГЭС можно использовать также напор не энергетического гидроузла (например, для орошения, водоснабжения и др.), а образующийся при сооружении водохранилищ. При этом используемый напор при известной величине расхода должен быть экономически оправдан. На гидроэнергетику в этих случаях относят только выделяемые затраты. Их определяют, как разность капитальных вложений в водохозяйственный объект при наличии и отсутствии ГЭС. Другими словами, на энергетику относят затраты, обусловленные удорожанием объекта, получающимся при постройке ГЭС, а по

коэффициенту рентабельности определяют эффективность строительства ГЭС при данном водохозяйственном объекте.

Малая ГЭС в составе проектируемого водохозяйственного комплекса (ВХК) местного значения. Экономическая эффективность гидроузла определяется по коэффициенту рентабельности. Распределение затрат по ВХК осуществляется по методу выделяемых затрат. В последнем случае отнесенные на энергетику затраты представляют собой увеличение капиталовложений и ежегодных издержек комплекса при включении в него малой ГЭС.

При окончательном решении о строительстве малой ГЭС во всех рассмотренных выше случаях необходимо учитывать экономию органического топлива, удешевление гидромеханического и электротехнического оборудования за счет его унификации и стандартизации и другие меры, позволяющие повысить экономичность малых ГЭС.

Экономика ветроэнергетики. При обосновании проекта строительства ВЭС рассматриваются следующие показатели:

- 1) *удельные капиталовложения* — отношение суммы капиталовложений к установленной мощности;
- 2) *себестоимость электроэнергии* — отношение ежегодных издержек к годовой выработке;
- 3) *удельные расчетные затраты* — отношение расчетных затрат к годовой выработке.

Удельные расчетные затраты являются наиболее обобщенным показателем эффективности ВЭС. По своему экономическому содержанию этот показатель представляет собой отпускную стоимость электроэнергии, которую необходимо назначить, чтобы капиталовложения в ВЭС окупились.

Стремление к созданию ВЭУ предельно больших единичных размеров и мощностей не всегда экономически оправдано, так как может привести к существенному росту себестоимости электроэнергии и удельных расчетных затрат, а следовательно, к снижению конкурентоспособности ВЭС по отношению к заменяемым электростанциям. По этой же причине неоправданно создание ВЭУ с завышенными значениями номинальной скорости ветра.

Экономическая оценка океанических электростанций. Экономические показатели энергетических установок для использования энергии морей и океанов, как и других возобновляемых источников энергии, зависят от следующих факторов:

плотности рассматриваемого источника;

степени близости или аналогичности рассматриваемых преобразователей энергии существующим технологиям;

оригинальности технологических предложений и реализующих их конструкций;

существующего опыта применения рассматриваемого типа преобразования энергии;

стоимости самого ресурса (если это необходимо) и затрат по передаче электроэнергии, особенно океанической.

Экономическая эффективность океанических электростанций в сравнении с другими типами энергетических установок будет определяться характером их участия в покрытии графика нагрузки отдельных потребителей или всей энергосистемы в целом и обеспеченностью их ресурсами с учетом изменчивости и неравномерности этих ресурсов. В целом, необходимо отметить высокие капиталовложения при строительстве морских и океанических энергоустановок.

Более низкие значения характерны для ПЭС и ОТЭС, по которым уже имеется опыт, а схемы преобразования энергии близки к ГЭС и ТЭС. Например, на построенной во Франции ПЭС Ранс удельная стоимость 1 кВт установленной мощности оказалась в 2,5 раза больше сопоставимой речной ГЭС. Однако, стоимость отпущенной энергии при этом составила около 1,7 центов/кВт · ч, в том числе прямые эксплуатационные издержки составили 0,5 цента/кВт · ч. Сопоставление расчетной стоимости энергии ПЭС Ранс показывает, что она была ниже стоимости энергии АЭС (2,0 цента/кВт · ч) и угольной ТЭС (2,5 цента/кВт · ч).

Анализ экономических показателей морских и океанических электростанций показывает, что по мере совершенствования схем преобразования энергии, конструкций и технологии возведения этих энергоустановок их материало- и капиталоемкость будут снижаться.

Экономика биоэнергетических установок. Использование биогазовых установок сопровождается комплексным эффектом. С одной стороны — это производство топлива в виде биогаза, а с другой — получение обеззараженного, без запаха органического удобрения по качеству более ценного, чем обычный навоз.

Для выбора параметров установки по переработке биомассы необходимо знать расход и стоимость сырья, возможные ресурсы биомассы, воды, земельных площадей, рабочей силы и требования по охране окружающей среды, предъявляемые к предприятию, производящему топливо из биомассы.

Учитывая, что установки для получения энергии из биомассы в основном являются дополнительными производствами в каких-либо отраслях (сельское хозяйство, лесная промышленность, переработка отходов и т.д.), целесообразно при их обосновании использовать метод общей экономической эффективности. В расчетах должны быть обоснованы капиталовложения, эксплуатационные расходы и ожидаемая прибыль.

К преимуществам топлив из биомассы относится их относительная дешевизна. При налаженном производстве биогаз по стоимости производимого эквивалентного количества энергии в 1,5 – 3 раза дешевле традиционных видов топлива.

Несмотря на большой интерес к НВИЭ, внедрение их идет пока медленно. Обусловлено это такими особенностями НВИЭ как неизменство мощности, малая плотность первичной энергии, низкий ее потенциал.

Следствием этих особенностей НВИЭ является их низкая, по сравнению с традиционными источниками, экономическая эффективность. Международная группа экспертов по энергетике, экономике и окружающей среде еще в 1991 г. проанализировала экономическую эффективность производства электроэнергии по 41 виду различных технологий.

В соответствии с выполненным ею прогнозом на 2010 – 2020 гг. следует, что даже в этой относительно отдаленной перспективе с традиционной энергетикой могут конкурировать только некоторые малые НВИЭ, в частности малые ГЭС, геотермальные электростанции на скважинах глубиной до 1,5 км и близнем тепле (на горячих источниках и гейзерах), а также наземные ветроэлектростанции (ВЭС). Именно эти НВИЭ должны рассматриваться как приоритетные для первоочередного развития и внедрения в практику. Для других НВИЭ необходимо изыскивать особые сферы применения, в которых могут эффективно использоваться их специальные свойства.

Отметим также, что для зон децентрализованного электроснабжения особый интерес представляют комбинированные установки, сочетающие в себе НВИЭ (прежде всего ветроэлектростанции и малые ГЭС) с дизельными электростанциями и биоэнергетическими установками. Комбинация энергоустановок НВИЭ и ДЭУ будет экономически оправдана в том случае, если расчетные затраты на НВИЭ будут сопоставимы со стоимостью сэкономленного топлива и моторесурса ДЭС.

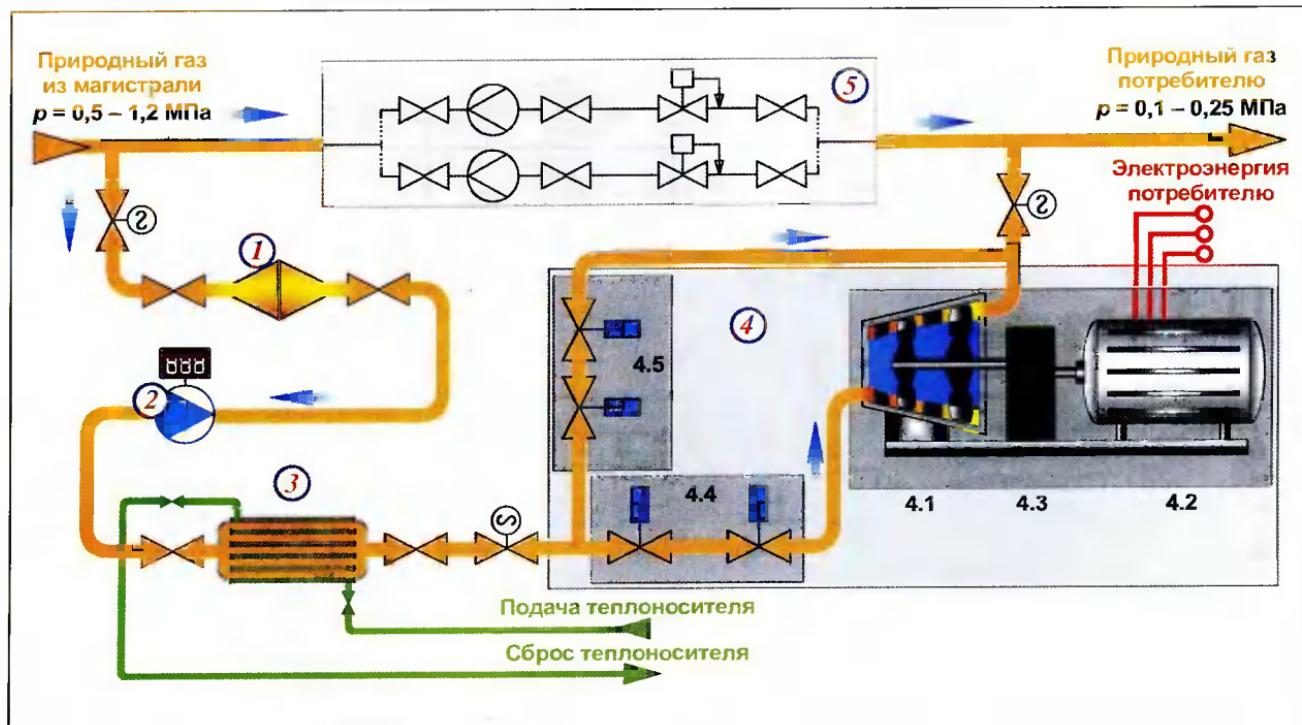


Рис. 5. Технологическая схема установки ДГА-5000 на ТЭЦ:
1 — фильтр; 2 — счетчик расхода газа; 3 — подогреватель газа; 4 — детандер-генераторный агрегат; 4.1 — детандер; 4.2 — генератор; 4.3 — редуктор; 4.4 — блок дозирующего клапана; 4.5 — блок регулятора давления на байпасной линии; 5 — газоредуцирующий пункт

Основные данные:

Параметр	ГТЭС-12П	ГТЭС-16П
Мощность на клеммах генератора, МВт	12,4	16,4
Тепловая мощность на выхлопе при 1 вых. = 110°C, Гкал/ч	16,4	20,1
Эффективность использования топлива при совместной выработке тепла и электроэнергии, %	83,5	84,3
Температура газа на выхлопе, °C	493	495
Расход газа на выхлопе, кг/с	45,9	56,1
Эмиссия NO _x /CO, мг/нм ³	90/50	100/50
Эквивалентный уровень звука при обслуживании, дБА	80	80
Габариты укрытия электроагрегата, L × B × H, м	18 × 9 × 9	18 × 9 × 9
Общая масса без котла-утилизатора, кг	130 000	130 000

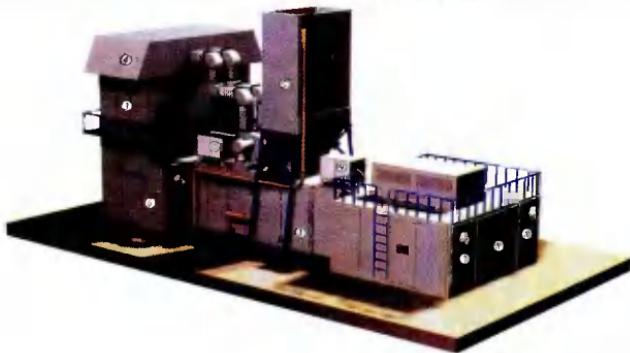


Рис. 4. Газотурбинные электростанции мощностью 12 и 16 МВт. Электростанции имеют простую и удобную для обслуживания конструкцию, состоящую из блоков (модулей). Основой ГТЭС-12П и ГТЭС-16П являются газотурбинные установки ГТУ-12ПЭР и ГТУ-16ПЭР (ОАО “Пермские моторы”):

1 — блок двигателя; 2 — блок генератора; 3 — блок воздухоочистки; 4 — шумоглушитель всаса; 5 — выхлопная система; 6 — блок маслообеспечения двигателя; 7 — блок маслообеспечения редуктора и генератора; 8 — блок КРУ; 9 — маслоохладитель; 10 — блок системы автоматического управления (не показан. Расположен симметрично блоку 6)



Рис. 6. Дизельная электростанция АД-30 ОАО “Рыбинские моторы” (мощность 30 кВт; напряжение 400 В; частота тока 50 Гц)

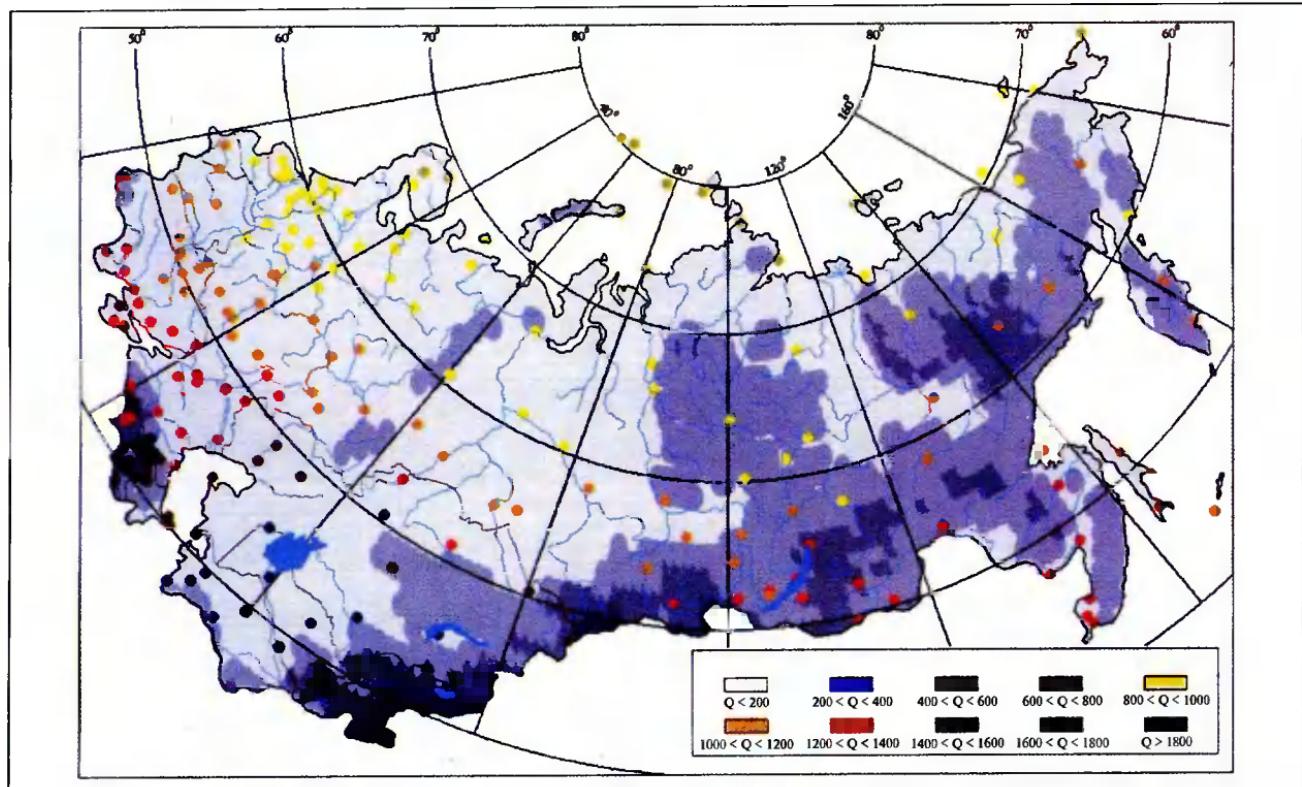


Рис. 7. Карта распределения среднегодовой суммарной солнечной радиации, $\text{кВт} \cdot \text{ч}/\text{м}^2$



Рис. 8. Различные типы фотоэлектрических модулей на испытательном стенде



a)



б)

Технические характеристики гелиоустановок:

Тип гелиоустановки	ГВП-20М	Гелекс-150М
Температура нагрева воды при ясном небе, °С	45 – 55	50 – 60
Суточная производительность воды с температурой 55 + 5°C при ясном небе, л.	до 3000	до 300
Габаритные размеры, мм.	10800 × 2000 × 4000	1200 × 2050 × 2600
Масса (без воды), кг.	1300	120
Срок службы, лет.	15	15

*Рис. 10. Гелиоустановки теплоснабжения и горячего водоснабжения:
а — Гелекс-150М; б — ГВП-20М*



Рис. 11. Использование солнечных коллекторов для горячего водоснабжения жилых домов



Рис. 12. Крымская солнечная электростанция СЭС-5

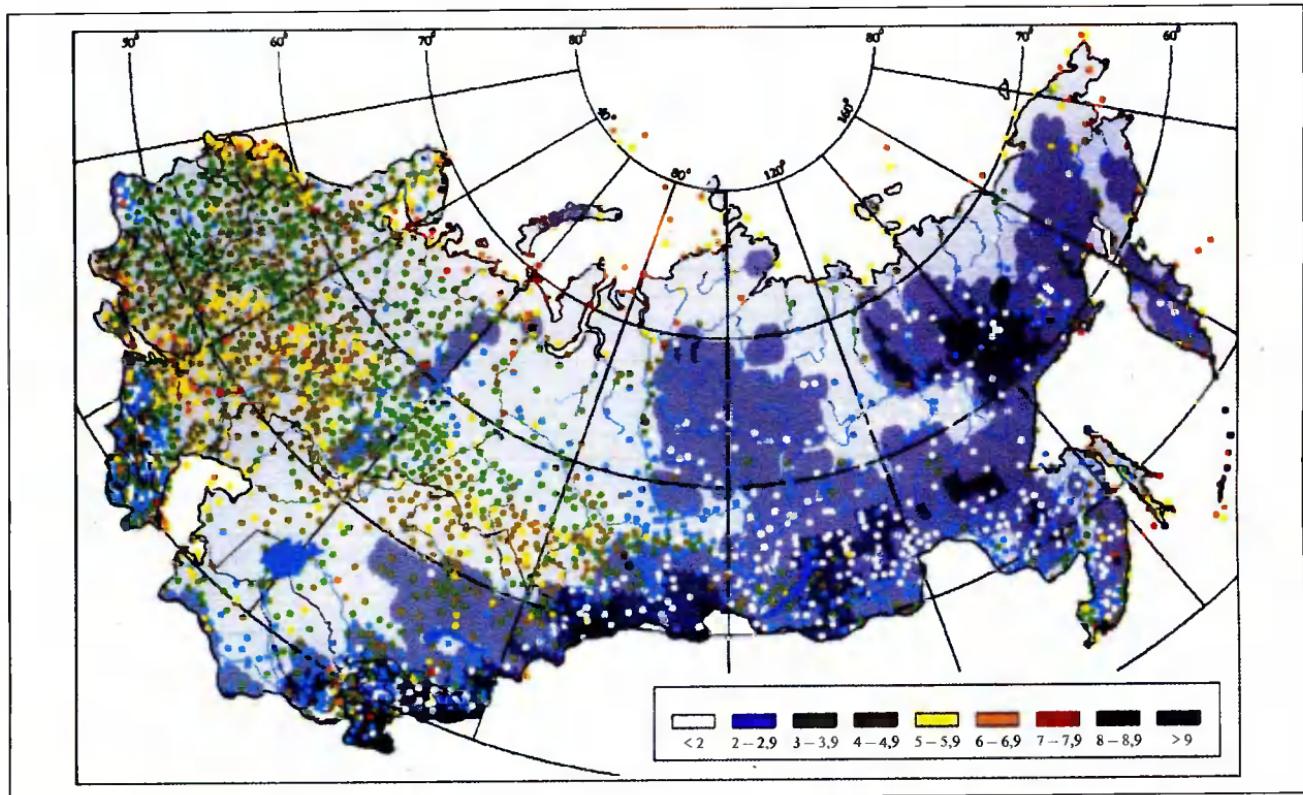


Рис. 13. Карта распределения среднегодовой среднесуточной скорости ветра, м/с



Рис. 14. Куликовская ВЭС ОАО “Янтарьэнерго”



Рис. 15. Ветроэнергетическая установка “Радуга-1” мощностью 1000 кВт на Калмыцкой ВЭС



Рис. 18. МикроГЭС мощностью 10 кВт, Республика Тыва



а)



б)

*Рис. 19. Малые ГЭС. Республика Карелия:
а — микроГЭС мощностью 20 кВт (Киви-Койву); б — ГЭС Хямекоски мощностью 2,68 МВт*

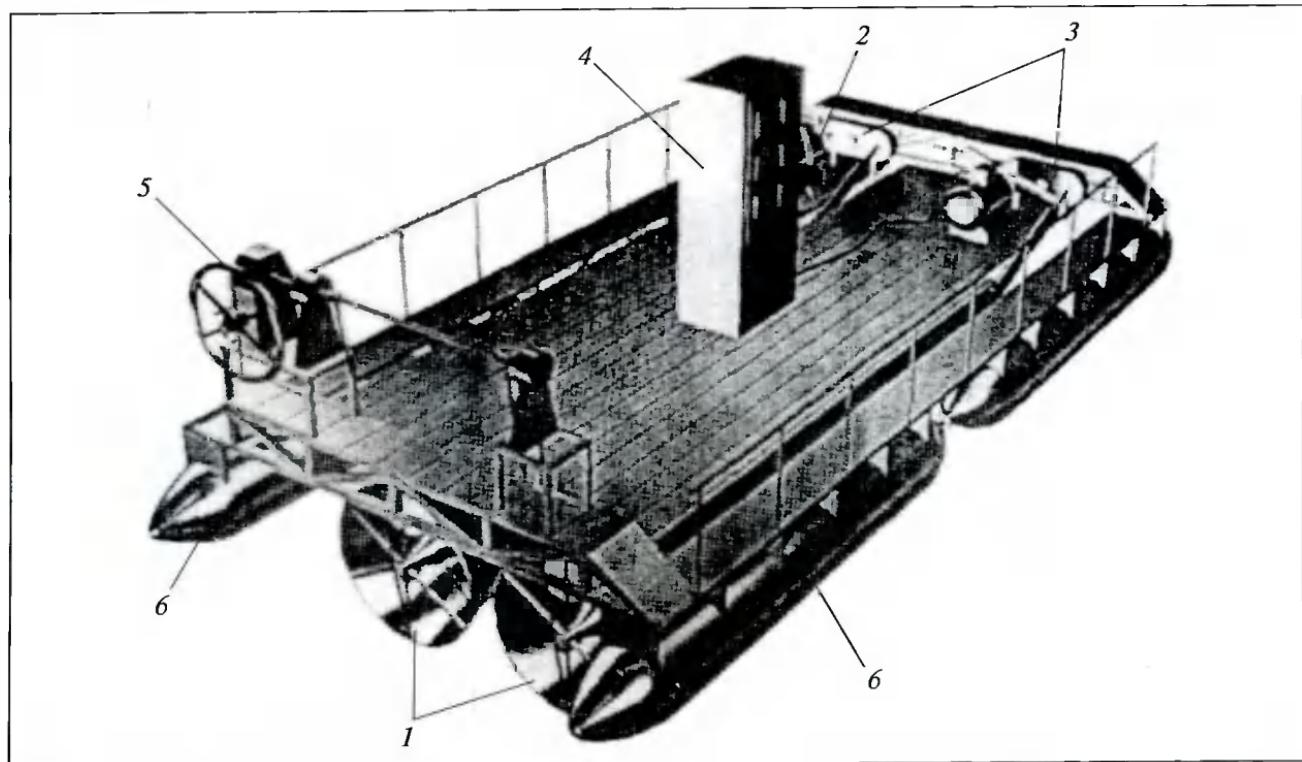


Рис. 21. Малая наплавная ГЭС мощностью 30 кВт:
1 — турбина; 2 — генератор; 3 — редуктор; 4 — трансформатор; 5 — система подъема и стопорения турбины; 6 — понтон

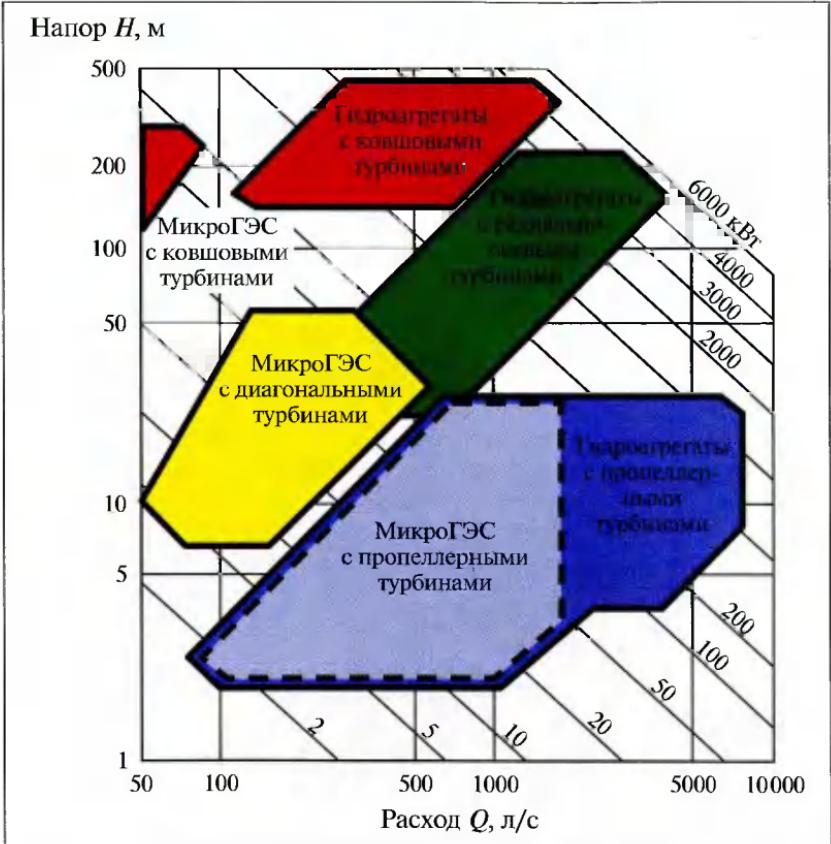


Рис. 22. Области применения различных типов турбин в зависимости от напора и расхода

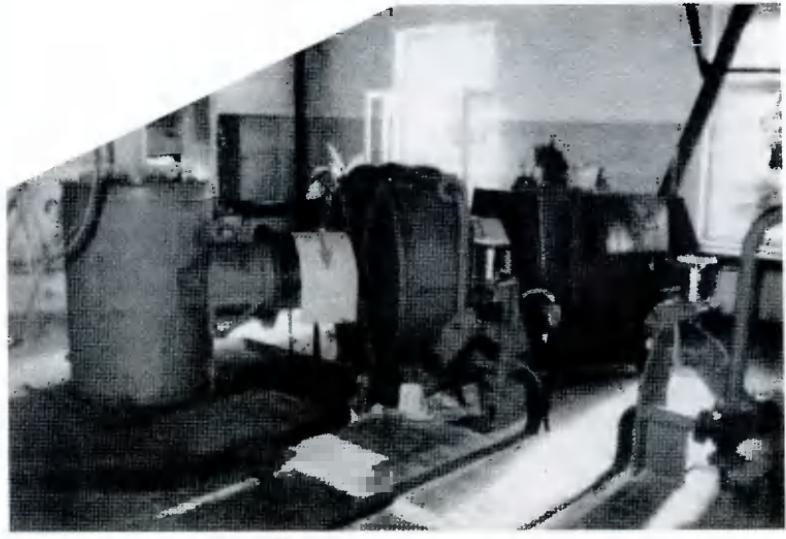


Рис. 23. Машинный зал МГЭС Акбаш (Кабардино-Балкария). Два горизонтальных агрегата с пропеллерными турбинами мощностью по 500 кВт

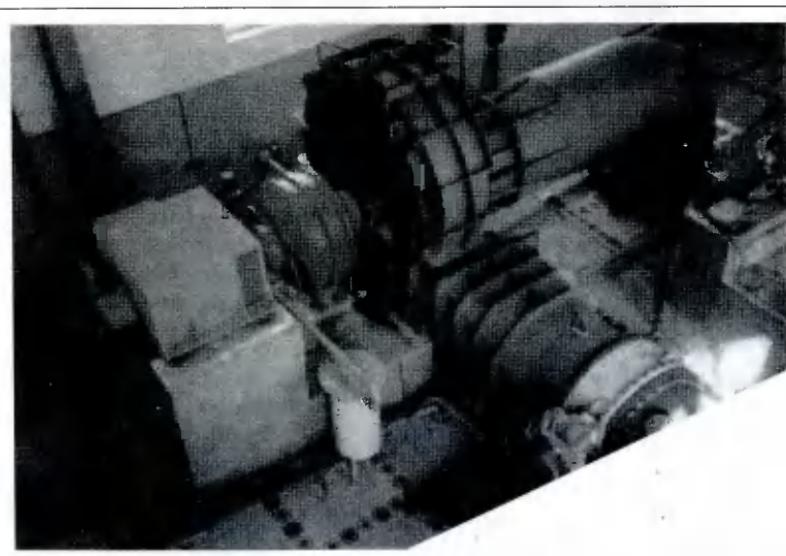


Рис. 24. МикроГЭС-50 на рыборазводном заводе в п. Ивановское (Ленинградская область) мощностью 50 кВт

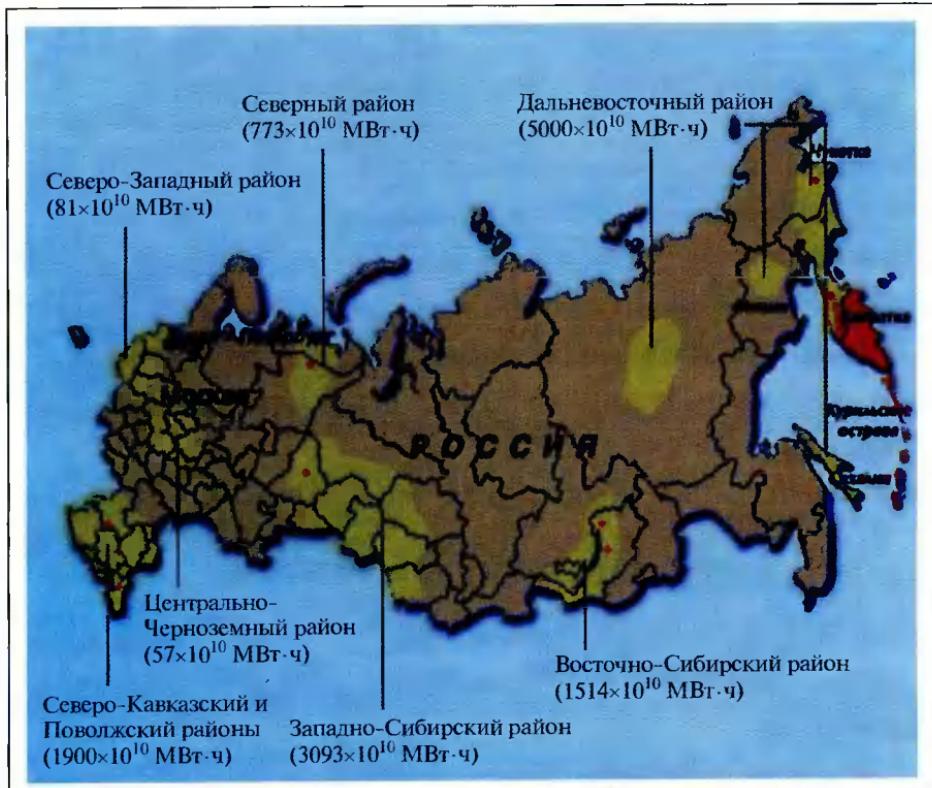


Рис. 25. Геотермальные ресурсы России

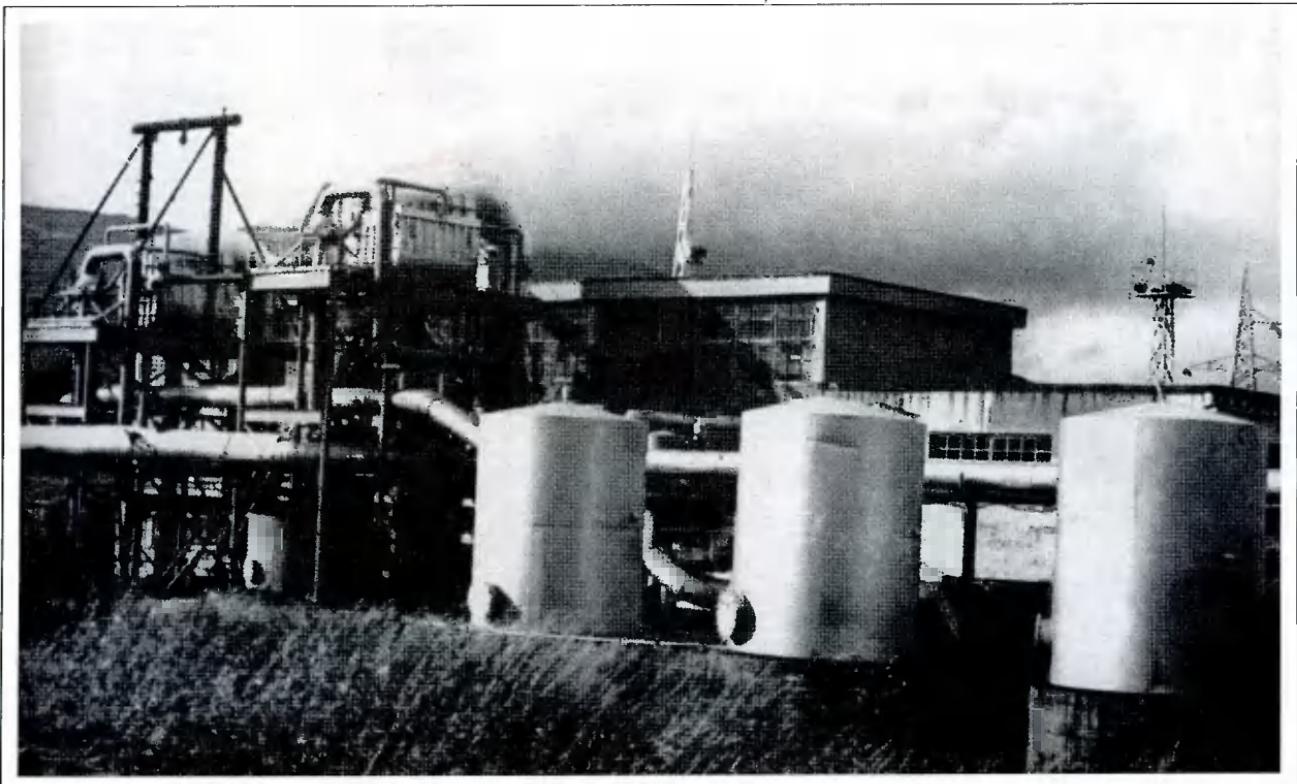


Рис. 26. Паажетская ГеоТЭС установленной мощностью 12 МВт

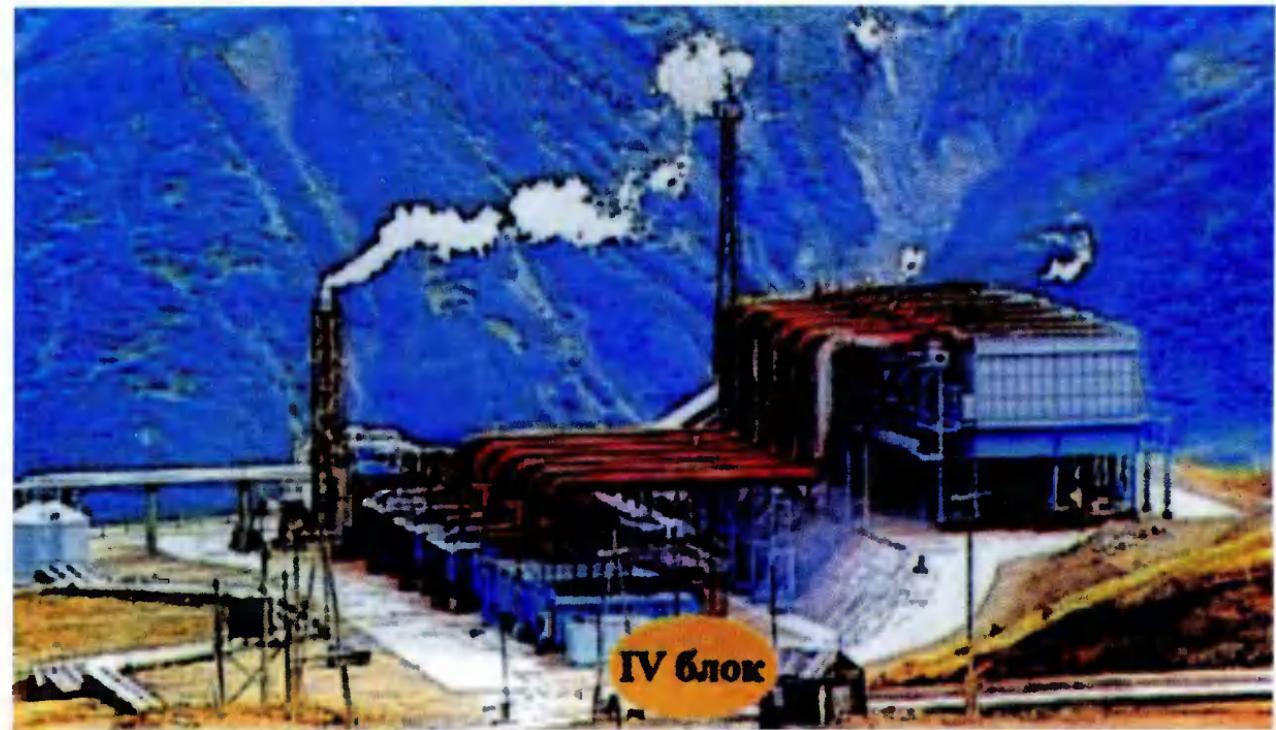


Рис. 27. Верхне-Мутновская ГеоТЭС мощностью 12 МВт

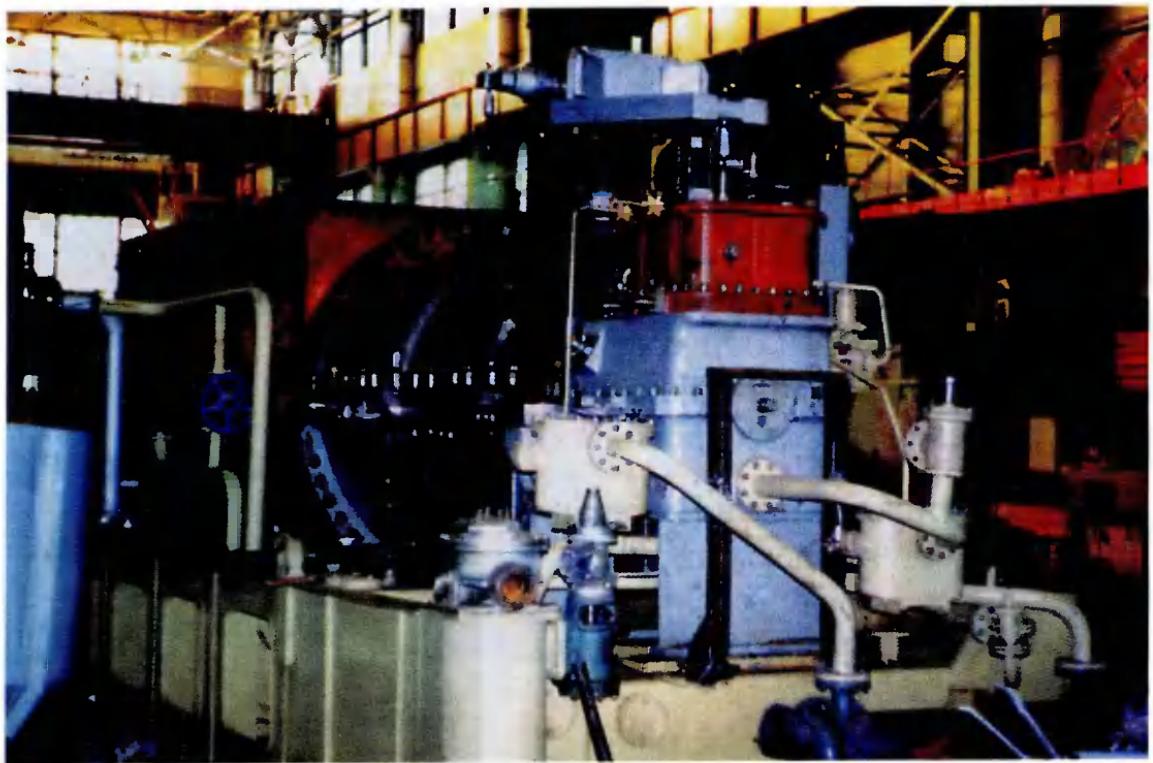


Рис. 28. Турбогенератор "Туман-4к" для Верхне-Мутновской ГеоТЭС

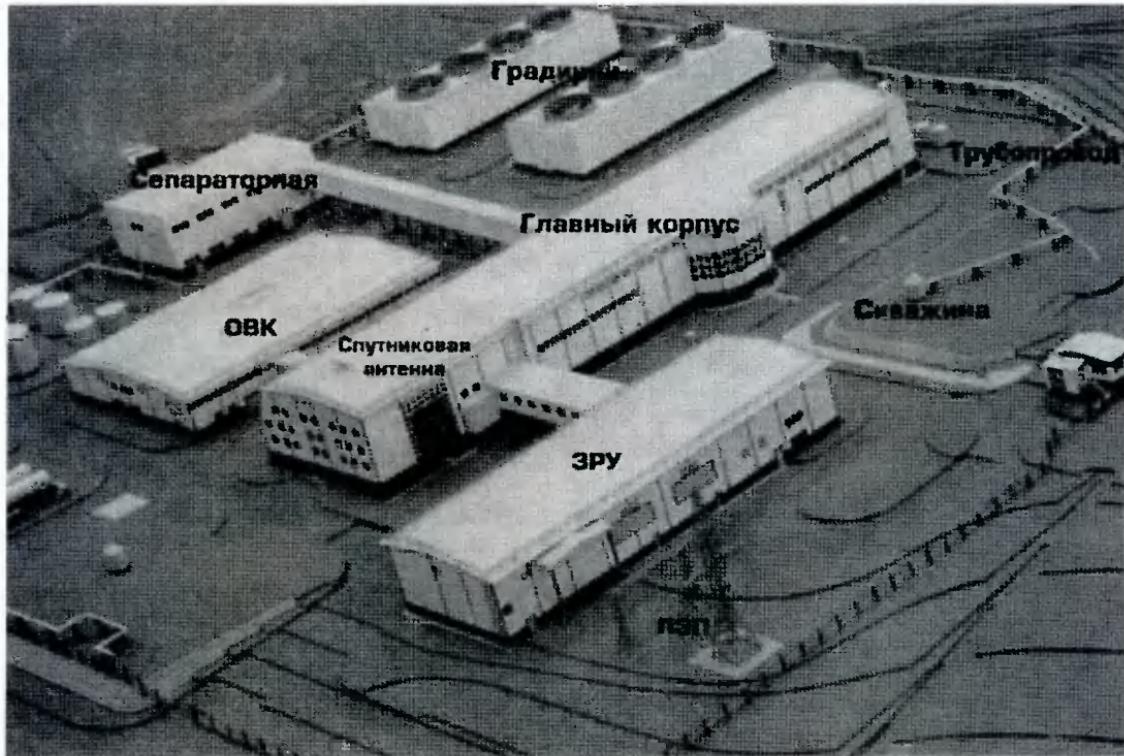


Рис. 29. Мутновская ГеоТЭС, 1-я очередь



Рис. 35. Индивидуальная биогазовая установка ИБГУ-1. На переднем плане — газгольдер, на дальнем — биореактор

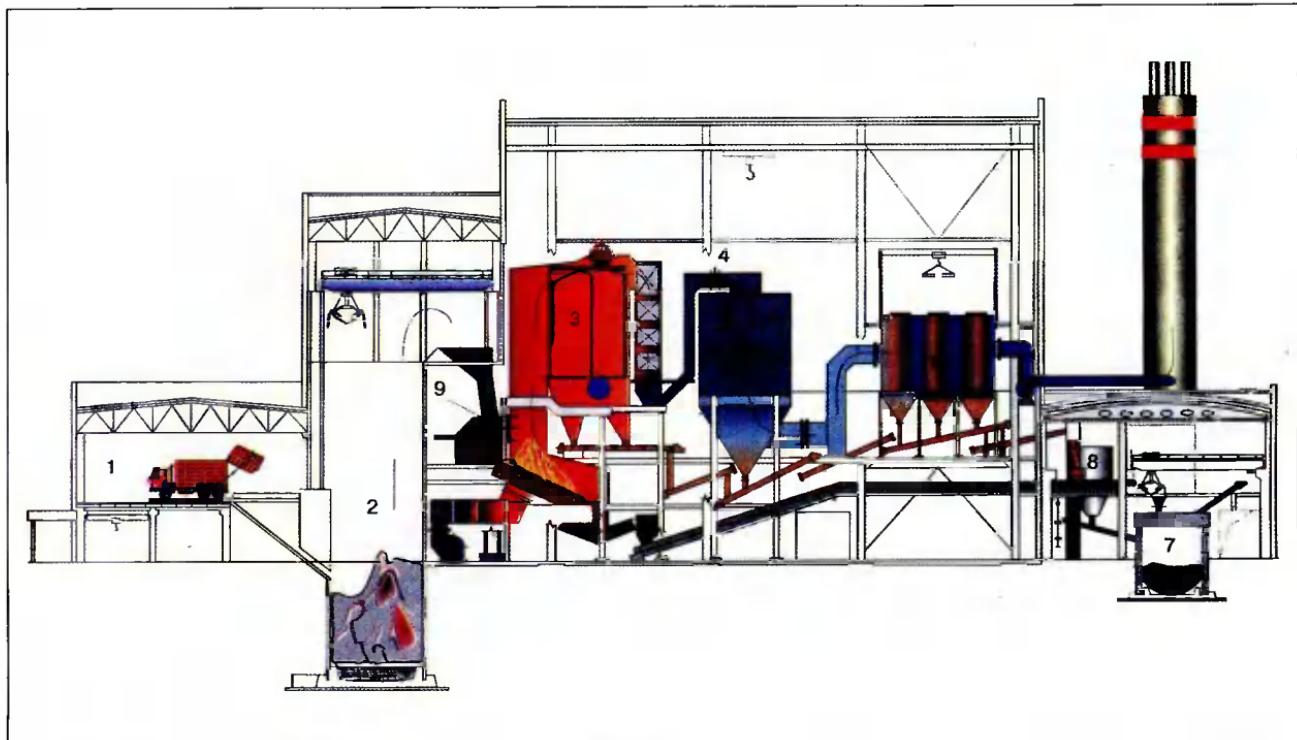


Рис. 37. Технологическая схема мусоросжигательного завода:

1—приемное отделение; 2—приемный бункер для отходов; 3—котлоагрегат; 4—ввод аддитивов; 5—абсорбер; 6—рукавный фильтр; 7—бункер шлака; 8—бункер золы; 9—система подавления окислов азота

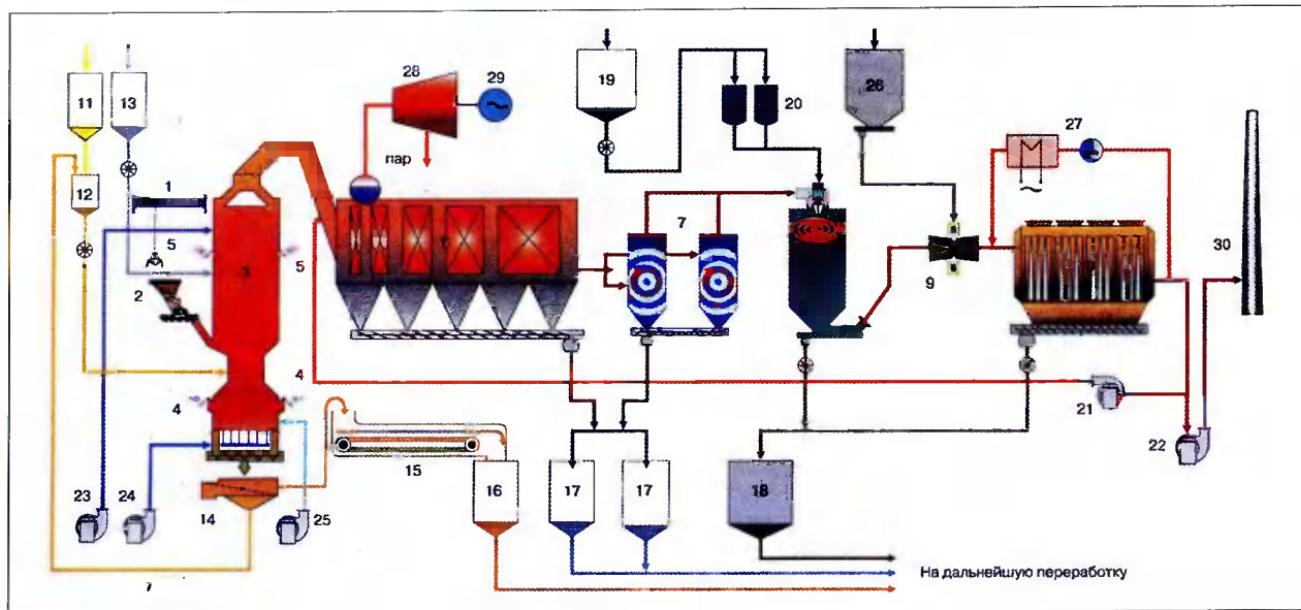


Рис. 38. Технологическая схема завода по переработке неутилизируемой части бытовых отходов:
 1 — мостовой грейферный кран; 2 — загрузочная воронка с питателем; 3 — печь с кипящим слоем; 4 — газовые горелки розжига; 5 — стабилизирующая газовая горелка; 6 — котел-утилизатор; 7 — двойной циклон; 8 — распылительный абсорбер; 9 — реактор летучего потока; 10 — рукавный фильтр; 11 — бункер песка; 12 — подпиточный бункер; 13 — бункер известковой муки; 14 — двойное выбросито; 15 — шлаковый транспортер; 16 — бункер шлака; 17 — бункеры золы уноса; 18 — бункер продуктов газоочистки; 19 — бункер гидрата карбоната кальция; 20 — резервуар для приготовления известкового молока; 21 — вентилятор рециркуляции дымовых газов; 22 — дымосос; 23 — вентилятор вторичного воздуха; 24 — вентилятор первичного воздуха; 25 — вентилятор для удаления золы; 26 — бункер смеси активированного угля и извести; 27 — система подогрева рукавного фильтра; 28 — паровая турбина; 29 — генератор; 30 — дымовая труба

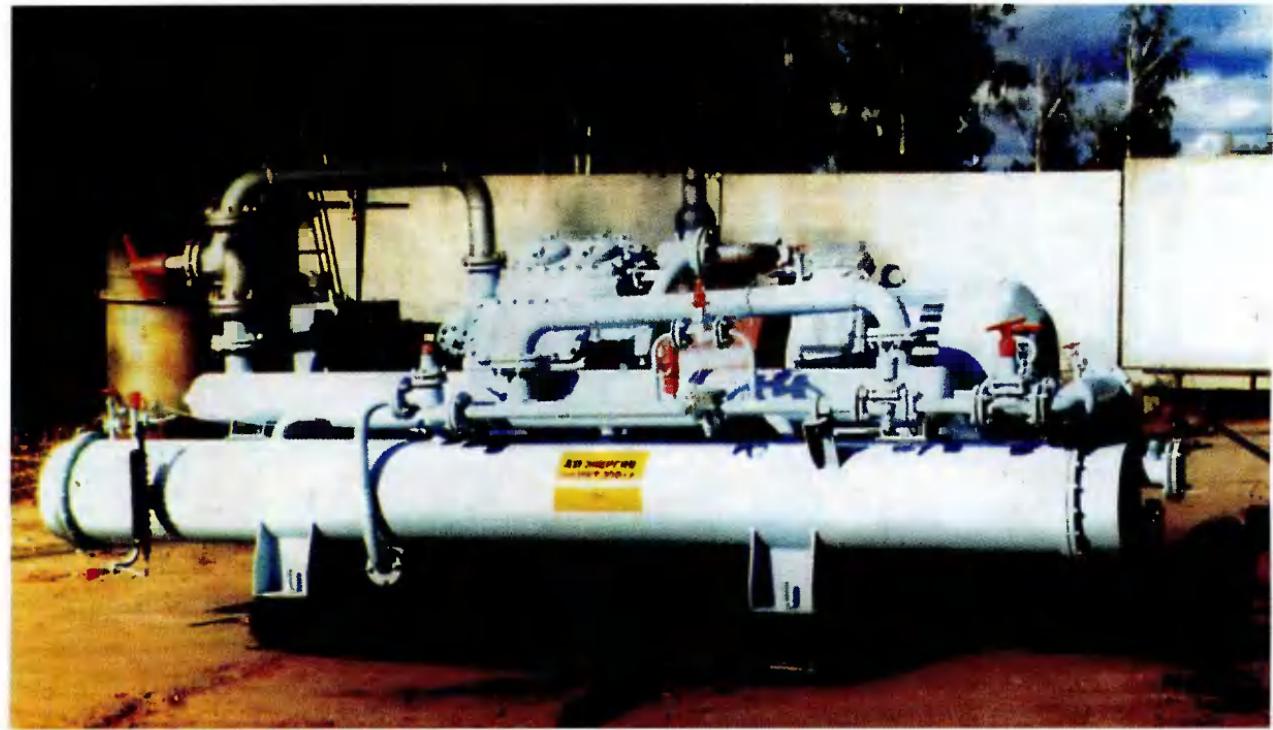


Рис. 39. Тепловой насос TH-300

Заключение

Как показывает отечественный и зарубежный опыт, а также выполненные перспективные проработки, роль малой энергетики постоянно возрастает. В зонах децентрализованного энергоснабжения малая энергетика является не только поставщиком электроэнергии и тепла, определяющим фактором развития региона и его социальной и экономической структуры, но и обеспечивает энергетическую безопасность этих регионов.

Автономные электростанции и котельные малой мощности должны обеспечивать потребителей энергией в полном объеме в режиме нормального функционирования и в минимально гарантированном объеме в критических и чрезвычайных ситуациях.

Для малых электростанций все аспекты обеспечения энергобезопасности (наличие на рынке необходимых энергоресурсов, их цена, качество, способ транспортировки, создание запасов топлива, технико-экономические характеристики, ресурс и состояние энергетического оборудования, возможность его замены и модернизации и т.п.) имеют значение не меньшее, чем для объектов большой энергетики.

Поскольку зоны децентрализованного энергоснабжения охватывают, главным образом, северную и северо-восточную часть территории нашей страны с суровым климатом, удаленные и труднодоступные регионы с тяжелыми и дорогими условиями доставки топлива, большой удаленностью от центров снабжения, а маневр ресурсами и мощностью на малых объектах затруднителен, проблемы энергобезопасности для таких объектов становятся особенно острыми.

Для рассматриваемых объектов принципиальное значение могут иметь местные альтернативные виды энергоресурсов, в том числе возобновляемые ресурсы, которые не могут пока существенно влиять на энергетический баланс большой энергетики.

В настоящее время решающую роль среди объектов малой энергетики играют дизельные электростанции.

Пока еще незначительное применение в малой энергетике находят газотурбинные электроустановки (ГТУ), которые обладают высокими массогабаритными показателями. Однако эти установки имеют по сравнению с ДЭУ меньший КПД и больший расход топлива, требуют большего количества воздуха для охлаждения, обладают высокой шумностью. Поэтому ГТУ используют, главным образом, на передвижных, резервных и автономных электростанциях.

В решении проблем теплофикации основная роль в настоящее время принадлежит мощным централизованным системам теплоснабжения, вырабатывающим около 2/3 всего потребляемого тепла. Однако наряду с совершенствованием и модернизацией централизо-

ванных систем теплоснабжения даже в зоне их действия в последние годы набирает темпы строительство автономных децентрализованных систем, главным образом от газовых котельных.

Весьма перспективным направлением повышения эффективности котельных на твердом топливе является переход на технологию сжигания этого топлива в псевдоожженном или кипящем слое.

Для зон децентрализованного электроснабжения особый интерес представляют комбинированные установки, сочетающие в себе НВИЭ (прежде всего ветроэлектростанции и малые ГЭС) с дизельными электростанциями на местных топливах и биоэнергетическими установками.

Нетрадиционная теплоэнергетика сегодня — это прежде всего тепловые насосы, а также установки солнечного теплоснабжения, пиковые электроподогреватели, аккумуляторы тепла различного вида и их комбинации между собой и с котельными и дизельными установками.

Более широко должны применяться для современного производства электроэнергии и тепла так называемые мини-ТЭЦ, когенерационные установки и т.п., обеспечивающие существенное повышение теплового коэффициента полезного действия. Необходимо совершенствование традиционных, прежде всего дизельных, энергоустановок, составляющих основу малой энергетики.

Современные достижения в электромашиностроении, силовой преобразовательной технике, приборостроении, электронике и, особенно, в микроэлектронике должны находить самое широкое применение в различных областях малой энергетики.

Возрастающая зависимость российской энергетики от поставок зарубежного оборудования должна рассматриваться, как одна из опаснейших угроз энергетической безопасности страны. В связи с этим, одной из важных задач российских специалистов научных и проектных организаций, научно-технической общественности должно быть всемерное содействие освоению и обобщению лучшего зарубежного опыта, активному внедрению в практику промышленности с целью переориентировки малой энергетики на поставки современной отечественной энергетической техники.

Принципиально важной для малой энергетики является современная тенденция построения систем электро- и теплоснабжения на основе оптимально выбранных (по типоразмерам) и унифицированных блок-модулей различного назначения, создания систем с различной структурой и приспособлением их к конкретным требованиям потребителей.

Сочетание блочно-модульного принципа построения систем с контейнеризацией энергоустановок может существенно сократить сроки строительства (монтажа) таких систем, уменьшить сроки окупаемости инвестиций. Работы в этом направлении уже ведутся в ряде организаций, но несомненно, что они требуют большего внимания и развития.

Для развития малой энергетики и, особенно, для внедрения в практику ее современных достижений исключительно большое значение имеет экономическая сторона вопроса. Опыт показывает, что применение новых решений и технологий требует во всех случаях тщательных и объективных технико-экономических обоснований. В противном случае вместо положительного эффекта можно получить экономический ущерб и дискредитировать, как это часто случалось в прошлом, саму идею применения новой энергоэффективной техники. Поэтому развитие методов оценки экономической эффективности проектов при различных условиях их финансирования должно стать важнейшим направлением работы по развитию малой энергетики.

Необходимо отметить особую роль малой и нетрадиционной энергетики в решении проблемы энергоснабжения северных, удаленных и труднодоступных территорий России и сокращении “северного завоза” топлива.

В условиях быстрого роста цен на привозное топливо снижение объемов завоза топлива представляется сегодня важнейшей государственной задачей. Такую задачу можно успешно решить путем объединения усилий РАО “ЕЭС России”, Минэнерго, Минфина и других заинтересованных органов федерального и местного управления.

Таким образом, малая энергетика должна значительно активней развиваться в России, так как она позволяет решать многие проблемы энергоснабжения страны и является:

важным конкретным направлением энергосбережения у производителей тепла и электроэнергии;

одним из путей энергосбережения у потребителя;

средством решения проблем энергоснабжения для многих проблемных с точки зрения энергетики регионов страны;

источником экологически чистой энергии, позволяющим снизить вредные выбросы энергетики и улучшить экологическую обстановку в регионах;

привлекательной сферой инвестирования разных программ, в том числе и за счет “квот по выбросам”;

одним из путей коммерциализации отрасли электроэнергетики;

важным средством поддержки мелкого и среднего предпринимательства и независимых производителей энергии.

Кроме того, она позволяет иметь в энергосистемах дополнительные мощности и оптимизировать графики загрузки оборудования на электростанциях с учетом их сезонного использования.

Важно подчеркнуть, что развитие малой энергетики, как никогда ранее, активно поддерживается населением, “зелеными”, администрациями многих, особенно энергодефицитных, регионов.

Список литературы

1. Дьяков А. Ф. Некоторые аспекты развития гидроэнергетики и совершенствования топливно-энергетического баланса России // Изв. РАН. Сер. Энергетика. 2002. № 2. С. 78 – 84.
2. Дьяков А. Ф. Состояние и перспективы развития нетрадиционной энергетики в России // Изв. РАН. Сер. Энергетика. 2002. № 4. С. 13 – 29.
3. Дьяков А. Ф. Проблемы развития гидроэнергетики России // Энергетик. 2002. № 2. С. 2 – 4.
4. Лейзерович А. Ш. Время большой ветроэнергетики // Электрические станции. 2003. № 1. С. 74 – 77.
5. Осадчий В. Г. Возобновляемые энергоисточники для автономного энергоснабжения // Энергетик. 2002. № 4. С. 23 – 25.
6. Дьяков А. Ф., Платонов В. В. Занижение тарифов на электроэнергию — популистское насилие, разрушающее экономику России // Энергетик. 2002. № 6. С. 2 – 7.
7. Дьяков А. Ф. Нетрадиционная энергетика в России: проблемы и перспективы // Энергетик. 2002. № 8. С. 4 – 10.
8. Дьяков А. Ф. Об основных итогах и направлениях деятельности корпорации “Единый электроэнергетический комплекс” // Энергетик. 2002. № 9. С. 5 – 8.
9. Дьяков А. Ф. Сохранение электроэнергетической системы России в условиях приватизации. М.: Изд-во МЭИ, 2002.
10. Абакумов В. А., Коваль Т. В. Перспективы систем лучистого отопления // Промышленная энергетика. 2002. № 4. С. 35 – 37.
11. Бутузов В. А. Энергетическая и экономическая целесообразность использования биогаза канализационных очистных сооружений // Промышленная энергетика. 2002. № 1. С. 12 – 14.
12. Прохорова А. Деньги на ветер // Промышленная энергетика. 2002. № 2. С. 55.
13. Бутузов В. А. Анализ геотермальных систем теплоснабжения России // Промышленная энергетика. 2002. № 6. С. 53 – 57.
14. Бутузов В. А. Гелиоустановки горячего водоснабжения малой производительности // Промышленная энергетика. 2002. № 7. С. 56 – 58.
15. Закиров Д. Г. Утилизация вторичных энергетических ресурсов и использование возобновляемых источников энергии с применением тепловых насосов — основной путь снижения энергоемкости производства // Промышленная энергетика. 2002. № 5. С. 15 – 19.
16. Перминов Э. М., Кабаков В. И. Новый закон по развитию возобновляемых источников энергии в Германии. М.: НТФ “Энергопрогресс”, 2002. (Энергетика за рубежом, приложение к журналу “Энергетик”. Вып. 3).
17. Фортов В. Е., Бушуев В. В. Энергоэффективность — путь к устойчивому развитию России и ее регионов // Энергетическая политика. 2001. № 5.
18. Безруких П. П., Стребков Д. С. Нетрадиционная возобновляемая энергетика в мире и в России // Энергетическая политика. 2001. № 3.
19. Дьяков А. Ф., Ишкен В. Х., Мамиконянц Л. Г. Электроэнергетика мира — состояние, проблемы / По материалам 38-й сессии СИГРЭ, Париж. М.: НТФ “Энергопрогресс”, 2001. (Энергетика за рубежом, приложение к журналу “Энергетик”. Вып. 5, 6).
20. Дьяков А. Ф. Отечественное электротехническое оборудование — основа обеспечения устойчивой и надежной работы Единой энергетической системы // Изв. РАН. Сер. Энергетика. 2001. № 3. С. 33 – 41.
21. Дьяков А. Ф. Топливная стратегия и основные тенденции развития энергетического сектора России в условиях рыночной экономики” // Изв. РАН. Сер. Энергетика. 2001. № 6. С. 3 – 16.
22. Дьяков А. Ф. Основа устойчивой работы ЕЭС России — отечественное оборудование и новейшие технологии // Энергетик. 2001. № 3. С. 5 – 7.

23. Дьяков А. Ф. Принципы формирования тарифов при комбинированной выработке электрической и тепловой энергии // Энергетик. 2001. № 4. С. 7 – 9.
24. Дьяков А. Ф. Некоторые проблемы развития электроэнергетики России // Энергетик. 2001. № 9. С. 2, 3.
25. Изменения в структуре электроэнергетики США // Энергетик. 2001. № 10. С. 8 – 13. № 11. С. 14 – 19.
26. Грицына В. П. Развитие малой энергетики — естественный путь выхода из наступившего кризиса энергетики // Промышленная энергетика. 2001. № 8. С. 13 – 15.
27. Бутузов В. А. Анализ энергетических и экономических показателей гелиоустановок горячего водоснабжения // Промышленная энергетика. 2001. № 10.
28. Дьяков А. Ф. Электроэнергетика России на рубеже XXI века и перспективы ее развития // Изв. РАН. Сер. Энергетика. 2000. № 1. С. 69 – 83.
29. Дьяков А. Ф. Тарифная политика и электроэнергетическая безопасность России. М.: Издательство МЭИ. 2000. С. 24.
30. Основные положения энергетической стратегии России на период до 2020 года (проект). Москва, 2000.
31. Дьяков А. Ф. Перспективы совершенствования топливного баланса электроэнергетики // Вестник электроэнергетики. 2000. № 3. С. 12 – 18.
32. Дьяков А. Ф. Энергетика России и мира в XXI веке // Энергетик. 2000. № 11. С. 2 – 6.
33. Дьяков А. Ф. Перспективы развития отечественной энергетики // Вестник электроэнергетики. 2000. № 4. С. 22 – 28.
34. Дьяков А. Ф. Электроэнергетика России на рубеже XXI века // Энергетик. 2000. № 1. С. 2 – 5.
35. Дьяков А. Ф. Реализация и научно-техническое обеспечение Федерального закона "О безопасности гидротехнических сооружений" // Гидротехническое строительство. 2000. № 2.
36. Дьяков А. Ф. Энергетика России и мира в XXI веке // Энергетическая политика. 2000. № 6. С. 5 – 11.
37. Бутузов В. А. Солнечное теплоснабжение: состояние дел и перспективы развития // Энергосбережение. 2000. № 4.
38. Лабунец И. А., Плотников Т. Г., Шакарян Ю. Г., Перминов Э. М., Дробкин Б. З. Совершенствование систем генерирования ветроэнергетических установок большой мощности // Энергетик. 2000. № 4. С. 11 – 13.
39. Материалы научно-технического совещания по вопросам развития малой нетрадиционной энергетики в г. Петрозаводске. М.: Информэнерго, 2000.
40. Роль возобновляемых источников энергии в энергетической стратегии России. Национальный доклад. Труды Международной конференции "Бизнес и инвестиции в области возобновляемых источников энергии в России", ч. 1. М., 1999.
41. Ольховский Г. Г. Пути развития мировой энергетики // Электрические станции. 1999. № 6.
42. Дьяков А. Ф., Новоженин В. Д., Ивашицлов Д. А. Перспективы развития гидроэнергетики России. Гидравлика, ч. II. М.: Изв. ВНИИГим. Б. Е. Веденеева, 1997.
43. Дьяков А. Ф. Стратегия развития электроэнергетики страны в рамках среднесрочной программы социально-экономического развития Российской Федерации в 1996 – 2005 гг. и источники ее финансирования // Топливно-энергетический комплекс. 1997. № 1.
44. Дьяков А. Ф., Инвестиционная инновационная политика в российской электроэнергетике // Электрические станции. 1997. № 8.
45. Дьяков А. Ф., Проблемы и перспективы развития электроэнергетического комплекса России // Вестник электроэнергетики. 1997. № 2.
46. Дьяков А. Ф. Прогноз строительства новых электростанций и некоторые задачи российской энергетики // Энергетик. 1997. № 2.

47. Дьяков А. Ф., Мадоян А. А., Левченко И. И. Нетрадиционные технологии — основной путь обеспечения экологической безопасности и ресурсосбережения // Энергетик. 1997. № 11.
48. Dyakov A. F., Perminov E. M., Prokurorov N. S. Kalmyk experimental Wind Power Station EU., Wind Energy Conference, Goteborg, Sweden. 1996. S. 1097 – 1099 (Oxfordshire, UK).
49. Birk Nielsen. Wind Turbines and the Landscape. Danmark. 1996.
50. Herman Scheer. Solar-Strategy (Politics and Alternative). EUROSOLAR. Munich — Zuerich. 1995.
51. Дьяков А. Ф., Перминов Э. М., Шакарян Ю. Г. Ветроэнергетика России. Состояние и перспективы развития. М.: Изд-во МЭИ, 1996.
52. Perminov E. M. Potential and Conditions for the use in Small Hidro Power Russia. ESHA, Hidroenergia-95, Milan, 1995.
53. Перминов Э. М. Возрождение ветроэнергетики России // Энергетик. 1995. № 9.
54. Мануйленко А. Г., Колтун М. М., Ильенко В. В., Перминов Э. М., Чернявский А. А., Шадрин В. И. Кисловодская опытно-экспериментальная солнечная электростанция // Энергетик. 1994. № 12. С. 14 – 17.
55. Приливные электростанции / Под ред. Л. Б. Бернштейна. М.: Гидропроект, 1994.
56. Prokurorov N. S., Perminov E. M. Versuchs-windkraftwerk in Kalmykien. Deutsche-Russische Konferenz. Freiburg, 1994.
57. Лабунец И. А., Шакарян Ю. Г., Перминов Э. М. Системы генерирования ветроэлектрических установок большой мощности. Конференция EWEA, Салоники, Греция, 1994.
58. Панцхава Е. С., Кошкин Н. Л. Использование энергии биомассы в России: Проблемы и перспективы. Тезисы германо-российской конференции “Возобновляемые источники энергии и их роль в энергетической политике России и Германии”. 1994, 24 – 26 октября, Фрайбург.
59. Панцхава Е. С. Биогазовые технологии — радикальное решение проблем экологии, энергетики и агрохимии // Теплоэнергетика. 1994. № 4. С. 36 – 42.
60. Безруких П. П. Нетрадиционная энергетика и перспективы ее развития // Промышленная энергетика. 1992. № 1.
61. Дьяков А. Ф. Проблемы развития нетрадиционной энергетики на современном этапе // Энергетическое строительство. 1991. № 3. С. 6 – 12.
62. Решение Всесоюзного совещания по проблемам нетрадиционной энергетики // Энергетическое строительство. 1991. № 3. С. 16 – 20.
63. Непорожний П. С., Обрезков В. И. Введение в специальность гидроэлектроэнергетика. М.: Энергоатомиздат, 1990.
64. Панцхава Е. С., Давиденко Е. В. Метангенерация твердых органических отходов городов // Биотехнология. 1990. Т. 6. № 4.
65. Рекиркуляционное аэразробное сбраживание отходов сельского хозяйства с выработкой биогаза // Т. Я. Андюхин, Н. К. Свириденко, Ю. В. Савельев и др. // Биотехнология. 1989. Т. 5. № 2. С. 219 – 225.
66. Березин И. В., Панцхава Е. С. Техническая биоэнергетика // Биотехнология. 1986. Т. 2. № 2. С. 1 – 12; № 3. С. 8 – 15.
67. Харитонов К. Г. Энергоустановки на основе топливных элементов // Энергетик. 2002. № 7. С. 10 – 12.
68. Семенов В. А. Перспективы рынка топливных элементов в мире // Энергетик. 2002. № 7. С. 12 – 13.

Содержание

Предисловие	3
ГЛАВА ПЕРВАЯ. Роль и место малой энергетики в энергетической стратегии России	5
ГЛАВА ВТОРАЯ. Газотурбинные и парогазовые малые электростанции	11
ГЛАВА ТРЕТЬЯ. Дизельные электростанции	19
ГЛАВА ЧЕТВЕРТАЯ. Газопоршневые электростанции	23
ГЛАВА ПЯТАЯ. Малые гибридные электростанции	28
ГЛАВА ШЕСТАЯ. Малая атомная энергетика	31
ГЛАВА СЕДЬМАЯ. Малые электростанции на базе возобновляемых источников энергии	33
7.1. Солнечная энергетика	38
7.2. Ветроэнергетика	41
7.3. Малая гидроэнергетика	49
7.4. Геотермальная энергетика	54
7.5. Топливные элементы	59
7.6. Энергия морей и океанов	65
7.7. Использование энергии биомассы	72
7.8. Тепловые насосы	81
ГЛАВА ВОСЬМАЯ. Правовые и организационные проблемы развития малой энергетики	87
ГЛАВА ДЕВЯТАЯ. Экономические аспекты развития малой энергетики	91
Заключение	121
Список литературы	124

Главный редактор журнала “Энергетик” А. Ф. ДЬЯКОВ

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

“Библиотечки электротехника”

В. А. Семенов (*председатель*), И. И. Батюк (*зам. председателя*),
Б. А. Алексеев, К. М. Антипов, Г. А. Безчастнов, А. Н. Жулев,
В. А. Забегалов, В. Х. Ишキン, Ф. Л. Коган, В. И. Кочкарев,
Н. В. Лисицын, Л. Г. Мамиконянц, Л. Ф. Плетнев, В. И. Пуляев,
Ю. В. Усачев, М. А. Шабад

Специальный выпуск «БЭТ»

Приложение к производственно-массовому журналу “Энергетик”

ДЬЯКОВ АНАТОЛИЙ ФЕДОРОВИЧ

Малая энергетика России.

Проблемы и перспективы

АДРЕС РЕДАКЦИИ:

109280, Москва, ул. Автозаводская, 14/23

Телефоны: (095) 275-19-06, тел. 275-00-23 доб. 22-47; факс: 234-74-21

Редакторы: Л. Л. Жданова, Н. В. Ольшанская

Худож.-техн. редактор Т. Ю. Андреева

Корректор З. Б. Драновская

Сдано в набор 14.02.2003 г. Подписано в печать 20.03.2003 г.

Формат 60×84 1/16. Печать офсетная.

Печ. л. 8,0. Тираж 1200 экз. Заказ БЭТ/2-3(50-51)-2003

Макет выполнен издательством “Фолиум”: 127238, Москва, Дмитровское ш., 58.

Отпечатано типографией издательства “Фолиум”: 127238, Москва, Дмитровское ш., 58.

Об авторе

48



Анатолий Федорович Дьяков — председатель Научно-технического совета — советник председателя правления ОАО РАО “ЕЭС России”, президент — научный руководитель ОАО “Инженерный центр ЕЭС”, председатель Научного совета РАН по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики, заведующий кафедрой релейной защиты и автоматики Московского энергетического института (технического университета).

А. Ф. Дьяков — видный ученый в области электроэнергетики, один из организаторов отрасли, член-корреспондент РАН, доктор технических наук, профессор, автор свыше 300 научных трудов, в том числе 25 монографий. Основные направления его деятельности: теория человеко-машинных систем в энергетике, разработка теории целеустремленных эргатических систем с созданием на их базе отраслевой системы подготовки персонала; разработка и внедрение системного подхода к проблеме предотвращения аварий в энергосистемах; разработка и внедрение комплекса мер, методов и средств повышения надежной работы Единой энергетической системы России; разработка системы снижения уровней токов короткого замыкания на электростанциях и в энергосистемах; фундаментальные исследования электрических разрядов в газах с целью повышения надежности работы воздушных линий электропередачи сверхвысокого и ультравысокого напряжения; исследования по увеличению эксплуатационного ресурса основного энергетического оборудования; решение проблем по уменьшению отрицательного воздействия энергетических объектов на окружающую среду; разработка и создание экологически чистой ТЭС на угле и парогазовых установок, а также работы, связанные с развитием малой и нетрадиционной энергетики, с обеспечением сейсмической безопасности энергетических объектов.

За вклад в развитие электроэнергетики и заслуги в области науки, техники и образования А. Ф. Дьяков награжден многими орденами и медалями, удостоен Государственной премии России и премии Президента РФ, ему присвоено почетное звание “Заслуженный энергетик Российской Федерации”.

А. Ф. Дьяков является председателем Российских национальных комитетов СИГРЭ и МИРЭС, президентом Международной энергетической академии, а также академиком-секретарем, членом президиума Академии электротехнических наук России.