

**В.Я.Ушаков**

**ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ И  
АЛЬТЕРНАТИВНАЯ  
ЭНЕРГЕТИКА:**

**РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ И ЗАЩИТА  
ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ**

2011 г.

**Федеральное агентство по образованию ГОУ ВПО  
«Национальный исследовательский Томский  
политехнический университет»**

**В.Я.Ушаков**

**ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ И  
АЛЬТЕРНАТИВНАЯ ЭНЕРГЕТИКА:  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ И ЗАЩИТА  
ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ**

**Томск-2011**

УДК 621.3

ББК 31.2

У 93

Ушаков В.Я.

Возобновляемая и альтернативная энергетика: ресурсосбережение и защита окружающей среды: монография. Томск: Изд-во «СибГрафик», 2011. - 138с.

Рассмотрены два направления решения проблемы сбережения невозобновляемых энергетических ресурсов и сокращения негативного влияния на окружающую среду объектов энергетики – расширение использования нетрадиционных возобновляемых источников энергии и освоение в промышленных масштабах альтернативных способов производства электроэнергии. Показаны современное состояние в мире и России, основные тенденции развития и условия, обеспечивающие успешное движение энергетики по этим направлениям. Книга рассчитана на руководителей разного уровня, принимающих решения относительно способов энергообеспечения потребителей, на специалистов в области энергетики и охраны окружающей среды и студентов соответствующих специальностей.

УДК 621.3

ББК 31.2

*Рецензенты:*

Зав. кафедрой электроснабжения промышленных предприятий  
Энергетического института Томского политехнического университета,  
д.т.н., профессор

*Лукутин Б.В.*

Директор Регионального центра управления энергосбережением  
(РЦУЭ, г. Томск),

Заслуженный энергетик России

*Яворский М. И.*

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

1. АКБ – аккумуляторная батарея
2. АЭС – атомная электростанция
3. БиоЭС – электростанция, использующая биологические топливные ресурсы
4. БМ – биологическая масса (биомасса)
5. БР – «быстрые» реакторы (реакторы, работающие на быстрых нейтронах)
6. ВДС – ветродизельная электростанция
7. ВлЭС – волновая электростанция
8. ВИЭ – возобновляемые источники энергии
9. ВЭ – ветроэнергетика
10. ВЭС – ветроэлектростанция
11. ГВС – горячее водоснабжение (системы)
12. ГПУ – газопоршневая установка
13. ГТУ – газотурбинная установка
14. ГеоЭС – геотермальная электростанция
15. ГЭС – гидроэлектростанция
16. ИТС – инерциальный термоядерный синтез
17. ЛЭП – линия электропередач
18. МАГАТЭ – Международное агентство по атомной энергии
19. МГД-генератор – магнитогидродинамический генератор
20. МГЭС – малая гидроэлектростанция
21. МТЭС – мобильная топливная электростанция
22. МЭА – Международное энергетическое агентство
23. НВИЭ – нетрадиционный возобновляемый источник энергии
24. ОТЭС – океаническая тепловая электростанция
25. ОЭС – осмотическая электростанция
26. ОЯТ – отработавшее (облучённое) ядерное топливо
27. ПЭС – приливная электростанция
28. СП – солнечный пруд
29. СЭС – солнечная электростанция
30. СЭУ – солнечная энергетическая установка
31. ТА – тепловой аккумулятор
32. ТР – тепловой реактор (реактор на тепловых (медленных) нейтронах)
33. ТЭ – топливный элемент
34. ТЭБ – топливно-энергетический баланс
35. ТЭР – топливно-энергетический ресурс
36. ТЭС – тепловая электростанция
37. УТС – управляемый термоядерный синтез
38. ФЭП – фотоэлектрический преобразователь

## Предисловие

Для преодоления угроз энергетической и экологической безопасности передовые страны используют четыре основных направления развития энергетики – повышение эффективности и экологической чистоты традиционной (преимущественно топливной) энергетики; энергосбережение и повышение энергоэффективности в сфере производства, транспорта, распределения и потребления энергоресурсов и энергии; использование нетрадиционных возобновляемых источников энергии и освоение альтернативных технологий производства энергии.

Предлагаемая читателю монография – очередная попытка привлечь внимание к двум из этих четырёх перспективных направлений развития энергетики. Знания в области современного состояния, перспектив и направлений развития *возобновляемой энергетики* полезны руководителям разного уровня, полномочным принимать решения по выбору источников энергоснабжения потребителей (регионов, муниципальных образований или отдельных предприятий), а также индивидуальным потребителям – владельцам дач, коттеджей, фирм. В меньшей мере это относится к *альтернативной энергетике*, где вследствие огромных объёмов инвестиций решения принимаются на государственном или даже межгосударственном уровне. Но содержащиеся в монографии сведения об альтернативной энергетике представляют интерес для профессионалов-энергетиков и экологов, а также для научных сотрудников, преподавателей и студентов соответствующих специальностей. Публикация очередной монографии на эту тему оправдана быстрыми изменениями в состоянии техники и технологии нетрадиционной энергетики, в оценке потенциала нетрадиционных источников первичной энергии и эффективности предлагаемых технологий её преобразования в электроэнергию. В монографии они отражены в максимально возможной мере. Значительное место отведено мерам российского правительства по созданию законодательной, нормативно-правовой и методической базы развития возобновляемой энергетики, по преодолению большого отставания России от передовых стран. Повышенное внимание в монографии уделено опыту стран, вставших на этот путь на четверть века раньше нашей страны, вложивших и сегодня вкладывающих несоизмеримо большие силы и средства в обеспечение движения по нему.

Автор благодарен инженеру Е.В. Богдановой за помощь в подготовке рукописи к печати. С благодарностью будут приняты замечания и пожелания, которые читатели могут направлять по адресу: 634050, г. Томск, пр. Ленина 30, ТПУ, ЭНИН.

## ВВЕДЕНИЕ

Необходимыми условиями обеспечения устойчивого развития цивилизации, предполагающего повышение уровня жизни людей при одновременном снижении негативного воздействия на окружающую среду до безопасного предела, являются *энергозамещение* и *энергосбережение*.

Господствующий в мировом хозяйстве техногенный (природоёмкий) тип развития создаёт огромное количество проблем и опасностей, грозящих человеческой цивилизации. Человечество попало в замкнутый круг – для создания комфортных условий проживания необходимо наращивать объёмы ВВП – это требует всё больших объёмов энергии (прежде всего, электрической) – её производство наносит огромный ущерб окружающей среде (около 50 % суммарных выбросов загрязняющих веществ) – ухудшение условий обитания ведёт к росту заболеваний и сводит на нет усилия по созданию жизненного комфорта, а угрожающие изменения климата могут сделать проблематичной жизнь на Земле. Экологи пришли к выводу, что «... человечество подошло к некоему критическому пределу, столкнувшись в своем развитии с внешними границами... Границы эти определяются не столько ресурсами недр или доступными источниками энергии, сколько потенциальными возможностями биосферы по нейтрализации растущего антропогенного давления» [1].

В докладе Межправительственного комитета по изменению климата ООН «Борьба с изменениями климата: человеческая солидарность в разделённом мире» содержится однозначный и хорошо аргументированный вывод: изменения климата происходят по вине человека. Международная комиссия по окружающей среде и развитию разработала концепцию устойчивого развития, получившую официальный статус в рамках ООН как «стратегия мирового развития», в которой провозглашается необходимость поиска новой модели взаимодействия общества, экономики и государства. К 2004 г. стратегии или планы устойчивого развития на государственном уровне приняли и реализуют более 100 стран, включая Россию.

Связанные с энергетикой выбросы в атмосферу основного «парникового газа» –  $\text{CO}_2$  – во всем мире увеличатся с 23,9 млрд т в 2001 г., до 37,1 млрд т – в 2025 г., если не будут приняты экстраординарные меры. Около 61 % прироста придется на развивающиеся страны, которые к 2015–2020 гг. обгонят по этому показателю промышленные страны [2].

Развитие традиционной энергетики, особенно на угле, одновременно с решением проблемы надёжного энергоснабжения (благодаря огромным мировым запасам угля), обостряет экологические проблемы. Сегодня ежегодные выбросы энергетическими установками загрязняющих веществ в мире составляют: углекислого газа –  $(2-3)10^{10}$  т, летучей золы –  $2,5 \times 10^{10}$  т,  $\text{NO}_x$  –  $1,2 \times 10^9$  т,  $\text{SO}_x$  –  $1,5 \times 10^8$  т, значительные объёмы токсичных компонентов. Тепловая энергетика относится к наиболее «грязным»

отраслям промышленности, доля выбросов CO<sub>2</sub> которой составляет 30 % от суммарных по всем отраслям экономики России и 2 % от мировых [3]. Одна угольная электростанция мощностью 150 МВт со средними на сегодня техническими характеристиками производит за год более 1 млн т выбросов парниковых газов. Централизованное теплоснабжение с помощью тепловых электростанций (ТЭС) и АЭС сопровождается выбросами огромного количества низкопотенциальной теплоты системами охлаждения технологической воды, особенно большими в неотапительный период, а так же дополнительным расходом топлива на нагрев сетевой воды, восполняющей её потери в теплосетях из-за изношенности последних.

Радикального улучшения экологической обстановки невозможно добиться только за счёт пассивных природоохранных мероприятий (применением различных очистных устройств) вследствие экономических ограничений. Например, удельная стоимость очистки дымовых газов от SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> возрастает в несколько раз при попытке повысить КПД газоочистных установок свыше 75–85 %. Такой путь решения экологических проблем снижает конкурентоспособность российских промышленных предприятий, а для её поддержания необходима реализация механизмов государственных компенсаций. Средства, необходимые для закупки и установки природоохранного оборудования только при модернизации российских тепловых электростанций, по прогнозным оценкам, превосходит 0,6 млрд долл.

Мировой и российский опыт показал, что в топливно-энергетическом комплексе (ТЭК) улучшение экологических показателей традиционных технологий в борьбе за экологическое благополучие постепенно уступает место трём другим подходам: а) энергосбережению и повышению эффективности использования энергетических ресурсов на всех этапах их жизненного цикла – от добычи до потребления электрической и тепловой энергии, б) использованию нетрадиционных возобновляемых экологически чистых энергетических ресурсов и в) освоение новых альтернативных энерготехнологий. Энергосбережение и повышение энергоэффективности на сегодня наиболее доступный и радикальный способ повышения энергетической и экологической безопасности, т.к. ориентирован на борьбу с причиной (ростом нерационального энергопотребления), а не с последствиями (нарастанием экологического ущерба из-за роста производства энергии). Задачи сбережения энергоресурсов становятся приоритетными в ряду обязательных мероприятий природоохранной деятельности. Реализация потенциала энергосбережения в России, оцениваемого в 45 % от суммарного потребления энергии и энергоресурсов, обеспечит снижение выбросов на 793 млн т CO<sub>2</sub>-эквивалента в год (половина всех выбросов за 2005 г.).

Поскольку у энергосбережения и повышения энергоэффективности производства и потребления энергоресурсов есть объективные пределы (ограничения), очевидно, что невозобновляемые топливные ресурсы

должны постепенно замещаться возобновляемыми, а основной традиционный способ производства энергии (через термодинамический цикл) – новыми высокоэффективными технологиями, в том числе основанными на прямом преобразовании различных видов энергии в электрическую. Альтернативные энергоресурсы и энерготехнологии в конечном итоге станут основой новой энергетики. При этом необходимо иметь в виду два важных обстоятельства: а) энергетика – очень инерционная область технологии и техники, требующая для адаптации и выхода на широкое применение инновационных решений около 25 лет, [4], б) инвестиции в возобновляемую и альтернативную энергетику – это хотя и «вечные» деньги, но это не «быстрые» деньги. Первое означает – на ближайшие десятилетия остаётся актуальной задачей повышение эффективности и экологической чистоты традиционной энергетики, второе – возобновляемая и альтернативная энергетика нуждаются в безотлагательных мерах поддержки со стороны государства и бизнеса.

Нефтяной кризис 1973–74 гг. стал важной вехой в судьбе возобновляемой и альтернативной энергетики, поскольку вынудил США и страны Западной Европы принять экстренные меры по модернизации энергетики и всей экономики для ослабления нефтяной (в более широком смысле – энергетической) «удавки». Среди этих мер значительная роль отводилась энергосбережению и повышению энергоэффективности, расширению масштабов освоения нетрадиционных возобновляемых источников энергии (НВИЭ) и перспективных (альтернативных) способов производства электрической энергии.

Исследования и разработки в области использования возобновляемых источников энергии, которые со времени зарождения новой отрасли науки и промышленности – энергетики (конец XIX- начало XX в.) выполнялись практически на «любительском» уровне (без серьёзного внимания и поддержки со стороны государства), получили в этих странах статус предмета государственной технической политики.

В последние десятилетия изменяется статус и ориентация работ и в области освоения новых высокоэффективных способов получения электрической энергии. (Большинство из них основано на прямом преобразовании различных видов энергии в электрическую). Из «побочного продукта» развития преимущественно военных технологий они превращаются в самостоятельный объект большой энергетики.

Преодоление последствий нефтяного кризиса не ослабило интерес высокоразвитых и, как правило, энергодефицитных стран к возобновляемой и альтернативной энергетике, поскольку к оставшимся актуальными проблемам энергетической и экологической безопасности добавились другие аргументы в пользу их развития:

- завоевание мировых рынков новой техники и технологий;
- сохранение запасов углеводородов для неэнергетических секторов экономики;

- диверсификация бизнеса фирм и компаний, работающих в иных сферах: нефтегазовой, атомной, авиационной и др.;
- получение прибыли благодаря сближению в ряде регионов стоимости электроэнергии, произведённой из возобновляемых энергоресурсов и из традиционных (даже без учёта экологической составляющей).

Для современной России важны ещё три дополнительных стимула:

- высвобождение традиционных энергоресурсов для торговли ими на мировом рынке;
- энергоснабжение удалённых автономных потребителей;
- развитие собственной промышленности, производящей оборудование для возобновляемой и альтернативной энергетики, что будет способствовать созданию дополнительных рабочих мест, увеличению доли высокотехнологичной продукции в структуре российского экспорта [5].

**России предстоит преодолеть «энергетическую гигантоманию», порождённую богатством запасов минерального топлива, и, соответственно, пренебрежительное отношение к возобновляемой и альтернативной энергетике.**

# ГЛАВА 1. ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ ЭНЕРГЕТИКА

## 1.1. Классификация и краткая характеристика нетрадиционных возобновляемых источников энергии

Большинство видов первичных энергетических ресурсов (за исключением источников ядерной, термоядерной и геотермальной энергии) являются продуктом преобразования солнечной энергии за разные отрезки времени. Образовавшиеся за короткие промежутки времени называют *возобновляемыми энергоресурсами*, за длительные – *невозобновляемыми*.

К возобновляемым источникам энергии (ВИЭ) относятся: энергия Солнца, Земли и энергия орбитального движения Земли в солнечной системе.

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

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

Земля располагает ВИЭ суммарной мощностью  $1,2 \cdot 10^{17}$  Вт.

Человечество на протяжении многих столетий использует различные виды ВИЭ (солнечную, ветровую, энергию рек, приливов и др.), но в электроэнергетике наиболее освоенной является энергия рек, преобразуемая в электричество гидроэлектростанциями [6]. С их помощью вырабатывается существенная доля электроэнергии (в мире в целом – более 16 %), а в ряде стран – почти вся или преобладающая часть (Норвегия – 98,8 %), Бразилия – 82,8 %, Швеция – 71 %, Канада – 57 %). В нашей стране на долю ГЭС приходится около 19 % .

Все большее внимание энергетиков привлекают так называемые *нетрадиционные возобновляемые источники энергии (НВИЭ)*, к которым принято относить: *энергию небольших водотоков (малых рек, каналов), кинетическую, потенциальную (тепловую) и химическую энергию воды морей и океанов, солнечную энергию, энергию ветра, энергию биомассы, тепловую энергию земли [4, 5, 7].*

Несмотря на то, что доля возобновляемой энергетики (ВЭ) в мировом производстве электроэнергии на сегодня исчисляется десятками долями – единицами процентов, она относится к быстро развивающимся направлениям решения задачи удовлетворения растущих потребностей человечества в электрической энергии [8]. Уместно отметить, что ВЭ оказалась одной из немногих отраслей мировой экономики, показавшей в 2009–2010 гг. устойчивый рост на фоне стагнации других отраслей вследствие мирового экономического кризиса. В этой связи рост объемов инвестиций в проекты освоения НВИЭ является оправданным перераспределением финансовых ресурсов.

На сегодня в общем производстве электроэнергии биоэнергетика обеспечивает 1,5 %, а суммарная доля ветровой, солнечной и геотермальной энергетики составляет около 0,5 %. Преобладающий вклад в эти объемы принадлежит некоторым европейским странам (Германии, Дании, Испании), а также США, Китаю и Индии. В России на долю всех НВИЭ приходится менее 1 % от суммарной выработки электроэнергии. Согласно Энергетической стратегии России до 2030 г. (ЭС-2030), она должна достичь 4,5 % к 2020 г. Динамика доли НВИЭ в России во внутреннем потреблении топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) приведена в табл. 1.1.1.

Таблица 1.1.1

*Доля НВИЭ в России во внутреннем потреблении ТЭР*

Показатели	2000 отчет	2001 отчет	2002 отчет	2005 отчет	2010 прогноз	2015 прогноз	2020 прогноз
Внутреннее конечное потребление, млн т у.т.*	634,6	643	643,8	677,3	735	770	812
Производство электроэнергии, млрд кВт·ч	4,3	4,7	5,0	6,5	10,0	15,0	24
Отпуск тепловой энергии, млн Гкал	57,2	58,7	60,9	70	100	150	250
Объем замещения минерального топлива, млн т н.э.	7,4	7,8	8,1	9,6	13,9	20,8	34,3
Доля НВИЭ в потреблении первичных ТЭР, %	1,1	1,2	1,3	1,4	1,9	2,7	4,2
* Без дров.							

Современное развитие энергетики характеризуется разнообразием подходов к решению глобальной задачи – удовлетворение потребностей человечества в энергии по приемлемым ценам при минимальных объемах потребления невозобновляемых энергоресурсов и ущербах окружающей среде. Уже сегодня энергоснабжение удаленных автономных потребителей с использованием НВИЭ во многих случаях экономически более целесообразно, чем использование минерального топлива или строительство линий электропередач (ЛЭП) от крупных энергосистем. За пределами зоны централизованного электроснабжения (в основном северные и северо-восточные регионы), где более 12 млн человек

получают электроэнергию преимущественно от дизель-генераторов, её себестоимость доходит до 80 руб. за 1 кВт·ч, т.е. многократно превышает стоимость энергии, производимой из НВИЭ [9].

Экологические эффекты замещения традиционной энергетики системами энергоснабжения на основе НВИЭ не менее впечатляющие – замещение 1 ГВт·ч электроэнергии, произведённой из традиционных энергоресурсов, на произведённую из НВИЭ, ведёт к сокращению выбросов в атмосферу вредных веществ в следующих объёмах: CO<sub>2</sub> – 750–1250 т, SO<sub>2</sub> – 5–8 т, NO<sub>x</sub> – 3–6 т, золы – 40–70 т, пыли – 0,25–0,47 т. В топливных технологиях все, что не удалось превратить в электричество и техническую теплоту (40–65 %) является не только бесполезно потраченным, но и наносящим вред окружающей среде в виде физико-химического и теплового загрязнения [10]. Следует также иметь в виду, что развитие ВЭ в России будет способствовать освоению высоких технологий в ряде промышленных отраслей, высвобождению нефти и газа и продуктов их переработки для реализации на внешнем рынке.

Отличительной особенностью НВИЭ по сравнению с традиционными энергоресурсами (минеральным топливом и делящимися веществами) является их неисчерпаемость или быстрая восстанавливаемость.

Это главное их преимущество дополняется рядом других:

- экологической чистотой производства электроэнергии;
- наличием в преобладающем большинстве регионов нескольких видов НВИЭ, пригодных сейчас или в перспективе для использования в энергетике;
- более простыми и короткими технологическими цепочками преобразования первичной энергии в электричество по сравнению с традиционными, использующими минеральное топливо и ядерное горючее (включающими поиск, разведку, добычу, транспортировку, хранение, подготовку, преобразование в электрическую энергию).

Возникает естественный вопрос: «Почему при наличии таких достоинств у НВИЭ они используются в столь ограниченных масштабах?».

Причина кроется в характерных для них недостатках, обусловленных их природой, которые сужают границы экономической эффективности использования НВИЭ:

1) низкой удельной мощностью потока энергоносителя, которая обуславливает большие габариты и массу энергоустановок и, соответственно, большие удельные капитальные затраты на их сооружение, табл. 1.1.2 и 1.1.3.

Таблица 1.1.2

## Удельные мощности НВИЭ и традиционных энергетических установок

Источник	Мощность Вт/м <sup>2</sup>	Примечание
Солнце	100–250	
Ветер	1500–5000	При скорости 8–12м/с
Геотермальное тепло	0,06	
Ветровые океанические волны	3000 Вт/пог.м	Может достигать 10000 Вт/пог.м
Двигатель внутреннего сгорания	около 100 кВт/л	
Турбореактивный двигатель	до 1 МВт/л	
Ядерный реактор	до 1 МВт/л	

Таблица 1.1.3

Средняя площадь, необходимая для обеспечения мощности 1 МВт на электростанциях различного типа, м<sup>2</sup>

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

2) низким КПД – доли первичной энергии, преобразуемой в электричество или техническое тепло. Только гидравлическая энергия обеспечивает достаточно высокий КПД – 0,6–0,7. Для других видов НВИЭ он существенно ниже и составляет:

- ветровая энергия – 0,3–0,4;
- тепловая энергия – 0,3–0,35;
- лучистая энергия – 0,3–0,35 (в термальном режиме) и 0,12–0,16 (в режиме фотоэлектрического преобразования);
- биотопливо – не более 0,3.

3) большой суточной, сезонной и стохастической нестабильностью мощности НВИЭ, что требует совместной эксплуатации энергоустановок на различных НВИЭ, работы в паре с агрегатами на традиционном топливе или аккумулирования энергии. Преодоление нестабильности на коротких и длинных временных интервалах существенно усложняет и удорожает сооружение и эксплуатацию таких энергетических комплексов.

Большое различие между теоретическими и реальными возможностями, обеспечиваемыми НВИЭ, учитывается введением в оборот трех видов потенциала НВИЭ: *валового, технического и экономического*.

Примечание. *Валовый* /теоретический потенциал – количество энергии, заключенное в данном виде энергоресурса; *технический* потенциал – часть валового потенциала, преобразование которой в полезную энергию целесообразно при данном технологическом уровне; *экономический* потенциал – часть технического потенциала, которую экономически целесообразно преобразовывать в полезную энергию при конкретных экономических условиях.

Таблица 1.1.4

*Экономические характеристики некоторых типов электростанций  
на ВИЭ, долл/кВт*

Тип станции или ВИЭ	Инвестиции			Операционная стоимость		
	2005 г.	2030 г.	2050 г.	2005 г.	2030 г.	2050 г.
<b>Геотермальные:</b> гидротермальные	1700– 5700	1500– 5000	1400– 4900	33–97	30–87	29–84
на сухом тепле (скальные)	5000– 15000	4000– 10000	3000– 7500	150–300	80–200	60– 150
<b>Крупные ГЭС</b>	1000– 5500	1000– 5400	1000– 5100	30–120	30–115	30– 110
<b>Малые ГЭС</b>	2500– 7000	2200– 6500	2000– 6000	56–140	52–130	49– 120
<b>Приливные:</b> плотинные	2000– 4000	1700– 3500	1500– 3000	60–100	50–80	45–70
бесплотинные	7000– 10000	5000– 8000	3500– 6000	150–200	80–100	45–80
<b>Волновые</b>	6000– 15000	2500– 5000	2000– 4000	200–300	45–90	40–80

В табл. 1.1.5 приведены данные по объемам валовых и технических ресурсов, заключенных в различных ВИЭ.

Технический потенциал НВИЭ в России составляет около 4,6 млрд т у.т/год, что в 5 раз превышает объем ежегодного потребления всех ТЭР страны [4, 11, 12].

Таблица 1.1.5

*Ресурсы ВИЭ в мире и России*

Вид энергии	Теоретические ресурсы, млн т у.т.		Технические ресурсы, млн т у.т.	
	мир	Россия	мир	Россия
Энергия солнца	$1,3 \cdot 10^8$	$2,3 \cdot 10^6$	$5,3 \cdot 10^4$	$2,3 \cdot 10^3$
Энергия ветра	$2,0 \cdot 10^5$	$2,6 \cdot 10^4$	$2,2 \cdot 10^4$	$2,0 \cdot 10^3$
Геотермальная энергия (до глубины 10 км)	$4,8 \cdot 10^9$	–	$1,7 \cdot 10^5$	$1,0 \cdot 10^2$
Энергия мирового океана	$2,5 \cdot 10^5$	–	–	–
Энергия биомассы	$9,9 \cdot 10^4$	$10^4$	$9,5 \cdot 10^3$	53
Гидроэнергия	$5,0 \cdot 10^3$	$3,6 \cdot 10^2$	$1,7 \cdot 10^3$	$1,2 \cdot 10^2$

Распределение ресурсов различных видов НВИЭ по регионам России

неравномерно (в особенности геотермальной энергии), но суммарный потенциал НВИЭ достаточен, чтобы вносить существенный вклад в топливно-энергетический баланс (ТЭБ) каждого региона, табл. 1.1.6

Таблица 1.1.6

*Распределение ресурсов (экономический потенциал) для регионов России, млн т у.т/год*

Регионы	Биомасса	Солнечная энергия	Ветровая энергия	Геотермальная энергия	Суммарная по 4 НВИЭ
Северный	0,0	0,32	3,0	-	3,32
Северо-Западный	2,5	0,04	0,36	2,0	4,9
Центральный	5,6	0,11	0,68	0,5	6,44
Центрально-Черноземный	2,1	0,04	0,32	-	2,46
Волго-Вятский	2,2	0,06	0,52	-	2,78
Поволжский	4,3	0,16	1,15	1,0	6,63
Северный Кавказ	4,4	0,11	0,66	35,0	40,17
Урал	5,4	0,20	1,33	0,5	7,43
Западная Сибирь	3,9	0,59	3,53	35,0	43,02
Восточная Сибирь	2,4	1,03	3,74	1,0	8,17
Дальний Восток	2,2	1,58	6,70	40,0	50,48
<b>Всего</b>	<b>35,0</b>	<b>4,24</b>	<b>22,0</b>	<b>115,0</b>	<b>176,24</b>

С учетом экономического энергопотенциала малых рек (~65 млн т у.т) и низкопотенциальных источников тепла (31,5 млн т у.т.) экономический потенциал НВИЭ на территории России составляет примерно 270 млн т у.т, что равно примерно 25 % годового потребления ТЭР.

Экономический потенциал НВИЭ не только различен для разных стран и регионов, но и может достаточно быстро изменяться во времени, следуя за изменениями финансово-экономического и технологического состояния страны. Он постоянно увеличивается в связи с непрерывным удорожанием традиционного топлива, нарастанием экологических проблем, связанных с его использованием, совершенствованием техники и технологии преобразования НВИЭ в электричество и технологическое тепло.

Границы экономической эффективности использования НВИЭ приведены в табл. 1.1.7.

Таблица 1.1.7

*Границы экономической эффективности использования НВИЭ*

Тип электростанции	Границы экономической эффективности	Современный уровень
Ветровые электростанции и малые ГЭС	1000–1300 долл/кВт	2000–2600 долл/кВт
Системы солнечного теплоснабжения	30–50 долл/м <sup>2</sup>	130–200 долл/м <sup>2</sup>
Фотоэлектрические преобразователи	80–120 долл/м <sup>2</sup>	800–1200 долл/ м <sup>2</sup>

При оценке роли НВИЭ в реализации государственной политики энергосбережения и повышения энергетической, экологической и

социальной эффективности необходим многосторонний подход, в котором учитывались бы следующие факторы:

1) технический и экономический потенциал НВИЭ в стране и его распределение по регионам;

2) экономическая, экологическая и социальная эффективность энергоснабжения с использованием НВИЭ различных видов, которая в свою очередь, определяется такими характеристиками как стоимость минерального топлива; среднегодовая выработка энергии установками НВИЭ; удаленность от централизованной энергосистемы; состояние дорожной сети; требования потребителей электрической и тепловой энергии; надежность и стоимость энергоустановок НВИЭ и др. Эти характеристики должны определяться для каждого конкретного случая с учетом возможно большего количества факторов. (Основной объем вводимых мощностей на НВИЭ в мире формируется за счёт ввода малых гидроэлектростанций (МГЭС), ВЭС и электростанций, использующих биоресурсы (биоЭС)). В развитых странах вводится больше МГЭС и биоЭС, в ЕС – ВЭС, в развивающихся странах – МГЭС. В России инвестиции в развитие ВЭ по видам НВИЭ распределяются примерно в следующей пропорции: ветроэнергетика – 40 %, солнечная – 30 %, биоэнергетика – 10 %, прочие – 20 %.

3) техническая осуществимость проекта энергоснабжения от НВИЭ.

Энергодефицитные страны разработали системы стимулирования освоения нетрадиционных, прежде всего возобновляемых, первичных энергетических ресурсов и эффективных экологически безопасных технологий производства, транспорта, распределения и потребления электрической и тепловой энергии. Евросоюз в 2008 г. принял решение довести долю НВИЭ в балансе производства энергии к 2020 г. до 20 %. МЭА прогнозирует достижение 46 %-ной доли НВИЭ в мировом балансе производства электроэнергии к 2050 г. В ежегодной речи перед Конгрессом «О положении в стране» президент США Б. Обама заявил, что к 2035 г. 80 % электроэнергии в стране будет вырабатываться с применением «чистых технологий».

По состоянию на 2009 г. суммарная мощность электростанций, использующих НВИЭ, в мире составляла 372 ГВт, в России – около 500 МВт. Мощность некоторых уже действующих электростанций и даже единичных агрегатов вполне сопоставима с мощностью традиционных электростанций, табл. 1.1.8.

Таблица 1.1.8

*Самые мощные в мире электростанции/энергоагрегаты,  
использующие НВИЭ*

Вид электростанции/энергоагрегата	Мощность МВт	Стоимость, млн долл.	Страна, фирма изготовитель
ВЭС ландшафтная (в составе 421 ВЭУ)	735		США, Horse hollow Wind Energy Centre
ВЭС оффшорная	209	670	Дания
ПЭС («Ранс»)	240	134	Франция
Приливной турбогенератор («Sea Gen»)	1,2	6	Ирландия
СЭС по термодинамическому циклу («Solar Energy Generating System», в составе 9 отдельных СЭУ)	354		США, Luz international
СЭС фотоэлектрическая		520	Испания
ГеоТЭС	1000		США
БиоЭС	240 (эл.)+160 (тепл.)		Финляндия, Оу Alholmens Kraft
ВлЭС (в составе 3 турбин)	2,25	1,3	Португалия, Fgucadoura Wave Farm

В соответствии с уже реализуемыми планами, мощности объектов возобновляемой энергетики в ближайшие годы будут увеличены в разы, а их удельная стоимость – существенно снижена.

## 1.2. Ветроэнергетика

Как отмечено выше, основным недостатком ветра как источника энергии являются случайная, переменная в пространстве и во времени скорость и низкая удельная мощность воздушного потока.

Для решения вопроса о целесообразности и масштабах развития ветроэнергетики в конкретном регионе необходимо располагать следующими данными:

- среднегодовая скорость ветра, годовой и суточный ход ветра;
- повторяемость скоростей, типы и параметры функций распределения скорости ветра;
- вертикальный профиль средней скорости ветра;
- удельная мощность и удельная энергия ветра;
- ветроэнергетические ресурсы региона.

Такие данные оформляются в виде кадастров, имеющих во многих регионах России [13]. Особое внимание составлению таких кадастров должно быть уделено в регионах, обладающих наибольшим ветроэнергетическим потенциалом: побережье и острова Северного Ледовитого океана, побережья Каспийского, Аральского, Охотского, Черного и Азовского морей, а также Нижнее Поволжье. Удельная мощность ветрового потока на уровне 10–25 м. над поверхностью земли или воды в этих регионах лежит в пределах 200–1000Вт/м<sup>2</sup>.

Распределение ветроэнергетического потенциала по регионам России показано в табл. 1.2.1.

Таблица 1.2.1

### *Ветроэнергетический потенциал России, ГВт·ч/год*

Экономический район, регион	Валовой	Технический	Экономический
Северный	11040	860	4,3
Северо-Западный	1280	100	0,5
Центральный	2560	200	1
Волго-Вятский	2080	160	0,8
Центрально-Черноземный	1040	80	0,4
Поволжский	4160	325	1,6
Северный Кавказ	2560	200	1
Уральский	4880	383	1,9
Западная Сибирь	12880	1000	5
Восточная Сибирь	13520	1050	5,2
Дальний Восток	24000	1860	9,3
<b>Россия в целом</b>	<b>80000</b>	<b>6218</b>	<b>31</b>

При современном уровне развития ветроэнергетики она считается рентабельной для регионов, где среднегодовая скорость ветра не менее 5 м/с.

Результатом поиска способов повышения эффективности использования ветроэнергетического потенциала является большое разнообразие конструкций ВЭУ и их технических характеристик.

По *мощности* современные ВЭУ делятся на 2 класса: а) мощные – в сотни киловатт (обычно 500 кВт и выше, вплоть до 6 МВт) и б) маломощные – от долей до десятков киловатт (обычно 5–10 кВт).

Иногда используется более дробная классификация ВЭУ по мощности, табл. 1.2.2.

Таблица 1.2.2

*Параметры ВЭУ различной проектной мощности при скорости ветра 12 м/с*

Класс ВЭУ	Расчетная (проектная) мощность, кВт	Диаметр ветроколеса D, м	Период вращения T, с
Малые	10–25	6,4–10	0,3–0,4
Средние	50–100–150	14–20–25	0,6–0,9–1,1
Большие	250–500–1000	32–49–64	1,4–2,1–3,1
Очень большие	2000–3000–4000	90–110–130	3,9–4,8–5,7

По конструкции выделяют два основных типа ВЭУ: вертикально-осевые (ВО ВЭУ) и горизонтально-осевые (ГО ВЭУ).

Для создания крутящего момента в многочисленных конструкциях ВО ВЭУ используют два эффекта – подъемную силу крыла, рис. 1.2.1,а и различие в лобовом сопротивлении тел различной формы («дифференциальное лобовое сопротивление»), рис. 1.2.1,б.

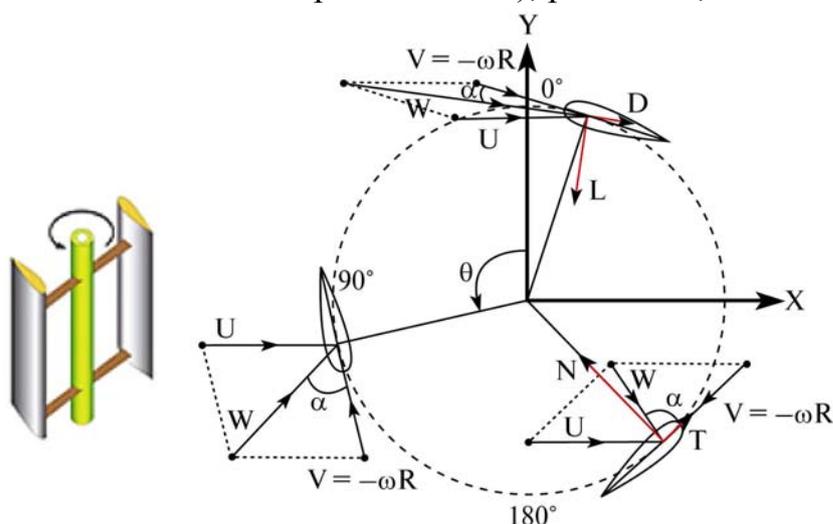


Рис. 1.2.1,а. Работа ВО ВЭУ, использующей подъемную силу крыла: U – скорость ветра, V – тангенциальная скорость перемещения лопасти; W – суммарная («кажущаяся») скорость воздушного потока, взаимодействующего с лопастью;  $\alpha$  – угол атаки; T – сила, создающая крутящий момент; N – сила, приложенная к траверсе, соединяющей лопасть с валом установки; L – подъемная сила лопасти; D – сила лобового сопротивления лопасти.

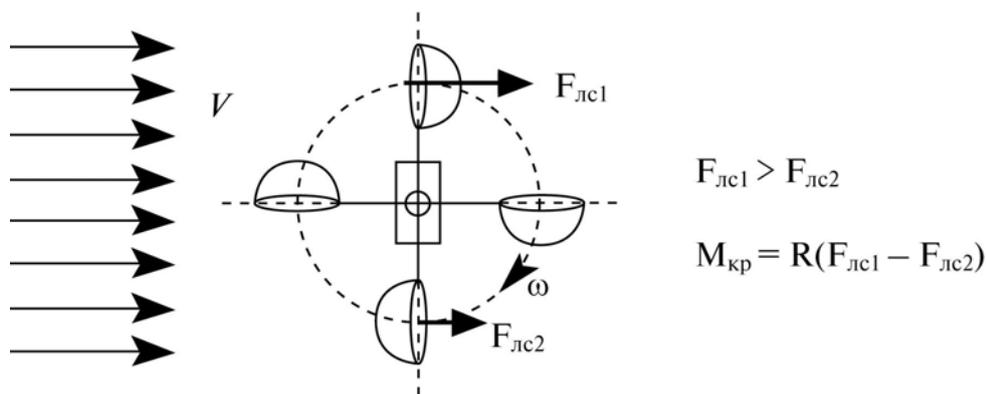


Рис. 1.2.1,б. Принцип действия ветродвигателя «дифференциального лобового сопротивления»

ВО ВЭУ обладают рядом достоинств: нечувствительностью к направлению ветра, простотой конструкции за счет исключения поворотной головки и системы ориентации ветроколеса, а также размещением генератора и мультипликатора (повышающего редуктора) в основании установки, что облегчает их монтаж и эксплуатацию и позволяет сократить затраты примерно на 33 %. Основными их недостатками являются неоптимальность углов атаки ветра в разных положениях лопастей и аэродинамическое затенение лопастей друг другом и башней. Следствием этого является снижение эффективности преобразования энергии ветра в электричество и надежности работы ВО ВЭУ из-за повышенной неравномерности крутящего момента на генераторе и пульсирующих аэродинамических нагрузок на элементы конструкции. ВО ВЭУ в небольших масштабах строятся в США, Японии, Англии, Германии, Канаде.

Для ГО ВЭУ характерны достоинства и недостатки зеркальные тем, что характерны для ВО ВЭУ. Достоинства оказались преобладающими, что и определило выбор в пользу ГО ВЭУ, рис. 1.2.2. На их долю сегодня приходится около 90 % всех ВЭУ, а число вариантов конструкций превышает 10.

Enercon E112  
 Мощность : 4500kW  
 Диаметр ветроколеса : 112,8м



Рис. 1.2.2. Горизонтально-осевая трехлопастная ВЭУ

Одно из перспективных конструктивных решений реализовано в многомодульной установке (ММ ВЭУ) на основе нескольких небольших ветроколес диаметром до 2 м с мощностью около 1 кВт, рис. 1.2.3 (ВУ).

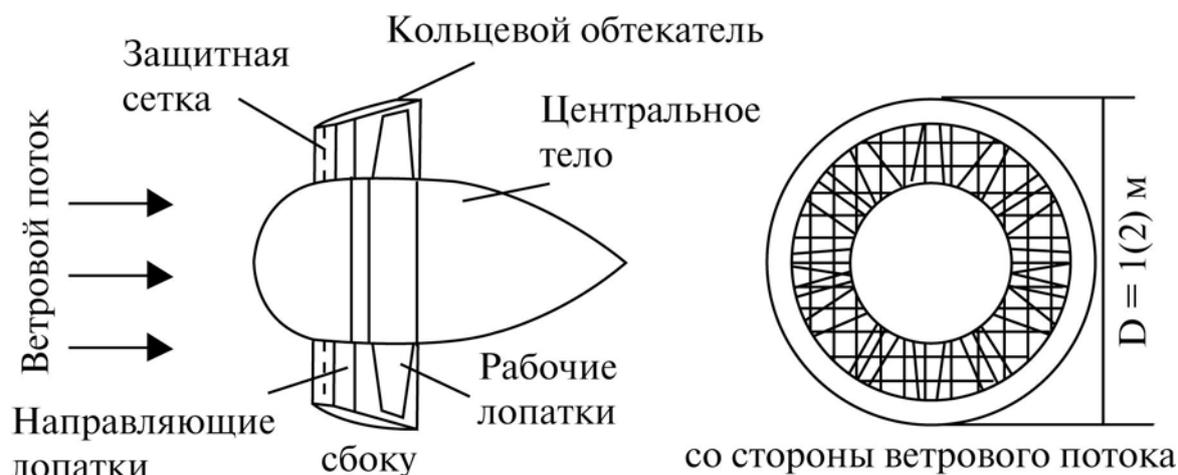


Рис. 1.2.3. Ветродвижитель «Модуль» с усовершенствованной аэродинамической схемой и улучшенной компоновкой

Основными достоинствами ММ ВЭУ являются:

- возможность гибкого регулирования мощности ВЭУ количеством модулей, что позволяет заполнить разрыв в мощностном ряду между сетевыми и автономными ВЭУ;
- повышенная эффективность использования энергии ветра;
- пониженный ущерб окружающей среде (шум, вибрация, электромагнитные помехи, опасность для птиц);
- возможность отключать и ремонтировать неисправные модули без вывода из эксплуатации всего ветроэнергетического комплекса;
- отсутствие необходимости в устройстве ориентации ВЭУ на ветер (модульные установки сами поворачиваются на ветер, т.к. вертикальная ось вращения гондолы у них расположена впереди точки приложения боковой аэродинамической силы).

Ведется поиск способов повышения удельной мощности воздушного потока. Одно из предложений – преобразование равномерного потока ветра в вихреобразные струи с помощью т.н. «генератора вихря». Он является концентратором мощности, организующим и аккумулирующим энергию ветра и низкопотенциальных воздушных потоков аналогично тому, как в природных условиях кинетическая энергия ветра, распределенная в большом объеме потока, концентрируется до огромных величин в компактном ядре природного смерча.

Разрабатывается проект ВЭУ мощностью 0,6–1,5 МВт, поднимаемых на высоту в несколько сотен метров над землей с помощью заполняемых гелием аэростатов. Большая и постоянная скорость ветра на таких высотах – основная привлекательная особенность таких ВЭУ.

Совершенствованием конструкций ВЭУ удалось в значительной мере компенсировать отмеченные недостатки ветра как первичного энергоресурса. Благодаря этому ветроэнергетика – наиболее развитая сфера практического использования НВИЭ и один из наиболее активно развивающихся секторов энергетической промышленности. Мировой ветроэнергетический рынок сейчас превосходит 11 млрд долл. Среди ведущих стран он поделен как показано на рис. 1.2.4.

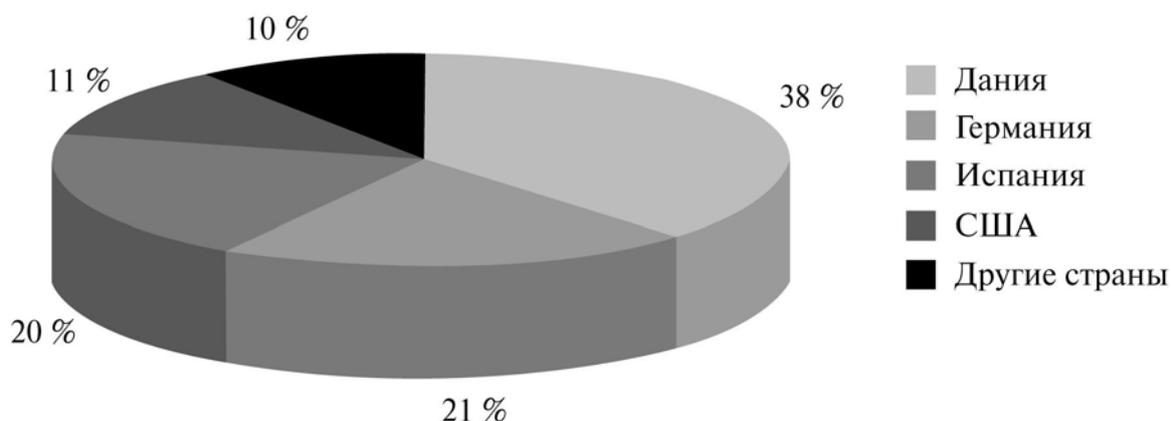


Рис. 1.2.4. Ведущие в мире производители ВЭУ (на начало 2005 г.)

Сегодня ветроэнергетика является одним из самых дешевых источников электроэнергии, вырабатываемой из НВИЭ. Себестоимость энергии, производимой на системных ВЭУ (мощностью от сотни кВт и выше) составляет 4–5 цент/кВт·ч при стоимости 1 кВт установленной мощности порядка 1000 долл., табл. 1.2.3.\*

Таблица 1.2.3

*Себестоимость электроэнергии, производимой ВЭУ при различных скоростях ветра*

№ п/п	Скорость ветра, м/с	Себестоимость, цент/кВт·ч (для США, 2004 г.)
1	7,16	4,8
2	8,08	3,6
3	9,32	2,6

\* Себестоимость электроэнергии, произведенной в США в 2004 г. на угольных электростанциях составила 4–6 цент/кВт·ч.

Автономные ВЭУ мощностью 1–50 кВт имеют более высокую стоимость 1 кВт – от 3000 до 5000 долл. Усреднённые мировые показатели ветроэнергетики таковы:

- наземные (ландшафтные) ВЭС стоят 1225–1710 долл/кВт установленной мощности;
- оффшорные ВЭС стоят 2225–2970 долл/кВт установленной мощности;
- операционные затраты – 1,3–2,4 цента/кВт·ч (больших затрат требуют оффшорные ВЭУ).

Конкурентоспособность ветроэнергетики существенно возрастает при сопоставлении ее с традиционной с учётом показателей экологической эффективности. Работа ВЭУ мощностью 1 МВт за 20 лет позволяет сэкономить примерно 29 тыс. т угля или 92 тыс. баррелей нефти и предотвращает ежегодные выбросы в атмосферу 1800 т CO<sub>2</sub>, 9 т SO<sub>2</sub>, 4 т оксидов азота. По оценкам Global Wind Energy Council, в 2005 г. мировая ветроэнергетика позволила сократить ежегодные выбросы CO<sub>2</sub> на 1,5 млрд т. Негативные последствия для окружающей среды от эксплуатации ВЭУ невелики в сравнении с традиционной энергетикой. Кроме отчуждения земли (см. выше) другие влияния можно объединить в три группы:

1) снижение скорости ветра при массовом использовании ВЭУ может оказать влияние на локальные климатические условия – сделать климат региона более континентальным, изменить влажностный режим территории; при расположении ветропарков вблизи крупных городов может ухудшиться их вентилируемость (точных количественных доказательств на сегодня нет);

2) ВЭУ производят шум (около 100 дБ в непосредственной близости от крупной ВЭУ): механический – от работы механических и электрических компонентов, аэродинамический – от взаимодействия ветрового потока с лопастями установки (его интенсивность не превосходит шум от легкового автомобиля);

3) гибель птиц и летучих мышей (примерно в 100 раз меньше, чем от ударов об элементы ЛЭП).

Быстрое развитие ветроэнергетики началось с середины 90-х годов и продолжается нарастающими темпами. Лидером по этому показателю является Китай. В течение последних 4 лет суммарная мощность ВЭУ Китая увеличивается ежегодно в 2 раза. К 2010 г. Китай опередил все страны по суммарной мощности ВЭС (41,8 ГВт в 2010 г.)

В среднем в мире суммарная мощность ВЭУ удваивается за каждые 3 года. По данным Всемирной ветроэнергетической ассоциации (WWEA), в 2009 г. суммарная мощность ВЭУ достигла 159,213 ГВт, что составляет около 2 % суммарной мощности энергоустановок.

Ветроэнергетика развивается в 82 странах. По вкладу ветроэнергетики в национальное производство электроэнергии лидерами являются Дания (20 %), Португалия (15 %), Испания (14 %), Германия (10 %).

Динамика суммарной мощности ВЭУ в последнее пятилетие по странам и регионам показана в табл. 1.2.4. (Вследствие экономического кризиса 2008–2009 гг. прогнозируемые цифры во многих странах не были достигнуты).

Таблица 1.2.4

*Современное состояние и прогноз использования энергии ветра в мире*

Страны	Суммарная установленная мощность на 01.01.2005,	Суммарная установленная мощность за 2004, МВт	Прогноз суммарной установленной мощности на 01.01.2009, МВт
США	6750	389	18850
Канада	444	123	2344
Америка в целом	7391	516	22641
Германия	16629	2037	26199
Испания	8263	2064	17463
Дания	3083	7	3833
Италия	1261	357	3211
Нидерланды	1081	199	1951
Великобритания	889	253	6389
Австрия	607	192	1557
Греция	587	61	1437
Португалия	585	274	3085
Швеция	478	50	1183
Франция	386	138	2548
Ирландия	339	148	1189
Норвегия	158	57	1468
Бельгия	106	28	521
Финляндия	83	30	533
Польша	55	0	550
Турция	20	0	620
Швейцария	8	4	178
Другие европейские страны	87	22	687
Европа в целом	34705	5921	74800
Индия	3000	875	8300
Япония	991	230	2641
Китай	769	198	3119
Другие азиатские страны	85	51	855
Азия в целом	4845	1354	14915
Австралия и Новая Зеландия	588	294	2075
Северная Африка	234	23	960
Средний Восток	101	29	351
Другие страны	952	346	1080
Всего в мире	47893	8137	116236

Мировое производство ВЭУ распределено по странам следующим образом: Дания – 38 %, Германия – 21%, Испания – 20%, США – 11%, другие страны – 10 %.

Согласно программе развития ветроэнергетики (Wind Force 13), доля ветроэнергетики в мировом производстве электроэнергии к 2020 г. должна достичь 30 %; себестоимость должна снизиться до 3,3 цента/кВт·ч. Международное энергетическое агентство (МЭА) прогнозирует, что к 2030 г. суммарная мощность ВЭУ достигнет 4800 ГВт.

Для генерирования с помощью ВЭУ мощностей, отвечающих потребностям энергетики, низкую мощность, приходящуюся на единицу площади поперечного сечения воздушного потока, компенсируют большими габаритами ветроколеса, большим количеством ВЭУ, объединяемых в ветропарки, сооружением ВЭС на шельфе (оффшорные ветропарки).

В Германии создана и эксплуатируется ВЭУ мощностью 6 МВт. Это – гигантское сооружение весом 530 т. Диаметр ветроколеса – 114 м, высота башни – 124 м, ширина лопасти у ступицы – 6 м, диаметр ротора энергогенератора – 12 м. Компания Clipper Windpower разрабатывает ВЭУ мощностью 7,5 МВт оффшорного размещения.

В США эксплуатируется ветропарк, объединяющий 627 ВЭУ с суммарной мощностью 781,5 МВт.

ВЭУ морского базирования, несмотря на большие капитальные затраты, сооружены уже в 12 странах (больше всего в Германии, Швеции, Нидерландах) благодаря двум преимуществам – не занимают земную поверхность (особенно актуально в густонаселенных странах); над водной поверхностью скорость ветра выше, чем над сушей. Самый крупный оффшорный ветропарк – Horns Rev 2 построен в 2009 г. и включает 91 ВЭУ с суммарной мощностью 209,3 МВт. Ветропарки (ландшафтные и оффшорные) работают не на конкретного потребителя, а на сеть.

О будущем ветроэнергетики можно судить по достижениям и планам на ближайшее десятилетие одного из лидеров в области ветроэнергетики – Германии. В 2004 г. принято решение о запуске пилотной фазы (создание 80 ВЭУ) проекта по созданию морской ветрофермы («Sandbank 24» (54 км. западнее г. Зуля)), которая будет насчитывать 1000 ВЭУ суммарной мощностью 5 ГВт. Кроме того, внесены и рассматриваются предложения о создании морских ветропарков вне 12-ти мильной зоны общей мощностью 65 ГВт. Планируется, что стоимость 1 кВт установленной мощности будет составлять 1800 евро, а общий объем инвестиций – 117 млрд евро в течение 20 лет.

Отсутствие в табл. 1.2.4 России отражает то факт, что при наличии значительного ветроэнергетического потенциала на ее территории (табл. 1.2.1), позволяющего производить до 10 % от суммарного производства в стране электроэнергии, по уровню развития ветроэнергетики она находится лишь на 30-м месте в мире (0,1 % от мирового объёма

электроэнергии, производимой ВЭС, и 0.001 % от суммарного производства в стране электроэнергии; суммарная мощность ВЭС в 2006 г. составляла только 15 МВт.). Отставание от лидеров наблюдается как по объемам использования ветроэнергетического потенциала, так и по развитию промышленной базы сооружения ВЭУ (в особенности средней и большой мощности). Наибольшее развитие в России получила автономная ветроэнергетика, использующая ВЭУ малой мощности [9, 14]. Около 35 российских фирм выпускают более 20 типов ВЭУ мощностью от 0,2 до 250 кВт (в основном – в диапазоне 1–10 кВт), стоимостью от 600 до 200000 долл., с удельной ценой от 1300 до 11600 долл/кВт (средняя цена – в диапазоне 2–6 тыс. долл/кВт). Вся продукция – мелкосерийная или выпускаемая под заказ и поэтому отличается неустойчивыми ценовыми характеристиками. (Например, не прослеживается тенденция к уменьшению стоимости 1 кВт установленной мощности с увеличением мощности единичной ВЭУ. Обычно удвоение мощности ВЭУ снижает себестоимость электроэнергии на 15 %).

Определились сферы наиболее эффективного использования малой ветроэнергетики и соответствующие потребители, к которым, прежде всего, относятся:

- жители удаленных поселений, для которых ВЭУ могут стать одним из основных источников электроэнергии. В регионах с холодным климатом целесообразно одновременная выработка электрической и тепловой энергии с помощью энергокомплексов (см. разд. 1.8);
- оленеводы и пастухи (при отгонном животноводстве), использующие ВЭУ для зарядки аккумуляторов (основных источников электроэнергии) и подъема воды из скважин;
- владельцы дач и загородных коттеджей, не имеющих централизованного электроснабжения.

Анализ ситуации с автономными ВЭУ позволяет сделать вывод о том, что возрастающий интерес деловых кругов России к использованию энергии ветра, имеющийся задел и значительный интеллектуальный и кадровый потенциал позволят ускорить развитие ветроэнергетики на основе отечественных ВЭУ. Приоритет будет отдаваться тем регионам, где развитие ветроэнергетики экономически целесообразно или где геополитические соображения играют важнейшую роль. Так, на острове Русском и соседних островах планируется пуск в эксплуатацию в 2012 г. нескольких ВЭУ общей мощностью 36 МВт (Совместный проект «РусГидро» и японских компаний «Mitsui» и «J-Power»). Доля ветроэнергетики во Владивостоке после этого составит 6 %. Ведется разработка проектов по сооружению ветропарков мощностью в десятки-сотни мегаватт в различных регионах России (Алтай, Астраханская, Мурманская и Архангельская обл. и др.). Запланировано строительство в Красноярском крае самой крупной в России ВЭС мощностью 100 МВт. К 2020 г. доля

электроэнергии, производимая ВЭС, должна составить 1 % (17,5 кВт·ч), а их суммарная мощность – 7 ГВт.

Весьма скромные планы развития системной ветроэнергетики до 2020 г. Россия будет реализовывать в основном в кооперации с зарубежными фирмами (из Дании, Германии, США).

### 1.3. Геотермальная энергетика

Земные недра располагают практически неисчерпаемым запасом энергии – магматическим теплом. Энергоносителями при этом являются пар, пароводяные смеси, термальные воды, обобщенно называемые флюидами. (Источников сухого пара на Земле открыто всего 5). Термальные воды подразделяются на высококопотенциальные ( $>100\text{ }^{\circ}\text{C}$ ), среднепотенциальные ( $70\text{--}100\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) и низкопотенциальные ( $<70\text{ }^{\circ}\text{C}$ ).

В приповерхностных слоях Земли круглогодичная температура составляет всего  $+5\div 7\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Эту энергию вместе с тепловой энергией воздуха, воды океанов, морей и водоёмов называют *рассеянной тепловой энергией*. Её научились утилизировать с помощью теплонасосной технологии. Вследствие повсеместного распространения её топливный эквивалент оценить довольно сложно.

По способу извлечения тепловой энергии Земли используется следующая классификация геотермальных систем, рис. 1.3.1

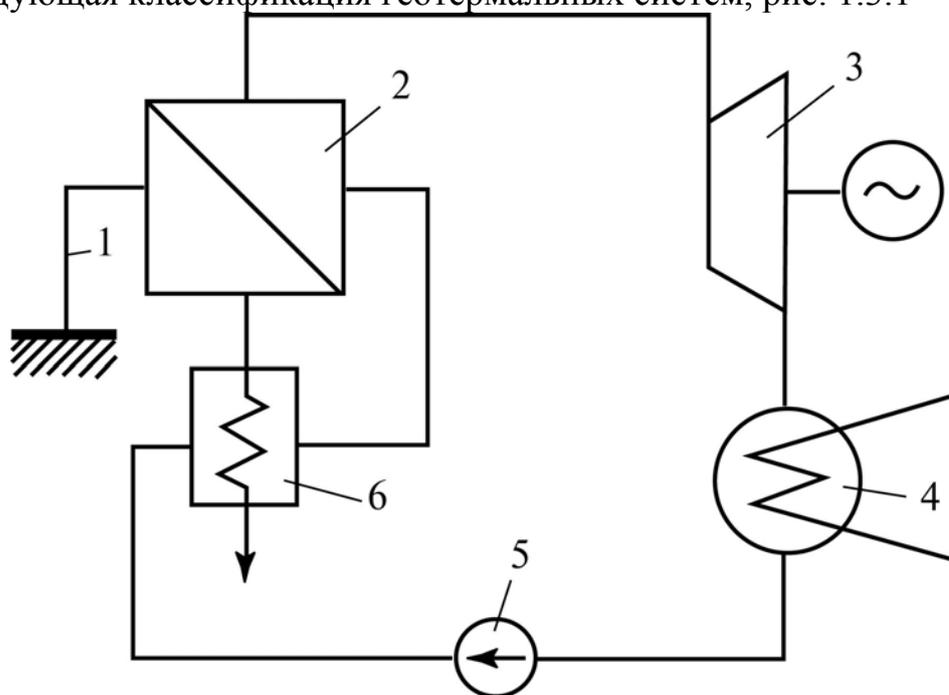


Рис. 1.3.1. Классификация геотермальных систем

В большинстве развитых стран оценены прогнозируемые запасы геотермальных вод, пригодных для использования в энергетике при современном уровне технологий, и созданы соответствующие карты. Такая работа была выполнена и в СССР. Запасы на территории страны в пересчете на тонны условного топлива составляют:

- 4–5 млн т у.т. при фонтанной эксплуатации скважин,
- 30–40 млн т у.т. – при насосной эксплуатации скважин,

- 130–140 млн т у.т. – при обратной закачке отработанной геотермальной воды в пласт. На территории России запасы высокопотенциальных и среднепотенциальных геотермальных вод в основном находятся на Северном Кавказе, в Забайкалье, в Западной Сибири, на Дальнем Востоке и Камчатке [11].

Глубинное тепло выносится на поверхность высокотемпературным флюидом либо самопроизвольно за счет высокого внутрислоевого давления, либо с помощью насосной откачки. Самопроизвольное истечение высокопотенциального флюида происходит в районах разломов в земной коре, называемых вулканическими районами. Крупных разломов немного. Один через Камчатку и Японию тянется к Филиппинам, Индонезии и Новой Зеландии, другой проходит через Калифорнию, Центральную и Южную Америку. Имеется значительное количество более мелких разломов, где тело Земли самопроизвольно выходит на поверхность в виде пара и (или) горячей воды, или залегает на незначительной глубине (0,5–3 км). Таких источников на Земле немного, и поэтому геотермальные электростанции (ГеоЭС) такого типа – объекты достаточно уникальные.

В России доля высокопотенциальных термальных вод в общем гидротермическом балансе не превышает 5–7 %. Расширить географию экономически целесообразного сооружения ГеоЭС удастся за счет использования геотермальных вод с температурой в районе 100 °С. В последние годы благодаря совершенствованию технологии бурения глубоких скважин начало развиваться направление геотермальной энергетики, использующее высокотемпературную (250–300 °С) энергию земных недр на глубинах 2,5–3 км и более.

В скважины такой глубины под большим давлением закачивается вода, которая проникает в трещины горной породы (гранита), расширяет их, нагревается и затем по другим скважинам поднимается на поверхность. Здесь флюид попадает в теплообменник и отдает свою энергию жидкости с низкой температурой кипения, пар которой используется для привода паровых турбин. Охлажденная вода вновь поступает в скважину. Эта технология, названная HDR (Hot Dry Rock), из-за сложности и дороговизны делает только первые шаги. В Австралии начата реализация соответствующего проекта. В Южно-Австралийской пустыне пробурены две скважины глубиной по 4,5 км, на дне которых температура аномально высокая – 270–300 °С. (Обычно на таких глубинах температура немного превышает температуру кипения воды.) По предварительным данным здесь можно построить электростанции суммарной мощностью примерно 1 ГВт. с себестоимостью электроэнергии такой же, как на обычных угольных и газовых ТЭС.

Большое разнообразие носителей геотермальной энергии обусловило и разнообразие способов и схем его преобразования в электричество и тепловую энергию технического и бытового использования.

Если источник дает пар, то последний либо непосредственно поступает в турбину, либо в теплообменник, где он используется для получения чистого пара, направляемого в турбину.

В первом случае необходимо использовать оборудование из дорогостоящих коррозионностойких материалов или очень современные сепараторы, т.к. пар земных недр содержит большое количество агрессивных примесей. Этот путь (одноконтурные ГеоЭС на парогидротермах) сегодня считается предпочтительным благодаря достижениям материаловедения и металлургии, хорошим характеристикам применяемых при этом паротурбинных установок с противодавлением. Природный пар из скважины подается прямо в турбину с последующим выбросом в атмосферу или подачей в устройство, улавливающее ценные химические вещества, но опасные для окружающей среды, рис. 1.3.2.

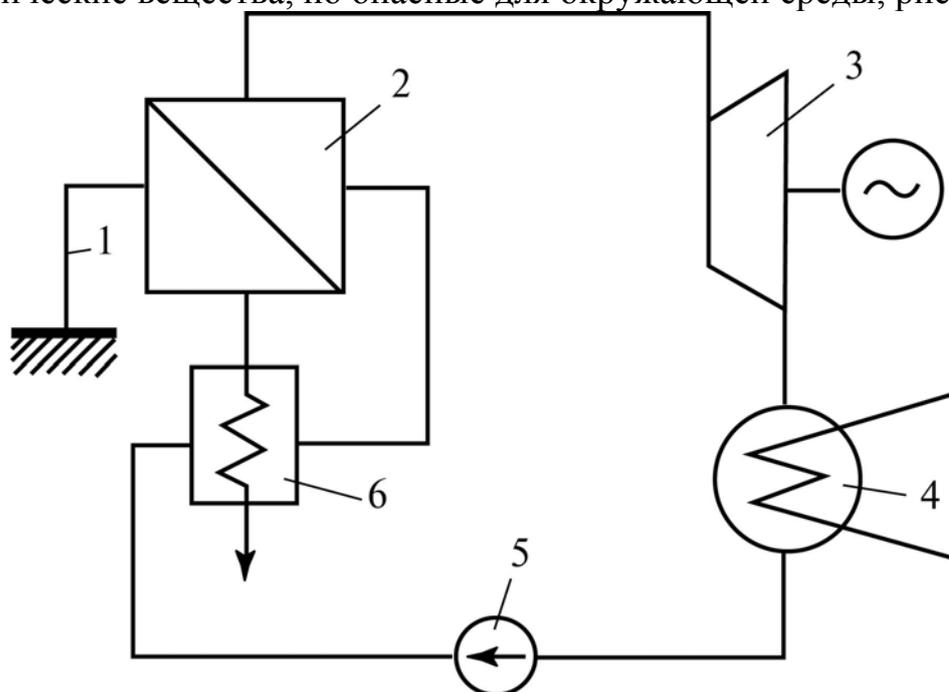


Рис. 1.3.2. Схема конденсационной ГеоЭС: 1 – скважина, 2 – паропреобразователь, 3 – турбина, 4 – конденсатор, 5 – насос, 6 – водяной теплообменник

На «горячей» стороне парогенератора конденсируется геотермальный пар; на «холодной» стороне – вторичный пар, полученный из питательной воды, очищенной традиционными методами. При этом используется обычная паровая турбина. В этой схеме благодаря отсутствию газов во вторичном паре получается более глубокий вакуум в конденсаторе и этим компенсируется потеря потенциала геотермального пара в парогенераторе. Важно, что требования к материалам второго (основного) контура существенно ниже, т.к. он содержит воду, прошедшую химводоочистку и деаэрирование.

Более современная схема ГеоЭС на парогидротермах дополнительно содержит парогенератор, рис. 1.3.3.

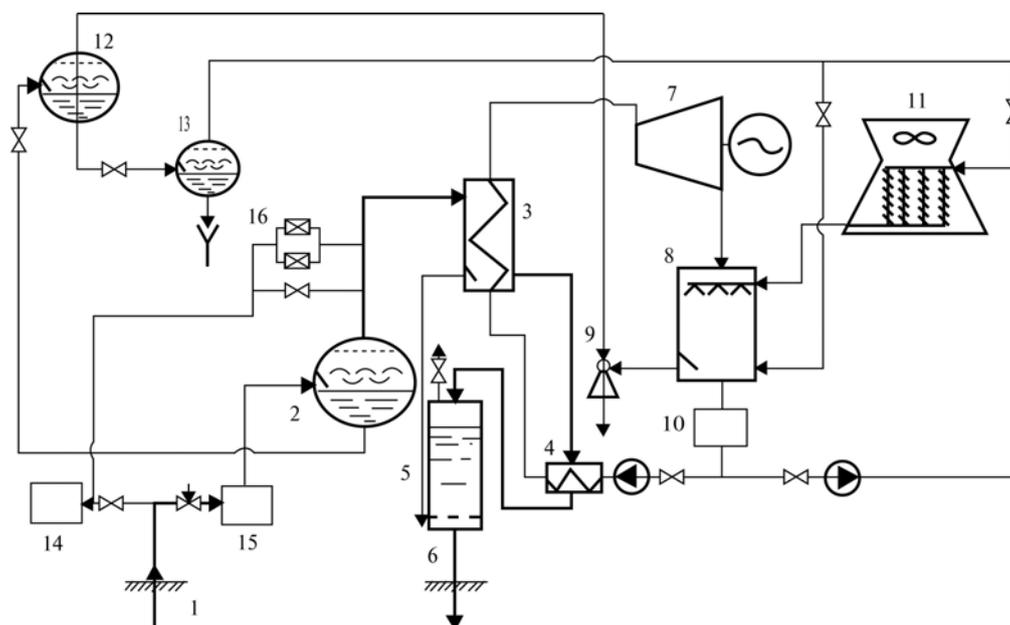


Рис. 1.3.3. Схема ГеоЭС с бинарным циклом производства электроэнергии: 1- добычная скважина; 2- гравитационный сепаратор; 3 - парогенератор; 4 - экономайзер; 5- барботажный абсорбер; 6 - скважина захоронения; 7- турбогенератор; 8- смешивающий конденсатор; 9- паровой эжектор; 10- конденсатосборник; 11- "сухая" вентиляционная градирня; 12- расширитель 1й ступени; 13- расширитель 2й ступени; 14- шумоглушитель; 15- грязеотделитель; 16- разрывной клапан

Подобная схема реализована, например, на Мутновской ГеоЭС мощностью 50 МВт, пущенной в эксплуатацию в 2002 г. на Камчатке. Вместе с Верхне-Мутновской ГеоЭС мощность 12 МВт, пущенной в эксплуатацию в 1998 г., она обеспечивает до 30 % энергопотребления центрального Камчатского энергоузла. (Суммарная мощность источников геотермальной энергии на Камчатке составляет примерно 5 ГВт). Разработаны бизнес-планы сооружения второй очереди этой станции мощностью 100 МВт. Недостатком таких ГеоЭС является потеря до 25 % тепла из-за более длинного технологического цикла.

Единичная мощность конденсационных энергоблоков лежит в пределах 20–100 МВт. Основными производителями оборудования для таких ГеоЭС являются Япония, Италия, США. Российскими заводами разработаны турбины мощностью 4, 6, 20 и 50 МВт, которые по технико-экономическим показателям находятся на уровне лучших мировых.

При использовании геотермальных вод с температурой около 100 °С реализуются два подхода: 1) применяются двухконтурные (бинарные) схемы, подобные показанной на рис. 1.3.3, но во втором контуре теплоносителем является жидкость с низкой температурой кипения, и 2) применяются гидропаровые турбины типа Сегнера колеса.

Впервые бинарная схема реализована на Паратунской ГеоЭС, пущенной в эксплуатацию в 1967 г. на Камчатке. Горячая вода (~80 °С) нагревала гелий, пар которого использовался в турбине. В современных бинарных ГеоЭС в качестве рабочего тела во втором контуре обычно

используется фреон, если температура флюида изменяется в не широких пределах. В противном случае используются бинарные рабочие тела, позволяющие обеспечивать хорошую эффективность ГеоЭС без изменения её конструкции в широком интервале температур флюида. Мощность единичного блока таких ГеоЭС лежит в пределах от нескольких киловатт до 130 МВт.

Гидропаровые турбины работают при подаче в их сопла горячей воды без предварительного сепарирования – отделения пара от воды [15]. Они работают на потоке, вскипающем в процессе адиабатического расширения. Основную работу осуществляет жидкая фаза, что принципиально отличает гидропаровые турбины от паровых. Гидропаровые турбинные установки имеют КПД до 25–30 % при частотах вращения выходного вала до нескольких тысяч оборотов в минуту. Их ориентировочная стоимость составляет 600–750 долл/кВт при мощности 100–150 кВт.

Обобщая мировой опыт развития геотермальной электроэнергетики, можно сделать три важных вывода.

1. Геотермальная энергетика обладает рядом достоинств, к которым следует отнести:
  - неисчерпаемость,
  - экологическую чистоту технологии (при улавливании сопутствующих вредных веществ или закачивании отработанного рабочего тела в реинжекционные скважины),
  - временную стабильность мощности источника,
  - относительно невысокую стоимость ГеоЭС, (капвложения – 1150–5500 долл/кВт, операционные затраты – 0,015–0,11 долл/кВт; меньшие цифры относятся к ГеоЭС, сооружаемым из модульных энергоблоков высокой заводской готовности).

2. Вклад ГеоЭС в производство электрической энергии во всем мире останется сравнительно небольшим. (На сегодня их суммарная мощность составляет около 10 ГВт. Ежегодный прирост производства на ГеоТЭС электрической энергии составляет 3 %, тепловой – 7,5 %).

Геотермальная электроэнергетика будет играть существенную роль только в ряде специфических регионов, где она конкурентоспособна среди других способов производства электроэнергии из-за дороговизны последних и благодаря наличию геотермальных источников пара и горячей воды. Ситуация могла бы радикально измениться если бы удалось существенно уменьшить стоимость и время бурения глубоких скважин и, тем самым, расширить географию экономически оправданного сооружения ГеоЭС.

На сегодня лидерами по производству энергии на ГеоЭС являются США (3,086 ГВт в 2009 г), Филиппины (1,93 ГВт в 2003 г.), Италия (0,79 ГВт в 2003 г.), Мексика (0,75 ГВт в 2003 г.), Индонезия (0,6 ГВт в 2003 г.), Исландия (0,57 ГВт в 2008 г.), Япония (0,55 ГВт в 2003 г.). К концу 2008 г. суммарная мощность ГеоЭС в мире превысила 10,5 ГВт; по прогнозу Международного энергетического агентства (МЭА), к 2050 г. она достигнет 200 ГВт. В России суммарная мощность ГеоЭС составляет всего 80 МВт (в 2009 г.).

3. Существенно лучшая ситуация складывается с использованием тепла земных недр для целей отопления и горячего водоснабжения.

Как уже отмечалось, низкопотенциальное тепло Земли (круглогодичная температура + 5–7 °С) доступно практически повсеместно вследствие малых глубин залегания. На значительной части земной суши на небольших глубинах залегают геотермальные воды с температурой 30–40 °С. Для отопления и горячего водоснабжения такая вода нагревается до 55–60 °С с помощью теплонасосных установок (ТНУ).

Суть приповерхностных (малоглубинных) геотермальных систем с теплообменом в скважинах или каналах заключается в создании подземного теплообменника с замкнутым или открытым контуром, располагаемого на малой глубине (50–300 м) и присоединенного к тепловому насосу, установленному внутри отапливаемого (или охлаждаемого) помещения. При использовании ТНУ-технологий на единицу затраченного топлива получают в 1,1–2,3 раза больше тепла, чем при прямом сжигании топлива. Применение ТНУ в отоплении даёт возможность получать 3–8 кВт тепловой энергии, затрачивая при этом 1 кВт электрической энергии. Это означает, что производство тепла с помощью ТНУ даёт крупный энергосберегающий эффект, который составляет 20–70 % в зависимости от типа ТНУ и замещаемого теплоисточника. При этом экономические показатели удаётся существенно улучшить при использовании теплоизолированных скважин (термоскважин) – на 50 % увеличивается коэффициент использования тепла, на 8–10 % температура извлекаемой воды, рис. 1.3.4.

З/п., тыс. руб./мес.

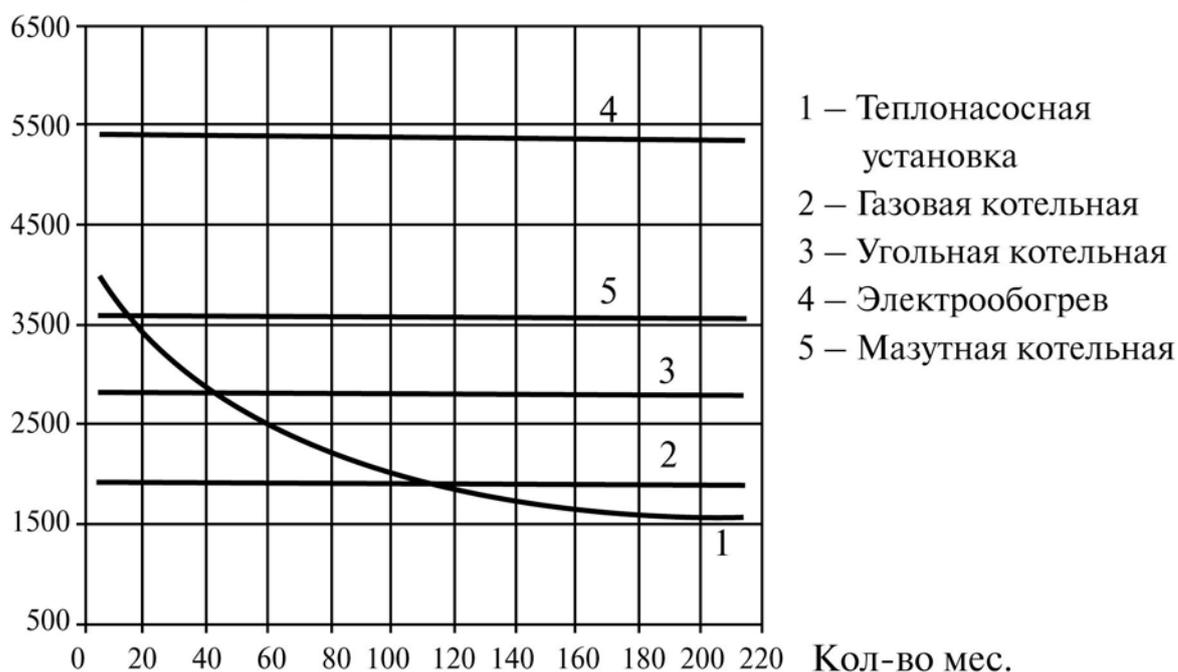


Рис. 1.3.4. Сравнение вариантов систем теплоснабжения при замещении ТНУ существующих источников тепловой энергии [16].

Особая привлекательность таких систем для обогрева жилых домов, супермаркетов, образовательных и развлекательных учреждений и др. обусловлена высокой надёжностью, возможностью сократить или полностью отказаться от хозяйства тепловых сетей, высокой эффективностью за счёт применения принудительной конвекции воздуха. (Последнее позволяет использовать теплоноситель с температурой 45–55 °С). Такая система отопления обладает малой инерционностью, что значительно сокращает суммарные тепловые потери здания и может объединять в себе функции отопления, вентиляции и кондиционирования.

Использование приповерхностной низкотемпературной геотермальной энергии можно рассматривать как реальную революцию в системе теплоснабжения. На сегодня она используется в 58 странах. В США ежегодно вводят в строй 50–80 тыс. систем геотермального теплоснабжения, планируется довести их ежегодное производство до 400 тысяч. Успешно внедряют эту технологию в Исландии, Швеции, Швейцарии, Канаде, Австрии, Финляндии, Германии, табл. 1.3.1.

Таблица 1.3.1

*Масштабы теплового использования геотермальной энергии в 10 странах мира*

№ п/п	Страна	Тепловая мощность, МВт (тепл.)	Производственная энергия, ТДж/год	Экономия топлива, тыс. т/год
1	Китай	2282	37908	1630,04
2	Япония	1166	27515	1183,15
3	США	3766	20302	872,99
4	Исландия	1469	20170	867,31
5	Турция	820	15756	677,51
6	Новая Зеландия	308	7081	304,48
7	Грузия	250	6307	271,2
8	Россия	307	6132	263,68
9	Франция	362	4895	210,49
10	Швеция	377	4128	177,5
<b>Всего в 58 странах</b>		<b>16407</b>	<b>191524</b>	<b>8235,53</b>

Наметившаяся в мировом теплоснабжении тенденция такова, что в ближайшие 25–30 лет произойдет кардинальный переход к использованию природного низкопотенциального тепла.

Согласно прогнозу МЭА, уже к 2020 г. 75 % коммунального теплоснабжения развитых стран будет осуществляться с использованием тепловых насосов. Суммарная установленная мощность (электрическая) ГеоТЭС превышает 10 ГВт. Ежегодный прирост производства на ГеоТЭС электрической энергии составляет 3 %, тепловой – 7,5 %.

В нашей стране геотермальная электро- и теплоэнергетика разделила судьбу других направлений возобновляемой энергетики, в том числе и тех, по которым в прошлом были созданы хорошие научно-технические заделы. Так, в годы советской власти пробурено свыше 4000 геотермальных скважин, которые в 90-е годы были законсервированы. В тоже время, по мнению специалистов, обогрев и горячее водоснабжение в нашей стране на 65 % могут быть обеспечены теплом земли. Суммарная мощность существующих в России геотермальных систем теплоснабжения составляет около 450 МВт, перспективных – 21 ГВт. Важно при этом, что карта прогнозных ресурсов геотермальной энергии не совпадает с картой газификации регионов России, т.е. основные геотермальные месторождения расположены в районах слабо газифицированных или не газифицированных вовсе. Их освоение позволяет экономить газ и средства на сооружение газоснабжающих коммуникаций. В настоящее время такие системы эксплуатируются, в основном, в Дагестане, Краснодарском крае и на Камчатке.

Есть несколько причин, сдерживающих широкое использование в России ТНУ-технологии и, соответственно, утилизацию низкопотенциальной теплоты:

- большинство потребителей используют высокопотенциальную теплоту (95 °С и выше) и, соответственно, в существующих зданиях смонтирована теплосъёмная

аппаратура, рассчитанная на высокую температуру теплоносителя. Замена её на аппаратуру, рассчитанную на 55–60 °С, потребует больших затрат;

- глубина промерзания грунта на большей части территории России достигает 2 м, что требует прокладки коммуникаций для отбора тепла земли на большой глубине и повышает стоимость проекта;

- сезонный характер отопительных систем также удорожает проект;

- сравнительно низкие цены на органическое топливо не стимулируют использование НВИЭ, в том числе низкопотенциального тепла природного и техногенного происхождения, (эквивалентного 110–120 млн т у.т.);

- отсутствует нормативно-правовая база, стимулирующая применение ТНУ;

- недостаточный опыт производства и применения ТНУ. На сегодня этим занимаются около десятка небольших коллективов в Москве, Новосибирске, Перми, Нижнем Новгороде и др.

## 1.4. Солнечная энергетика

Наибольшим энергетическим потенциалом на Земле обладает солнечная энергия. Солнце дает нашей планете в 15000 раз больше энергии, чем каждый год потребляется человечеством. За год эта величина составляет  $1,5 \times 10^{24}$  Дж [17]. Средняя плотность потока солнечного излучения на поверхности Земли составляет около  $240 \text{ Вт/м}^2$ , а максимальная –  $1020 \text{ Вт/м}^2$  (на экваторе на уровне моря). Даже при современной эффективности преобразования солнечной энергии в тепловую достаточно покрыть солнечными коллекторами только 1 % поверхности пустынь, чтобы на 100 % обеспечить человечество энергией.

Гелиоэнергетические ресурсы конкретной территории зависят от ее географических и климатических характеристик: продолжительности светового дня, средней месячной и годовой продолжительности солнечного сияния, средних месячных и годовых характеристик, прозрачности атмосферы и ряда других. При оценке потенциальных гелиоэнергетических ресурсов учитывают около 20 географо-климатических характеристик. Основные достоинства солнечной энергии – общедоступность и неисчерпаемость, а также безопасность гелиоэнергетических установок для окружающей среды.

На сегодня разработаны и используются (в разных масштабах) следующие способы получения из солнечной радиации электричества и технического тепла.

1. Для получения электроэнергии используют:

а) фотоэлектрический метод – прямое преобразование энергии фотонов в энергию носителей тока с помощью фотоэлектрических преобразователей (фотоэффект);

б) термодинамический метод – преобразование солнечного излучения в начале в теплоту достаточно высокого потенциала, затем в механическую (в турбине или тепловой машине) и, наконец, в электрическую (в генераторе). Нагрев теплоносителя (чаще всего воды) может осуществляться следующими способами:

- фокусированием солнечного излучения на сосуде с теплоносителем. Для достижения мегаваттного уровня мощности солнечной энергоустановки (СЭУ) используют два инженерных решения: в первом – расположенные на большой площади зеркала (гелиостаты) отражают солнечные лучи на центральный приемник, помещенный на верху башни; во втором – множество небольших солнечных коллекторов ориентируются на Солнце и автономно передают его энергию жидкости – теплоносителю, которая передается в турбинный цех СЭС;

- генерацией водяного пара внутри баллона аэростата за счет нагрева солнечным излучением его поверхности, покрытой селективно-поглощающим покрытием (солнечная аэростатная энергетика). Ожидаемое

преимущество – запаса пара в баллоне должно хватить для работы электростанции в темное время суток и в ненастную погоду;

- использование аномально большого температурного градиента в водоёмах (т.н. «солнечных прудах» – СП) за счёт градиента концентрации солевого раствора и его плотности. Характерной особенностью таких водоёмов является отсутствие или сильно ослабленное перемешивание слоёв воды. Это резко снижает потери тепла в окружающую среду нижними более солёными и более нагретыми слоями воды, в результате вода в них может нагреваться вплоть до 90–100 °С. Имеются как природные, так и рукотворные СП. Примерами природных СП является ряд озёр в Венгрии и Румынии, восточное побережье Красного моря, Аральское море, залив Кара-Богаз-Гол и др. Искусственные СП создают растворением в придонных слоях воды в водоёмах с ограниченным объёмом солей (например, NaCl, MgCl<sub>2</sub>, NaHCO<sub>3</sub>). Технологически сложно, но принципиально возможно подавлять конвекцию за счёт установки прозрачных для солнца, но не проницаемых для воды барьеров (мембран).

Технологические схемы использования температурного градиента просты: горячая вода из нижних слоев подается в теплообменник и используется для испарения жидкости с низкой температурой кипения (фреон, пропан, аммиак), после чего возвращается обратно без нарушения общего режима СП. Пары этой жидкости вращают турбоагрегат. Можно теплоноситель пропускать по трубам через нижние слои воды, а затем подавать в замкнутую систему Рэнкина, в которой вращается турбогенератор, производящий электричество.

Этот тип электростанций впервые был испытан ещё в 50-е годы возле Мертвого моря. Впоследствии в акватории Мертвого моря были сооружены несколько электростанций; самая крупная мощностью 5 МВт утилизировала энергию пруда площадью 20 га с КПД около 1 % (закрыта в 1989 г. по экономическим соображениям). Успешно работают СП в США, где их энергия используется для производства электричества, для обогрева, опреснения воды.

в) термовоздушный метод, в котором реализуется симбиоз солнечной и ветроэнергетики – в «парнике» нагретый солнцем воздух создает в трубе – «дымоходе» высокоскоростной поток, вращающий ветротурбину. Как показала многолетняя эксплуатация в Испании опытной энергоустановки такого типа (мощностью 50 кВт), они могут быть экономически эффективны при очень больших размерах сооружения. (В Австралии сооружена подобная электростанция с «трубой» высотой 1000 м. и «парником» диаметром 5000 м.).

2. Для обогрева помещений и горячего водоснабжения используют следующие способы утилизации солнечной энергии:

а) нагрев поверхности сосуда с водой, поглощающей солнечные лучи (с фокусированием или без фокусирования лучей), с последующим

использованием воды для отопления или горячего водоснабжения. Такую схему называют активной солнечной системой теплоснабжения;

б) обогрев жилых и производственных зданий с использованием естественной циркуляции нагретого воздуха – пассивные солнечные системы теплоснабжения.

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

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

2) использование солнечных коллекторов для приготовления пищи. Эти системы, названные «солнечными кухнями», особенно перспективны в южных развивающихся странах, где для приготовления пищи средняя семья сжигает ежегодно несколько тонн дров. Использование «солнечных кухонь» будет способствовать не только сохранению лесов, но и будет предотвращать выбросы вредных веществ в атмосферу (прежде всего CO<sub>2</sub>), улучшать санитарные условия быта, (приготовление пищи не будет сопровождаться вдыханием дыма).

3) использование солнечной энергии в химическом производстве:

- производство чистых металлов при высоких температурах в фокусе концентратора солнечных лучей (имеется опыт получения не окисленного цинка);

- получение водорода термолизом воды при температуре выше 2000 °С, достигаемой фокусировкой солнечных лучей (разд. 2.3.2);

4) использование электричества, вырабатываемого фотоэлектрическими преобразователями (ФЭП), для бортового питания транспортных средств и (или) для приведения в действие двигателя транспортного средства. Имеющийся опыт использования фотоэлектричества на всех видах транспорта (наземном, водном, воздушном) показывает, что при современном уровне технологий солнечная энергия является дополнением к традиционным энергоносителям, позволяющим экономить последние.

В России начата замена радиоизотопных термоэлектрических генераторов, питающих морские маяки, на ФЭП, что позволяет выполнить международные договорённости об обеспечении ядерной и радиационной безопасности.

Суточное, сезонное и погодное непостоянство мощности светового потока, поступающего на поверхность Земли, преодолевается в основном теми же мерами, что и нестабильность скорости ветра.

1. Аккумуляция энергии в период максимальной выработки и минимального потребления, для чего используются:

- электрические аккумуляторы,
- гидроаккумулялирующие станции,

- электролизеры для производства водорода (разд. 2.3.2),
- тепловые аккумуляторы (разд.1.8.1).

2. Поставка избыточной электроэнергии в энергосистему в периоды максимальной мощности СЭС и минимальных потребностей в вырабатываемой при этом энергии, и получение ее из сети в периоды максимального спроса потребителями.

3. Создание гибридных систем, в которых нестабильность прямого преобразования солнечной энергии в электрическую демпфировалась бы получением электрической энергии от других первичных источников энергии (разд. 1.8.1).

4. Стабилизация уровня солнечной радиации, поступающей на преобразователи, за счет выноса СЭУ в верхние слои атмосферы Земли или в открытый космос. Космическое базирование СЭС – дело достаточно отдалённого будущего вследствие чрезвычайной дороговизны всех этапов освоения этой технологии – вывод в космос элементов СЭС, их монтаж, передача энергии и приём её на Земле. (При мощности СЭУ 5 МВт масса станции составит более 12 тыс. т, суммарная поверхность панелей  $20 \text{ км}^2$ , диаметр передающей антенны  $1 \text{ км}^2$ , диаметр приёмной антенны  $7\text{--}12 \text{ км}^2$ ), [18, 19].

5. Использование энергии солнца для получения химического топлива в специальных каталитических установках. (Работы ведутся в Институте катализа СО РАН под руководством академика В.Пармона).

Для солнечной термальной энергетики проблема временной нестабильности поступления солнечной энергии не столь актуальна. Для нее более насущными являются проблемы повышения эффективности преобразования солнечной энергии в тепловую в коллекторах и передачи ее потребителям.

На сегодня не существует определенного мощностного ряда СЭС. В принципе может быть создана СЭС на любую заданную мощность, которая будет зависеть от количества СЭУ и площади их лучевоспринимающих поверхностей. (В Австралии в 2012 г. планируется запуск в эксплуатацию СЭС мощностью 154 МВт; стоимость проекта – 319 млн долл.).

Выход ФЭП в большую энергетику осуществляется через маломощные системы электропитания локальных потребителей (космические аппараты, электромобили, небольшие жилые и производственные помещения и т.п.). Согласно прогнозам, к 2020 г. мощность домашних фотоэлектрических систем превысит 6 ГВт. Типовая фото-СЭУ состоит из солнечных модулей, накопителя энергии и инвертора. «Сердцем» солнечного модуля, в основном определяющем его эффективность и стоимость, является ФЭП. Типы ФЭП, используемые в настоящее время в солнечных модулях, представлены на рис. 1.4.1.

Доля солнечных модулей на основе кристаллического кремния составляет 93 % ежегодного фотоэлектрического производства. (В 2008 г. объём мирового рынка «солнечного кремния» составил около 120 тыс. т) Большая часть остального производства – это тонкопленочные аморфные

кремневые ФЭП, включая сложные каскадные; около 1 % общего производства – солнечные модули с тонкопленочным ФЭП, не содержащие кремния, такие как поликристаллические тонкопленочные элементы на основе Cd Te и Cu In Se<sub>2</sub> (CIS).

Эффективность солнечных модулей, изготовленных из монокристаллических кремневых ФЭП, близка к 15 %, модулей из ФЭП на основе поликристаллического кремния – 1–12 % и модулей с ФЭП на кремниевой ленте и листе – около 10 %.



Рис. 1.4.1. Типы ФЭП для солнечных модулей [20]

Однако уже сейчас в лабораторных условиях достигнут коэффициент преобразования солнечной энергии, равный 30–35 %, а в обозримом будущем просматривается возможность его увеличения до 40–45 %.

Совершенствование ФЭП ведется по нескольким направлениям:

а) повышение эффективности ФЭП с использованием дорогих монокристаллических и композиционных подложек (например, полупроводников с 3 p-n переходами), позволяющих расширить часть спектра солнечного света, преобразуемого в электричество, и, в конечном итоге, обеспечить реализацию принципа – каждый фотон поглощается в полупроводнике с запрещенной зоной, равной энергии этого фотона. Перспективная цель – довести КПД ФЭП до 93 %. Ведется разработка ФЭП, преобразующих в электричество не только свет, но и тепло. Радикального повышения КПД ФЭП (до 40 %) можно добиться при использовании вместо кристаллического кремния арсенида галлия. Корпорация «Роснотех» и НПП «Квант» запустили соответствующий проект, ориентированный пока на энергоснабжение космических спутников и орбитальных станций.

б) удешевление технологии производства традиционных материалов при сохранении достигнутого уровня эффективности. Несмотря на то, что кремний – второй по распространенности на Земле элемент, ФЭП из него дорогой из-за трудоемкости процесса очистки его от примесей. Стоимость солнечных модулей за последние 30 лет уменьшилась в 10 раз. По оценке японской компании Toshiba, вышедшей на рынок промышленных панелей ФЭП, к 2015 г. объём рынка солнечных панелей достигнет 2,2 млрд долларов;

в) разработка гибких (в том числе оптически прозрачных) ФЭП, что делает их использование более простым и универсальным (например, установка их на окна домов);

г) использование окислительно-восстановительных реакций в электролите, похожих на фотосинтез в растениях; реально достигнутый КПД такого преобразования – 10 %, теоретический – 33 %. Преобразователи можно производить из дешевых материалов по простым технологиям, у них широкое поле применения – потребительские товары (рюкзаки, покрытые специальными красителями – фотопреобразователями, зарядные устройства для аккумуляторов и др.), окна домов и т.п. Разработчик этой технологии швейцарский учёный М. Гретцель удостоин Премии тысячелетия.

Конкурентоспособность СЭС определяется и рядом других критериев:

- суммарный КПД СЭС должен быть не ниже 20 %;
- СЭС должна генерировать энергию максимально возможное число часов в сутки в течение всего года;
- срок службы СЭС должен составлять не менее 50 лет;
- стоимость установленного киловатта пиковой мощности не должна превышать 1000 долл.;
- объём производства полупроводникового материала для ФЭП должен превышать 1 млн т в год при цене не выше 12 долл/кг;
- материалы и технологии производства элементов СЭС должны быть экологически чистыми и безопасными.

Применяемые сегодня солнечные модули имеют срок службы 20–25 лет, определяемый старением полимерных материалов, используемых для герметизации солнечных фотоэлементов в модуле. Замена полимеров на стекло повышает срок службы модулей до 50 лет, что соответствует и сроку службы элементов (Для сравнения – нормативный срок службы ТЭС и АЭС составляет примерно 40 лет). Ожидается, что ценовой паритет получения энергии с помощью СЭС и традиционных электростанций будет достигнут к 2012–14 гг.

Эффективность преобразования солнечной энергии в электрическую по термодинамическому циклу определяется эффективностями всех стадий преобразования: концентрации солнечных лучей с помощью системы зеркал, преобразования солнечного света в тепловую энергию, тепловой энергии – в механическую и, наконец, механической энергии – в электрическую. Для СЭС такого типа в качестве показателя

эффективности обычно используют не КПД, а удельную годовую выработку – количество произведенных киловатт-часов электроэнергии, приходящихся на  $1 \text{ м}^2$  лучевоспринимающей поверхности (часто этот показатель используют и применительно к фотоэлектрическому преобразованию энергии). Для различных климатических зон России величина этого показателя составляет всего  $100\text{--}200 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$  в год. Это порождает проблему отчуждения больших земельных участков для размещения солнечных панелей. Например, строящаяся в Алжире (испанской компанией Abener) СЭС на параболических концентраторах мощностью 25 МВт будет иметь поле зеркал площадью 180 тыс.  $\text{м}^2$ . (Площадь 45 футбольных полей).

Решение этой проблемы ведется по 4 направлениям:

- размещение СЭС на участках поверхности земли, не используемых для других целей (Специалисты прогнозируют, что в пустыне Сахара к 2050 г. будут построены СЭС с суммарной мощностью 100 ГВт);

- поиск материалов и технологий, позволяющих повышать удельную годовую выработку энергии;

- преимущественное использование малых энергоустановок, позволяющих создавать архитектурные и инженерные композиции, в которых органически сочетаются природные ландшафты и среда обитания с энергетическими установками. При этом СЭУ могут образовывать пространственные архитектурные композиции, которые являются элементами фасадов и крыш зданий практически любого назначения [21]. (Максимальных размеров «солнечную крышу» построил концерн General Motors на заводских корпусах своего филиала в Испании. Около 85 тыс. солнечных батарей закрывают крышу площадью более 18 га. Мощность установки – 10 МВт.);

- установка панелей крупных СЭУ на высоте 2–3 м над поверхностью земли, что позволяет использовать земельные участки под ними для сельскохозяйственных нужд (например, для выпаса скота), либо размещение панелей на землях, не пригодных для иного использования (например, в пустынях);

- сооружение плавучих СЭС морского (океанического) базирования. Проблемы постоянной ориентации концентраторов на Солнце, передачи солнечной энергии теплоносителю и отчуждения земли для размещения панелей достаточно просто решены в проекте «Солнечный остров», разработанном Швейцарским центром электроники и микротехники. СЭС в форме блина, расположенная на водной поверхности, работает по термодинамическому циклу с КПД около 15 %. Концентраторы представляют собой цилиндрические зеркала огромной длины, вдоль которых идут трубы с водой, превращаемой солнечным теплом в пар для последующего использования в турбине. Ориентация зеркал на Солнце обеспечивается медленным поворотом «Солнечного острова». Для этого по окружности через определённые интервалы размещаются электромоторы с винтами. Наибольший из спроектированных «Солнечных

островов» имеет диаметр 5 км. Стоимость 1 м<sup>2</sup> рабочей площади оценивается в 10–100 долл.;

- создание (в перспективе) аэростатных СЭС, не требующих значительных земельных участков; при размещении аэростата выше облаков одновременно решается проблема зависимости мощности СЭС от погоды.

Экологические проблемы сооружения и эксплуатации СЭС не так остры и в полной мере компенсируются отсутствием выбросов вредных веществ и избыточного тепла в процессе эксплуатации. Прогнозируемые на 2050 г. объемы производства электроэнергии с помощью СЭС позволят предотвращать ежегодные выбросы в атмосферу 6 млрд т CO<sub>2</sub>. При производстве фотоэлементов уровень загрязнений не превышает допустимого уровня для предприятий микроэлектронной промышленности, при производстве элементов СЭУ по термодинамической, термовоздушной или тепловой схеме – для предприятий общего машиностроения.

По стоимости 1 кВт установленной мощности СЭС все еще уступают электростанциям на других источниках первичных энергии, табл. 1.4.1.

Таблица 1.4.1

*Стоимость 1 кВт установленной мощности на электростанциях  
различного типа*

Тип электростанции	Стоимость, долл/кВт
ГЭС	1000–2500
ТЭС	800–1400
ВЭС	800–3000
АЭС	2000–3000
СЭС	6000–8000

Тем не менее, прогноз развития солнечной электроэнергетики достаточно оптимистичный – удельная стоимость электроэнергии, вырабатываемой СЭС, в развитых странах в 2030 г. составит 0,05–0,12 евро/кВт·ч с тенденцией к дальнейшему снижению, а ее доля достигнет 4 % от суммарного производства электроэнергии (около 160 ГВт установленной мощности). На сегодня СЭС за год вырабатывают около 1 % электроэнергии, а общая мощность СЭС (примерно 13,4 ГВт) значительно меньше суммарной мощности ВЭС (122,2 ГВт). Наиболее высокими темпами гелиоэнергетика развивается в высокоразвитых, прежде всего в европейских, странах. Так, благодаря активной государственной поддержке совместная доля Испании и Германии в общем годовом росте гелиоэнергетической мощности превышает 75 %. Высокими темпами солнечная энергетика развивается также в США, Японии, Индии. Эти страны являются и лидерами в производстве ФЭП (десятки – сотни мегаватт ежегодно). В США действует государственная программа «Миллион солнечных крыш», в Германии – «Двести тысяч

солнечных крыш», в Японии – «Сто тысяч солнечных крыш». Германия и Япония планируют в ближайшие годы выйти на уровень ежегодного производства ФЭП по 500 МВт каждая.

По прогнозам международного энергетического агентства (МЭА), к 2050 г. солнечная энергетика будет производить около 5 тыс. ТВт·ч электроэнергии, что составит примерно 12 % от потребного всему человечеству. Залогом реализации этих гигантских планов можно считать такой факт – многие нефтегазовые компании рассматривают солнечную энергетику как одно из перспективных направлений в диверсификации своего бизнеса. (Например, нефтяные компании Шелл, Бритиш Петролеум и др. закупают заводы по производству ФЭП, реализуют программы солнечной энергетики в развивающихся странах).

В России сложилась парадоксальная ситуация с фотоэнергетикой. Пионерские исследования в этой области были выполнены еще в 30-е годы в физико-техническом институте АН СССР. Спустя десятилетия директор этого института Ж.И. Алферов получил Нобелевскую премию за работы в области фотоэффекта (2000 г.). Россия унаследовала от СССР и в основном сохранила значительный научно – технический и интеллектуальный потенциал в этой области. Разработана оригинальная технология производства ФЭП и модулей (до нескольких мегаватт ежегодно). В тоже время суммарная установленная мощность фотоэлектрических систем в России не превышает 1 МВт. Потенциальный рынок СЭУ в России оценивается в 10–12 млн м<sup>2</sup>. Пока же общая площадь солнечных панелей и коллекторов составляет около 10 тыс. м<sup>2</sup>. (В 2008 г. в г. Железногорске пущен в эксплуатацию первый в России завод по производству поликристаллического кремния для солнечной энергетики).

Стратегия солнечной энергетики в России должна, по мнению многих специалистов, исходить из следующего. Ближним этапом должно явиться проектирование и сооружение двух-трех экспериментальных и опытно-промышленных СЭС мощностью 1–3 МВт в разных регионах страны и на основе полученного опыта целесообразно создание 10–20 СЭС суммарной мощности 10–20 МВт в период 2015–2020 гг. Удельные капиталовложения составят около 8 тыс. долл/кВт установленной мощности для первых опытных СЭС и около 4–5 тыс. долл/кВт – для более мощных СЭС на втором этапе.

Получение не электрической, а *тепловой энергии* от Солнца путем прямого нагрева теплоносителя (обычно воды) в гелиосистемах наиболее эффективно и экономично по сравнению с двумя рассмотренными выше способами конверсии солнечной энергии [22]. Полные затраты на строительство таких СЭУ, отнесенные к 1 м<sup>2</sup> площади гелиополя (коллектора), на сегодня составляют около 400 евро, а капиталовложения в 1 кВт составляют 230 евро. (Из расчета, что средняя в течение суток тепловая продуктивность 1 м<sup>2</sup> гелиополя равна 1,75 кВт). Это в 22 раза меньше, чем при фотоэлектрическом преобразовании и в 4,4 раза, чем при создании соответствующей мощности в ветроэнергетике.

Наибольшее распространение получили четыре типа установок нагрева воды солнечным излучением.

1. Одноконтурная сезонная солнечная установка горячего водоснабжения (ГВС). При приемлемых в бытовых условиях габаритах установка может обеспечить нагрев  $10 \text{ м}^3$  воды за световой день до температуры  $55\text{--}60 \text{ }^\circ\text{C}$ , что достаточно для большинства бытовых применений. Применяются на сезонных объектах: на дачах, в летних базах отдыха, санаториях, кемпингах и т.п. Срок службы составляет  $15\text{--}20$  лет, а срок окупаемости  $3,5\text{--}5$  лет.

2. Двухконтурная всесезонная солнечная установка ГВС. Первый контур такой установки в целом подобен одноконтурной системе, но он заполняется не водой, а не замерзающей до  $-40 \text{ }^\circ\text{C}$  жидкостью и оснащен необходимой запорно-регулирующей арматурой, циркуляционным насосом (10), блоком автоматического регулирования (2, 4), рис. 1.4.2 [23].

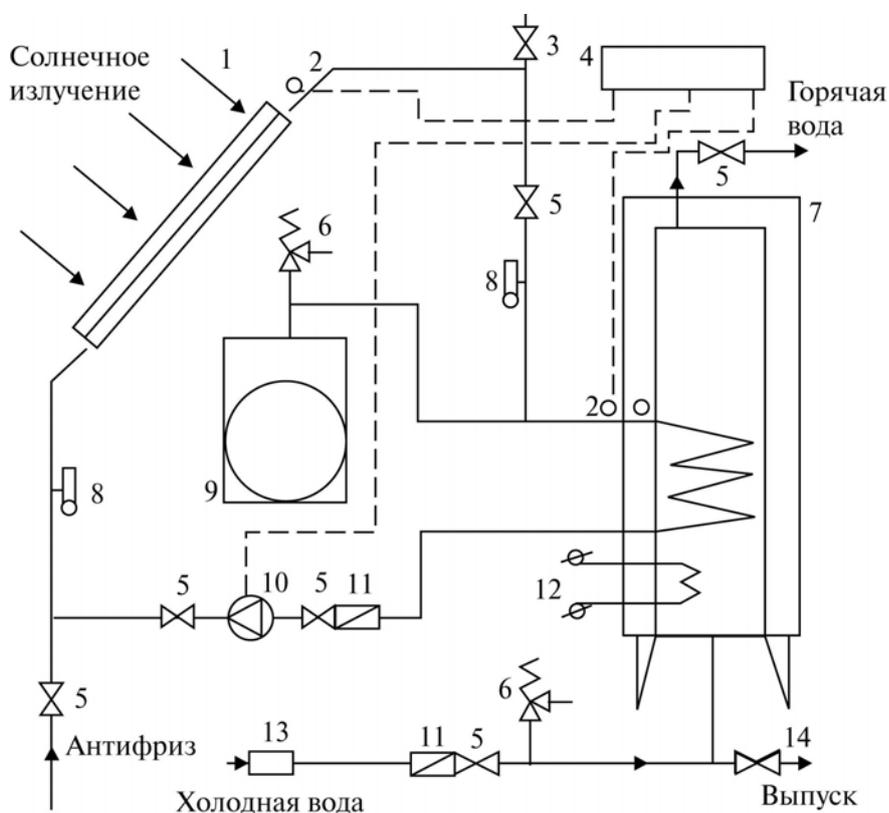


Рис. 1.4.2. Схема двухконтурной солнечной установки ГВС: 1 – солнечный коллектор, 2 – температурные датчики, 3 – воздушный клапан, 4 – блок автоматического регулирования, 5 – краны, 6 – предохранительные клапаны, 7 – водонагреватель, 8 – термометры, 9 и 15 – расширительные сосуды, 10 – циркуляционный насос, 11 – невозвратный клапан, 12 – электронагревательный пиковый элемент, 13 – водозаборник, 14 – выпускной клапан

Для нагрева воды до технологической нормы в холодное время года предназначен второй контур с внешним нагревателем (12), работающим на электричестве или любом виде традиционного топлива. При этом первый гелиоконтур является дополнительным источником тепла, позволяющим экономить топливо или электричество.

3. Двухконтурная всесезонная комбинированная солнечная установка ГВС и отопления представляет собой установку второго типа, дооснащенную котельной установкой, теплосъемными приборами (отопительными батареями), расширительным сосудом и циркуляционным насосом. Установка не обеспечивает отопление полностью за счет солнечной энергии, но гелиоконтур позволяет экономить традиционные энергоресурсы.

4. Одноконтурная всесезонная гелиоэлектрическая установка ГВС представляет собой электрический водоподогреватель, снабженный специальной гелиопанелью с полостным абсорбентом для улавливания энергии солнечного излучения и передачи его нагреваемой воде. Все элементы системы, включая бак – накопитель воды, находятся в одном корпусе. Такие устройства могут быть изготовлены объемом до 120 л, что позволяет применять их в многоквартирных домах. Они могут быть встроены в оконные проемы, установлены на балконах, лоджиях. Устройство емкостью до 30 л можно выполнять в переносном варианте, что неограниченно расширяет сферу их применения, вплоть до полевых условий.

Эффективность гелиотермальной энергетики продолжает увеличиваться за счет улучшения показателей всех элементов системы; прежде всего – за счёт повышения оптического КПД солнечных коллекторов, который у лучших образцов уже достигает 80–85 %. Лидером в разработке высокоэффективных солнечных коллекторов являются Япония, США, Германия, Китай, Израиль.

Для районов с низким и средним показателем приповерхностной солнечной радиации, характерным для России, решающим фактором для распространения солнечных систем ГВС и отопления является КПД. Попытки применения простых и дешёвых коллекторов в таких районах в значительной мере дискредитировали саму идею. Выход был найден в разработке более эффективных коллекторов – вакуумных и на основе черненых медных пластин. Они лидируют по характеристике: цена – эффективность.

В последнее годы российские ученые и специалисты создали солнечные коллекторы, не уступающие зарубежным по КПД, но в 1,5–2 раза дешевле их – 100–200 долл/м<sup>2</sup> против 250–300 долл/м<sup>2</sup> для коллекторов систем теплоснабжения. Возможность размещать ФЭП и солнечные коллекторы на крышах зданий оказались очень кстати в такой густонаселенной стране как Япония. При достигнутом КПД нужно иметь на крыше коттеджа 6–9 м<sup>2</sup> солнечных коллекторов, чтобы обеспечивать потребности средней семьи из четырех человек в горячей воде и тепле.

В США, Германии, Японии число домовладельцев, имеющих солнечные системы горячего водоснабжения и отопления, уже исчисляется миллионами. В Испании принят закон, согласно которому с 1 января 2005 г. каждый вновь построенный дом оснащается солнечными коллекторами. В ряде других стран: в Израиле, Великобритании,

Швейцарии, Франции, Китае, Греции, Португалии, Австралии, на Кипре значительная часть потребностей жителей частных домов в горячей воде и обогреве удовлетворяется за счет солнечных коллекторов. Общая площадь солнечных водонагревательных установок в мире превышает 120 млн м<sup>2</sup>, большая часть которых построена в Китае (59 %) и в Европе (15 %).

В России масштабы их применения незначительны (около 120 тыс. м<sup>2</sup>) и объемы производства составляют всего около 20 тыс. м<sup>2</sup>. В климатических условиях нашей страны солнечные водонагревательные установки целесообразно применять для горячего водоснабжения. Годовая удельная теплопроизводительность при этом достаточно высока и составляет 500–750 кВт·ч на 1 м<sup>2</sup> солнечного коллектора. Для отопления в преобладающем большинстве регионов России они в целом не эффективны вследствие малой теплопроизводительности.

Экономия топлива, расходуемого в огромных объемах в нашей стране на отопление, можно обеспечить масштабным использованием при строительстве зданий пассивных солнечных систем теплоснабжения. В них предусмотрена естественная циркуляция нагретого воздуха, а требуемые параметры воздуха в помещении обеспечиваются без дополнительных энергозатрат за счет следующих приёмов:

- использование гелиоактивных наружных ограждений;
- применение тепловой изоляции;
- выбор конструкционных материалов здания с соответствующими теплохладоаккумулирующими свойствами;
- использование в системе дополнительных теплохладоаккумуляторов с соответствующими характеристиками;
- оснащение помещений специальными элементами (шторами, жалюзи, клапанами), позволяющими гибко регулировать температуру воздуха в помещении. Это направление экономии энергоресурсов в нашей стране (в отличие от ряда развитых зарубежных стран) еще не получило достаточного развития из-за отсутствия реальной государственной поддержки, слабой методической и экспериментальной базы проектирования, а также недостаточных масштабов экспериментального строительства в различных климатических зонах.

В заключение необходимо подчеркнуть, что даже для России, основная часть которой располагается значительно севернее 40<sup>0</sup> северной широты, развитие солнечной энергетики во многих регионах рентабельно. Наиболее перспективны по климатическим условиям Нижнее Поволжье и Северный

Кавказ – в Европейской части России; Южное Забайкалье, юг Хабаровского края – в ее Азиатской части. Среднегодовое число часов работы солнечных энергетических установок (СЭУ) различных типов в этих районах составит: 1700–2500 ч для СЭУ с фотоэлектрическим и термодинамическим циклами с концентраторами солнечного излучения, 2000–3000 ч для фотоэлектрических СЭУ без концентрации солнечного излучения.

## 1.5. Биоэнергетика

Биоэнергетику можно рассматривать как один из вариантов солнечной энергетики, в основе которой лежит фотосинтез и последующее высвобождение запасенной в биомассе солнечной энергии в виде электричества и теплоты.

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

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

По химическому составу и процессам образования традиционная «топливная триада» – уголь, нефть, газ – подобна биомассе. Однако процесс образования ископаемого органического топлива исчисляется миллионами лет, и поэтому её не относят к возобновляемым источникам энергии.

Время образования биомассы растительного происхождения лежит в пределах от нескольких месяцев до десятков лет (в зависимости от вида). Благодаря этому свойству и повышенной распространенности ежегодно на Земле образуется около 170–200 млрд т биомассы в пересчете на сухое органическое вещество, что эквивалентно 70–80 млрд т нефти ( $4 \cdot 10^{21}$  Дж). Это примерно в 10 раз больше мирового коммерческого потребления всей энергии ( $3,9 \cdot 10^{20}$  Дж) [24, 25].

В табл. 1.5.1 приведены основные топливные характеристики дров и торфа в сравнении с таковыми для каменного и бурового угля.

БМ может быть переработана в жидкое, газообразное топливо или превращена непосредственно в тепло и электроэнергию.

Важным достоинством БМ является то, что при её сжигании образуется ровно столько  $\text{CO}_2$ , сколько было его потреблено из атмосферы при образовании зеленой массы.

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

В странах экваториального пояса БМ остается основным источником энергии. Ее доля в энергобалансе развивающихся стран составляет 35 %, а в некоторых (Непал, Кения) даже превышает 90 %. Доля электроэнергии,

вырабатываемой из БМ, в суммарном ее производстве из НВИЭ, в странах ЕС достигает 55 %. Электростанции на БМ и по мощности становятся «интересными» для большой энергетики. Так, например, в Австрии построена ТЭС мощностью 66 МВт (стоимостью 52 млн евро), использующая в качестве топлива ежегодно 190 тыс. т отходов лесозаготовки – щепы и коры.

Таблица.1.5.1

*Характеристики основных видов твердого топлива*

Топливо	Содержание водорода в горючей массе, %	Содержание в рабочем топливе, %		Теплота сгорания, МДж/кг/ккал/кг
		Влаги	Золы	
Каменный уголь	5,5	13	20	21,45/5119
Бурый уголь	5,2	17	25	16,88/4029
Торф:				
фрезерный	6,0	50	6	10,35/2470
кусковой	6,0	40	7	12,44/2969
брикет	6,0	20	6	20,53/4899
Древесина (сухая)	6,0	40	0,6	12,03/2871

Наибольших масштабов использования биомассы в энергетике достигли Португалия, Испания, Франция, Германия, Дания, Италия, Финляндия, Швеция, Австрия. В двух последних до 15 % потребности в первичных энергоресурсах обеспечиваются за счет биомассы.

В нашей стране эта доля составляет всего 3 %, что совершенно не соответствует ни потребностям, ни возможностям развития биоэнергетики. В России биоэнергетика представляется особенно перспективной благодаря огромной территории страны, на которой находится более 20 % мировых запасов леса и около 47 % запасов торфа. Важно также, что зоны децентрализованного энергоснабжения России, как правило, обладают значительными биоэнергетическими ресурсами, в первую очередь в виде *древесины* и *торфа*, энергетический потенциал которых практически не зависит от времени года. Это значительно повышает их конкурентоспособность среди других возобновляемых, а также невозобновляемых энергоресурсов.

Научно обоснованная годовая лесосека в России составляет 500–600 млн м<sup>3</sup> перезрелой древесины, которая захламляет лес, увеличивает пожарную опасность. Количество и масштабы ежегодных лесных пожаров подтверждает это. Катастрофический характер лесных пожаров в центральной России летом 2010 г. был обусловлен не только аномальной

засухой и организационными неурядицами, но и захламленностью наших лесов. Объем древесных отходов на разных стадиях переработки древесины достигает 40 % объема исходного сырья. К сожалению, на сегодня эти отходы служат не источником прибыли, а причиной дополнительных расходов и забот.

По запасам торфа (иногда называемого *накопленным биотопливом*) Россия занимает первое место в мире (следом идут Канада и Индонезия), а по его добыче и потреблению – третье (после Финляндии и Германии). По доле торфа в энергопроизводстве лидирует Ирландия, где более 90 % электростанций работают на торфе. Общая площадь торфяников в России составляет более 80 млн га, а объем запасов – порядка 190 млрд т. Более 70 % из них находятся на территории Сибири. Ежегодный прирост торфа составляет 252 млн т, что в 50 раз превышает уровень его годовой добычи. Реализация уже разработанных программ энергетического использования торфа позволила бы заменить примерно 7 % добываемого угля. В оптимистических прогнозах на период до 2020 г. предусматриваются следующие показатели добычи и использования торфа: а) обеспечение новых ТЭС мощностью по 20–30 МВт и котельных в обеспеченных торфом и энергодефицитных северных регионах – до 4 млн т; б) увеличение кускового торфа – до 3 млн т; в) развитие производства торфяных брикетов – до 1 млн т. Масштабное использование торфа сдерживается отсутствием высокоэффективной техники и соответствующей нормативной базы (Федеральный закон «О недрах» добычу торфа не регулирует), а также рядом недостатков торфа как первичного энергоресурса.

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

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

Для агропромышленного комплекса России (АПК) весьма перспективно энергетическое использование сельскохозяйственных отходов. С одной стороны, энерговооруженность АПК не соответствует современным требованиям, а с другой стороны, он является самым мощным производителем органических отходов. В 2005 г. объем отходов составил 624,2 млн т (225 млн т сухих веществ) с общим валовым энергосодержанием 80,6 млн т у.т. (Из 1 т навоза крупного рогатого скота (в сухой массе) получают 250–350 м<sup>3</sup> биогаза, на 18–20 % состоящего из водорода).

В развитых странах на одного человека в год приходится до 5 т сухих органических отходов, переработка которых в метан может дать в мировом

масштабе до 700 млрд м<sup>3</sup> метана или 1·10<sup>9</sup> т у.т. Этого достаточно для удовлетворения потребностей в газе всего человечества при приготовлении пищи. Не меньший интерес такая переработка представляет для решения экологических проблем, для получения удобрений.

Густонаселенные развитые страны (Великобритания, Франция, Германия, США) большое внимание уделяют созданию плантаций «энергетических лесов» и выращиванию некоторых быстрорастущих сельскохозяйственных культур. Интерес к такому направлению развития биоэнергетики подогревается появлением эффективных коммерческих технологий получения моторного топлива из биомассы, возможность переориентации фермерских хозяйств с выращивания избыточной сельхозпродукции на эффективное использование земель в борьбе с «энергетическим голодом».

Посадки «энергетических лесов» на площади 10 млн га способны дать около 143 млн т у.т. в виде дров и примерно столько же (в энергетическом эквиваленте) в виде моторного топлива.

Результаты многолетних исследований позволяют культивировать в разных почвенно-климатических условиях наиболее эффективные виды растений:

- древесных (гибридный тополь, североамериканская сосна, акация, эвкалипт и др.);
- кустарниковых;
- травянистых (кукуруза, сахарный тростник, бодяк, коровяк и др.).

Американские специалисты подсчитали, что для обеспечения топливом электростанции мощности 400 МВт требуется плантация высокопродуктивного гибридного тополя площадью около 12 тыс. га. У биомассы как энергетического сырья кроме основного достоинства – возобновляемости – есть еще ряд преимуществ.

#### 1. Экологическая чистота:

- в случае баланса воспроизводства биомассы и потребления её в виде топлива углерод только участвует в круговороте между наземной биотой и атмосферой. В умеренных и высоких широтах в масштабах нескольких десятилетий выделение CO<sub>2</sub> при сжигании древесины и его поглощение в процессе роста деревьев компенсируют друг друга;

- малое количество окислов серы и азоты, выделяющихся при сжигании БМ. (Например, содержание серы при сжигании биомассы менее 0,2 %, а при сжигании каменного угля 2–3 %);

- зола сгоревшей биомассы может быть возвращена в почву, что обеспечивает замкнутость круговорота биогенных элементов;

- использование в энергетике вторичных биоресурсов позволяет утилизировать экологически грязные отходы.

#### 2. Более высокая эффективность газификации по сравнению с углем:

БМ газифицируется при относительно низкой температуре; при этом

теплота для поддержания процесса может быть передана через теплообменники от внешнего источника.

3. Энергия, получаемая из биомассы, относительно дешева (лежит в пределах 1–4 руб/кВт·ч).

4. Имеются возможности накапливать промежуточный энергоноситель – биогаз.

Основными недостатками БМ как первичного ресурса в энергетике по сравнению с другими НВИЭ являются:

- низкие эффективность и скорость протекания фотосинтеза как механизма превращения солнечной энергии в химическую;
- территориальная рассредоточенность БМ и низкая по сравнению с нефтью и углем энергетическая плотность и, как следствие, значительные транспортные издержки;
- большинство видов БМ не пригодно для длительного хранения из-за быстрого разложения;
- необходимость дальнейшего совершенствования техники и технологии извлечения энергии из биоресурсов, отличающихся большим разнообразием. Например, коммерциализацию газогенераторных электростанций и микро-ТЭС в России сдерживает малая продолжительность непрерывной работы отечественных газогенераторов (около 10 суток). Имеются сложности согласования режимов работы газогенератора с графиком потребления электроэнергии и тепла. Малый диапазон регулирования мощности существующих установок не позволяет использовать газогенераторные электростанции для покрытия пиковых нагрузок. Есть проблемы и с устойчивостью состава генераторного газа в процессе газификации, поскольку «провалы» в калорийности газа сопровождаются повышенным выходом балластных компонентов, смол и сажи.

На сегодня сформировались три основных метода конверсии БМ в технически удобные виды топлива или энергии – термохимический, физикохимический и биохимический, рис. 1.5.1. По количеству циклов технологии энергетической конверсии БМ подразделяются на технологии получения энергии непосредственно из биомассы и технологии ее переработки для последующего использования получаемых продуктов (твердого, жидкого или газообразного топлива).

По количеству циклов технологии энергетической конверсии БМ подразделяются на технологии получения энергии непосредственно из биомассы и технологии ее переработки для последующего использования получаемых продуктов (твердого, жидкого или газообразного топлива).

*Термохимическое преобразование БМ* может осуществляться по одной из четырех технологий:

- прямое сжигание для производства тепла;
- пиролиз (термическое расщепление БМ без доступа воздуха) для получения газов (энергосодержание 10–15 МДж/м<sup>3</sup>), пиролитических

жидкостей (т.н. пиролизное масло с энергосодержанием 20–30 МДж/м<sup>3</sup>) и кокс (20–30 МДж/м<sup>3</sup>). При «быстром пиролизе» БМ превращается в жидкое топливо;

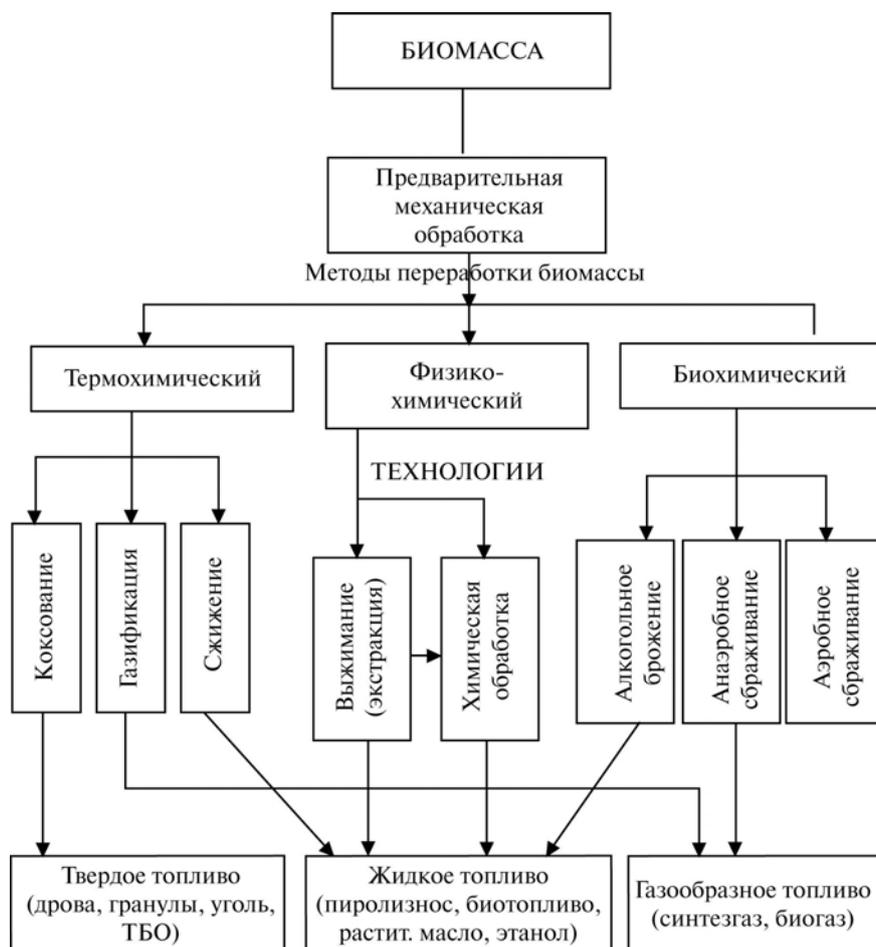


Рис. 1.5.1. Методы переработки и технологии энергетического использования биомассы

- газификация – превращение БМ в газообразное горючее (CO+H<sub>2</sub>O) в условиях ограниченного доступа кислорода;

- сжижение биогаза в результате химических реакций с целью получения жидкого топлива в виде тяжелой топливной нефти или бензина.

*Физико-химические методы переработки БМ* включают экстракцию масел (выжиманием или химической обработкой) из семян масличных культур (обычно рапса). Полученное растительное масло используют либо непосредственно в качестве горючего для двигателей внутреннего сгорания, либо подвергают химической обработке для получения биодизельного топлива.

*Биохимическая переработка БМ* во вторичный энергоноситель происходит под действием микроорганизмов в одном из трех режимов:

- анаэробное (без доступа воздуха) брожение биомассы (органические отходы, навоз) с получением биогаза (55–70 % метана, 25–30 % углекислого газа), который можно использовать в двигателях

внутреннего сгорания, а также для производства электроэнергии или теплоты;

- аэробное (с доступом воздуха) превращение БМ – компостирование, осуществляемое для получения низкопотенциального тепла, которое может использоваться непосредственно или после повышения потенциала (температуры теплоносителя) с помощью тепловых насосов;

- алкогольное брожение, при котором содержащиеся в БМ сахар и крахмал превращаются в этанол. Последний может быть использован как горючее в двигателях внутреннего сгорания, газовых турбинах, котлах и т.д.

В табл. 1.5.2 приведены шесть основных видов альтернативных топлив с их наиболее важными характеристиками и исходное сырье для их получения.

Таблица 1.5.2

*Виды альтернативного топлива и сырье для его производства*

Вид биомассы	Вид топлива	Основные характеристики топлива
Твердые бытовые и промышленные отходы	Биогаз свалок	Метан – 45–65 % Углекислый газ – 25–35 % Азот – 10–20 %
Жидкие бытовые и промышленные отходы	Биогаз осадков сточных вод	Метан – 45–65 % Углекислый газ – 25–35 % Многочисленные примеси других газов
Навоз, отходы с\х производства, перерабатывающей промышленности, бытовые отходы	Биогаз отходов	Метан – 60–70 % Углекислый газ – 30–35 %
Специально выращиваемые леса, дерево, отходы лесогаготовок и лесопереработки, отходы с\х производства, солома, торф	Синтез-газ (генераторный газ)	Водород – 20–25 % Окись углерода – 15–20 % Углекислый газ – 5–10 % Вода – 5–10 % Азот – 35–40 %
Специально выращиваемые культуры (рапс)	Биотопливо	Плотность – 0,9–0,93 кг/л Воспламеняемость – 38 Содержание золы – 0,02 % Содержание воды – 1 г/кг Температура воспламенения – 300 °С
Любая биомасса	Пиролизное топливо	<i>Простой пиролиз:</i> Газ – 10–15 МДж/м <sup>3</sup> Масло – 23–30 МДж/м <sup>3</sup> Кокс – 20–30 МДж/м <sup>3</sup> <i>Быстрый пиролиз:</i> «бионефть» – 20–30 МДж/м <sup>3</sup>

Преобладающий тип БМ как энергетического сырья, методы его переработки и конечные продукты по странам и регионам весьма различны и определяются, прежде всего, доступностью и стоимостью сырья, уровнем развития соответствующих технологий.

Древнейшей технологией производства тепловой энергии является *прямое сжигание* БМ (древесины, навоза и отходов сельскохозяйственного производства). Сегодня она обеспечивает около 10 % энергии в мировом энергетическом балансе. За счет сжигания дров ежегодно в мире получают до 2 ТВт энергии. В странах Южной Азии такое использование БМ составляет 50–70 % общего энергопотребления и обеспечивает, в основном, приготовление пищи, отопление, горячее водоснабжение.

В развитых странах для получения тепловой и электрической энергии прямым сжиганием дров, древесных отходов и соломы, а также торфа используются мини-теплоэлектростанции (мини-ТЭС). В паротурбинном варианте их КПД составляет 20–25 %, мощность от нескольких киловатт (для фермерских хозяйств) до сотен киловатт, табл. 1.5.3.

Таблица 1.5.3

*Основные характеристики мини-ТЭС*

Мощность электрическая, кВт	Мощность тепловая, кВт	Расход топлива, кг/ч	Вес, кг	Цена, тыс. руб.
5	200	80	1500	12000
16	610	250	5000	26000
30	1200	400	8000	30000
120	1500	800	15000	66000
200	2800	1400	28000	128400

Меньшими эксплуатационными расходами и повышенной эффективностью обладают автоматические котлы, требующие перед сжиганием БМ ее предварительной подготовки: изготовления топливных гранул – пиллет (*pellet*), древесной щепы, брикетов.

Примечание. *Пеллеты* – это 20–50 миллиметровые гранулы из высушенных отходов древесины; производятся под высоким давлением без химических закрепителей; их стоимость – 60–90 евро/т, а удельная стоимость произведенной из них энергии примерно на 30 % ниже, чем у дизельного топлива или природного газа. Благодаря достоинствам пеллет они становятся одним из самых востребованных видов топлива в большинстве европейских стран, в Японии, США и в ряде других стран. В Европе ежегодный рост производства гранул составляет около 30 %.

В России эта технология начала развиваться сравнительно недавно, суммарная производительность около 30 предприятий исчисляется десятками тысяч тонн. Их продукция в основном экспортируется; начал развиваться и внутренний рынок. Внутри страны потребителями пеллет пока выступают владельцы загородных домов, которые используют это топливо в каминах и мини-котельных.

*Энергетическая щепка* – куски древесины длиной от 10 до 150 мм и толщиной от 10 до 100 мм. При ее сжигании часто добавляют опилки, что позволяет утилизировать отходы, но повышает расход топлива примерно на 20 %.

Топливные характеристики пеллет и некоторых других видов топлива приведены в табл. 1.5.4.

Таблица 1.5.4

*Сравнительные характеристики пеллет и других видов топлива*

Вид топлива	Теплота сгорания, МДж/кг МДж/м <sup>3</sup>	% серы	% зола	Углекислый газ, кг/ГДж
Дизельное топливо	42,5	0,2	1	78
Мазут	42	1,2	1,5	78
Природный газ	35-38	0	0	57
Каменный уголь	15–25	1-3	10–35	60
Гранулы древесные	17,5	0,1	1	0
Гранулы из соломы	14,5	0,2	4	0
Гранулы торфяные	10	0	4–20	70
Щепа древесная	10	0	1	0
Опилки древесные	10	0	1	0

*Брикеты* изготавливаются из отходов деревопереработки, соломы, ботвы и др. Их габариты и форма различны: прямоугольные, цилиндрические; размерами от сантиметров до метров (в зависимости от типа котла и вида БМ). Их теплотворная способность близка к таковой для каменного угля, табл.1.5.6.

Таблица 1.5.6

*Теплотворная способность различных видов топлива*

Вид топлива	Теплотворная способность, ккал/кг
Древесина (влажная)	2450
Древесина (сухая)	2930
Бурый уголь	3910
Брикеты из древесных отходов	4400
Черный уголь	4900

В поисках способов сокращения выбросов в атмосферу вредных веществ, снижения требований к предварительной подготовке топлива, повышения эффективности его конверсии разработаны и используются следующие технологии сжигания биомассы: в вихревой (циклонной) топке, в распылённом виде в горелке, на решётке, во вращающейся печи, в кипящем слое, в циркулирующем кипящем слое. Каждая из них обладает своими достоинствами и недостатками. С позиции экологической чистоты преимуществами обладают две последних технологии. Котлы с топками с низкотемпературным кипящим слоем позволяют сжигать БМ влажностью 60 % и более, а с вихревыми топками – позволяют сжигать измельченные древесные и растительные отходы.

Повысить КПД преобразования БМ в тепловую и электрическую энергию в 2 и более раза по сравнению с паровыми электростанциями удастся предварительной *газификацией БМ* в модулях газификации, входящих в комплект оборудования газопоршневых и газотурбинных

электростанций (могут использоваться на электростанциях с паровыми котлами). Схема газогенераторной электростанции показана на рис. 1.5.2, а основные характеристики электростанций этого типа приведены в табл. 1.5.7.

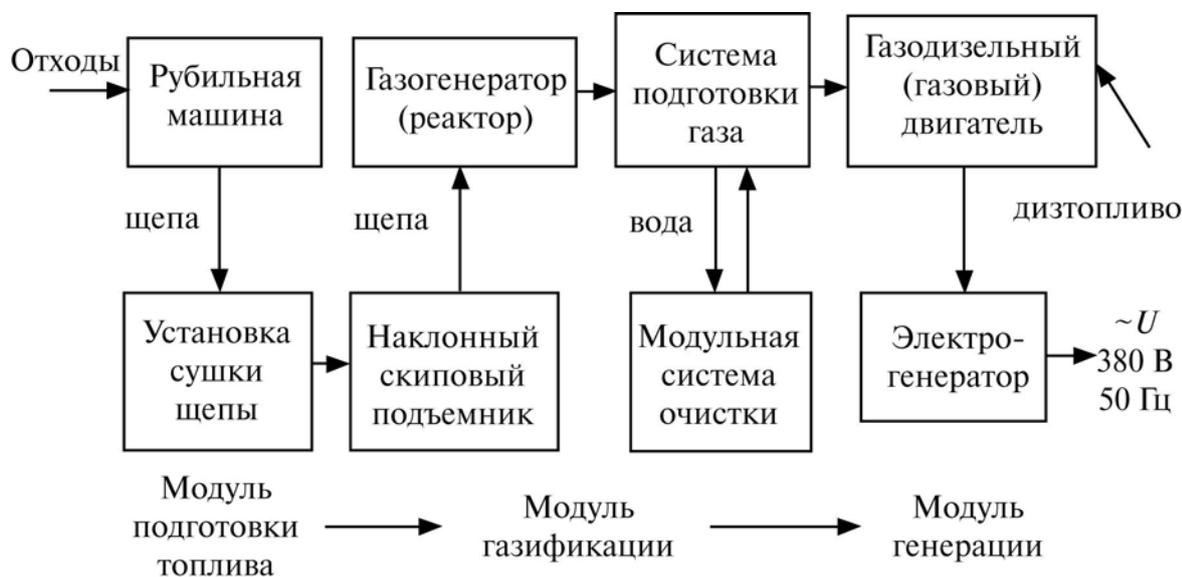


Рис. 1.5.2. Структурная схема газогенераторной электростанции

Таблица 1.5.7

*Характеристики газогенераторных электростанций, работающих на дровах и древесных отходах*

Мощность кВт	Расход топлива, кг/ч	Вес, кг	Цена электростанции, \$ США	Удельная цена, \$ США/кВт
8	20	1000	12480	1500
12	24	1500	14000	1125
30	52	1800	31200	1000
70	120	2500	51480	710
100	170	3000	103400	975
200	380	3500	124800	600
500	800	6000	152000	290

Для уменьшения капитальных затрат на сооружение электростанций на БМ и повышения надежного энергоснабжения потребителей используют газодизельные двигатели, которые могут работать только на дизельном топливе при отсутствии древесных отходов или выводе из эксплуатации модуля газификации для профилактики и ремонта.

Как уже отмечалось выше, технология газификации биомассы по термохимическому циклу основана на сжигании древесины в условиях отсутствия или недостатка кислорода. Разрыв химических связей в молекулах сложных углеводов древесины сопровождается образованием метана (до 25%), метилового газа, водорода, окиси и

двуокиси углерода, древесного спирта, воды и ряда сопутствующих веществ в малых концентрациях. Благодаря высокой теплотворной способности метан может использоваться вместо природного газа, метиловый газ может сжигаться непосредственно или перерабатываться в высококачественное жидкое топливо – метанол, пригодное для использования в двигателях внутреннего сгорания. Таким образом, модули газификации БМ (газогенераторы) производят продукцию, пригодную для использования не только в энергетике, но и в других отраслях. Их размещение в большой мере зависит от местоположения сырья; продукция при этом может поставляться даже удаленному потребителю. С другой стороны, они сами могут быть мобильными: на подвижной платформе или прицепе, в кузове грузового автомобиля.

Газогенераторы очень выгодны для применения в отдаленных поселках, на фермерском подворье, в городе (для экологически чистой переработки мусора), в местах заготовки леса и т.п. Затраты на отопление предприятий, применяющих газогенераторы, в 1,5–1,8 раз меньше, чем при традиционном его сжигании в котлах или отоплении электронагревательными установками. При использовании же собственных древесных отходов или при самозаготовках щепы стоимость тепловой энергии еще ниже. Срок окупаемости газогенераторов для отопительных систем в зависимости от их номинальной мощности находится в пределах от нескольких месяцев до 3 лет.

В последние десятилетия все больший интерес вызывают непосредственное сжигание в топках электростанций и котельных твердых горючих бытовых отходов, а также производство из них биогаза (биосингаза). Энергосодержание 1 кг бытовых отходов составляет около 1 кВт·ч. В состав биосингаза, в зарубежной литературе называемого лендфиллгазом (Landfill gas), входят водород (25–42 %), окись углерода (25–40 %), углекислый газ (10–35 %), азот (2–5 %), метан  $\approx$  1 %, сероводород – следы. Эта технология получения энергии и энергоносителей достаточно дешевая и позволяет после утилизации отходов и ликвидации свалок возвращать земли в хозяйственный оборот (например, под застройку).

*Пиролиз* как способ конверсии БМ в ценные энергоносители, а также в древесный уголь, широко используемый в различных технологиях, обладает рядом преимуществ перед рассмотренными выше:

- пиролизическая установка может быть не привязана к потребителю, т.к. ее продукция – биотопливо требует существенно меньших транспортных расходов по сравнению с исходной БМ;
- процесс пиролиза позволяет использовать твердые и газообразные его продукты для получения тепла, необходимого для сушки БМ и реализации пиролизических реакций;
- возможность хранения пиротоплива и эффективного его использования в существующих котлах;

- низкий уровень выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по сравнению с прямым сжиганием биомассы.

Вместе с тем, есть факторы, ограничивающие масштабы использования пиролиза:

- критичность к размерам частиц биомассы и, как следствие, потребность в специальном оборудовании;
- необходимость предварительной обработки исходного сырья (кислотная промывка) для увеличения выхода жидкого топлива;
- высокие теплотехнические требования к реактору и ограниченный выбор доступного оборудования.

Привлекательными особенностями *биохимической переработки* БМ являются:

- «всеядность», т.е. пригодность для переработки животноводческих отходов, зерновых культур (рапс, соя, подсолнечник, кукуруза и др.), картофеля и корнеплодов, сахарного тростника;
- широкий ассортимент и высокие потребительские качества конечных продуктов: биогаз, биоэтанол, биодизель;
- возможность использования отходов переработки в качестве удобрения.

Примечание. *Биоэтанол* – спиртовое топливо, производимое из зерна, кукурузы, сахарного тростника и сахарной свеклы по технологии получения обычного пищевого спирта; может использоваться в двигателях внутреннего сгорания либо в чистом виде, либо в качестве добавки к бензину.

На сегодня потребление биоэтанола эквивалентно 0,9 % мирового потребления нефти, а его производство в 2009 г. достигло 0,7 млн барр. в сутки (в нефтяном эквиваленте).

*Биодизель* представляет собой эфиры растительных масел или животных жиров, получаемые замещением в них глицерина спиртом. Из 1000 кг растительного масла и 111 кг спирта (в присутствии 12 кг катализатора) получается 970 кг (1100 л) биодизеля и 153 кг первичного глицерина. Основным сырьём для производства биодизеля на сегодня являются рапс и соя.

Суммарное мировое производство биоэтанола и биодизеля (обобщающее наименование – биотопливо) составляет около 35 млн.т н.э./год (50 млрд л/год), что равно 3 % от мирового потребления бензина и дизельного топлива. К 2030 г. оно может возрасти до 100 млн т н.э./год, а среднегодовой прирост может составить около 10 %. (В цифрах учтена меньшая калорийность биотоплива в сравнении с нефтью). При этом ежегодный прирост производства электроэнергии из БМ ожидается на уровне 5 %. За последние годы более 100 млн т сельскохозяйственных культур из продовольствия были превращены в сырьё для получения биотоплива. В ближайшие год-два США намерены заменить этанолом 10 % традиционного моторного топлива. Построено более 150 заводов по производству этанола; их годовой объём производства примерно равен годовому производству бензина в России. (Часть этанола потребляет химическая промышленность). В Бразилии большинство автомобилей используют биодизель либо смесь бензина с этанолом. В России к 2017 г. планируется запустить 30 производств этого топлива – 10 на базе спиртовых

заводов, 10 – на предприятиях по переработке древесины, 10 – на базе гидролизных комбинатов.

С учетом низкой урожайности на территории России продовольственных культур, из которых производят этанол и биодизель, и огромных запасов древесины, торфа и отходов сельского хозяйства более перспективным является производство моторного топлива (биобутанола) из лигноцеллюлозы, получаемой переработкой этих видов БМ.

Для стран с благоприятным климатом и высокими урожаями сельхозкультур эта технология не менее интересна в связи с крайне негативной реакцией мировой общественности на увеличение масштабов переработки продуктов питания в моторное топливо. Последнее, среди многих других, является причиной роста цен на продовольствие. Прогнозируется, что в ближайшие 10 лет мировые цены на зерно и кукурузу увеличатся на 50 %, на сливочное масло – на 60 %, на растительное масло – на 80 %. Около 1 млрд голодающего населения – источник голодных бунтов и других проявлений социальной напряженности.

Учёные работают над тем, чтобы к 2030 г. коммерчески жизнеспособной стала технология получения этанола из целлюлозы. Несмотря на ее изобилие (основная составляющая биомассы), расширение масштабов производства этанола сдерживается большей его сложностью и стоимостью. На всех трех этапах технологического процесса: подготовка сырья – разложение целлюлозы на отдельные сахара с помощью специальных ферментов – ферментизация полученных сахаров с помощью генетически модернизированных дрожжей, способных преобразовать каждую конкретную смесь сахара в этанол имеется свой сложный комплекс технических задач, решение которых еще далеко от завершения.

Стремление к повышению эффективности конверсии БМ в энергию и энергоносители с учетом экологических и социальных проблем стимулирует разработку различных комбинированных гибридных систем, замкнутых по всем биогенным элементам, и утилизирующих низкопотенциальные вторичные ресурсы.

На рис. 1.5.3 приведена схема одной из возможных гибридных систем, включающей «энергетический лес» и энергетическую установку «Биосолар».

В этой системе углерод фигурирует дважды – высвобождается при сжигании древесины в процессе получения электроэнергии и забирается из атмосферы в процессе роста деревьев.

Установка «Биосолар» утилизирует тепло охлаждающей воды ТЭС через выращивание быстрорастущих микроводорослей в водоемах – охладителях (особенно эффективно в районах с теплым и умеренным климатом). Микроводоросли – ценное сырье для получения энергии и энергоносителей по одной из рассмотренных выше технологий.

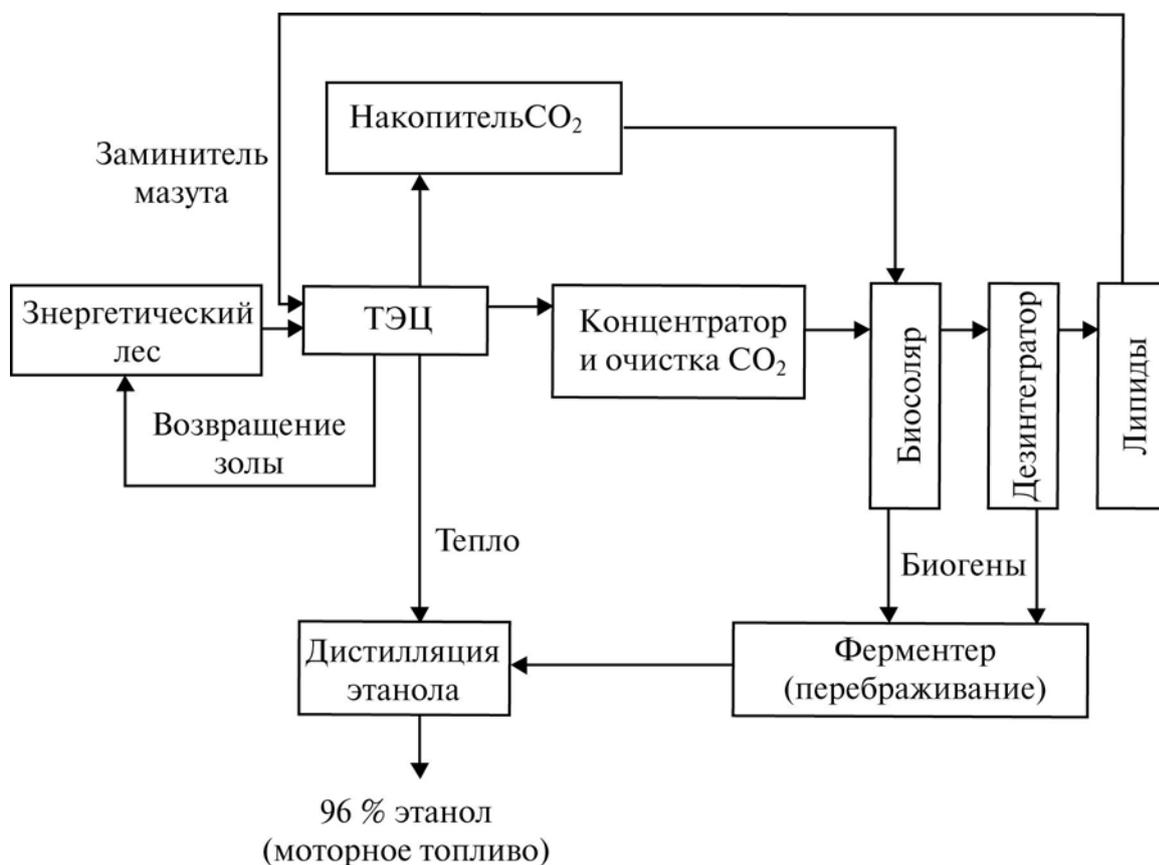


Рис. 1.5.3. Гибридная система для получения электроэнергии и биоэтанола [26]

Россия имеет все возможности для интенсивного развития практически всех современных направлений использования биомассы в энергетике (пеллеты, биоводород, биоэтанол, биодизельное топливо, сингаз, биогаз) с последующим экспортом отдельных видов энергоносителей и, в первую очередь, пеллет и транспортного этанола. Без ущерба для лесов России можно ежегодно перерабатывать для энергетики как минимум до 0,16 %, или 130 млн м<sup>3</sup> (65 млн т) древесины. Энергоемкость этого объема древесины равна  $1,1 \cdot 10^{18}$  Дж. Стоимость экспорта такого количества может составить 3,9 млрд евро в год. Ускорению развития биоэнергетики в России будет способствовать созданный в марте 2007 г. Национальный биоэнергетический союз. Основные цели союза: консолидация усилий коммерческих и не коммерческих организаций с федеральными и региональными органами власти для решения стратегических вопросов развития отрасли; улучшение конкурентных позиций биотопливной отрасли на внутреннем и внешнем рынках; популяризация и пропаганда биоэнергетики на территории России.

## 1.6. Малая гидроэнергетика

Доля ГЭС в национальных энергетических балансах в основном определяется не научно-технологическим и экономическим потенциалом страны, а ее гидроэнергетическим потенциалом. Например, в Норвегии доля гидроэнергетики близка к 100 %, а в Израиле – почти 0 %.

Гидроэнергетика обладает неоспоримыми преимуществами: возобновляемость первичной энергии, низкая себестоимость производства электроэнергии (в России даже при относительно низких внутренних ценах на топливо себестоимость электроэнергии, произведенной на ГЭС, в 5–6 раз ниже, чем на ТЭС), мобильность мощности, необходимой для покрытия пиковой части графика нагрузки, инфляционная устойчивость.

Однако характерные недостатки крупных ГЭС – их чрезвычайно высокая капиталоемкость и большие сроки строительства, негативные воздействия на окружающую среду и потенциальная опасность техногенных катастроф являются основными сдерживающими факторами для развития гидроэнергетики на базе крупных ГЭС и вместе с достоинствами малой (распределенной) энергетики – стимулом для широкомасштабного использования малых ГЭС.

В истории нашей страны было несколько периодов, в течение которых малая гидроэнергетика играла важную роль в ее экономической и социальной жизни. В период восстановления сельского хозяйства и налаживания быта после разрухи, вызванной революцией и гражданской войной, в период реализации плана ГОЭЛРО, в первые послевоенные годы, значительная часть электроснабжения сельской местности осуществлялась за счет малых гидроэлектростанций (МГЭС). В 1937 г. в СССР в сельском электроснабжении доля гидроэнергии составляла 11 %. В первое послевоенное десятилетие велось массовое строительство МГЭС или, как их называли в те годы, «сельских гидроэлектростанций». В 1952 г. в СССР работали 6614 МГЭС; к 1959 г. суммарная мощность МГЭС достигла 481,6 ГВт, а вырабатываемая ими энергия – 0,8 млрд кВт·ч/год.

Однако в связи с интенсивной электрификацией сельской местности и других малых потребителей за счет подключения к электросетям, питаемым от тепловых, атомных и крупных гидравлических электростанций, МГЭС оказались невостребованными. К 1979 г. в стране оставались в эксплуатации всего 405 МГЭС, а к 1990 г. – 55.

«Выдавливание» малой гидроэнергетики из энергетического баланса в 50–60 годы происходило и в ряде других стран с высокими темпами роста энергопотребления, обеспечиваемого крупномасштабной энергетикой. Например, в США, Швейцарии число МГЭС, выведенных из эксплуатации в эти годы, исчислялось тысячами. Однако изменение социально-экономических условий как в развитых, так и в развивающихся странах возродило интерес к малой гидроэнергетике. Уже к 1990 г. количество МГЭС в ряде стран исчислялось тысячами (Китай – 90 тыс., США – 10,5

тыс., Япония – 5,3 тыс., Швейцария 2,6 тыс., Австрия – 1,3 тыс.). К началу нового столетия более 130 фирм из 28 стран производили и поставляли комплектное оборудование для МГЭС.

Гигантомания советской электроэнергетики, изобилие топливно-энергетических ресурсов (ТЭР), мощный гидроэнергетический потенциал и кризис 90-х годов привели практически к полной ликвидации в Россиималой гидроэнергетики. В настоящее время суммарная мощность российских МГЭС не превышает 500 МВт.

Термин «малая ГЭС» используется в двух случаях. Во-первых, как собирательное понятие для обозначения всех ГЭС с установленной мощностью ( $N_{уст.}$ ) ниже некоторого предела (заметно отличающегося для разных стран), табл. 1.6.1.

Таблица 1.6.1

*Валовый (Эв) и технический (Эт) потенциал малой гидроэнергетики и значения  $N_{уст.}$  стран с Эт более 1000 млн кВт·ч/год*

№ п/п	Страна	Эв, млн.кВт·ч/год	Эт, млн кВт·ч/год	Эт/Эв, %	$N_{уст.}$ МВт
1.	Россия	1105600	382300	34,6	30
2.	Китай	1300000	250000	19,2	25
3.	США	800000	–	–	30
4.	Испания	150360	65600	43,6	5
5.	Италия	–	65000	–	2
6.	Исландия	64000	45000	70,3	5
7.	Филиппины	–	14476	–	–
8.	Норвегия	–	8000	–	2
9.	Франция	200000	7500	3,8	5
10.	Иран	36286	6784	18,7	–
11.	Португалия	–	6500	–	1
12.	Швейцария	9000	6000	66,7	2
13.	Индия	–	5000	–	5
14.	Бразилия	–	4213	–	–
15.	Канада	9491	3815	40,2	5
16.	Австрия	–	3100	–	5
17.	Германия	–	3000	–	5
18.	Греция	5000	2000	40,0	–
19.	Турция	3125	1843	58,9	–
20.	Австралия	–	1248	–	15
21.	Финляндия	1900	1200	63,2	–

Во-вторых, для обозначения ГЭС с мощностью, ограниченной как верхним, так и нижним пределами (в России – 1–30 МВт). При этом ГЭС мощностью 0,1–1 МВт называют мини-ГЭС, а мощностью менее 0,1 МВт – микро-ГЭС [9, 27].

Кроме мощности используют и другие характеристики для классификации МГЭС: напор воды, степень автоматизации, способ создания напора, схема использования энергии водотока. Интерес к МГЭС стал возрождаться благодаря ряду их достоинств:

• обеспечивают более экологически безопасный способ производства электроэнергии:

- не подтопляются леса и сельхозугодия;
- нет необходимости переносить населенные пункты и производственные объекты;
- сохраняются природный ландшафт и первоначальные свойства речной воды, не нарушается миграция рыбы и ее воспроизводство;
- появляется возможность утилизировать энергию различных искусственных водохозяйственных объектов (каналов, питьевых и производственных водотоков, водосбросов и т.п.);

- допускают работу в полностью автоматическом режиме;
- в паре с другими электростанциями (топливными и на НВИЭ) обеспечивают гибкость в энергоснабжении потребителей;
- обладают бóльшей инвестиционной привлекательностью.

Малая гидроэнергетика существенно отличается от большой не только мощностью станций, но и подходами к их проектированию, конструкцией и режимами работы гидротехнической и электротехнической частей станции. Агрегаты МГЭС – это не уменьшенная копия элементов крупных ГЭС, а самостоятельные объекты со своими свойствами и требованиями. Если в большой энергетике проектирование ГЭС осуществляется, в основном, исходя из оптимального использования гидроэнергетического потенциала реки, то при проектировании МГЭС преимущественно ориентируются на требования местного потребителя энергии, ради которого сооружается МГЭС, а также на характеристики водотока. В этой связи малые, мини- и микро-ГЭС отличаются от крупных ГЭС большим разнообразием [28].

В нашей стране принята следующая классификация МГЭС.

1. По напору: низконапорные –  $H < 20$  м; средненапорные –  $H = 20–75$  м; высоконапорные –  $H > 75$  м.
2. По режиму работы: в составе энергосистемы, автономно или в составе гибридного энергокомплекса.
3. По степени автоматизации: полуавтоматизированные (работающие при наличии дежурного персонала) и автоматические (работающие без дежурного персонала).
4. По технологической схеме: стационарные или мобильные (микро-ГЭС); на зарегулированном или свободном стоке при следующих расположениях гидроагрегата: приплотинном, деривационном или русловом.
5. По режимам работы: покрытие пиковых, полупиковых или базисных участков графиков нагрузки.
6. По типу турбины: поворотно-лопастные, радиально-осевые, турбины с горизонтальной и наклонной осями вращения, ковшовые, капсульные и др.

Параметры МГЭС, необходимые для определения валового, технического и экономического потенциалов, в разных странах

существенно различаются, что затрудняет определение мирового потенциала малой гидроэнергетики. Приведенные в табл. 1.6.1 значения следует рассматривать как оценочные.

Необходимо учитывать, что в передовых странах развитие малой гидроэнергетики мотивировано экономическими и экологическими условиями – стремлением сократить потребление минеральных энергетических ресурсов и экологический ущерб, наносимый энергетикой. При этом малая гидроэнергетика рассматривается как составная часть большой (системной) энергетики; большинство МГЭС рассчитаны на работу параллельно с энергосистемами. В развивающихся странах Азии, Африки и Латинской Америки МГЭС зачастую являются единственными источниками электроэнергии и поэтому к ним предъявляются высокие требования в части надежности и качества электроснабжения.

Во всем мире доля энергии, вырабатываемой МГЭС, в общей выработке на ГЭС постепенно возрастает и в некоторых странах достигает значительных величин: 23,4 % – в Японии, 12,6 % – в Чехии, 18,3 – в Китае.

Россия располагает значительным энергетическим потенциалом малых рек (табл. 1.6.2), более 76 % которого сосредоточено в азиатской части страны. На сегодня он используется всего на 0,5 %. Энергетический потенциал малых рек России – один из самых доступных и эффективных НВИЭ на её территории. В России более 2,5 млн малых рек. Сегодня в России суммарная мощность МГЭС составляет около 500 МВт.

Таблица 1.6.2

*Распределение потенциала МГЭС по округам РФ (млрд кВт·ч/год)*

<b>Федеральный округ</b>	<b>Теоретический потенциал</b>	<b>Технический потенциал</b>
Северо-Западный	48,6	15,1
Центральный	7,6	2,9
Приволжский	35	11,4
Южный	50,1	15,5
Уральский	42,6	13,2
Сибирский	469,7	153
Дальневосточный	452	146
<b>Итого по России</b>	<b>1105,6</b>	<b>357,1</b>

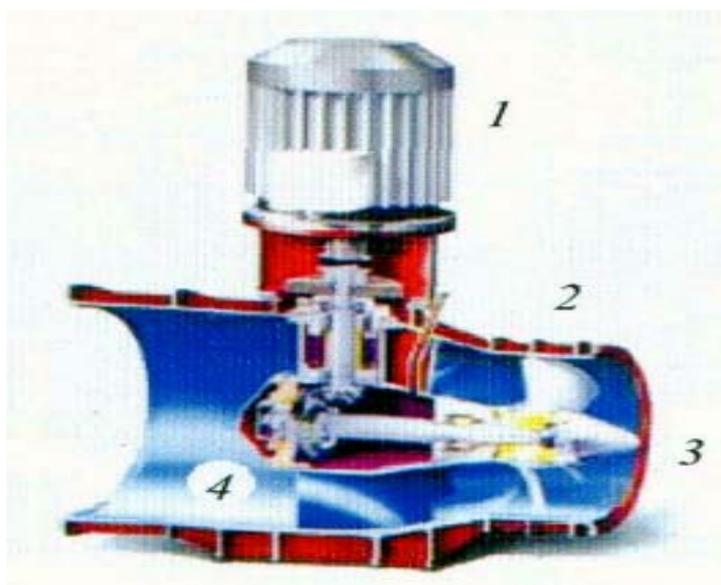
В последние годы наблюдается оживление работ по проектированию МГЭС, разработке и производству для них оборудования. Проектированием занимаются около 10 проектных организаций и примерно столько же компаний разрабатывают и производят оборудование, выполняют проекты «под ключ» (в сроки от 2–3 месяцев до 1 года) как для отечественных, так и для зарубежных заказчиков.

В зависимости от мощности и других, названных выше параметров (характеристик) МГЭС, стоимость 1 кВт установленной мощности на российском рынке лежит в очень широких пределах – от 350 долл/кВт до 10 000 долл/кВт.

В широких пределах лежит и стоимость произведенного на МГЭС одного киловатт-часа электроэнергии, но, в любом случае, она ниже произведенной на электростанциях, использующих другие виды НВИЭ. Наименьшие цены относятся к бесплотинным микро-ГЭС, гидротурбины которых устанавливаются в свободном потоке воды (удерживаются в нем тросами) либо в специальном напорном трубопроводе. В первом варианте гидроагрегат может находиться либо в подводном положении, либо на платформе, поддерживаемой на плаву понтонами, с установленными на ней гидротурбиной и электрогенератором, рис. 1.6.1, 1.6.2.



*Рис. 1.6.1. Общий вид наплавной микро-ГЭС: 1 – генератор, 2 – платформа, 3 – понтоны, 4 – диффузоры с гидротурбинами*



*Рис. 1.6.2. Конструкция гидрогенератора наплавной микро-ГЭС: 1 – электрогенератор, 2 – диффузор, 3 – турбина, редуктор*

В обоих случаях вся конструкция удерживается между берегами реки тросами. С их помощью станцию можно перемещать поперек русла при изменении уровня воды.

Снижения капитальных затрат на гидротехническую часть при сооружении МГЭС в горных местностях удастся добиться при

использовании технологии «Прометей». Ее суть заключается в том, что сооружение станции ведется не от выбранного створа (места строительства) к оборудованию, а наоборот. Станция сооружается на основе типового оборудования, изготовленного по усредненным для горного рельефа стандартам (на напоры 40–75 м). Сборка стационарного узла (модулей) осуществляется из типовых модульных блок-секций, которые собираются непосредственно на строительной площадке. Только проект водоподводящего тракта выполняется индивидуально для каждой МГЭС. Стоимость такой станции колеблется (в зависимости от индивидуальной части проекта) в пределах 800–1200 долл за 1 кВт установленной мощности [29].

Удешевление электроэнергии за счет упрощения гидротехнической части МГЭС, включая снижение требований к гидротурбинам, повышает требования к электротехнической части – электромашинным генераторам и системам стабилизации выходного напряжения. Крупным шагом на пути удовлетворения производственно-технологических, эксплуатационных и экономических требований стало использование на МГЭС нового класса электрических машин – вентильных. Они позволяют создавать автоматизированные гидроагрегаты МГЭС с нерегулируемыми турбинами. В планах развития малой гидроэнергетики в России предусмотрено использование трех подходов:

- капитальный ремонт и перевооружение работающих МГЭС. (В 2010 г. в России действовали более 100 МГЭС мощностью до 6 МВт).
- восстановление части заброшенных МГЭС с использованием сохранившихся гидротехнических сооружений, дорог, ЛЭП, зданий (это в 1,5–2 раза дешевле нового строительства);
- сооружение МГЭС с «нуля» с учетом достижений в области гидростроительства, электромашиностроения, проводниковой и преобразовательной техники.

Дальнейшая судьба малой гидроэнергетики в России будет зависеть от разработки и реализации концепции развития и схем размещения объектов малой гидроэнергетики по регионам и определения очередности их строительства. Опыт передовых стран показывает, что малая гидроэнергетика, как и другие направления использования НВИЭ, нуждаются в государственной поддержке.

## **1.7. Использование энергии вод морей и океанов**

Мировой океан, занимающий 71 % поверхности нашей планеты, содержит колоссальное количество энергии различных видов – энергия волн и приливов; энергия глобальных течений ( $10^{18}$  Дж); энергия, заключенная в разнице температур воды на поверхности и в глубинах ( $10^{26}$  Дж); различные виды химической энергии. Освоение этой энергии – один из гарантированных способов уменьшения зависимости человечества от минеральных энергоресурсов. На этом пути сделаны фактически первые шаги, но они внушают обоснованный оптимизм.

### ***1.7.1. Приливные электростанции***

Приливные электростанции (ПЭС) используют гравитационные силы Луны и Солнца, которые изменяют уровень воды в морях и океанах, вызывая на их побережьях приливы и отливы. Лунные приливы в 2,17 раза превышают по силе солнечные. В мировом океане преобладают приливы с полусуточным периодом. В открытой акватории подъем водной поверхности во время прилива не велик – около 1 м. Существенно большей величины (предельная – 19,6 м) приливы достигают в устьях рек, в проливах и в постепенно сужающихся заливах с извилистой береговой линией. Поднятия и опускания водной поверхности во время приливов и отливов сопровождается горизонтальными приливо-отливными течениями. Они распространяются на большие глубины, чем течения, обусловленные ветром. Во внутренних морях высота приливов не превосходит нескольких сантиметров. В северных широтах зимой приливы имеют меньшую высоту, чем летом вследствие потери энергии при трении приливной волны о нижнюю поверхность ледяного покрова.

Суммарная приливная энергия планеты значительно превосходит полную гидроэнергию рек и оценивается величиной 3 млрд кВт. Потенциал приливной энергетики оценивается в 15 % от современного электропотребления.

Еще задолго до первых опытов по сооружению ПЭС (тридцатые годы XX столетия), энергия приливов использовалась людьми для приведения в действие мельниц, насосных установок, пилорам. Существует огромное количество остроумных проектов приливных технологических установок. Только во Франции к 1918 г. было зарегистрировано более 200 патентов по этой тематике.

Рабочий цикл простейшей (классической) ПЭС включает: заполнение бассейна во время прилива водой через пропускные отверстия в плотине, отгораживающей бассейн от моря, включение турбины и соединенного с ней электрогенератора во время отлива в момент, когда напор воды становится достаточным.

На сегодня экономически целесообразным считается строительство ПЭС в районах с приливыми колебаниями уровня воды не менее 4 м.

Эффективность использования ПЭС удастся увеличить применением турбин двустороннего действия, т.е. работающих во время как прилива, так и отлива. Такая ПЭС способна вырабатывать электроэнергию непрерывно в течение 4–5 ч. с перерывами в 1–2 ч. четыре раза в сутки. Для увеличения времени работы турбины существуют более сложные схемы – с двумя, тремя и большим количеством бассейнов, однако стоимость таких проектов очень высокая.

На ПЭС применимы гидрогенераторы различных типов: вертикальные и горизонтальные, тихоходные (< 100 об/мин) и быстроходные (> 100 об/мин). Их мощность лежит в пределах от нескольких десятков до нескольких сотен мегаватт [30–33].

Первой в мире ПЭС является электростанция, построенная во Франции (в Бретани) в устье реки Ранс в 1966 г. До недавнего времени она была не только первой, но и крупнейшей ПЭС – 24 ее турбины позволяют получать мощность 240 МВт. Длина ее плотины превышает 750 м, а перепад высот прилива и отлива лежит в пределах 12–18 м.

В 1985 г. в канадском проливе Фанди, известном своими самыми высокими приливами, была построена ПЭС «Аннаполис» с установленной мощностью 20 МВт.

В 1980–85 гг. в Китае сооружена ПЭС «Цзянсан» в составе 6 агрегатов суммарной мощностью 3,2 МВт. Кроме того, в Китае и в ряде других приморских стран эксплуатируются мини- и микро- ПЭС, являющиеся элементами гидрокомплексов, предназначенных для орошения, осушения, судоходства.

В 2003 г. в заливе Квел на севере Норвегии (Хаммерфест) пущена в эксплуатацию ПЭС с гидроколесом диаметром 20 м и массой 120 т, вырабатывающая за год 700 МВт·ч электроэнергии.

В конце 2009 г. в Южной Корее (вблизи Сеула) пущена в эксплуатацию самая мощная на сегодня ПЭС «Sihwa Lake» мощностью 254 МВт.

Зарубежными фирмами разработаны агрегаты единичной мощностью в десятки мегаватт и проекты ПЭС, состоящих из сотен капсульных агрегатов с рабочими колесами диаметром от единиц до десятков метров.

Природные условия России позволяют построить ПЭС с суммарной установленной мощностью около 120–150 ГВт и с годовой выработкой 270 ТВт·ч. электроэнергии. Этот потенциал в основном сосредоточен в незамерзающих акваториях Белого и Баренцева морей, а также на Дальнем Востоке на побережье Охотского моря.

Многолетние научные исследования и предпроектные проработки привели к выводу, что экономически целесообразным и технически осуществимым является сооружение на побережье Баренцева моря Лумбовской ПЭС мощностью 0,32 ГВт (в другом варианте 0,672 ГВт); Белого моря – Мезенской ПЭС мощностью 15,2 ГВт и Тугурской ПЭС мощностью 6,8 ГВт; Охотского моря – Пенжинской ПЭС мощностью

21,4 ГВт (в другом варианте она должна иметь рекордную мощность – 87 ГВт) [34].

Первая в нашей стране ПЭС «Кислогубская» была пущена в эксплуатацию в 1968 г. (в Кислой губе вблизи Мурманска) мощностью 0,4 МВт. На 2009 г. ее мощность доведена до 1,7 МВт. Большинство разработанных в советское время проектов «заморожены». В оптимистическом варианте развития приливной энергетики в России можно ожидать сооружения в ближайшие 5–8 лет ПЭС в Тугурском заливе (север Хабаровского края), где высота прилива достигает 15 м.

Вблизи Кислогубской ПЭС действует экспериментальная площадка ОАО «РусГидро», где отрабатываются новые технологии, испытываются различные материалы и конструкторские решения (в частности, модуль-блок ПЭС «Северная» с ортогональной турбиной мощностью 1,5 МВт. Её пуск намечен на конец 2013 г.).

Накопленный опыт эксплуатации ПЭС (прежде всего, «Ранс» и «Кислогубская») подтвердил наличие у них двух важных преимуществ – экологичность и низкая себестоимость производства энергии (примерно на 30 % ниже, чем на традиционных ГЭС и почти в 2 раза ниже, чем на ТЭС).

«Привязка» ПЭС к береговой линии морей и океанов, естественно, сужает географию их использования, но не может быть решающим фактором ограничения масштабов использования приливной энергии, т.к. на Земле достаточно много энергодефицитных стран и территорий с протяженной береговой линией (в особенности – островные страны и территории).

Два других недостатка – цикличность работы и высокая удельная стоимость строительства – нивелируются по мере совершенствования технологии сооружения и эксплуатации ПЭС.

Цикличность преодолевается при совместной работе ПЭС в энергосистемах с электростанциями других типов как в базе, так и в пике графика нагрузок (мощные речные ГЭС, гидроаккумулирующие ГЭС). При электроснабжении от ПЭС автономных потребителей возможны комбинации с другими энергоустановками, подобными тем, что пригодны для работы совместно с СЭС, ВЭС, МГЭС.

Стоимость сооружения ПЭС может быть снижена за счет применения предложенных и апробированных в нашей стране инновационных решений – наплавного способа строительства (без перемычек) и высокоэффективного технологически простого ортогонального гидрогенератора. При этом, как минимум, достигается паритет цен единицы установленной мощности на ПЭС и ГЭС.

### ***1.7.2. Волновые электростанции***

Перспективным источником возобновляемых энергоресурсов являются волны океанов, морей и крупных озер, способные развивать удельную мощность, наибольшую для НВИЭ. Так, с 1 м длины гребня длиннопериодной океанической волны ( $T \approx 10$  с,  $\lambda \approx 100$  м) сравнительно

небольшой высоты ( $\approx 2$  м) можно получать мощность 50–70 кВт. Удельная мощность ветрового волнения на море заметно меньше:

Каспийское море – 7–11 кВт/м;

Баренцево море – 22–29 кВт/м;

Балтийское море – 7–8 кВт/м;

Охотское море – 12–20 кВт/м.

По оценке Министерства энергетики США, волны Мирового океана в перспективе способны обеспечить до 2 тераватт электрической мощности, достаточной для удовлетворения потребностей всего человечества. При современном технологическом уровне могут быть созданы волновые электростанции (ВлЭС) с суммарной мощностью до 10 млрд кВт.

Тенденция разработки ВлЭС, как и электростанций на других НВИЭ – комплекс из единичных модулей умеренной мощности (около 1 МВт). Модуль ВлЭС имеет размер порядка 50 м вдоль фронта волны. Зачастую из них собираются комплексы с размерами в сотни метров и суммарной мощностью в десятки мегаватт. Разрабатываются и модули малой мощности (единицы – десятки киловатт), имеющие свою достаточно широкую потребительскую нишу. Как и в случае приливной энергии, на сегодня предложено и частично реализовано большое количество технических решений, которые с определенными допущениями можно объединить в две группы, отличающиеся преобладанием либо кинетической энергии, либо энергии поверхностного качения, которая преобразуется в электрическую энергию. Столь же условно по конструктивному исполнению ВлЭС можно разделить на камерные и поплавковые. Принцип их работы показан, соответственно, на рис. 1.7.1 и 1.7.2.

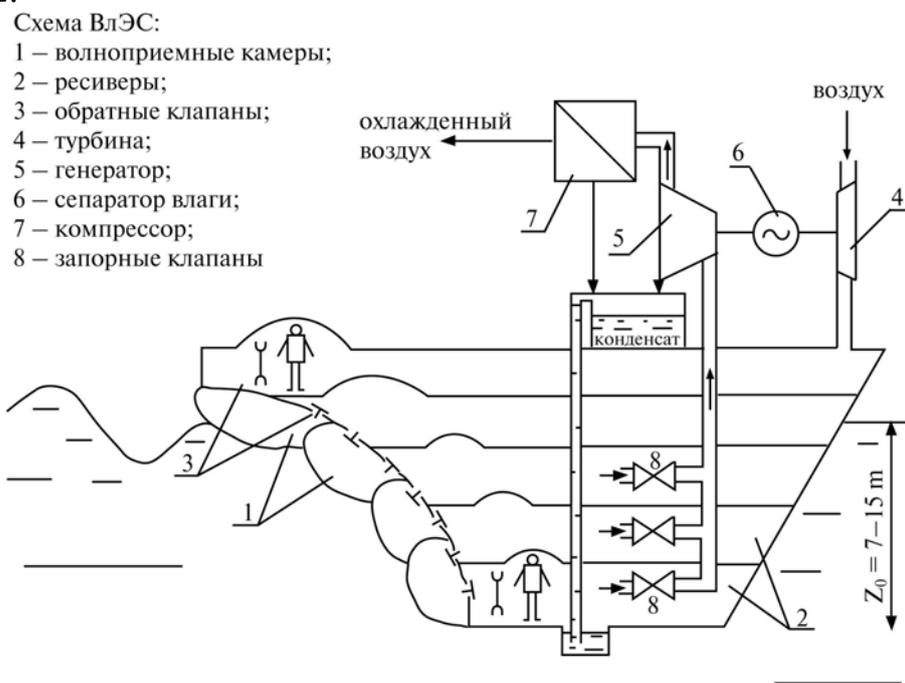


Рис. 1.7.1. Схема камерной волновой электростанции

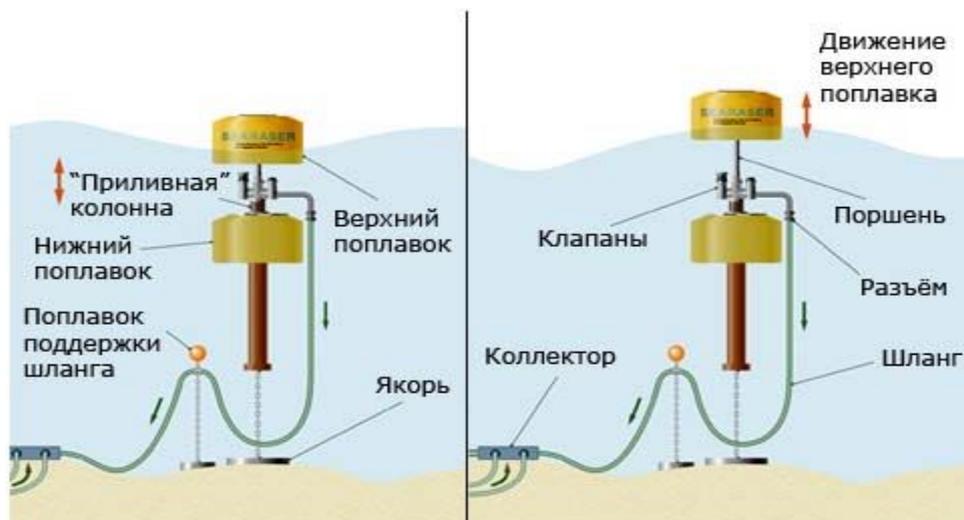


Рис. 1.7.2. Схема поплавковой волновой электростанции

В действительности принципы действия и конструкции ВлЭС более разнообразны. В них, в частности, используются: а) дифракционные и каналные эффекты, усиливающие интенсивность действия волн; б) забрасывание волной воды в бассейн на высоту, превышающую средний уровень моря; в) отслеживание профиля волны поплавками специальной формы («утка» Солтера), характером движения напоминающие игрушку «неваляшку»; г) создание накатом волн переменного давления и перетоков воздуха или воды в мягких оболочках (камерах, трубах) и др.

При использовании кинетической энергии волн на их пути ставится приемная труба очень большого диаметра (в общем случае – камера большого сечения любой формы). Поступающие в нее волны вращают турбину, которая приводит в движение электрогенератор. В другом варианте поступающая вода выталкивает из замкнутого пространства трубы (камеры) находящийся там воздух. Выходящий воздух вращает лопасти турбогенератора. Разработаны проекты, в которых совмещены обе схемы использования энергии волн.

На этом принципе в акватории г. Порт-Кембла (Австралия) работает ВлЭС «Oceanlinx», рис. 1.7.3,а,б.

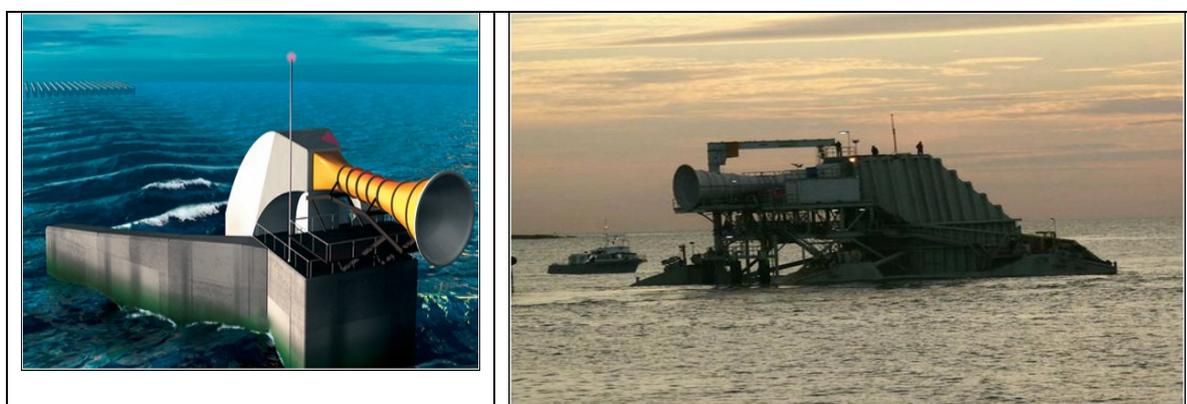


Рис. 1.7.3а,б. Волновая электростанция «Oceanlinx»

На станции применена параболическая приемная камера шириной около 30 м и турбина с регулируемым поворотом лопастей (турбина Уэллса), эффективно работающая при смене направления движения волн, их амплитуды и частоты. Мощность установки (в пиковом режиме) 0,1–1,5 МВт; сейчас она выдает в городскую электросеть 450 кВт мощности. Считается, что это – одна из первых коммерчески выгодных ВлЭС.

На протяжении нескольких десятилетий в ряде стран разрабатываются проекты и сооружаются поплавковые ВлЭС, использующие энергию поверхностного качения.

Московский научный центр «Прикладные технологии» при поддержке Российского федерального агентства по науке и инновациям и ЮНЕСКО спроектировал модуль поплавковой ВлЭС, представляющий собой плавучую полую капсулу продолговатой формы. В капсуле размещены механический преобразователь энергии, состоящий из колебательной системы и механического привода, вращающего электрогенератор, и вспомогательный накопитель электричества (аккумулятор). Благодаря морским волнениям капсула и колебательная система механического преобразователя находятся в постоянном движении, привод обеспечивает непрерывную раскрутку электрогенератора. Длина модуля 30 м., диаметр – 3,5 м., мощность – 50 кВт. При необходимости можно создавать многомодульные установки суммарной мощностью несколько десятков МВт. Использование накопителя энергии в качестве энергетического буфера позволяет создавать запас энергии в периоды неполной нагрузки электрогенератора, а в периоды максимальной нагрузки или морского затишья поддерживать его вращение. Подобные, как правило маломощные, агрегаты уже сейчас используются для электропитания тысяч маяков и навигационных буйев (лидирует Япония). Они пригодны для питания метеосистем, глобальных и региональных систем связи и навигации, систем телекоммуникации, аппаратуры индивидуального жизнеобеспечения и др.

В рамках Европейской программы поддержки коммерчески перспективных проектов (EUREKA) разработан новый агрегат поплавкового типа под названием Wavebob Wave Energy Converter (WWEC). Новизна заключается в том, что длина якорной цепи, удерживающей агрегат в заданном месте, регулируется автоматически и обеспечивает его оптимальное положение относительно морской поверхности. Эффективность работы ВлЭС при этом оказывается мало зависимой от погодных и волновых условий на море. (В предыдущих конструкциях поплавковые агрегаты закреплялись на цепи фиксированной длины, что зачастую приводило к простоям, когда уровень воды существенно изменяется и цепь оказывается либо слишком короткой, либо слишком длинной).

Американская компания Ocean Power Technologies создала волновой генератор Power Buoy, работающий за счет вертикального движения крупного (в несколько метров) вертикального поплавка, скользящего вдоль

колонны, заякоренной на дне. Мощность уже созданного генератора 150 кВт; разработаны аналогичные модели бóльшего размера и, соответственно, кратно бóльшей мощности.

Специалисты считают наиболее удачной схемой (конфигурацией) ВлЭС поплавкового типа разработанный шотландской компанией Pelamis Wave Power энергоблок, представляющий собой линейно сочлененные поплавки различной длины, частично погруженные в воду – (волновой плот Коккерела). Перемещение относительно друг друга шарнирно соединенных поплавков (секций) передается насосам и гидрогенераторам. Вся конструкция удерживается на месте якорями. Такие ВлЭС уже созданы и работают в водах морей вблизи Португалии и Англии. Размещенная в 5 км от северного побережья Португалии поплавковая ВлЭС состоит из трёх преобразователей энергии – конверторов «Pelamis – 750». Каждый из них имеет длину 120 м, диаметр 3,5 м, вес 750 т. Конвертор состоит из четырех цилиндрических секций, связанных шарнирными соединениями. Мощность, развиваемая конвертором, составляет 750 кВт. Планируется увеличить количество конверторов до 30 и, соответственно, суммарную мощность ВлЭС до 21 МВт. Эксплуатируемая в Шотландии ВлЭС содержит четыре конвертора «Pelamis» и генерирует мощность около 3 МВт. Ее сооружение обошлось примерно в 20 млн долл.

Для получения больших мощностей (сотни мегаватт – гигаватты) планируется создавать прочные наплавные каркасы – острова модульного типа с сотнями крупных поплавков (размером с автобус и более), имеющих рычажное соединение со связующей конструкцией. Последняя должна быть максимально прозрачной для волн во избежание их гашения и рассеяния за счет эффекта взаимного экранирования поплавков. Примерные размеры такой ВлЭС составят: в плане – 250×300 м, высота – 30–60 м. Разработано большое количество вариантов попутного использования плавучей конструкции (гостиницы, рестораны, нефтяные платформы, рыбозаводы, взлетно-посадочные полосы, плавучие доки и др.). Крупные ВлЭС могут служить волногасителями (волноломами), что для многих регионов очень актуально, особенно для курортов и приморских городов и портов.

Разработаны энергетические агрегаты (модули), производящие электроэнергию из кинетической энергии падающей (движущейся по водоводу) воды, предварительно запасенной с помощью волн в бассейне или водонапорной башне. В одном из вариантов с помощью дамбы на берегу моря сооружается бассейн (искусственная лагуна). Волны разбиваются об откос дамбы, и вода забрасывается в бассейн на высоту, превышающую средний уровень моря. Обрато в море вода возвращается через низконапорную турбину гидрогенератора. Первая в мире коммерческая ВлЭС, работающая по этому принципу, построена в Норвегии в районе с естественной фокусировкой волн, увеличивающей их

высоту. Разрабатывается проект ВлЭС мощностью 20 МВт с морской дамбой длиной около 5 км (для условий острова Маврикий).

В другом варианте модуль представляет собой укрепленную в донном грунте стойку, на которой закреплен двуплечий рычаг. На одном его конце находится поплавков, а другой связан с поршнем водяного насоса. Колебания поплавка вызывают движение поршня насоса, нагнетающего воду в водонапорную башню-накопитель; из накопителя вода попадает на лопасти турбины установленного на берегу гидрогенератора, который производит электрическую энергию. По предварительным расчетам, оптимальная мощность модуля составит около 10 кВт при КПД 25 %. Такие мини ВлЭС удобны для электроснабжения автономных потребителей небольшой мощности.

На сегодня на долю ВлЭС приходится незначительная доля электроэнергии, вырабатываемой с использованием всех НВИЭ. Частный капитал пока придерживается выжидательной позиции относительно инвестиций в развитие волновой энергетики, что обусловлено действием ряда сдерживающих факторов:

- нерегулярность волн по амплитуде, периоду и направлению движения затрудняет создание преобразователей с приемлемой стабильностью характеристик электроэнергии;

- возможность возникновения волн на порядок большей интенсивности по сравнению с наиболее вероятной (во время экстремальных штормов, ураганов, цунами, при возникновении «волн-убийц»), что вынуждает создавать конструкции ВлЭС с большим запасом прочности;

- трудности сооружения и эксплуатации ВлЭС, транспорта выработанной ими энергии из районов с максимальной удельной мощностью волн (открытые, удаленные от берегов акватории океанов и морей). Обычно идут на компромисс, руководствуясь двумя соображениями – глубина моря (океана) должна быть не менее 50–60 м, что обеспечивает необходимую мощность волн, удаление от берега не более 5–10 км, что позволяет избежать необходимости в подводном кабеле слишком большой длины;

- чрезмерно большое количество вариантов утилизации этой энергии, предложенных учёными и инженерами, без убедительного доказательства преимущества какого-либо из них.

Как показывает накопленный мировой опыт, удельные капиталовложения в строительство ВлЭС составляют около 5000 долл/кВт, а вырабатываемая ими электроэнергия пока в 2–3 раза дороже произведенной на традиционных электростанциях. Однако разработка и реализация новых идей, а также совершенствование уже разработанных конструкций ведут к достаточно быстрому снижению стоимости электроэнергии, произведенной ВлЭС. Наиболее активно эти работы ведутся в США, Великобритании, Японии, Франции. Параллельно ведется

поиск наиболее перспективного использования электроэнергии, вырабатываемой ВлЭС.

Мощные многомодульные связки волновых и приливных электростанций могут служить хорошей энергетической базой для создания экологически чистых объектов перерабатывающей промышленности морского и прибрежного базирования. На таких объектах можно будет осуществлять переработку морепродуктов; организовывать химическое производство на основе электролиза морской воды. В процессе электролиза морской воды помимо получения водорода и кислорода возможно производство озона, тяжелой воды, хлора, щелочей, различных солей, кислот, окислителей и др. Электроэнергия прибрежных электростанций может использоваться для питания насосных станций, опреснителей, зарядно-аккумуляторных станций для экологически чистого городского транспорта и др. При высоких требованиях потребителя к графику выдачи мощности они могут работать совместно с приморскими гидроаккумулирующими станциями и другими источниками.

### ***1.7.3. Электростанции, использующие энергию морских течений***

Гигантской энергией обладают глобальные океанские течения такие, как Гольфстрим, Кюрасао, Флоридское течение, несущие, соответственно, 83, 55 и 30 млн м<sup>3</sup>/с воды со скоростью 2, 1,8 и 1 м/с. От 1 м<sup>2</sup> поперечного сечения потока можно получить мощность около 1 кВт. Для энергетики представляют интерес также течения в проливах Гибралтарском, Ла-Манш, Курильских, а также течения, обусловленные приливами и отливами.

Одним из способов преобразования этой энергии в электрическую является реализация идеи, объединившей два технических решения – ветроколесо и гидроагрегат ПЭС. Это позволяет создавать свободнопоточные ГЭС, агрегаты которых обладают достоинствами и ветроколеса, и агрегата ПЭС:

1) существенно меньшие размеры водного винта и, соответственно, материало- и трудоемкость. Двухлопастной пропеллер диаметром 1 м при скорости течения 2 м/с способен обеспечить мощность 7 кВт; при скорости течения 4 м/с с 1 м<sup>2</sup> можно при этом получать до 50–65 кВт мощности;

2) по сравнению с ПЭС и ГЭС примерно на порядок дешевле из расчета на единицу установленной мощности (прежде всего, благодаря отсутствию плотины);

3) позволяют гораздо точнее оценить эксплуатационные характеристики благодаря лучшей предсказуемости параметров морских течений по сравнению с параметрами ветра;

4) невидимы и не изменяют пейзаж и естественное состояние береговой линии. Гидротурбину (водный винт и электрогенератор) устанавливают на опоре в полностью погруженном состоянии и поднимают только на время ремонта и обслуживания, рис. 1.7.4.

Первая в мире коммерческая электростанция такого типа (свободнопоточная) с расчетной мощностью 1,2 МВт подключена к Национальным электросетям Северной Ирландии. Применена двухроторная турбина. Роторы турбины имеют 16м в диаметре и оптимальную скорость вращения 14 об/мин. Лопастями роторов оснащены системой управления и могут поворачиваться, меняя угол атаки. Компания Marine Current Technologies, построившая эту электростанцию, приступила к разработке проекта по сооружению электростанции на побережье Северного Уэльса мощностью 10,5 МВт.



*Рис. 1.7.4. Внешний вид установок, использующих энергию морских (океанических) течений*

В США разработана программа «Кориолис», которая предусматривает установку во Флоридском проливе 242 турбин; каждая будет оснащена двумя рабочими колесами диаметром 12 м, вращающимися в противоположных направлениях. Вся система общей длиной 60 км будет ориентирована по основному потоку; ширина ее при расположении турбин

в 22 ряда по 11 турбин в каждом составит 30 км. Агрегаты будут заглублены на 30 м, чтобы не препятствовать судоходству. Мощность каждой турбины будет составлять 400 кВт, а всего комплекса – около 100 МВт.

Достаточно интенсивно работы по созданию свободнопоточных электростанций ведутся во Франции, которая располагает большими возможностями для развития этого вида возобновляемой энергетики, т.к. у берегов Нормандии и Бретани проходят мощные течения со скоростью до 15 м/с, обусловленные приливами и отливами. Предусмотрено сооружение трех электростанций: двух в Бретани мощностью 1 ГВт и 2 ГВт, одной – у берегов полуострова Котантен. Проектная суммарная производительность этих станций примерно 25 тыс. ГВт·ч, что составит 5 % всего объема производства электроэнергии Францией. Время окупаемости сооружения электростанций – 7 лет.

Австралийская компания Bio Power Systems прототип энергоустановки позаимствовала у живой природы и разработала проект океанской подводной электростанции Bio Wave, которая вырабатывает электроэнергию за счет создаваемых подводными течениями колебаний специальных «ветвей». Внешне агрегаты похожи на колеблющиеся водоросли с большими гибкими листьями. Прототип электростанции мощностью 250 кВт успешно проходит испытания у берегов Тасмании. В недалеком будущем такие электростанции будут обеспечивать энергией весь австралийский штат Виктория, включая его столицу Мельбурн.

#### ***1.7.4. Утилизация тепловой энергии вод морей и океанов***

Этот источник энергии заключен: 1) в разнице температур поверхностных и глубинных вод морей и океанов в тропических широтах, 2) в разнице температур морской воды и воздуха в арктических (антарктических) районах земного шара, 3) в рассеянном (низкопотенциальном) тепле вод морей и океанов и других крупных водоемов.

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

Этот источник НВИЭ обладает важными достоинствами перед многими другими: а) разность температуры различных слоев океанической воды – более стабильный источник энергии, чем, скажем, ветер, солнце, морские волны, водосброс малых рек; б) такие электростанции заводской

готовности легко доставить в любой район Мирового океана; в) запас энергии оценивается величиной около  $10^{13}$  кВт·ч/год.

Их широкому распространению препятствуют два серьезных недостатка: а) географическая привязка к тропическим широтам (между  $20^\circ$  с.ш. и  $29^\circ$  ю.ш.), где температура воды у поверхности океана достигает, как правило,  $27\text{--}28^\circ\text{C}$ , и где использование таких электростанций экономически эффективно, и б) большие масса и габариты. Первые опыты по использованию этого НВИЭ в рамках совместного проекта японских и индийских ученых дали положительные результаты. Еще в 70-е годы развитые страны приступили к проектированию опытных ОТЭС, представляющих собой сложные крупногабаритные сооружения с расчетной генерируемой мощностью в десятки-сотни мегаватт.

Основными элементами ОТЭС являются: парогенератор для получения пара рабочего вещества за счёт теплообмена с морской водой; турбина для привода электрогенератора; устройства для конденсации отработавшего в турбине пара, а также насосы для подачи морской воды и холодного воздуха. Большие удельные габариты (на единицу генерируемой мощности) обусловлены малым КПД термодинамического цикла тепловой машины ОТЭС (цикл Ренкина). Именно поэтому ОТЭС требуют огромных расходов теплой и холодной воды, измеряемых тысячами кубометров в секунду. Так, плавучая ОТЭС мощностью 40 МВт должна иметь водоизмещение 70 тыс. т, диаметр трубопровода холодной воды 10 м, рабочую поверхность теплообменника около 45 тыс.  $\text{м}^2$ .

В последние годы разработаны проекты сооружения ОТЭС на относительно небольшую мощность, позволяющие использовать уже серийно выпускаемое основное оборудование (турбины, электрогенераторы, испарители, конденсаторы, насосы), размещаемое в 20-ти футовом контейнере (6,1 м), который может быть доставлен в любое необходимое место. Установка, вписывающаяся в такие габариты, может обеспечивать мощность 300–350 кВт.

Недавнее открытие гидротермальных источников на дне океана (с температурой до  $+350^\circ\text{C}$ ) породили идею сооружения подводных ОТЭС, работающих на разности температур источников и окружающих вод. Существенно большая разница температур горячей воды вблизи донных гейзеров и остальной массы воды обеспечит значительно больший КПД тепловой машины. Однако экстремальные условия эксплуатации таких ОТЭС могут свести на нет этот выигрыш.

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

Имеется положительный опыт утилизации низкопотенциального тепла по теплонасосной схеме. Схема простая – морскую воду с помощью

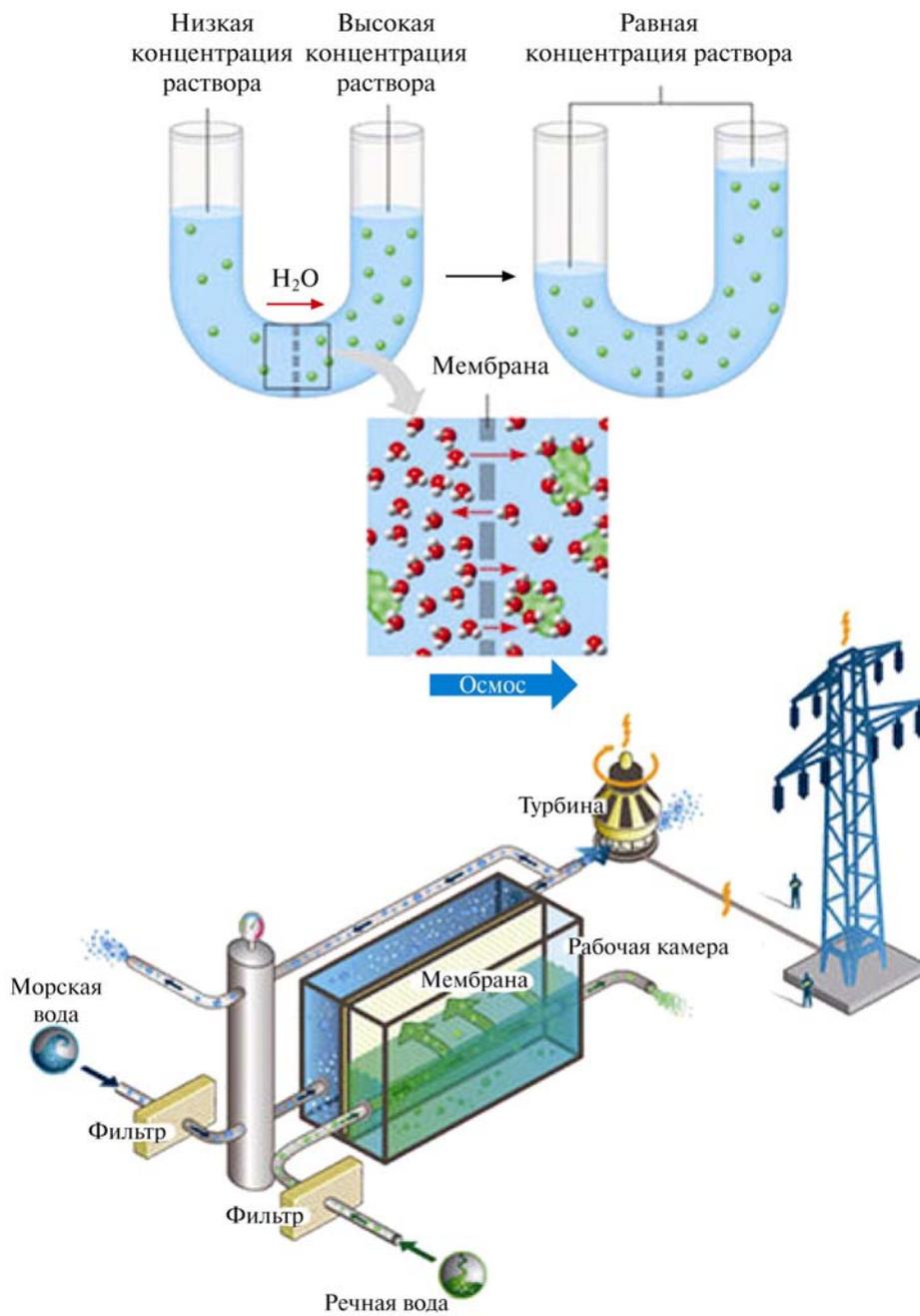
теплонасосных установок нагревают до температуры воды для систем отопления или горячего водоснабжения. Например, в Швеции непосредственно из Балтийского моря берут воду с температурой  $+4\text{ }^{\circ}\text{C}$  и, нагревают её с помощью теплонасосных установок до  $75\text{ }^{\circ}\text{C}$  для отопления домов. Это оказывается выгодней, чем использовать для отопления мазут или газ.

### **1.7.5. Утилизация осмотической энергии**

Около 50 лет назад была высказана идея использовать для производства электроэнергии явление, хорошо известное в химии и биофизике, – *осмос* (медленное проникновение (диффузию) растворителя в раствор через тонкую диафрагму, непроницаемую для растворённых веществ). Применительно к энергетическому использованию осмоса речь идёт о проникновении пресной речной воды из одной половины резервуара в другую, заполненную морской водой, через полупрозрачную диафрагму. В результате чего в этой половине резервуара создаётся давление, которое может быть эквивалентно воздействию водяного столба высотой 100–120 м., рис. 1.7.5. Потенциал этого вида источника энергии составляет 1600–1700 ТВт·ч в год. Интерес к нему энергетиков обусловлен возобновляемостью, экологической чистотой, достаточно высокой стабильностью мощностных характеристик (имеются незначительные сезонные колебания).

Длительное время реализовать эту идею в промышленных масштабах не удавалось, т.к. производимые мембраны имели слишком большую толщину и не обеспечивали необходимую скорость осмоса и, соответственно, эффективность производства электроэнергии. Лишь в ноябре 2009 г. состоялся официальный пуск первой в мире ОЭС, построенной норвежской фирмой Statkraft при финансовой поддержке государства и ряда других фирм. Станция мощностью всего 5 кВт расположена в 60 км от г. Осло в устье реки, впадающей в Северное море, и является по существу прототипом, на котором будут отрабатываться технические решения для строительства в течение нескольких лет электростанции для промышленной эксплуатации. Стоимость проекта, включавшего изучение возможностей энергетического использования осмоса и строительство прототипа, составила около 27 млн долл.

Основной проблемой остаётся производство в промышленных масштабах очень тонких (менее 0,1 мкм) мембран, которые обеспечивали бы плотность мощности на уровне не ниже  $5\text{ Вт/м}^2$ . Производимые для опреснения морской воды мембраны способны обеспечить плотность мощности не более  $1\text{ Вт/м}^2$ . Крупнейшие компании-производители мембран (General Electric, Hydranautics, Today Industries) могут приступить к производству мембран для ОЭС не ранее 2015–2020 гг.



*Рис. 1.7.5. Схематическое представление осмоса и структура осмотической электростанции*

## **1.8. Схемы электроснабжения потребителей с использованием НВИЭ**

В данном разделе кратко рассматривается проблема оптимизации технологических схем энергоснабжения потребителей с использованием НВИЭ (оптимизация режимов работы, работа в энергосистеме и др.), а также обеспечение надежного бесперебойного энергоснабжения автономных потребителей. Подробно эта проблема рассмотрена в [9, 27, 35–39]).

Как следует из предыдущих разделов, по режимам работы энергетические установки на НВИЭ подразделяются на два вида: а) автономные или работающие в составе микросети и б) сетевые, т.е. работающие в составе электроэнергетической системы большой мощности.

### ***1.8.1. Децентрализованные системы электроснабжения с использованием НВИЭ***

Нестабильность мощности многих НВИЭ создаёт серьёзные проблемы с надёжным и бесперебойным энергоснабжением автономных потребителей. Требуется особое внимание к согласованию графика электрических нагрузок с изменениями энергетического потенциала источника возобновляемого энергоресурса. Это согласование осуществляется по одной из схем, показанных на рис.1.8.1,а,б,в,г.

Согласование предполагает достижение следующих целей.

1. Максимально эффективное использование НВИЭ энергоустановкой. Сопротивление потоку энергии между источником, преобразователем, потребителем и окружающей средой должно быть минимальным, что позволит сократить потери и уменьшить размеры энергетического оборудования.

2. Использование систем управления связью между потребителем и источником энергии с целью уменьшения ее расхода.

3. Включение в локальную энергосистему накопителей энергии, позволяющее согласовать спрос и предложение, не завышая при этом мощности энергоустановки.

4. Подключение энергоустановки на НВИЭ к более крупной и универсальной по составу источников энергии системе, когда её не удастся согласовать с потребителем (создание энергокомплексов и микросетей).

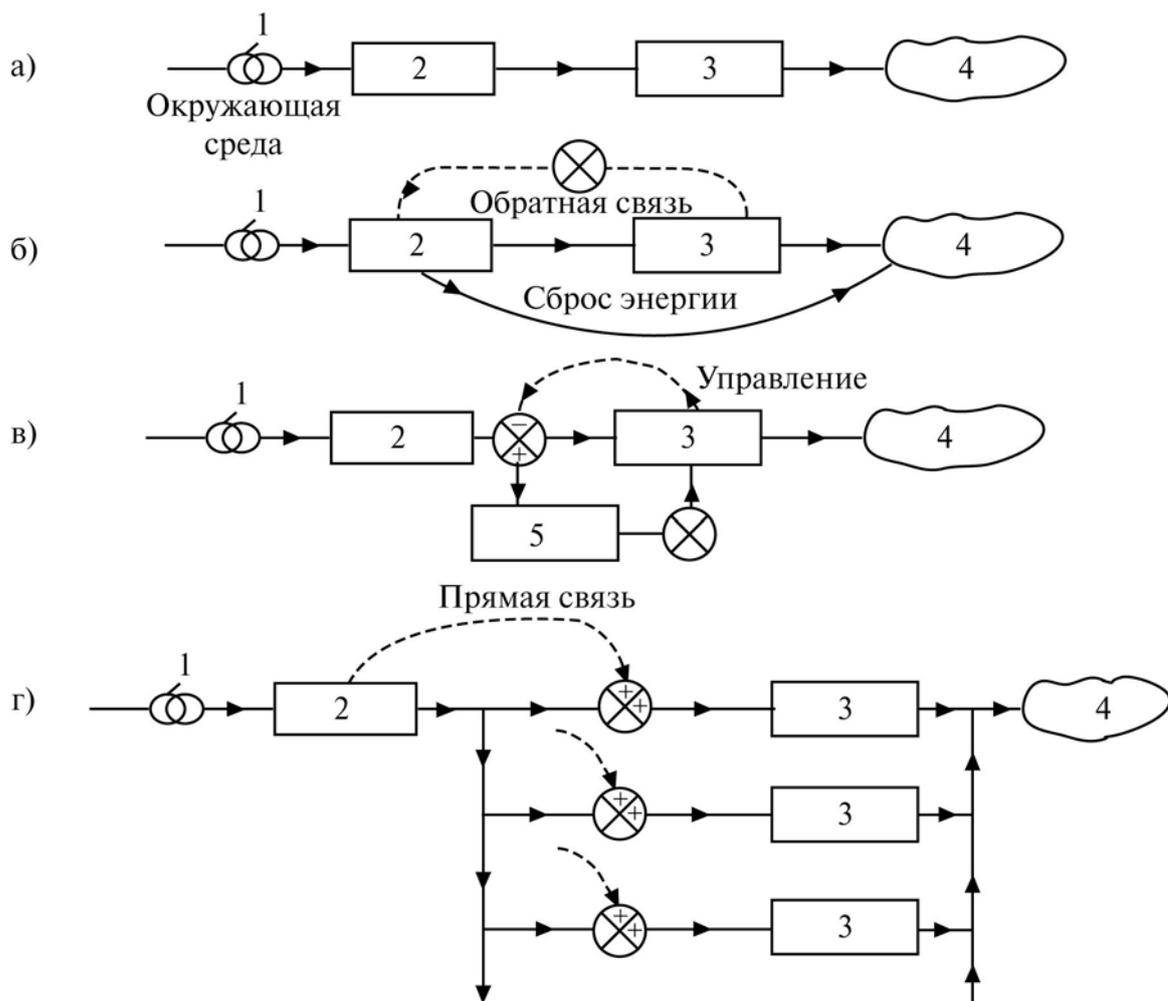


Рис. 1.8.1. Схемы согласования автономных энергоустановок с потребителями:  
 а - полное использование потока возобновляемой энергии; б - управление с отрицательной обратной связью; в - использование накопителей энергии; г - система управления с прямой связью с нагрузкой энергоустановки (самая эффективная при использовании возобновляемой энергии): 1 – энергоустановка, работающая на НВИЭ; 2 - преобразователь энергии; 3 - потребитель; 4 - сброс в окружающую среду; б - накопитель энергии

5. Подключение к энергоустановке на НВИЭ в каждый момент времени такое количество потребителей, которое создаёт суммарную нагрузку, соответствующую текущей мощности источника. Отдельные потребители могут иметь накопители энергии или подстраиваться под изменяющиеся параметры источника. В таких схемах используется регулирование с прямой связью.

Для достижения этих целей используют различные системы.

1. *Системы со сбросом энергии.* Если потоки энергии НВИЭ существуют постоянно или с некоторой периодичностью, и если нет возможности использовать их в полной мере, они безвозвратно теряются. Тем не менее, благодаря простоте этот метод используется достаточно часто (например, на МГЭС, в системе обогрева зданий солнечным излучением с управляемыми заслонками, в ветроколесах с изменяемым шагом).

2. Системы с накопителями исходной (первичной) или преобразованной энергии. Например, применительно к исходной энергии – накопление воды в верхнем водохранилище гидроаккумулирующей электростанции, к преобразованной энергии – аккумулярование электрической и тепловой энергии или водорода, получаемого с помощью электролизёров.

### 3. Системы с регулированием нагрузки.

Позволяют поддерживать соответствие между спросом и предложением энергии за счет включения и выключения необходимого числа потребителей. Этот способ согласования имеет ряд преимуществ:

- позволяет избегать потерь НВИЭ благодаря подключению или отключению потребителей в соответствии с располагаемой мощностью источника;
- в многоканальной системе регулирования могут учитываться потребности различных потребителей и их приоритеты. Потребители с низким приоритетом, которые отключаются первыми, могут снабжаться энергией по низкой цене или питаться не постоянным по величине напряжением (например, нагревательные установки, электролизеры и т.п.);
- потребители, сами обладающие определенным аккумулярующим свойством (водогрейные баки, кондиционеры), могут с выгодой использовать это свое свойство, отключаясь в периоды времени с высокой ценой электроэнергии.

Рассмотрим на примере ВЭУ простейшую схему электропитания от энергоустановок, использующих нестабильные по мощности НВИЭ. Её удастся реализовать только для маломощных потребителей, рис. 1.8.2.

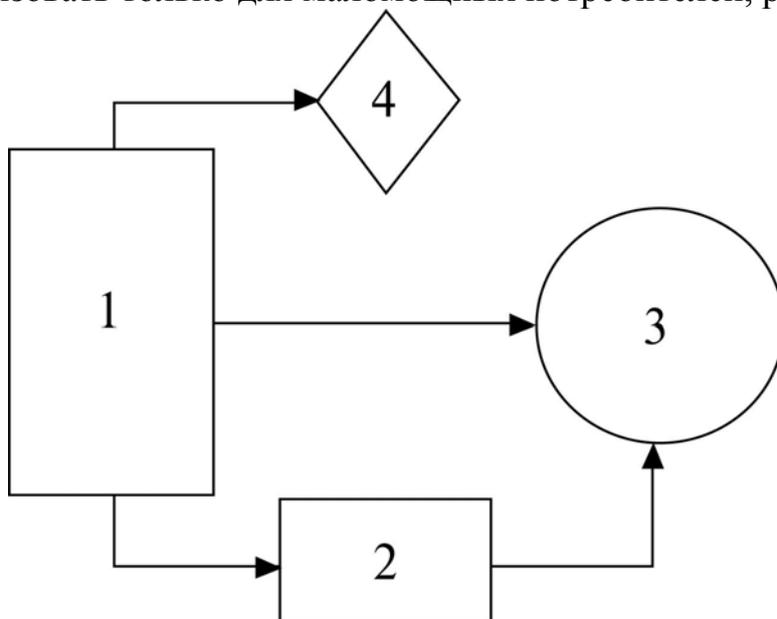


Рис. 1.8.2. Традиционная схема электроснабжения автономного потребителя от ВЭУ: 1 – ВЭУ, 2 – аккумулятор, 3 – потребитель, 4 – балластное сопротивление

В зависимости от ветровых характеристик режимы работы ВЭУ в такой схеме могут быть следующими:

- при высоких скоростях ветра вырабатываемая ВЭУ энергия направляется непосредственно потребителю и на подзарядку аккумуляторных батарей;
- при небольших скоростях ветра питание потребителя дополнительно осуществляется от аккумуляторной батареи;
- при полностью заряженном аккумуляторе и вырабатываемой ВЭУ мощности, превышающей необходимую для потребителя, избыток энергии сбрасывается на балластном сопротивлении и в виде тепла рассеивается в окружающую среду.

Учитывая, что вырабатываемая с помощью ВЭУ электроэнергия имеет относительно высокую стоимость, такая схема является неэффективной (показатель энергоэффективности составляет 20–60 %). Энергоэффективность может быть повышена при переводе ВЭУ в режим когенерации. При этом избыток энергии, вырабатываемой автономными ВЭУ, используется для покрытия тепловых нагрузок потребителей, для чего энергокомплекс дооснащается тепловым аккумулятором (ТА). Схема автономной ВЭС приобретает вид, показанный на рис. 1.8.3.

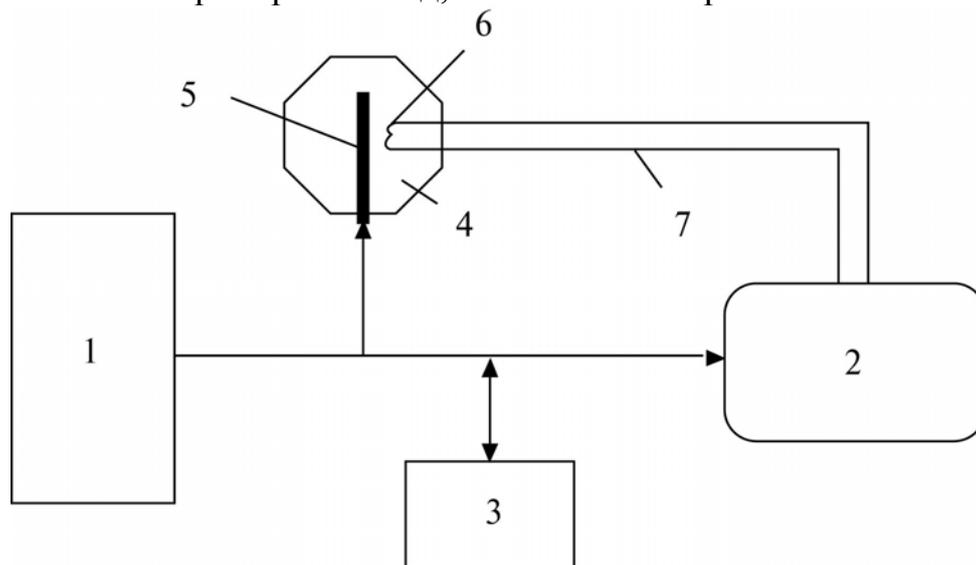


Рис. 1.8.3. Схема автономной ВЭУ с аккумулятором тепла:

1 – ВЭУ, 2 – потребитель, 3 – аккумуляторная батарея, 4 – тепловой аккумулятор, 5 – электронагреватель, 6 – теплообменник, 7 – трубопроводы системы теплоснабжения

Тепловой аккумулятор, заменивший балластное сопротивление, имеет электронагреватель, преобразующий избытки электроэнергии в тепло. (Целесообразно ТА размещать непосредственно у потребителя, сводя к минимуму потери тепловой энергии при ее передаче).

Основным препятствием на пути широкого использования таких схем являются высокие требования к параметрам ТА. На сегодня разработано несколько типов ТА, отличающихся теплоаккумулирующими материалами: водяные, с теплоаккумулирующими материалами на фазовых переходах, твердотельные. Эксперты отдают предпочтение

твёрдофазным аккумуляторам тепла, в основе конструкции которых используются природные минералы, допускающие десятки тысяч циклов нагрева до нескольких сотен градусов без изменения механических и прочностных свойств. Удельная теплоемкость этих материалов примерно в 2 раза ниже, чем у воды, но допустимость их нагрева до 500–600 °С обеспечивает возможность создания достаточно компактных конструкций, занимающих при одинаковой интегральной теплоемкости в несколько раз меньший объем, чем водяные аккумуляторы и фазовые переходные аккумуляторы.

В регионах с холодным климатом использование автономных энергоустановок на НВИЭ целесообразно для производства не электрической энергии промышленного качества, а постоянного или переменного тока с невысокими показателями качества для последующего преобразования его в тепло для обогрева жилых и служебных помещений и горячего водоснабжения. Эта схема имеет ряд преимуществ:

- система отопления является основным энергопотребителем любого дома на большей части территории России;
- схема ВЭУ и управляющей автоматики кардинально упрощается;
- в качестве аккумулятора энергии можно использовать обычный бойлер с водой для отопления и горячего водоснабжения;
- теплоснабжение не предъявляет жестких требований к качеству и бесперебойности: комфортная температура воздуха в помещении лежит в широких пределах 19–25 °С, а в бойлерах горячего водоснабжения она может изменяться без ущерба для потребителей в пределах 40–97 °С;
- эффективность такой системы теплоснабжения может быть повышена дооснащением её теплонасосной технологией утилизации рассеянного тепла.

В регионах с недостаточно интенсивными ветровыми потоками или с длительным сезонным ветровым затишьем решение задачи энергоснабжения даже маломощных потребителей только от ВЭУ экономически нецелесообразно или даже технически не осуществимо. При этом требуется создание очень мощных ВЭУ и электрических и тепловых аккумуляторов с очень большой энергоемкостью.

В этих условиях более перспективными для энергоснабжения автономных потребителей являются гибридные энергосистемы, часто называемые *гибридными энергокомплексами (ГЭК)*.

ГЭК может состоять из одной или нескольких энергоустановок на НВИЭ (комбинации из ВЭУ, СЭУ или мини-ГЭС) и энергоустановку на традиционном топливе: обычно дизельную электростанцию (ДЭС), газотурбинную (ГТУ) или газопоршневую (ГПУ) установку. (Далее для краткости будем использовать для их обозначения обобщающее название – мобильные топливные электростанции (МТЭС)). При этом МТЭС в составе ГЭК являются фактором надежности и бесперебойности электроснабжения, а экономическая эффективность ГЭК определяется

экономией топлива и технического ресурса МТЭС за счет «бесплатной» энергии НВИЭ. Экономическая эффективность ГЭК увеличивается (в 1,5–2,5 раза), если он обеспечивает потребителя не только электрической, но и тепловой энергией, рис. 1.8.4. [40]. Разработаны методики выбора мощности и числа ВЭУ в составе ГЭК. (Например, по критерию максимума интегрального экономического эффекта (чистого дисконтированного дохода) [40]).



Рис. 1.8.4. Зависимость интегрального экономического эффекта от средней многолетней скорости ветра при цене на дизельное топливо 275 долл./т: 1 и 2 - без использования и с использованием «избыточной» электроэнергии на теплоснабжение [40]

В высоких широтах России наиболее перспективны ГЭК в виде ВДС, в то время как для южных регионов в ГЭК могут включаться СЭУ в качестве третьего или замещающего ВЭУ элемента. Примером первых может служить созданная на Чукотке энергетическая система в составе: ВЭС мощностью 2,5 МВт (10 ВЭУ мощностью по 250 кВт), ТЭС мощностью 50 МВт и газопоршневая ТЭЦ мощностью 28 МВт. Простейший вариант ВДС показан на рис. 1.8.5.

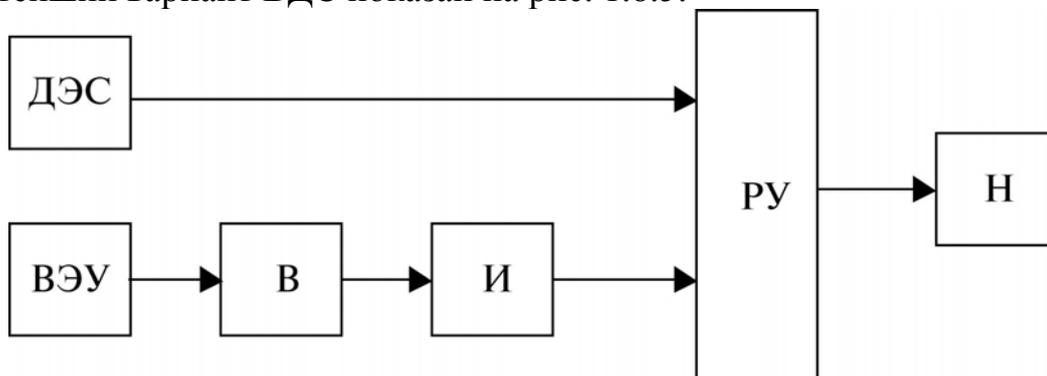


Рис. 1.8.5. Структурная схема ветродизельной системы  
Здесь В – выпрямитель, И – автономный инвертор,  
РУ – распределительное устройство, Н – нагрузка (потребитель)

Еще три десятилетия назад в нашей стране разработана концепция создания ГЭК в виде солнечно-топливных электростанций, состоящих из СЭС термодинамического типа и тепловых электростанций с маневренными топливными установками. Последние компенсируют недостаток тепловой энергии, подаваемой в парогенератор, в период, когда приход солнечной энергии отсутствует или недостаточен.

В зонах с умеренным ветровым потенциалом в зависимости от ветровых условий и требований потребителя возможны три варианта режимов работы ВДС:

1 – работают только ВЭУ (ветровой потенциал достаточен для энергоснабжения потребителя, мощность ВЭУ примерно равна мощности МТЭС);

2 – работает только МТЭС (безветрие или ураганный ветер);

3 – ВЭУ и МТЭС работают параллельно на общую нагрузку; последние дополняют недостающую часть мощности и энергии для удовлетворения требований потребителя, рис. 1.8.6.

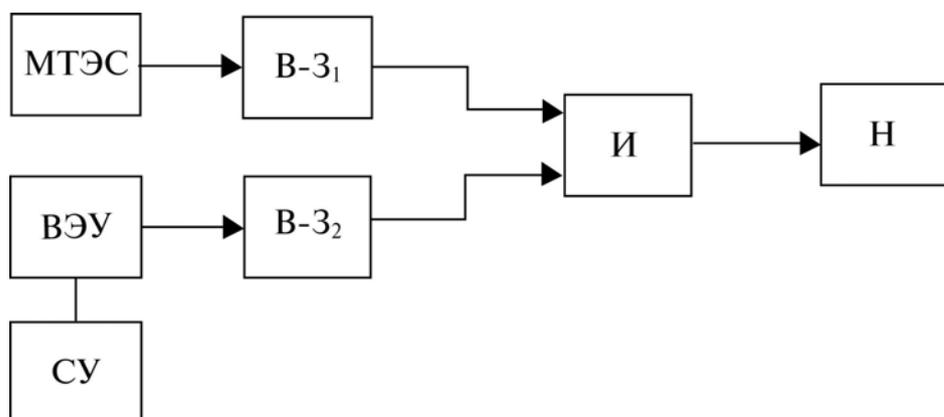


Рис. 1.8.6. Система питания на основе мобильной топливной электростанции и ВЭУ

В высокопотенциальных ветровых зонах основным источником электроэнергии является ВЭУ с мощностью, превосходящей мощность МТЭС. Для запаса энергии на случай существенного уменьшения ветрового потенциала необходимыми элементами ГЭК становятся преобразователи и накопители энергии – аккумуляторные батареи (АКБ). Емкость АКБ должна быть достаточной для полного использования пиковой мощности НВИЭ (ограничение снизу), но не слишком большой, чтобы ограничить зарядный ток аккумуляторов для обеспечения их долговечности (ограничение сверху). Включение в схему электроснабжения выпрямителей, инверторов, АКБ ведет к дополнительным потерям энергии. Но достигаемая при этом оптимизация нагрузки МТЭС практически полностью компенсирует дополнительные потери и существенно улучшает эксплуатационный режим МТЭС.

Перспективным направлением для таких регионов является использование ВЭС в энергосистемах совместно с ГЭС и ГАЭС,

позволяющее решать проблему аккумуляции и равномерного использования вырабатываемой ВЭУ электроэнергии [39].

Дальнейшего улучшения режима работы МГЭС в составе ГЭК можно добиться применением микроконтроллерной системы управления впрыском топлива, ускоряющим ее запуск. При этой схеме ВЭУ и ДЭС работают в режиме переменной частоты оборотов, что позволяет существенно снижать расход топлива, т.к. для ВЭУ становится возможным реализовать режим максимального использования энергии ветра, а для ДЭС – снижать число оборотов или даже переходить на режим холостого хода при минимальных оборотах.

Подходы к оптимизации систем энергоснабжения автономных потребителей от ГЭК, включающих энергоагрегаты на основе использования других нестабильных НВИЭ, в целом подобны описанным выше для ВЭУ [27,41]

В [6] описан ряд проектов ГЭК (в терминологии [41] – энергетические малогабаритные комплексы (ЭМК)) для электро- и теплоснабжения небольших поселений с числом жителей от 50 до 1500–2000 чел, автономных агропромышленных производств, пограничных застав и т.п. ЭМК представляет собой МГЭС, работающую совместно с существующими ДЭС, переведенными на газодизельный режим работы (ГДЭС). При этом горючий газ вырабатывается в газогенераторных установках в результате термохимической переработки древесных отходов, торфа или угля. После охлаждения и доочистки от примесей его используют совместно с дизельным топливом в двигателях ДЭС. При этом модернизация дизеля заключается только в установке специального устройства, обеспечивающего смешивание генераторного газа с воздухом и автоматического датчика, регулирующего процесс. ЭМК в летне-осенний период будет работать, используя в основном гидроагрегаты. Зимой вводят в действие газодизельные генераторы. Проведены стендовые испытания и разработаны технические обоснования на организацию строительства ЭМК трех типоразмеров с мощностью: 50–100 кВт; 200–400 кВт; 350 кВт. Сопоставление основных показателей пилотного проекта строительства ЭМК с другими источниками электроснабжения показывает высокую конкурентоспособность МГЭС и ЭМК в составе МГЭС и ГДЭС применительно к регионам с децентрализованным энергоснабжением, рис. 1.8.7. Непрерывное подорожание углеводородного топлива и его транспортировки увеличивает эти преимущества, рис. 1.8.8.

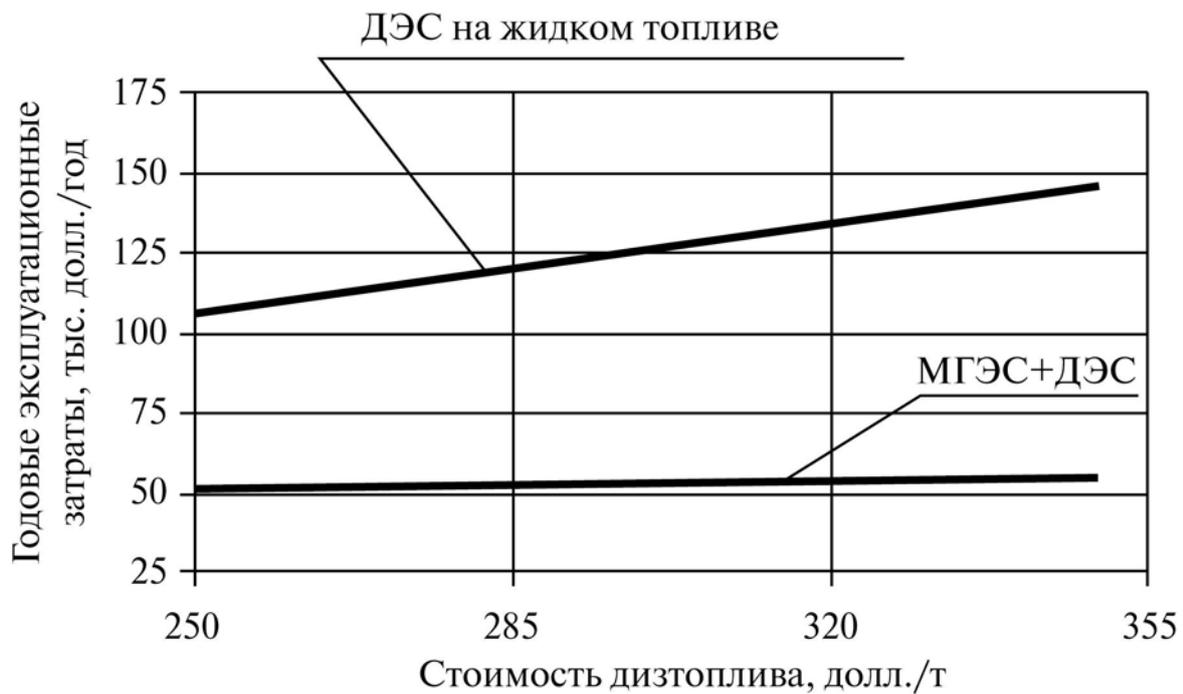


Рис. 1.8.7. Динамика ежегодных издержек по эксплуатации энергокомплекса и ДЭС [41]

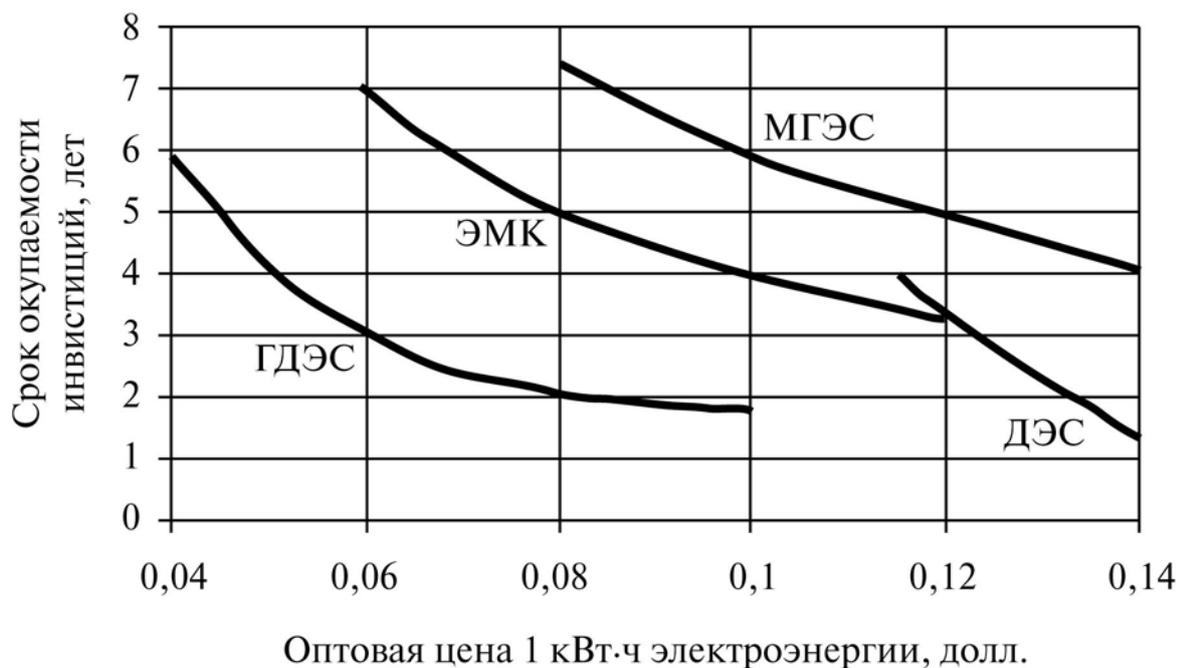


Рис. 1.8.8. Зависимость срока окупаемости инвестиций от изменения оптовой цены 1 кВт·ч электроэнергии при стоимости дизельного топлива 285 долл/т [41]

На западе в последние годы большое внимание уделяется развитию *микросетей* четырёх основных типов (назначений), во многом выполняющих те же функции, что и ГЭК:

- 1) удалённые микросети (системы), изолированные от единой энергосети и предназначенные для энергоснабжения удаленных потребителей (поселения, военные базы или единичные потребители);
- 2) микросети учреждений/кампусов с единоличным владельцем;
- 3) коммерческие/промышленные микросети с несколькими владельцами;

4) микросети муниципалитетов и энергоснабжающих компаний, связанные с более крупными объектами инфраструктуры.

Микросети первого типа – это, по существу, названные по-другому гибридные энергокомплексы.

Развитие микросетей, этих «островков» генерации и распределения электроэнергии, способствует решению ряда задач: повышение надёжности и качества электроснабжения потребителей (и не только удалённых); стимулирование энергосбережения и повышения энергоэффективности; создание благоприятных условий для роста масштабов использования НВИЭ; создание элементов структуры «интеллектуальных сетей» (Smart Grid). Отличительная их особенность (кроме первого типа) – способность отделяться от сети, принадлежащей энергоснабжающей компании, при провале или исчезновении напряжения.

В США на территории кампуса Калифорнийского университета (г. Сан-Диего) создаётся одна из самых технологичных в мире микросетей. Она будет обслуживать территорию в 4,86 км<sup>2</sup>, на которой расположены 450 зданий с ежедневной посещаемостью 45 тыс. человек. Генерирующая часть будет состоять из двух ГТУ мощностью 13,5 МВт, паровой турбины мощностью 3 МВт и СЭУ мощностью 1,2 МВт. Вместе они будут покрывать 82 % годовой потребности кампуса в электроэнергии.

Продолжается наращивание объёмов потребления НВИЭ в различных комбинациях как для электропитания относительно крупных потребителей, так и мини-потребителей: отдельные здания или городские микрорайоны; системы наружного освещения улиц, площадей и скверов; пункты электропитания ноутбуков, мобильных телефонов и т.п. в местах массового отдыха людей. При этом обеспечивается не только энергозамещение, но создаётся повышенный комфорт.

### ***1.8.2. Сетевые энергоустановки на НВИЭ***

Сетевые электростанции, использующие НВИЭ, проще и дешевле автономных, т.к. не требуют устройств аккумуляции и резервирования. Мощная электрическая система способна полностью принять всю энергию, вырабатываемую электростанцией на НВИЭ, и в полной мере обеспечить потребителей в периоды снижения мощности, вырабатываемой электростанцией на НВИЭ.

С другой стороны, увеличение доли мощности энергоустановок на НВИЭ в суммарной мощности электрической системы ведет к появлению ряда проблем у последней. Основная из них – перераспределение мощностей между традиционными (топливными) электростанциями и энергоустановками на НВИЭ, рис.1.8.9. Проблемы в сетях и диспетчеризации энергосистем начинают проявляться, когда мощность энергоустановок на НВИЭ с нестабильной выработкой электроэнергии (ВЭУ, СЭС, ПЭС, ВлЭС) превышает 20–25 % от общей установленной мощности системы. В системах со слабой связью эти проблемы возникают уже при доле ВЭ в 10–15 %.

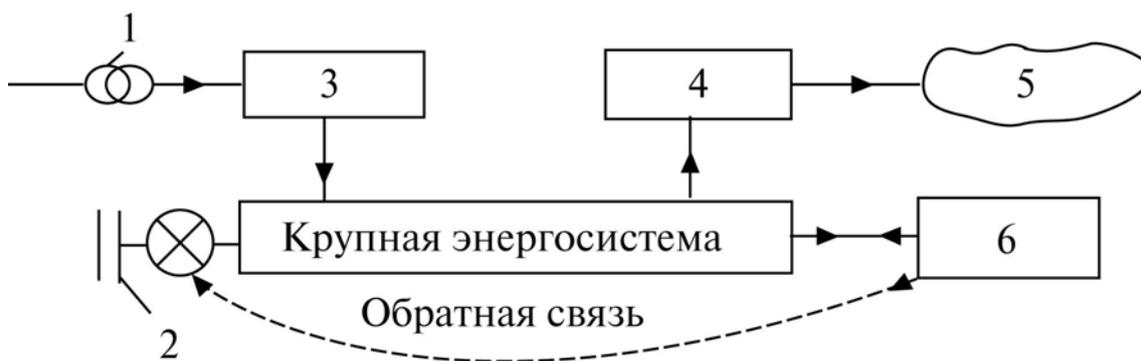


Рис. 1.8.9. Схема согласования сетевых энергоустановок на НВИЭ с потребителями и сетью: 1 – энергоустановка, работающая на НВИЭ; 2 – традиционный источник энергии; 3,4 – потребители; 5 – сброс в окружающую среду; 6 – накопитель

Проблемы в сетях и диспетчеризации энергосистем начинают проявляться, когда мощность энергоустановок на НВИЭ с нестабильной выработкой электроэнергии (ВЭУ, СЭС, ПЭС, ВлЭС) превышает 20–25 % от общей установленной мощности системы. В системах со слабой связью эти проблемы возникают уже при доле ВЭ в 10–15 %.

Следовательно, при технико-экономическом обосновании строительства энергоустановок на нестабильных НВИЭ для работы в энергосистеме наряду с объемом капвложений и стоимостью сэкономленного топлива большое значение имеет энергетическая эффективность их использования, зависящая от режимных ограничений, диктуемых энергосистемой и ее отдельными элементами. Тем не менее, обеспечиваемые ими экономия топлива и сокращение вредных выбросов, а также покрытие части мощности при выводе в ремонт блоков традиционных электростанций, делают оправданным работу энергоустановок на НВИЭ в составе энергосистем. Для планирования участия энергоустановок на НВИЭ, прежде всего СЭС и ВЭУ, в покрытии суточных графиков нагрузки энергосистемы необходимы достоверные и заблаговременные метеорологические прогнозы как на сутки в целом, так и на отдельные их интервалы.

Сократить объемы ввода мощностей на минеральном топливе и добиться тем самым экономии средств за счет капвложений и стоимости топлива можно использованием аккумулирования энергии. Как и в случае автономного энергоснабжения, это может быть либо электрическая энергия, либо первичная энергия, используемая другими ЭС, входящими в данную энергосистему. Поскольку на сегодня нет технологии и устройств аккумулирования электроэнергии в больших масштабах, наиболее перспективно использовать водохранилища ГЭС или ГАЭС. Работа в энергосистеме энергоустановок на НВИЭ позволяет использовать один из трех вариантов (или их комбинацию): а) снижать мощность ГЭС и экономить воду, которая будет задействована по требованию энергосистемы; б) использовать избыточную энергию для перекачки воды из нижнего бьефа в водохранилище; в) увеличивать мощность ГЭС за счет установки дополнительных агрегатов или работы агрегатов на повышенных напорах.

## 1.9. Законодательное и нормативно-правовое регулирование развития возобновляемой энергетики

### 1.9.1. Состояние в мире и России

Радикального пересмотра отношения к возобновляемой энергетике в середине 70-х годов на Западе удалось добиться, в первую очередь, принятием комплекса нормативно-правовых актов, которые послужили *правовой, экономической и организационной* основой её развития. Особенно актуальная на этапе продвижения, становления и адаптации на энергетическом рынке поддержка ВЭ осуществлялась (и осуществляется) со стороны как законодательной, так и исполнительной ветвей власти. (Наиболее развитая законодательная база в области ВЭ создана в США, где за последние 25–30 лет принято более 10 законов в этой сфере).

В *правовом* аспекте важнейшим является право производителей электрической энергии из НВИЭ подключаться к электрическим сетям энергоснабжающих компаний.

*Экономическая поддержка* осуществляется в виде налоговых и кредитных льгот, дотаций и благоприятных тарифов и других преференций, хорошо финансируемых федеральных, региональных и муниципальных программ и отдельных инвестиционных проектов [42]. Во многих странах действуют законы, устанавливающие специальные закупочные тарифы на электроэнергию, произведённую с использованием НВИЭ. В бюджете США предусмотрены 150 млрд долларов для инвестирования в течение 10 лет в ВЭ и повышение эффективности использования энергии. Создано Агентство передовых исследовательских проектов для энергетики (ARPA-E) с финансовой поддержкой со стороны государства. Оно будет заниматься исследованиями высокого риска и с высокой отдачей, для того чтобы сделать прибыльным использование НВИЭ. Министерство энергетики и Национальный научный фонд США начинают образовательную компанию, чтобы привлечь внимание молодёжи (школьников, студентов, молодых учёных) к проблеме ВЭ. В университетах США количество образовательных программ по ВЭ увеличилось с 3 в 2005 г. до более чем 100 к 2010 г. В университете штата Аризона создан Глобальный институт изучения НВИЭ [43].

В передовых странах большое внимание уделяется созданию демонстрационных объектов, проведению маркетинга на внутреннем и внешнем рынках, пропаганде и популяризации и т.п.

В *организационном плане* – ответственность за развитие ВЭ была возложена на единый государственный (федеральный) орган, который призван реализовывать директивно-рыночный подход к развитию ВЭ, при котором поощрительное стимулирование сочетается с жестким спросом на выполнение требований по показателям внедрения альтернативного энергоснабжения.

Несмотря на более чем 30-летний опыт государственного регулирования и достигнутые успехи, высокоразвитые страны не ослабляют, а, напротив, усиливают внимание этой отрасли экономики, совершенствуя механизмы стимулирования и поддержки ВЭ. Эффективным финансово-экономическим механизмом стимулирования освоения НВИЭ в ряде стран стали «зеленые сертификаты». Они подтверждают факт генерации того или иного количества энергии на основе использования определенного НВИЭ. Выпускают «зеленые сертификаты» специальные органы (по одному в каждой стране) в количестве, определяемом объемом производимой из НВИЭ электроэнергии. При этом организации, не справляющиеся со своими обязательствами по производству энергии из НВИЭ, могут отчитаться за их выполнение путем приобретения «зеленых сертификатов» у организаций, произведших из НВИЭ «избыточную» энергию. Основная задача «зеленых сертификатов» – получение дополнительного источника финансирования для развития экологически чистых энергетических технологий.

На декабрьском 2009 г. саммите ЕС принят пакет мер, названный «20-20-20», предусматривающих увеличение до 20 % доли НВИЭ в энергетическом балансе, снижение к 2020 г. в странах ЕС совокупных выбросов парниковых газов на 20 % по сравнению с уровнем 1990 г., повышение на 20 % от базового года эффективности использования энергоресурсов. Обзор проектов, включённых в программу («Интеллектуальная энергия для Европы»), разработанную для реализации этих мер, поражает масштабностью и разносторонностью планируемых исследований и разработок (см. журнал «Энергосбережение» № 5–7). Ожидается, что благодаря развитию ВЭ и повышению энергетической эффективности страны ЕС смогут увеличить к 2030 г. ВВП на 79 % при снижении энергопотребления на 7 %. От НВИЭ они планируют получать не менее одной трети потребляемой энергии.

В ежегодной речи перед Конгрессом «О положении в стране» президент США Б. Обама заявил, что к 2035 г. 80 % электроэнергии в стране будет вырабатываться с применением «чистых технологий».

Для многих *развивающихся стран* также характерно активное государственное участие в развитии возобновляемой энергетики (Китай, Индия и др.). Используется и прямое административное регулирование, и экономические стимулы. В Китае, Индии и некоторых других странах фактически происходит перемещение субсидий из сферы традиционной энергетики (преимущественно угольной) в сферу ВЭ. Развитие возобновляемой энергетики, прежде всего автономной, могло бы стать решением проблемы энергообеспечения *наиболее бедных стран*, не имеющих современной энергетической инфраструктуры – развитой сети централизованного энергоснабжения. Однако они не имеют средств на закупку в достаточном количестве соответствующего оборудования.

Психологические барьеры, финансовые ограничения и неразвитая нормативно-правовая база дополняют неблагоприятную обстановку, в которой развивается ВЭ в России [44]. В итоге – доля электроэнергии,

выработанная в России в 2008 г. из НВИЭ, составила лишь 0,9 % (8,5 млрд кВт·ч), а тепловой энергии – около 3 %. (Другие показатели российской ВЭ приведены в предыдущих разделах).

Целевые показатели в Энергетической стратегии России до 2020 г. и до 2030 г. (ЭС-2020 и ЭС-2030) предусматривают увеличение доли НВИЭ (без ГЭС мощностью свыше 25 МВт) до 2,5 % к 2015 г. и до 4,5 % к 2020 г. (80 млрд кВт·ч); производство тепловой энергии из НВИЭ должно увеличиться с 63 млн Гкал в 2010 г. до 121 млн Гкал в 2020 г. В сопоставлении с показателями развития ВЭ в передовых в этом отношении стран эти цифры выглядят достаточно скромными. Однако, учитывая, что стартовать приходится почти с нуля (созданные в СССР заделы в области ВЭ по большей части были утрачены в 90-е годы), а за небольшими процентами кроются огромные значения абсолютного прироста выработки энергии (вследствие масштабности российской энергетики), потребуются большие усилия для решения этой задачи. (К сожалению, содержащиеся в ЭС-2020 и в ЭС-2030 показатели, относящиеся к ВЭ, носят индикативный характер и не являются обязательными к выполнению для Правительства РФ и органов исполнительной власти субъектов РФ, а в недавно принятом Федеральном законе № 190-ФЗ от 27.07.2010 г. «О теплоснабжении» возобновляемой энергетике вообще не уделено внимание).

### ***1.9.2. Формирование институциональной, нормативно-правовой и методической базы***

В нашей стране знаковым событием для ВЭ можно считать принятие в 1996 г. Федерального закона «Об энергосбережении», которым, в частности, производителям энергии из НВИЭ предоставлено право на присоединение к сетям энергоснабжающих организаций. В последние 5–8 лет работа по преодолению институциональных и экономических барьеров на пути развития ВЭ заметно активизировалась и проявилась в следующих конкретных шагах.

1. После принятия 26.03.2003 г. Федерального закона № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», заложившего рамочные основы развития ВЭ, в него были внесены 13 поправок, касающиеся НВИЭ и ВЭ.

В последние годы были приняты конкретизирующие документы:

- постановление Правительства РФ от 03.06. 2008 г. № 426 «О квалификации генерирующего объекта, функционирующего на основе использования возобновляемых источников энергии»;
- распоряжение Правительства РФ от 08.01. 2009 г. № 1-Р «Основные направления государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе возобновляемых источников энергии на период до 2020 года», содержащие целевые показатели объема производства электрической энергии с использованием НВИЭ в совокупном балансе;
- распоряжение Правительства РФ от 13.11.2009 № 1715-Р «Об утверждении Энергетической стратегии России на период до 2030 года»;

- приказ Минэнерго РФ от 17.11.2008 г. № 187 «О порядке ведения реестра выдачи и погашения сертификатов, подтверждающих объём производства электрической энергии на квалифицированных генерирующих объектах, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии»;

- Минэнерго РФ разработало Государственную программу энергосбережения, один из разделов которой предусматривает программные мероприятия по использованию НВИЭ.

2. 4 июня 2008 г. вышел Указ Президента РФ № 889 «О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики», предусматривающий выделение бюджетных ассигнований на реализацию пилотных проектов в области использования НВИЭ и экологически чистых технологий.

3. 27 ноября 2009 г. вступил в силу Федеральный закон № 261-ФЗ «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации», который призван стимулировать расширение масштабов использования НВИЭ как способа сбережения энергетических ресурсов и окружающей среды.

4. Разработаны и внесены в Государственную думу проекты Федеральных законов «О государственной политике в сфере использования нетрадиционных возобновляемых источниках энергии» и «Об использовании альтернативных видах моторного топлива».

5. В ОАО «РусГидро» в 2008 г. создана Координационная группа, которая руководит работами по конкретизации модели поддержки ВЭ, по созданию проектов нормативных документов для стимулирования развития ВЭ.

6. В документе «Экологическая политика РАО «ЕЭС России»», разработанном в 2007 г., одним из направлений в решении экологических проблем выбрана поддержка развития ВЭ [45].

7. 23.03.2010 г. в Государственной думе РФ состоялся «круглый стол» по проблеме «Формирование основ нормативно-правового регулирования альтернативной энергетики как фактор укрепления энергетической безопасности Российской Федерации». Его участники констатировали, что «... в нашей стране на федеральном, региональном и местном уровнях принимаются определённые меры по развитию ВЭ, однако в целом стройная система управления, соответствующая важности для страны данного сектора экономики, пока не сложилась».

Разработка и принятие полного комплекта документов должны обеспечить необходимую институциональную среду, создающую экономическую привлекательность финансовых вложений в ВЭ. Кроме общих для всех видов НВИЭ вопросов, в разрабатываемых документах должны быть отражены особенности обращения с конкретными видами НВИЭ, а в уже действующие документы должны быть внесены соответствующие изменения. (Например, для биоэнергетики – изменения в Водный и Земельный кодексы). Эти документы составят минимально

допустимую на данном этапе правовую, экономическую и организационную основу для развития ВЭ в нашей стране.

По примеру стран с развитой ВЭ в нашей стране необходимо создать *единый* орган государственной власти (или уполномочить *один* из существующих) для организации и контроля за решением ключевых проблем развития этой отрасли [46,47]:

- дальнейшее развитие и совершенствование нормативно-правовой базы использования НВИЭ;
- выравнивание конкурентных условий для производителей электроэнергии на основе использования НВИЭ и минеральных видов топлива;
- совершенствование инфраструктурного обеспечения развития ВЭ;
- формирование заказов на продукцию;
- подготовка кадров для ВЭ.

*Первая группа задач*, в частности, включает:

- совершенствование системы целевых показателей и государственной статистической отчётности в части, относящейся к ВЭ;
- разработку схемы размещения генерирующих объектов ВЭ;
- разработку и реализацию мер по привлечению инвестиций (прежде всего, внебюджетных) для сооружения генерирующих объектов ВЭ;
- разработку мер содействия развитию сервисных компаний в сфере ВЭ.

Конкретными *задачами второй группы* являются:

- установление и регулярное уточнение размеров и сроков действия надбавок к равновесной цене электроэнергии на оптовом рынке для определения цены на электроэнергию, произведённую на предприятиях ВЭ;
- введение для оптовых покупателей обязанности приобретать электроэнергию, произведённую на основе использования НВИЭ;
- совершенствование законодательства, регулирующего использование природных ресурсов для сооружения и эксплуатации объектов ВЭ;
- разработка комплекса нормативно-правовых документов и механизмов обеспечения дополнительной поддержки ВЭ на оптовых и розничных рынках электроэнергии, в первую очередь – установлением надбавок (они должны применяться и в регионах, не объединённых в ценовые зоны оптового рынка и в изолированных энергозонах, где АО-энерго (около 10) реформированы по схемам, отличным от базовой: Калининградская и Архангельская обл., Республики Коми и Марий Эл, Дальний Восток и др.).

Для *совершенствования инфраструктурного обеспечения* развития ВЭ необходимы:

- повышение эффективности научного и технологического обслуживания развития ВЭ;
- рациональное использование потенциала российской промышленности в интересах ВЭ;

- создание доступной информационной среды;
- подготовка специалистов соответствующего профиля;
- разработка нормативно-технической и методической документации по проектированию, строительству и эксплуатации объектов ВЭ;
- разработка региональных энергетических кадастров и методики их применения для выбора и обоснования использования тех или иных видов НВИЭ на конкретных территориях.

Кроме того, в функции федерального органа должен входить контроль за решением следующих задач:

- совершенствование инфраструктурного обеспечения развития ВЭ;
- формирование заказов на продукцию;
- повышение ответственности промышленных потребителей перед обществом за использование электрической и тепловой энергии от источников, негативно влияющих на окружающую среду;
- подготовка кадров для ВЭ.

На уровне *отраслей* необходимо разработать серию новых и доработать существующие отраслевые нормативные и регламентирующие документы, касающиеся следующих вопросов:

- разработка технических требований к отечественному и импортному оборудованию для ВЭ и условий его сертификации;
- создание общих и специальных технических регламентов по проектированию, строительству и эксплуатации объектов ВЭ;
- разработка санитарных и экологических требований к размещению объектов ВЭ и их эксплуатации;
- определение порядка отведения земли под объекты ВЭ
- и правил землепользования;
- установление процедуры и технических условий подключения источников электроэнергии на НВИЭ к сетям общего пользования;
- установление порядка участия ВЭ в работе энергетических рынков;
- разработка методологии установления тарифов на электроэнергию, производимую на основе НВИЭ.

### ***1.9.3. Международное сотрудничество***

Более четверти века, потерянные Россией для развития ВЭ, делают особенно актуальным сотрудничество со странами, далеко опередившими её в этой перспективной отрасли энергетики. Тем более что они охотно идут на такое сотрудничество по ряду причин и, не в последнюю очередь, исходя из заботы об экологическом благополучии нашего «общего дома» – Земли. Оно охватывает в той или иной мере многие аспекты развития ВЭ: формирование законодательной и нормативно-правовой базы и стратегии, научно-технические разработки и технологии, производство оборудования для ВЭ и рациональное его использование с учётом географо-климатических условий и др.[48].

Можно выделить следующие конкретные примеры сотрудничества.

1. Российские организации участвуют в деятельности Глобального партнёрства по биоэнергетике (GBEP) и в реализации инициативы по комплексному использованию вторичных ресурсов и отходов (3R: Reduce, Reuse, Recycle); активно сотрудничают по проблеме использования НВИЭ в рамках Финансового фонда диалогового партнёрства «Россия – АСЕАН».

2. Обсуждается вопрос о присоединении России к Международному агентству по возобновляемой энергетике (IRENA).

3. Завершена подготовка к осуществлению проекта «Российская программа развития возобновляемых источников энергии» Глобального экологического фонда (ГЭФ)/ Всемирного банка, финансирование которого будет осуществлено на паритетных началах российской стороной и ГЭФ.

4. Начата подготовка к реализации проекта ЕЭК ООН «Разработки энергетического сектора ВИЭ в Российской Федерации и странах СНГ».

5. Обсуждается вопрос о создании (с участием России) в рамках ООН международного фонда накопления и передачи экологически безопасных технологий, аналогичный МАГАТЭ.

6. Отрабатываются действенные механизмы документа «ЭнергодIALOG Россия – ЭС».

7. Подписан Меморандум о сотрудничестве в области повышения энергоэффективности и использования возобновляемых источников энергии между Минэнерго РФ и Министерством экономики, торговли и промышленности Японии; выбраны следующие направления сотрудничества:

- укрепление взаимодействия на институциональном уровне, направленного на разработку политики и на её реализацию для повышения энергоэффективности, поддержки развития возобновляемой энергетики, содействия инвестициям российских и японских хозяйствующих субъектов в области повышения энергоэффективности и использования НВИЭ;

- развитие российско-японских партнерств, обмен между университетами, технологическими центрами, проектными бюро и промышленными предприятиями информацией об экологически чистых технологиях и ноу-хау в области повышения энергоэффективности и использования НВИЭ.

8. Подписан Меморандум о создании механизма сотрудничества в области энергоэффективности и НВИЭ между Минэнерго РФ и Министерством энергетики и борьбы с изменениями климата Великобритании.

Организация и координация взаимодействия России с зарубежными странами в области расширения масштабов использования НВИЭ и энергосбережения являются важнейшими задачами ФГУ «Российское энергетическое агентство».

В государстве с рыночной экономикой, как показывает опыт стран ЭС, США, Японии и др., решить задачу масштабного использования НВИЭ можно только при активном участии частных инвесторов. Для того чтобы

привлечь инвесторов к участию в деле, которое пока не приносит быстрых прибылей, нашей стране необходимо использовать весь сложный механизм стимулирования, созданный и апробированный странами – лидерами в течение последних 30–35 лет. Естественно, он требует дальнейшего развития и «подстройки» под специфику России.

Сегодня наиболее эффективным механизмом реализации проектов по НВИЭ представляется частно-государственное партнёрство. Стоящие перед государством задачи обозначены выше. Бизнес должен взять на себя решение следующих задач:

- оценка коммерческой привлекательности проектов;
- создание востребованной конкурентоспособной продукции;
- формирование инвестиционной политики по организации серийного производства оборудования и созданию инфраструктуры ВЭ.

#### *1.9.4. Заключение к главе 1*

Практически по всем видам НВИЭ нашей стране предстоит пройти этап опытно-промышленного освоения. Если мы хотим развивать возобновляемую энергетику такими же темпами как ЕС, из бюджета каждого жителя страны к 2020 г. на эти цели должно направляться ежемесячно 460 руб. По данным опросов, 36–40 % населения России готовы доплачивать к счетам за электроэнергию 1,5–2 % для поддержки развития ВЭ. Это свидетельствует об осознании ими того факта, что сохранение современной структуры энергетики может привести через несколько десятилетий не только к неприемлемому удорожанию электрической и тепловой энергии, но и к таким экологическим последствиям, которые сделают невозможной жизнь человечества на Земле. Необходимо развивать и укреплять позитивное отношение к ВЭ потребителей и производителей энергии.

При сопоставлении экономических показателей традиционной и возобновляемой энергетики необходимо учитывать их экологические и ресурсные свойства. При учёте этих факторов и гигантских субсидий в традиционную энергетику (40 млрд долл. ежегодно, из них 60 % – на субсидирование цен на газ и уголь и 40 % – на субсидирование тарифов на электроэнергию) к 2025 г. практически во всех районах России возобновляемая энергетика будет конкурентоспособна без каких-либо поддержек.

Оптимизм внушает также тот факт, что в стране сохранились (хотя и на минимальном уровне) научно-технический потенциал и промышленные мощности по производству оборудования для ВЭ. По некоторым видам НВИЭ российскими учёными созданы уникальные разработки ( в области малые ВЭС, ПЭС, ТЭС на древесной биомассе), позволяющие им на паритетных началах сотрудничать с зарубежными коллегами.

## ГЛАВА 2. ПЕРСПЕКТИВНАЯ (АЛЬТЕРНАТИВНАЯ) ЭНЕРГЕТИКА

В своей борьбе с угрозой «энергетического голода» большие надежды человечество возлагает на развитие альтернативной энергетики, которая основывается на известных, но не освоенных в промышленных масштабах эффектах. Речь идет о расширении масштабов использования атомных реакторов на быстрых нейтронах, об управляемом термоядерном синтезе, магнитогидродинамических генераторах и о прямом преобразовании энергии водорода и кислорода в электрическую с помощью электрохимических генераторов (топливных элементов).

### 2.1. Реакторы на быстрых нейтронах.

#### Замкнутый ядерный топливный цикл

Атомная энергетика сегодня удовлетворяет около 6 % мировых потребностей в энергии и 18 % – в электрической энергии (в России – около 16 %). С учетом проблем с наращиванием объемов производства энергии из минерального топлива и НВИЭ большую роль в энергетике XXI века специалисты отводят атомной энергетике. Считается реально достижимым к середине столетия увеличение доли атомной энергетике до 30–40 % в общем производстве электроэнергии. Для реализации такого сценария необходимо выполнение нескольких условий:

- природных ресурсов для производства атомного топлива должно быть достаточно для функционирования «большой» атомной энергетике, по меньшей мере, в течение 100 лет;
- атомная энергетика должна отвечать требованиям гарантированной безопасности для населения и окружающей среды;
- по технико-экономическим показателям атомная энергетика должна, как минимум, не уступать традиционной топливной и возобновляемой.

Запасы урана в земных недрах практически неисчерпаемы, однако вследствие большой его рассеянности объем пригодных для использования в атомной энергетике запасов оценивается в 10 млн т и заставляет экспертов говорить о грядущем «урановом голоде». Разведанные запасы урана себестоимостью менее 40 долл за 1 кг в основном сосредоточены в Канаде, Австралии и Казахстане, на которые приходится около 70 % суммарных запасов, табл. 2.1.1. Эти страны дают почти 60 % сырья и в них реализуются масштабные планы развития производства сырья для обеспечения растущих потребностей атомной энергетике.

Таблица 2.1.1

*Распределение разведанных запасов урана по странам*

Страна	Доля в мировых запасах, %
Австралия	37
Казахстан	18
Канада	16
ЮАР	7
Намибия	6
Узбекистан	6
США	4
Россия	3
Бразилия	2
Нигерия	1

Мировое ежегодное потребление урана энергетическими реакторами превосходит 68 тыс. т. В последнее десятилетие потребности в уране на 40–45 % обеспечивались в основном складскими запасами, а объемы годового производства составляют 35–38 тыс. т. По оценкам экспертов, за предыдущие 15 лет в мире израсходовано около 250 тыс. т складского урана, а всего за время существования атомной отрасли (военной и гражданской) израсходовано около 4 млн т природного урана. Дефицит топлива может стать непреодолимым препятствием для развития атомной энергетики. Для выхода из этой ситуации на сегодня видятся следующие пути: *поиск и разработка новых урановых месторождений, расширение масштабов применения реакторов на быстрых нейтронах и освоение замкнутого топливного цикла.*

Геологи считают вероятным открытие урановых месторождений с мировым объемом урана около 10 млн т. В нашей стране с добычей урана сложилась неблагоприятная ситуация. После распада СССР все основные месторождения урана, кроме Приаргунского (около 20 % суммарных запасов в СССР), оказались за пределами России. Из потребляемых ежегодно 15–16 тыс. т урана (в том числе на оборонные цели) в стране добывают 3,2 тыс. т. При этом наши месторождения крайне бедны – среднее содержание урана в руде составляет 0,15 %. Для сравнения – в Канаде оно достигает 8–10 %. Потребности покрываются за счет запасов, но их хватит максимум до 2020 г. В то же время, в связи с планами строительства АЭС, годовые потребности только атомной энергетики вырастут до 16 тыс. т. Даже при полномасштабной реализации планов наращивания объемов производства урана из отечественного сырья его хватит примерно на 40 лет.

Следовательно, наращивание объемов добычи природного урана при использовании существующей технологии атомной энергетики, основанной на «тепловых» ядерных реакторах с водяным или графитовым замедлителем нейтронов, не может обеспечить долгосрочное развитие крупномасштабной атомной энергетики. Это обусловлено низкой

эффективностью использования природного урана в таких реакторах: используется только изотоп U-235, содержание которого в природном уране составляет только 0,72 %; основной составляющей является U-238 (~99,3 %), вероятность деления которого в «тепловом» реакторе на тепловых нейтронах (в «тепловом» реакторе) очень низка.

Поэтому долговременная стратегия развития атомной энергетики предполагает переход к прогрессивной технологии на основе использования «быстрых» реакторов (БР) с энергией нейтронов более 0,1 МэВ. Принципиально важно, что в быстром реакторе при каждом акте деления ядер образуется значительно большее количество нейтронов, которые могут быть использованы для превращения U-238 в делящийся изотоп плутония Pu-239, для переработки топлива, выгруженного из реакторов атомных станций, для последующего дожигания невыгоревших и вновь образовавшихся делящихся изотопов. Энергетическая ценность 100 г. урана, извлеченного из отработавшего ядерного топлива (ОЯТ), эквивалентна 1 т нефти или 2–4 т. угля, или 1500–3000 м<sup>3</sup> газа. Из 20 тыс. т ОЯТ можно изготовить 19,5 тыс. т нового ядерного топлива. Для получения такого количества «свежего» топлива необходимо добыть и переработать 6 млн т урановой руды [49]. Только за счет вовлечения в ядерный топливный цикл U-238 удастся увеличить энергетический потенциал добываемого природного урана в 100 раз.

В целом, перевод атомной энергетики на «всеядные» БР открывает перспективу создания топлива для АЭС в виде искусственных делящихся элементов на неограниченную перспективу, а само ядерное топливо перевести в разряд возобновляемых энергетических ресурсов.

Одновременно с этим достигаются другие положительные эффекты:

- вовлекаются в производство электрической и тепловой энергии оружейные делящиеся материалы;
- сокращается количество ОЯТ;
- уменьшается тепловое воздействие на окружающую среду (благодаря более высокому КПД энергоблоков);
- уменьшается опасность «расползания» делящихся материалов (укрепляется режим нераспространения) благодаря тому, что сводится к минимуму транспортировка таких материалов, а основанная на БР технология замкнутого топливного цикла осуществляется в защитных камерах с помощью дистанционного управления и с широким использованием средств автоматизации [50,51].

Сегодня преобладающее большинство АЭС в мире используют *открытый ядерный топливный цикл*.

Топливный цикл атомной энергетики можно разделить на три стадии:

- 1-я – от добычи урановой руды до поставки на площадку АЭС тепловыделяющих сборок,
- 2-я – от использования топлива в реакторе для выработки электроэнергии до временного хранения ОЯТ на площадке АЭС,

- 3-я – от отправки ОЯТ в специальное хранилище или на завод по переработке ОЯТ в новое топливо до захоронения высокоэффективных остеклованных отходов, рис. 2.1.1, 2.1.2.

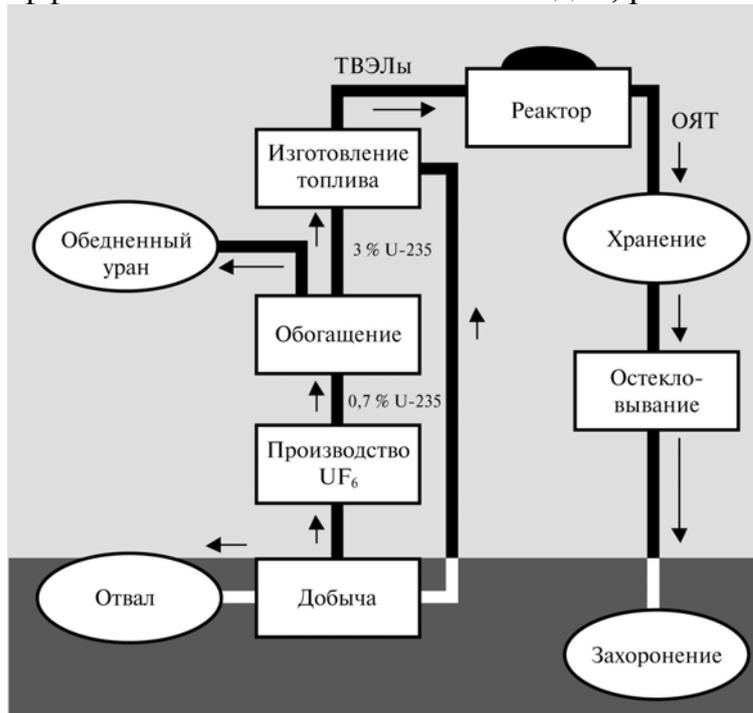


Рис. 2.1.1. Открытый ядерный топливный цикл

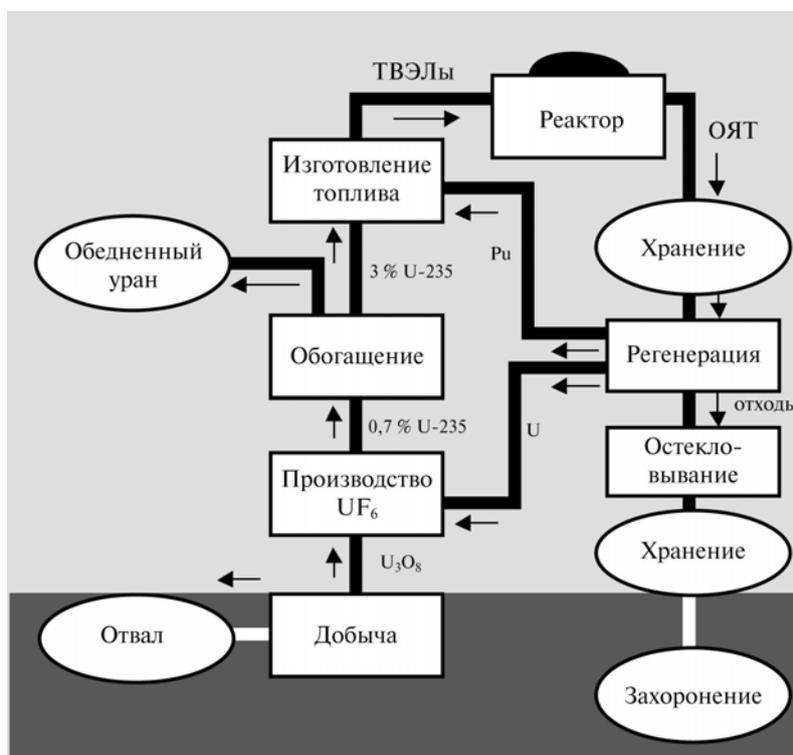


Рис. 2.1.2. Замкнутый ядерный топливный цикл

Замкнутый ядерный топливный цикл (closed nuclear fuel cycle – CNFC) отличается от открытого тем, что после выдержки ОЯТ во временном хранилище на площадке АЭС, оно направляется на радиохимический завод

на переработку для извлечения оставшегося урана (более 95 % от его первоначальной массы) и наработанного плутония и изготовление из них нового топлива. Параллельно с этим происходит выделение и утилизация радиоактивных изотопов различных химических элементов. Кроме этого выделяются и радиоактивные отходы. Они перерабатываются и размещаются в застывшей стеклянной массе, которая подвергается захоронению в специально оборудованных могильниках. При этом длительность ядерного топливного цикла, включая окончательное захоронение радиоактивных отходов, составляет от 50 до 100 лет.

Однако, несмотря на «всеядность» БР и возможности реализации с их помощью замкнутого ядерного топливного цикла, они не получили широкого распространения из-за ряда серьезных проблем с их эксплуатацией. Вследствие высокой энергонапряженности в активной зоне реактора жесткие требования предъявляются к теплоносителю. Наиболее подходящим оказался жидкометаллический теплоноситель (преимущественно натрий, а также эвтектический сплав свинца с висмутом), обладающий требуемыми теплофизическими свойствами. Но и при его использовании полностью не устраняются такие проблемы, как горение, затверждение и кипение теплоносителя, его взаимодействие с материалами активной зоны и контура.

Вследствие необходимости принятия особых мер по предотвращению контактов Na с водой и воздухом и их опасных последствий стоимость АЭС с быстрыми реакторами (АЭС-БР) по проектам 60-х годов оказалась, вопреки ожиданиям, в 1,5–2 раза выше, чем АЭС с реакторами на тепловых нейтронах (АЭС-ТН). В этой связи АЭС-БР проиграли в конкуренции с АЭС-ТН. Это обстоятельство и серия аварий на АЭС-БР привели к тому, что планировавшееся создание уже в XX веке большой атомной энергетики (тысячи ГВт) реализовано лишь частично и, в основном, на основе АЭС-ТН.

Согласно имеющимся прогнозам, достижение конкурентоспособности АЭС-БР можно ожидать только после 2025 г. при эквивалентной цене урана порядка 200 долл/кг.

В США в 70-е годы было принято решение отказаться от ввода БР-размножителей и переработки ОЯТ и сделать ставку на концепцию незамкнутого топливного цикла. Вместе с тем, разработаны проект усовершенствованного модульного безопасного (на принципах естественной безопасности) быстрого реактора PPISM с натриевым охладителем с предположительным сроком ввода 2020–2030 гг., а также проект усовершенствованного быстрого реактора EFR с замкнутым топливным циклом для выжигания долгоживущих актинидов и продуктов деления, со сроком ввода – 2010 г.

В Западной Европе лидером в разработке БР является Франция, но также как и в США, французская программа развития АЭС-БР практически свернута. Главной причиной такого решения является отсутствие экономических предпосылок для развития БР-размножителей в

ближайшее десятилетие. Франция будет продолжать научные исследования и разработки по БР лишь в рамках работ по трансмутации долгоживущих радионуклидов и в соответствии с двусторонним соглашением с Японией.

Япония, в отличие от США и Франции, продолжает выполнять полномасштабную программу разработки БР. В мае 2010 г. в Японии после 14-летнего перерыва в работе, вызванного аварией в 1995 г., заработал второй из двух БР «Мондзю» (первый работал без остановок с 1970 г.). По мнению японских специалистов, коммерческая эксплуатация БР станет целесообразной, когда они достигнут конкурентоспособности с легководяными реакторами LWR и энергоблоками на органическом топливе. Они считают, что уже к 2020 г. появится возможность продажи японской технологии БР другим странам с целью замены реакторов LWR.

В Индии ведется строительство демонстрационного натриевого БР (PBFR–500), пуск которого намечен на 2011 г. Индия планирует построить малую серию из четырех БР мощностью по 500 МВт. Россия является лидером в разработке нового поколения быстрых реакторов. Эксплуатация в СССР и России в течение четверти века опытно-демонстрационных реакторов БР-5/10 в Обнинске, БОР-60 в Димитровграде, промышленных реакторов БН-350 в Шевченко (Актау, Казахстан) и БН-600 в Заречном (Свердловская обл.) доказала реализуемость идеи регенерации отработанного урана, плутония, продуктов деления в целях создания нового топлива.

Начато строительство БН-800, который даже в рамках МАГАТЭ рассматривается как перспективная модель атомной энергетики XXI века и может обеспечить в недалеком будущем лидирующие позиции России на этом рынке.

В ноябре 2007 г. Россия и США подписали «Декларацию о взаимопонимании», в которой стороны договорились о судьбе 64 т оружейного плутония-239 (по 34 т с каждой стороны), признанных «избыточными для целей обороны» и выведенных из военных программ. Признана целесообразной переработка оружейного плутония в МОКС-топливо (смешанное оксидное уран – плутониевое топливо ( $UO_2+PuO_2$ ) – Mixed Oxide Fuel) и, тем самым, хотя бы частичное оправдание гигантских затрат, вложенных в его производство. Кроме реакторов БН-600 и БН-800, на этом топливе будет работать новый высокотемпературный реактор, о совместной разработке которого договорились Россия и США. В строительстве завода по производству МОКС-топлива на территории России американская сторона внесет 400 млн долл.

Площадка Белоярской АЭС рассчитана на сооружение пятого энергоблока с реактором БН-1600, проектирование которого уже ведется. Ожидается, что к 2025–2030 гг. именно этот реактор станет основой для государственной программы развития атомной энергетики.

Одним из путей решения задач по увеличению ресурсов ядерного топлива, повышению безопасности реакторов и улучшения экологической

приемлемости АЭС может оказаться разработка и широкомасштабное применение *ториевого топливного цикла* (в качестве топлива используется торий-232) [50, 52, 53]. Повышение интереса к этой технологии в последние годы в значительной мере обусловлено тем, что она в большей мере обеспечивает режим нераспространения ядерных технологий. В этой связи предлагается для утилизации плутония использовать в реакторах топливо на основе тория и урана. Работы по ториевому циклу выполнялись или выполняются в ведущих ядерных державах (в США и Германии есть готовые технологии и реакторы, но они законсервированы из-за высокой цены электроэнергии), а также в Индии и Бразилии. В России с небольшой интенсивностью они проводятся в ряде научных центров и университетов. Их судьба будет зависеть от успехов развития других направлений атомной энергетики.

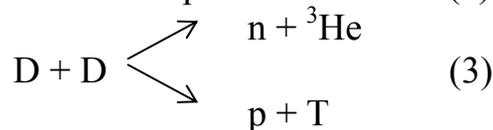
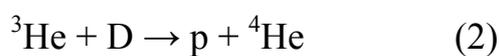
Использование в атомной энергетике, наряду с «тепловыми» реакторами, быстрых реакторов-размножителей (бридеров), а также замкнутого топливного цикла позволит создать безопасную ресурсосберегающую технологию, в полной мере отвечающую требованиям устойчивого развития человеческого общества.

## 2.2. Термоядерная энергетика

Одним из реальных путей решения проблемы энергообеспечения населения Земли является овладение реакцией управляемого синтеза легких элементов – практически неисчерпаемым источником энергии. На единицу веса термоядерное топливо дает в 10 млн раз больше энергии, чем органическое топливо и в 100 раз больше, чем уран.

Впервые идея о том, что основная доля энергии звезд и Солнца выделяется при синтезе легких элементов, т.е. в ходе термоядерных реакций была высказана в 1928 г. (Р. Аткинсон и Ф. Хоутерманс).

Для практического использования в энергетике сегодня рассматривают в основном три реакции:



D и T – изотопы водорода: дейтерий и тритий,  
n и p – нейтроны и протоны, соответственно,  
 ${}^3\text{H}$ ,  ${}^4\text{H}$  – трех- и четырехзарядные ядра гелия, т.е. альфа-частицы.

В реакции (1) рождаются нейтрон, альфа-частица и 17,6 МэВ энергии, из которых 80 % приходится на долю нейтрона, рис. 2.2.1.

Реакция (2) не дает нейтронов и последующей наведенной радиоактивности, но также сопровождается выделением большого количества энергии.

Реакция (3) может идти по двум путям: либо с выделением нейтрона и альфа-частицы, либо – протона и трития.

Особый интерес представляют реакции (1) и (2). Первая – благодаря наибольшему количеству выделяющейся энергии, вторая – вследствие более простого решения проблемы «топлива» и отсутствия наведенной радиации.

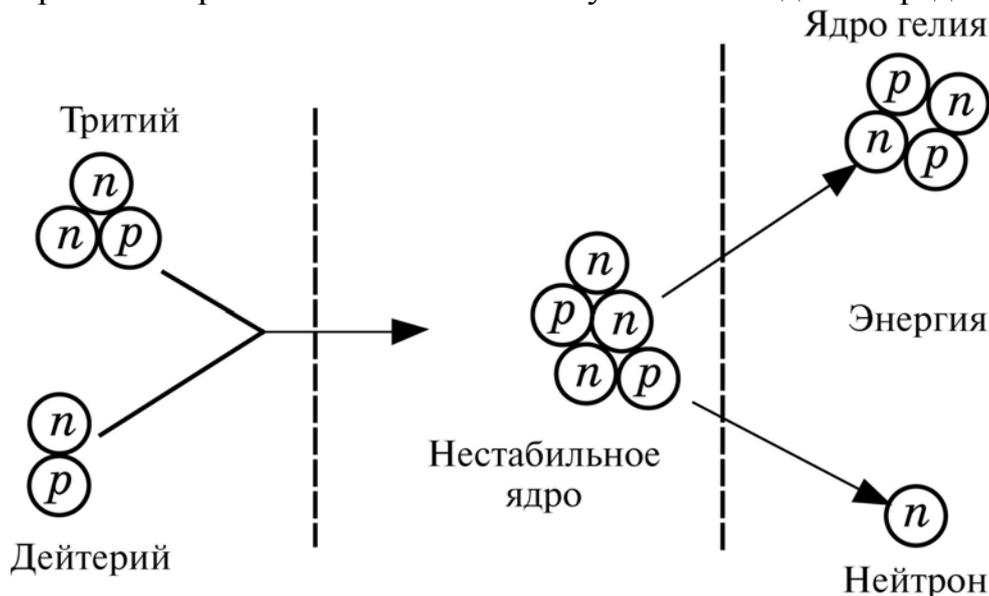


Рис. 2.2.1. Реакция синтеза изотопов водорода: дейтерия и трития

Одна из компонент «топлива» – дейтерий – сравнительно легко доступна. В природе дейтерий содержится в воде: один из каждых 6700 атомов водорода имеет дейтериевое ядро. Тритий радиоактивен, имеет период полураспада 12,3 года и поэтому в природе в больших количествах его нет. Однако его можно нарабатывать из лития или его солей, если изготовленной из них оболочкой (бланкетом) окружить стенки вакуумной камеры реактора. Нейтрон, вылетевший из плазмы, при взаимодействии с литием отдает большую часть энергии на нагрев лития, но кроме того, производит в среднем полтора атома трития.

Вторая проблема, возникающая при реализации реакции (1), – наведенная радиация – обусловлена трансмутацией ядер материалов, образующих структуру реактора и его компонентов, под действием быстрых нейтронов. Однако исследования показали, что правильный выбор конструкционных материалов позволит поддерживать ее на безопасном уровне.

Реакция (2) привлекательна прежде всего тем, что необходимое для неё «топливо» – гелий-3 ( ${}^3\text{He}$ ) – в огромных количествах (порядка 500 млн т) имеется на Луне, откуда он может транспортироваться на Землю. В недрах Земли его наберется не более нескольких сотен килограммов.

Сразу несколько стран заявили об амбициозных планах добычи на Луне полезных ископаемых, прежде всего гелия-3: США, Россия, Китай, Индия, Япония, Европейское космическое агентство и др. Ряд из них, прежде всего США, уже разработали соответствующие рабочие проекты. Руководство НАСА предлагает сделать проект лунной базы международным, по типу МКС. Предложение участвовать в проекте, вероятно, будет сделано России, Евросоюзу и Японии.

Пока усилия физиков сосредоточены на технологическом воплощении реакции (1), т.е. на синтезе дейтерия и трития с выделением энергии в количествах, представляющих интерес для «большой энергетики». Заботы о топливе для управляемого термоядерного синтеза (УТС) промышленного масштаба представляются преждевременными при анализе проблем с его реализацией, над которыми физики работают уже более 50 лет. Количество производимого на сегодня лития достаточно для запуска термоядерного реактора [54].

Многолетние исследования УТС показали, что создание промышленного реактора (термоядерной электростанции) – дело отдаленного будущего. (Успехи первых десятилетий освоения УТС позволяли физикам обещать энергетическое изобилие благодаря созданию «рукотворных Солнц» уже к концу XX столетия). Чтобы преодолеть естественное электрическое отталкивание, ядра должны обладать значительной энергией. Температура дейтерий-тритиевой смеси должна достигать, по крайней мере, 50 млн град. (4,5 кэВ). Дейтерий-тритиевая смесь в этом случае представляет собой плазму, состоящую из положительно заряженных ядер и электронов. Поддержание такой высокой температуры в плазме было и остается до сих пор одной из важнейших задач термоядерных исследований. Можно постоянно поддерживать реакцию, подводя энергию извне с помощью радиочастотных волн или пучков высокоэнергетических нейтральных частиц. Однако существует эффективный самоподдерживающийся источник дополнительного тепла – быстрые  $\alpha$ -частицы (с энергией около 3,5 МэВ), которые рождаются в плазме и отдают свою энергию ее частицам. Эти ядра гелия являются «золотой» термоядерных реакций. Они рождаются с энергией около 3,5 млн эВ и легко удерживаются магнитным полем, поскольку имеют двойной положительный заряд. При столкновениях с частицами плазмы  $\alpha$ -частицы отдают им свою энергию в виде тепла.

Чтобы запустить процесс самоподдерживающихся термоядерных реакций, необходимо какое-то время удерживать высокотемпературную плазму, изолировав ее от стенок. Возможные способы решения этой задачи представлены на рис. 2.2.2 [54]. На Солнце и звездах гравитация удерживает плазму постоянно, и поэтому реакция синтеза там идет при температурах (~ 15 млн град.) много ниже тех, которые необходимо создать на Земле.

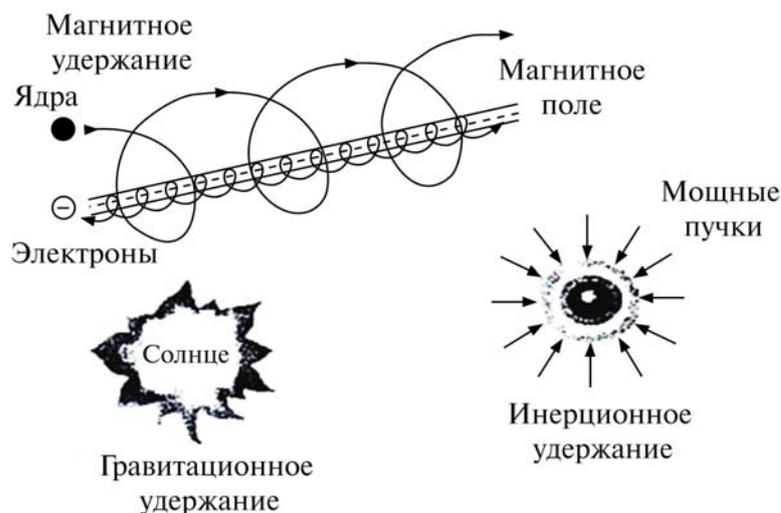


Рис. 2.2.2. Способы удержания высокотемпературной плазмы[54]

Другой способ – это так называемое инерциальное удержание. Специальная, заранее подготовленная мишень, содержащая термоядерное горючее высокой плотности, быстро обжимается ионными, лазерными или рентгеновскими пучками для повышения температуры до критического значения. (Один из подобных приемов реализован в водородной бомбе). Наконец, есть еще схема с использованием магнитного поля для термоизоляции плазмы, которая на сегодня является наиболее близкой к осуществлению в промышленных масштабах.

### 2.2.1. Реакторы с магнитным удержанием плазмы

Произведение времени, за которое тепло уходит из плазмы (времени удержания энергии или энергетического времени) ( $\tau$ ), и плотности плазмы ( $n$ ) характеризует собой способность плазмы удерживать свое тепло и называется параметром качества удержания. Чтобы термоядерные реакции могли самоподдерживаться и давать полезную энергию, произведение  $n\tau$  должно быть больше  $2 \cdot 10^{20}$ , если выразить время в секундах, а плотность – в числе частиц на один кубический метр при температуре  $T = 10,0$  КэВ (около 100 млн градусов). Таким образом, цель термоядерных исследований и разработок заключается в том, чтобы достичь значения произведения трех величин:  $n$ ,  $\tau$ ,  $T$  около  $2 \cdot 10^{24}$  с·эВ/м<sup>3</sup>.

Наиболее близко к достижению этих условий подошли в настоящее время термоядерные устройства, называемые *токамаками*. Предложенная в начале 1950 г. советскими физиками А.Д. Сахаровым и И.Е. Таммом установка, реализующая эти эффекты, получила название от сокращения слов «ТОроидальная КАмера с МАгнитной Катушкой». Принципы, лежащие в основе работы этого устройства, относительно просты, рис. 2.2.3 [55].

Сначала плазму получают в вакуумной камере, имеющей форму тора или бублика. Система электромагнитов, расположенных снаружи камеры, создает тороидальное магнитное поле, направленное вдоль оси тора. Поле действует как шланг, который поддерживает давление внутри плазмы и препятствует ее контакту со стенками камеры.

Другая система электромагнитов, расположенных в центре тора, индуцирует в плазме электрический ток, который протекает в тороидальном направлении. Этот ток нагревает плазму. Плазменный ток создает свое магнитное поле, охватывающее тороид. Это поле предотвращает дрейф плазменных частиц за пределы основной области

магнитного удержания. Наконец, внешние проводники генерируют вертикальное магнитное поле, удерживающее плазменный шнур от движений вверх и вниз, влево и вправо внутри камеры

К середине 60-х годов советские физики во главе с академиком Л.А. Арцимовичем в Институте атомной энергии им. И.В. Курчатова сумели получить такие результаты, которые убедили физиков других стран в принципиальной осуществимости удержания плазмы в токамаках для реализации УТС. Однако движение к конечной цели оказалось столь трудным и затратным, что стала очевидной необходимость международной кооперации.

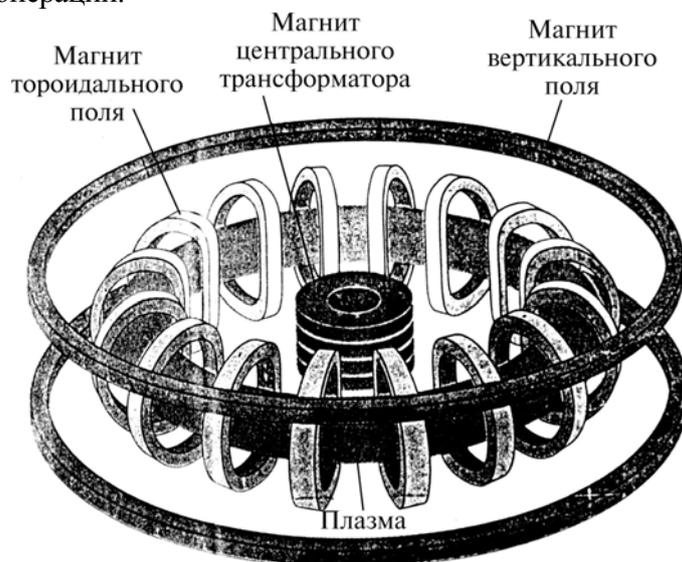


Рис. 2.2.3. Магнитная система токамака [55]

Скоординированные действия физиков ведущих стран мира позволили разработать различные модификации конструкции токамака, которые представляют собой огромные и чрезвычайно сложные сооружения. На сегодня в наиболее мощных экспериментальных установках этого типа – токамак JET (Joint European Torus), токамак JT-60 в Японии, экспериментальный термоядерный реактор-токамак TFTR (Tokamak Fusion Test Reactor) и установка DIII-D в США – достигнуты температура плазмы 30 КэВ и параметр качества удержания  $2 \cdot 10^{19} \text{ с/м}^3$ . Производство  $n \tau T$  в течение 1970–1990 гг. удалось увеличить более чем в 100 раз. Эта величина удваивалась в среднем за каждые 1,8 года. Начиная с 1970 г., мощность, выделяемая в термоядерных реакциях в различных токамаках, выросла на 12 порядков и на установке JET достигла 16 МВт.

Основным результатом работ по проблеме УТС за первые 30 лет является экспериментальное подтверждение осуществимости удержания плазмы с высокими термоядерными параметрами, наиболее эффективное в токамаках.

Наиболее значимыми результатами последующего этапа, согласно [54], являются следующие.

На европейском токамаке JET получена рекордная ионная температура (35 кэВ, или 40 млн градусов). Там же в нейтронах D-T – реакции выделена мощность, превышающая 16 МВт. На токамаке TORE

SUPRA высокотемпературная плазма удерживалась в течение 4,5 мин. Этот эксперимент продемонстрировал осуществимость длительного поддержания тороидального тока в плазме токамака.

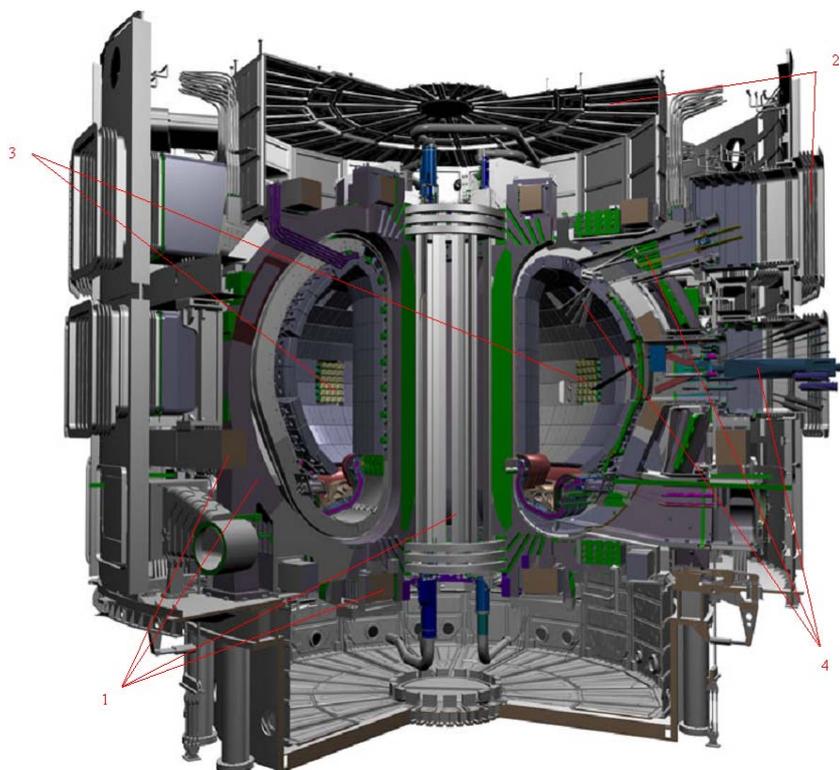
На трех крупнейших токамаках мира (TFTR, JT-60U и JET) достигнут термоядерный выход равный или больший единицы.

Для того чтобы сделать решающий шаг к достижению конечной цели, потребовалось вывести международное сотрудничество на качественно новый уровень. Страны ЕС, Япония, СССР и США пришли к соглашению начать в 1987 г. совместное проектирование экспериментальной термоядерной установки ITER – International Thermonuclear Experimental Reactor (в новой версии – iter (лат.) – путь). Позднее к ним присоединились Китай, Южная Корея и Индия. Желание принять участие в проекте изъявляют также Бразилия, Казахстан, Канада, Мексика.

Основными целями проекта ITER являются достижение условий зажигания и длительного термоядерного горения, которые будут типичны для реального термоядерного реактора, а также испытание и демонстрация технологий для практического использования управляемого синтеза.

Создаваемый экспериментальный реактор (начало строительства – 2010 г.) – огромное сооружение. Его высота (включая системы обеспечения) 60 м, диаметр 30 м, вес – 23 тыс. т. Объем плазмы в установке – 850 м<sup>3</sup>, ток в плазме – 15 МА, напряженность тороидального магнитного поля – 5,3 Тл., рис. 2.2.4, 2.2.5.

Конструирование и инженерные разработки должны привести к созданию реактора (к 2019 г.), который благодаря синтезу дейтерия и трития сможет генерировать мощность 1000 МВт, на порядок превосходящую потребляемую для его жизнеобеспечения. ИТЭР – предпоследний этап на пути к практическому использованию УТС. Научные и инженерные знания, полученные в экспериментах на ИТЭР (2019–2037 гг.), должны привести к сооружению в Японии демонстрационной термоядерной электростанции, по-видимому, к 2050 г. (проект ДЕМО). Ее мощность составит примерно 1,5 ГВт; стоимость 1 кВт·ч – примерно в 2 раза выше, чем средняя стоимость 1 кВт·ч сейчас в нашей стране. В перспективе мощность таких станций будет возрастать, а стоимость вырабатываемой ими энергии снизится до уровня стоимости электроэнергии, вырабатываемой АЭС.



*Рис. 2.2.4. Общий вид реактора ИТЭР: 1 – магниты, 2 – защитный кожух, 3 – подогрев, 4 – система контроля*



*Рис. 2.2.5. Фрагмент тороидального магнита ИТЭР*

Разработка технического проекта ИТЭР завершена в 2001 г., а в 2006 г. подписано соглашение о том, что реактор будет сооружаться на французской площадке Кадараш в 96 км от г. Марселя, на которой с 1988 г. располагается сверхпроводящий токамак TORE-SUPRA. Стоимость проекта – около 16 млрд долларов. Доли стран-участниц распределяются следующим образом: Евросоюз – 45, 46 %, США, Япония, Китай, Республика Корея, Индия и Россия – по 9,09 %.

Участие России в проекте ИТЭР будет заключаться в изготовлении и поставках основного технологического оборудования по согласованному списку и денежном взносе – все вместе это и составит российские 9,09 %

от полной стоимости сооружения реактора. Российским национальным центром координации всех работ по ИТЭР является РНЦ «Курчатовский институт». При успешной реализации проектов ИТЭР и ДЕМО к 2100 г. мощность термоядерных электростанций достигнет 100 ГВт.

### ***2.2.2. Реакторы с инерциальным удержанием плазмы***

Инерциальное удержание плазмы и, соответственно, инерциальный термоядерный синтез (ИТС) были предложены в СССР в середине 60-х гг. прошедшего столетия. Это направление, во многом альтернативное первому, ориентировано на то, что бы не затрачивая усилий на удержание плазменных сгустков, создать такие условия (плотность), при которых основная часть термоядерного топлива «сгорала» бы до того как оно разлетится [56]. При этом трудности, которые в токамаке заключаются в удержании плазмы, трансформировались в задачу нагрева «топлива» за очень малое время. Временные параметры этого процесса определяются инерцией топливной смеси, поэтому нагрев должен осуществляться за время порядка  $10^{-9}$  с.

В настоящее время создание импульсных реакторов находится на стадии физических исследований и обоснования концептуальных проектов. Усилия ученых привели к тому, что в настоящее время по ряду параметров импульсный «термояд» начинает конкурировать с магнитным удержанием плазмы. Возможность создания термоядерных реакторов, работающих короткими импульсами при воздействии лазерных лучей или ионных пучков, в значительной мере зависит от успехов в разработке лазеров и сильноточных ускорителей с высоким КПД.

В нашей стране исследования и разработки ведутся и по пучковому, и по лазерному ИТС. В обоих вариантах весьма сложной проблемой является механическая и термическая устойчивость реактора, способного длительное время выдерживать повторяющиеся с такой частотой взрывы дейтерий-тритиевых мишеней. При взрыве только одной мишени (таблетки) выделяется энергия в десятки кВт·ч. На пути освоения ИТС стоят задачи огромной сложности:

- работа мощных лазеров и ускорителей в высокочастотном режиме (10–100 «выстрелов» в секунду);
- повышение их КПД с нынешних 0,3 % до 10–15 % (как минимум);
- стойкость материалов к ударным нагрузкам при высоких температурах;
- равномерность обжаривания световыми или ионными пучками мишени и др.

Даже при успешном решении этих научно-технических проблем на пути широкого использования будущих ИТС-электростанций встанут экономические проблемы: чрезвычайно высокая стоимость сооружения и эксплуатации таких станций и, как следствие, высокая цена производимой электроэнергии. Но, тем не менее, это направление в освоении ИТС

продолжает развиваться в Англии, Франции, Америке, Японии, России. В частности, в США (в Ливерморской национальной лаборатории им. Лоуренса) в январе 2010 г. запущен в эксплуатацию самый мощный лазер NIF для экспериментов по ИТС – 192 лазерных луча проходят 100 м через каскад усилителей. Мощность излучения около 2 МДж; её достаточно для «поджига» мишени с энерговыделением 0,1 ГДж. Лазерный комплекс размером с футбольное поле строился 12 лет; стоимость проекта превышает 3,5 млрд долл.

В России во ВНИИ экспериментальной физики (г. Саров) создаётся лазерная установка «Искра-6» с энергией излучения 300–600 кДж.

Огромные затраты финансовых средств и людских ресурсов на освоение «горячего» термоядерного синтеза, отсутствие стопроцентной уверенности в том, что идея воплотится в создание промышленных электростанций и, наконец, большая дороговизна и сложность эксплуатации таких энергоустановок стимулирует поиск «обходных путей» к осуществлению управляемой реакции синтеза легких элементов в земных условиях. В печати периодически появляются сообщения о реализации реакции синтеза при не столь экстремальных (прежде всего по температуре) условиях, так называемого «холодного термояда». Последующие проверки зачастую обнаруживают ошибки в постановке экспериментов и интерпретации их результатов. В тех случаях, когда синтез ядер действительно имеет место, эффект настолько слаб, что для энергетики он не представляет интереса.

## **2.3. Водородная энергетика**

Перспективным направлением в решении проблем энергообеспечения при минимальных воздействиях на окружающую среду в последние годы признана водородная энергетика, базирующаяся на водороде как топливе. Следует иметь в виду, что для его производства, как и электричества, необходимы внешние источники энергии, поскольку в свободном состоянии в природе водорода практически нет, хотя он и является одним из самых распространённых на планете элементов. По этому признаку он должен быть отнесен к энергоносителям, а не к энергоресурсам.

### **2.3.1. Сферы и способы использования водородного топлива**

Водород обладает высокой теплотворной способностью (120 МДж/кг), в 2,5 раза большей, чем у природного газа, в 3 раза – чем у бензина и в 6 раз – чем у угля. Важным его преимуществом является также экологическая чистота получения электрической энергии с помощью *топливного элемента* (ТЭ), который представляет собой электрохимический генератор, осуществляющий прямое преобразование химической энергии в электрическую. При этом единственным продуктом

реакции (кроме электрической энергии и теплоты) является вода (подробнее о ТЭ см. ниже).

При другом способе получения энергии из водорода – его *сжигании* – единственным побочным продуктом также является вода, а основным – тепло. Наметившиеся и частично апробированные технологии и сферы применения водорода (кроме энергетики) настолько широки (транспорт, химическая и пищевая промышленность, металлургия и др.), что речь идет фактически о переходе не к водородной *энергетике*, а к водородной *экономике* [57–59].

В конце прошедшего столетия в промышленно развитых странах (в том числе в России) работы в области водородной энергетики отнесены к приоритетным направлениям развития науки и техники и находят всё большую поддержку со стороны как государственных структур, так и частного капитала. Анонсированы и приняты крупные государственные программы научных исследований и разработок в области водородной энергетики. В большой энергетике они нацелены на решение примерно тех же задач, что и освоение НВИЭ – оптимизация топливно-энергетического баланса и формирование нового крупного международного энергетического рынка водородных, что будет иметь значительные социально-экономические и политические последствия для всего мира.

Основным инициатором всплеска в последние годы интереса к водороду как энергоносителю является автомобильная промышленность. Достоинство водорода здесь настолько очевидно, что автомобилестроители ведущих стран вкладывают огромные средства в исследования и разработки в области водородных технологий. Лидерами являются компании «Дженерал Моторс», «Даймлер Крайслер», «Баллард Пауэр Систем», а также ряд европейских и японских компаний. Разработаны и появились на рынке автомобили, оснащённые водородным двигателем. В ряде крупных городов Западной Европы прошли испытания городских автобусов на топливных элементах.

В России общественная организация «Национальная ассоциация водородной энергетики РФ» разработала проект Концепции по переводу транспорта РФ на водородное топливо, ключевым положением которой является постепенность – двухэтапность перехода к водородной энергетике. На первом этапе (2007–2040 гг.) будет создана инфраструктура производства, транспортировки, хранения сжиженного природного газа и осуществлен полномасштабный переход на этот вид моторного топлива. На втором этапе (2035–2050 гг.) будет осуществлен переход на водородное топливо на основе наработок и опыта, полученного на первом этапе.

Стационарная энергетика (в первую очередь автономная, а в последние годы и системная) стала проявлять интерес к водородной энергетике и к топливным элементам, как к ее технологической основе, в связи с быстрым ростом мощности ТЭ. Привлекательной для энергетики является возможность передачи водорода от централизованного производителя к удалённым потребителям по холодным трубопроводам.

При этом потери энергии существенно ниже в сравнении с трубопроводными системами теплоснабжения.

Примечание. В США действует 750 километров, а в *Европе* – 1500 километров водородных трубопроводных систем. Трубопроводы действуют при давлении 10–20 *бар*, изготовлены из *стальных* труб диаметром 25–30 см. Старейший водородный трубопровод действует в районе *германского* Рура, где 210 км трубопровода соединяют 18 производителей и потребителей водорода. Трубопровод действует более 50 лет без аварий. Самый длинный трубопровод длиной 400 км проложен между *Францией* и *Бельгией*.

### 2.3.2. Производство водорода

В настоящее время большая часть производимого в промышленных масштабах водорода получается в процессе *паровой конверсии метана*. Пар с температурой 750–850 °С необходим для отделения водорода от углеродной основы в метане, что и происходит в химических паровых реформерах на каталитических поверхностях [57]. Этот способ на сегодня наиболее хорошо освоен и широко распространен, хотя и имеет ряд недостатков:

- исходное сырье – природный газ – представляет собой ценный невозобновляемый ресурс,
- около 50 % газа расходуется на проведение эндотермической реакции паровой конверсии,
- производство сопровождается вредными выбросами.

Для частичного устранения первого недостатка есть реальный путь – вместо природного газа использовать угольный метан, синтез-газ, биосинтезгаз (см. разд. 1.5). В долгосрочной перспективе лидерство в данной триаде может захватить синтез-газ, поскольку запасы угля огромны, и технология получения из него синтез-газа (для последующей конверсии) отработана достаточно хорошо. Так, например, по заявлениям учёных и официальных лиц Китая, синтез-газ в этой стране будут производить в основном из угля, запасов которого при нынешней численности населения хватит на 500 лет. США планируют для получения водорода также использовать уголь, но большое место отводят и биосинтез-газу. Европейские страны считают для себя более перспективным получение водорода из биомассы. Водород из *биомассы* получают *термохимическим биохимическим* способом. При термохимическом методе биомассу нагревают без доступа кислорода до температуры 500–800 °С (для отходов древесины), что намного ниже температуры процесса газификации угля. В результате процесса выделяется  $H_2$ ,  $CO$  и  $CH_4$ . В биохимическом процессе водород вырабатывают различные *бактерии*.

Более перспективным, но пока и более дорогим способом производства водорода является *электролитическое разложение воды* – *электролиз* с помощью электроэнергии, получаемой традиционными способами или на основе использования НВИЭ. КПД промышленных и

опытно-промышленных электролизеров составляет 70–80 %. Японские ученые разработали электролизер с твердополимерным электролитом и мембранными электродами, обеспечивающий КПД более 90 %. Воднощелочные электролизеры производства канадские корпорации «Stuart Energy» обладают большим ресурсом работы и малым удельным энергопотреблением ( $< 5 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{нм}^3\text{H}_2$ ), что делает их конкурентоспособными с реакторами конверсии природного газа для получения водорода. Широким фронтом ведутся исследования и разработки по уменьшению основных недостатков существующих электролизеров: высокая цена вследствие их сложной конструкции и высокой цены используемых материалов (платина, палладий, кадмий и др.) и высокой цены электроэнергии, используемой для электролиза. Требования к электролизёрам и, соответственно, их цену можно снизить, если вместо воды разлагать этиловый спирт, продукты переработки угля, метанол. Японская компания Toshiba начала серийный выпуск ТЭ с метаноловыми источниками водорода.

Стоимость водорода можно уменьшить, если электролиз воды осуществлять с помощью электричества, вырабатываемого электрогенераторами на НВИЭ в периоды временного избытка электроэнергии. Опытная эксплуатация таких систем показывает их высокую эффективность.

Третьим способом получения водорода из воды является прямой *термолиз* – разложение воды на водород и кислород при температуре выше  $2500^\circ\text{C}$ . Такая температура может быть получена с помощью концентрации солнечных лучей, а примерно в два раза меньшая – в атомном высокотемпературном гелиевом реакторе. Предотвращение рекомбинации водорода и кислорода является основной достаточно сложной проблемой такой технологии.

Концепция развития ядерно-водородной энергетики начала развиваться в СССР в середине 70-х годов. Её суть состоит в том, что производимое в реакторе тепло используется для получения не только электричества, но и водорода. В этой схеме главной нерешенной задачей является получение свободного водорода из воды при температурах  $900\text{--}1000^\circ\text{C}$ , характерных для высокотемпературного ядерного реактора. Российские атомщики участвуют в международном проекте «Газотурбинный модульный гелиевый реактор». Такой реактор может послужить основой водородной энергетики, т.к. он позволит не только с высоким КПД ( $\sim 50\%$ ) вырабатывать электроэнергию, но и получать водород.

Производство водорода электролизом воды на основе современных технологий оценивается по затратам от 10 до 20 долл. за ГДж. Аналогичные цифры дают оценки, полученные для термохимического производства водорода из воды с использованием энергии высокотемпературных гелиевых реакторов (ВТРГ) [57]. В США с 2003 г. начата реализация программы Департамента энергетики (DOE) «Атомно-

водородная инициатива», предусматривающей создание к 2015 г. атомно-водородного комплекса для производства водорода с помощью ВТРГ, что должно ускорить переход на новый вид моторного топлива – водород. На водородные демонстрационные проекты выделено в целом более 2 млрд долл.

В России прорабатываются схемы и исследуется эффективность интеграции АЭС с водородным энергетическим комплексом [60, 61]. Водород, получаемый на АЭС электролизом во время минимумов («провалов») графика нагрузки, предполагается использовать одним из трёх способов или их комбинацией:

- поставка водорода внешним потребителям (например, транспортным предприятиям);
- использование водорода для перегрева свежего пара с целью повышения КПД турбоагрегата (примерно на 1–7,5 %) в базовом режиме работы АЭС;
- форсирование режима работы турбоагрегата (естественно, в пределах технических возможностей элементов оборудования) в периоды пиков нагрузки в электрической сети.

Таблица 2.3.1

*Стоимость производства 1 кг водорода (на сегодня и в близкой перспективе)*

Способ производства	Современная стоимость, долл/кг	Перспективная стоимость, долл/кг
Паровая конверсия природного газа/метана	2–5	2–2,5 (включая доставку и хранение)
Производство водорода на АЭС (химическое, электролиз, термолиз)	2,3–2,5	Около 2,0
Электролиз при использовании электричества от:		
• сети	6–7	3–4
• ВЭС	7–11	3
• СЭС	10–30	3–4
Разложение биомассы	5–7	1–3
Газификация угля	2–2,5	1,5

Во всех схемах получения водорода и утилизации его в топливных элементах особое внимание должно быть уделено чистоте водорода (чтобы предотвратить отравление катализаторов), а также надежности и безопасности работы соответствующей арматуры, хранилищ, баков, трубопроводов, систем управления и регулирования, поскольку он значительно опаснее ставшего уже привычным природного газа.

### **2.3.3. Перспективы водородной энергетики**

Переход на водородную энергетику представляет собой сложнейшую комплексную проблему и вполне естественно, что с момента распространения концепции водородной энергетики на гражданские

отрасли экономики большое внимание уделяется международной кооперации, как в деле производства водорода, так и в разработке технологий его использования.

В рамках Евросоюза исследования по созданию топливных элементов начаты в 1988 г. За прошедшие годы страны ЕС потратили несколько миллиардов евро, большая часть которых представляет собой частные инвестиции. Программу «Водородные технологии и топливные элементы» называют «стратегическим выбором Европы». Успешность перехода Европы к водородной экономике зависит от решения трёх основных вопросов:

- перевод на водородное топливо к 2020 г. не менее 5 % транспортных средств (в основном легковых автомобилей и автобусов),
- использование водорода в качестве энергетического топлива,
- создание водородной инфраструктуры.

Для того чтобы реализовать планы и довести долю водорода в энергетическом балансе до 2 % к 2015 г. и до 5 % – к 2020 г. общие инвестиции должны составить 4–15 млрд евро.

США на разработку проблем водородной энергетики в ближайшие 10 лет планируют направить из федерального бюджета 5 млрд долл. и 50–60 млрд долл. инвестиций ожидается от частных компаний. При этом DOE установил следующие этапы коммерциализации разработок по водородной энергетике:

- к 2010 г. – первичный выход водорода на рынок;
- к 2015 г. – коммерческая доступность водорода;
- к 2025 г. – полномасштабная реализация водородной энергетики.

В Японии планируется почти пятикратное увеличение водородных электростанций (на основе топливных элементов) за ближайшие 10 лет (от 2,2 ГВт в 2010 г. до 10 ГВт в 2020 г.).

Некоторые специалисты прогнозируют, что к 2050 г. 70 % автомобилей будут оснащены водородными двигателями. В большой энергетике водород может занять лидирующее положение (38 % генерации на основе ТЭ) только к концу нынешнего столетия.

В России десятки институтов и университетов в кооперации с международными компаниями работают над этой проблемой. Их коллективы имеют хороший задел в смежных с водородной областях науки и технологий: нанотехнологии, направленный синтез материалов, тонкопленочные и лучевые технологии и др. Важно также, что 50 % мирового количества палладия – важнейшего для топливных элементов материала (катализаторы, мембранные аппараты, электролизёры и др.) – производится в России (Норильские месторождения). Но объёмы инвестиций в российскую водородную энергетику чрезвычайно малы (несколько десятков миллионов долларов в год). Необходимо объединить потенциал РАН, отраслевых институтов, Росатома, сырьевых и промышленных компаний, чтобы Россия смогла внести свой вклад в

решение этой проблемы и была готова вступить в «эру водородной экономики». Газпром и некоторые структуры Росатома уже подключились к работам по водородной энергетике и планируют получить первые существенные результаты к 2015 г.

Не вызывает сомнений длительность и многоэтапность перехода к водородной энергетике и водородной экономике, т.к. при этом необходимо не только решить упомянутые выше сложные научно-технические и технологические задачи, но и разработать налоговую политику, систему мотивации и стимулирования для такого перехода.

#### ***2.3.4. Технологическая основа водородной энергетике – топливные элементы***

Со времени создания первого источника электрического тока (Гальванического или Вольтова столба, 1800 г.) основной вектор совершенствования генераторов электрической энергии направлен на улучшение их удельных показателей: мощности на единицу веса или объема, мощности единичного агрегата (установки), КПД преобразования различных видов энергии в электрическую, срока службы, цены единицы установленной мощности. Это относится как к большой энергетике, так и к автономным и, в особенности, мобильным источникам энергии. Мощность фотоэлектрических, электрохимических, термоэлектрических, радиоизотопных, термоэмиссионных источников электрической энергии неуклонно возрастает. И если несколько десятилетий назад устройства прямого преобразования различных видов энергии в электрическую рассматривались исключительно как средства электроснабжения мобильных, а также маломощных труднодоступных потребителей, то сейчас для некоторых из них просматривается перспектива выхода в стационарную энергетiku.

Наиболее востребованными стационарной (большой) энергетикой оказались фотоэлектрические преобразователи (разд. 1.4.) и электрохимические генераторы, а среди последних – топливный элемент, преобразующий водород или водородсодержащие вещества в электрическую энергию. Другие методы и устройства прямого получения электрической энергии в обозримом будущем останутся, вероятно, источниками электроснабжения маломощных, преимущественно мобильных, потребителей. Краткое их описание можно найти, например, в [7, 62], подробное – в [63, 64]. Более вероятен выход в большую энергетiku магнетогидродинамических генераторов (см. разд. 2.4.).

Электрохимический генератор – это энергокомплекс, включающий системы подготовки топлива, кондиционирования, вывода энергии, утилизации отходов и др. Ключевым элементом, «сердцем» такого генератора является собственно преобразователь энергии – *топливный элемент* (ТЭ), представляющий собой гальванический элемент, в котором электрическая энергия вырабатывается за счет протекания окислительно-

восстановительных превращений реагентов, поступающих извне. Они осуществляют прямое превращение энергии топлива в электричество, минуя малоэффективные, идущие с большими потерями, процессы горения. (Биохимики установили, что биологический водородно-кислородный топливный элемент «вмонтирован» в каждую живую клетку). Устройство запатентовано в первой половине XIX в.

Наиболее отработанными и перспективными на сегодня видятся водородно-кислородные элементы с протонообменной мембраной, в которых протекает реакция:



Видно, что результирующая реакция такая же, что и при обычном горении, но в топливном элементе получается электрический ток с большой эффективностью и частично тепло. Принцип их работы поясняет рис. 2.3.1.

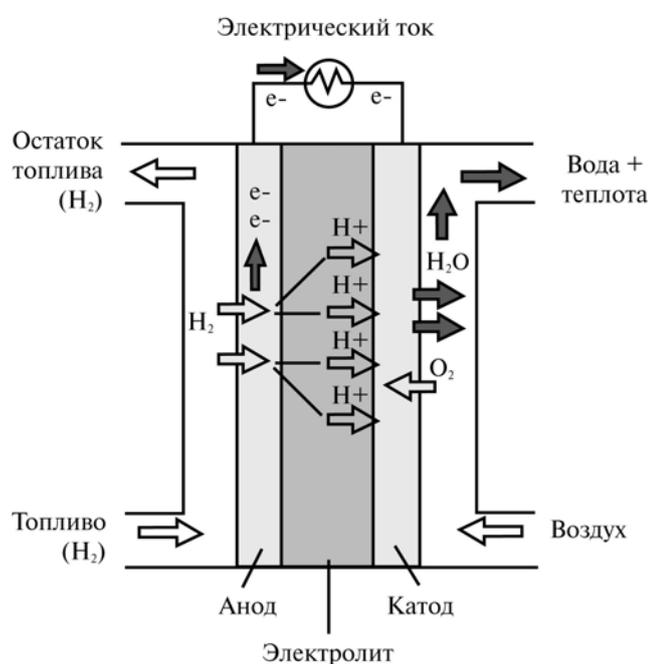


Рис. 2.3.1. Принцип действия топливного элемента

Попадающий в элемент водород разлагается под действием катализатора на электроны и положительно заряженные ионы водорода H<sup>+</sup>. Специальная мембрана, исполняющая здесь роль электролита в обычной батарейке, пропускает через себя протоны, но задерживает электроны. Таким образом, скопившиеся на аноде электроны создают избыточный отрицательный заряд, а ионы водорода создают положительный заряд на катоде. Если включить элемент в нагрузку, то электроны потекут через нее к катоду, создавая ток и завершая процесс окисления водорода кислородом. В качестве катализатора в таких топливных элементах, как правило, применяются микрочастицы платины, нанесенные на углеродное волокно. Благодаря своей структуре такой катализатор хорошо пропускает газ и электричество. Мембрана обычно производится из серосодержащего

полимера нафтона. Толщина мембраны составляет десятые доли миллиметра.

Имеются и другие типы топливных элементов, отличающиеся типом применяемого электролита (рабочего тела), источником водорода (видом топлива):

- 1) твердополимерные водород-кислородные электролитные,
- 2) твердополимерные метанольные,
- 3) на щелочном электролите,
- 4) фосфорно-кислотные,
- 5) на расплавленных карбонатах,
- 6) твердооксидные.

По рабочей температуре ТЭ подразделяются на низкотемпературные, среднетемпературные (200–500 °С) и высокотемпературные. Каждый из них обладает своими достоинствами и недостатками. Например, у ТЭ с рабочей температурой 650–700 °С большая эффективность восстановления окислителя на катоде, меньшая «отравляемость» катализатора окисью углерода. В качестве окислителей в ТЭ могут использоваться воздух, перекись водорода, хлор, бром, азотная кислота и т.д.

Несмотря на то, что впервые электрическая энергия с помощью топливных элементов была получена еще в 1839 г., активные разработки в этой области начались лишь в конце 1950-х – начале 1960-х годов в связи с началом освоения космоса. В 60-е годы в США созданы ТЭ мощностью до 1 кВт для космических программ «Джемини» и «Аполлон», в 70–80-е годы – 10-киловаттные топливные элементы для космических челноков – «шаттлов». В СССР в эти же годы разработаны щелочные ТЭ мощностью 1,2 кВт для лунной программы, мощностью 10 кВт – для программы «Буран». Десятки академических и отраслевых институтов, НПО и КБ у нас, и еще большие силы в США были вовлечены в решение задачи надежного энергообеспечения космической техники и подводного флота.

Одновременно с этим стали вырисовываться перспективы использования ТЭ на транспорте, в автономной и большой энергетике благодаря их ряду достоинств.

1. Высокая эффективность – при использовании только электрической энергии КПД установки составляет 30–50 %; при когенерации КПД может достигать 90 %, поскольку для топливных элементов нет термодинамического ограничения КПД.

2. Доступность и низкая стоимость топлива – в стационарных топливных элементах обычно используется доступный и дешевый природный газ (необходимый для работы водород вырабатывается из топлива непосредственно в топливном элементе); кроме природного газа может использоваться чистый водород и любое водородсодержащее сырье.

3. Экологичность – при использовании в качестве топлива чистого водорода продуктом реакции является только вода (водяной пар); при использовании других видов топлива выделение других газов (в основном оксидов углерода и азота) незначительно.

4. Масштабируемость – в отличие, например, от двигателей внутреннего сгорания, КПД топливных элементов остается постоянным в любом диапазоне вырабатываемой мощности; малые установки столь же эффективны, как и большие; мощность установок может быть увеличена простым добавлением отдельных элементов.

5. Возможность доведения надежности и долговечности до требуемого уровня.

6. Низкий уровень шума при работе.

7. Простота эксплуатации – топливные элементы практически не нуждаются в обслуживании.

8. Возможность размещения топливного элемента непосредственно на обслуживаемом объекте, что снижает потери на транспортировку энергии и дает возможность использования установок в качестве аварийных источников энергии.

Широкому распространению стационарных топливных элементов препятствует главным образом их высокая стоимость, которая в настоящее время составляет в среднем 2–3 тыс. долл. за кВт. Она обусловлена тем, что кроме самого топливного элемента – устройства достаточно дорогостоящего, в состав электростанции входит множество вспомогательных устройств, таких как: насосы, компрессор для подачи воздуха, напуска водорода, увлажнитель газов, охлаждающий узел, система контроля утечки газов, конвертер постоянного тока в переменный, управляющий процессор и др. Согласно оценке экспертов, ТЭ станут доступными для применения на транспорте и в стационарных энергоустановках при цене 0,5–1,0 тыс. долл/кВт.

Ряд компаний-производителей уже объявили о возможном достижении таких показателей в скором времени. Основные технические характеристики ТЭ представлены в табл. 2.3.2 [65].

Используемые в табл. 2.3.3 обозначения: MCFC (Molten Carbonate Fuel Cell) – топливный элемент на основе расплавленного карбоната (соли натрия или лития), PEMFC (Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell, Proton Exchange Membrane Fuel Cell) – топливный элемент с полимерной мембраной, SOFC (Solid Oxide Fuel Cell) – топливный элемент с твердым керамическим электролитом, PAFC (Phosphoric Acid Fuel Cell) – топливный элемент, в котором в качестве электролита используется жидкая фосфорная кислота.

Американская фирма United Technology и японская Toshiba образовали корпорацию International Fuel Cells для ускорения разработки и реализации на рынке ТЭ. В Европе топливными элементами занимаются бельгийско-нидерландский консорциум Elenko, западногерманская фирма Siemens, итальянская Fiat, английская Jonson Metju.

В Японии создана энергетическая установка на ТЭ мощностью 100 кВт, в Германии – 250 кВт, которые работают как небольшие автономные электростанции. В начале 2007 г. в Калифорнийском университете состоялось открытие электростанции на водородных ТЭ

мощностью 1 МВт, изготовленной компанией Fuel Cell Energy Inc. В Японии и США уже имеются экспериментальные образцы энергоагрегатов на основе ТЭ мощностью до 50 МВт, но вырабатываемая ими электроэнергия пока слишком дорогая. В декабре 2007 г. была определена площадка для строительства первой пилотной электростанции проекта FutureGen. В Иллинойсе будет построена электростанция мощностью 275 МВт. Общая стоимость проекта 1,2 млрд. долл. Аналогичный проект под названием «GreenGen» создан в Китае. Строительство первой очереди электростанции мощностью 250 МВт началась в 2008 году. Общая мощность электростанции составит 650 МВт.

Таблица 2.3.2

*Технические характеристики топливных элементов*

Тип ТЭ	Щелочной	Твердо-полимерный		Фосфорно-кислотный	Расплав карбонатов	Твердо-оксидный
Разработчик	ОКК «Энергия»	Ballard, Канада	«Курчатовский институт»	Tokyo Electric Power Company		Siemens AG, Германия
К.П.Д.,% реализованный - ожидаемый	50 70	50 70	50 70	35–45 60	45 60 (70)	45 60 (70)
Рабочая температура, °С	80-100	40–100	40–100	180–250	600–800	800–1000
Топливо	Водород высокой чистоты	Водород и продукты риформинга	Водород и продукты риформинга	Природный газ, метанол и др.	Природный газ, метанол, синтез-газ и др.	Природный газ, метанол, синтез-газ и др.
Использование тепла	–	–	–	Горячая вода	Паровые турбины	Гибридные установки
Стадии разработки	Единичные экземпляры	Серийное пр-во (до 200 кВт)	Макеты (до 10 кВт)	Испытание (от 50 кВт до 11 МВт)	Испытание (до 2 МВт)	Испытание (до 1МВт)
Стоимость, долл/кВт – космические – наземные	30000 3000	40000 1000	–	–	–	–

В создание ТЭ включается все больше фирм во всем мире, табл. 2.3.3.

Таблица 2.3.3

*Основные компании-производители стационарных  
ТЭ (мощностью более 10 кВт)*

<b>Компания</b>	<b>Страна</b>	<b>Технология</b>	<b>Мощность установки</b>
Ansaldo Fuel Cells	Италия	MCFC	500 кВт–5 Вт
FuelCell Energy	США	MCFC	250 кВт–1 МВт
GenCell	США	MCFC	40 кВт–100 кВт
Ishikawajima-Harima Heavy Industries	Япония	MCFC	300 кВт–1 МВт
MTU CFC Solutions	Германия	MCFC	200 кВт–3 МВт.
Fuji Electric	Япония	PAFC	100 кВт–1 МВт
Korea Gas	Корея	PAFC	40 кВт
UTC Fuel Cells	США	PAFC, MCFC, PEMFC	200 кВт
Ballard Power Systems	Канада	PEMFC	1 кВт–250 кВт
General Motors	США	PEMFC	75 кВт–300 кВт
Hydrogenics	Канада	PEMFC	7 кВт–65 кВт
J-Power	Япония	SOFC	разрабатывает тройные системы: топливные элементы, газовые турбины и паровые турбины
Mitsubishi Materials	Япония	SOFC	10 кВт
Mitsubishi Heavy Industries	Япония	SOFC, PEMFC	200 кВт. Также разрабатывается 700 МВт
Rolls-roys Group	Великобритания	SOFC	80 кВт
Siemens AG Power Generation	Германия	SOFC	125 кВт
Ztek	США	SOFC	25 кВт–1 МВт

Для перспективных комбинированных циклов с топливными элементами, ГТУ и котлами-утилизаторами КПД электрического цикла

должен составлять не менее 70 %, что планируется достигнуть, например, в рамках программы «Vision 21» (США) к 2010 г.

Коммерциализация фирмой «Ballard P.S.» разработок твердополимерных топливных элементов (ТПМТЭ) позволила снизить удельную стоимость до уровня 1000 долл/кВт в настоящее время и прогнозировать ее дальнейшее уменьшение при крупносерийном производстве. ТПМТЭ характеризуются высокой эффективностью прямого преобразования химической энергии топлива (водорода) и окислителя (кислорода воздуха) в электроэнергию. Они отличаются высокой удельной энергоемкостью (1000 Вт·ч/кг), что на порядок выше по сравнению с лучшими аккумуляторными батареями. Высокая плотность тока позволяет делать их компактными. Низкая рабочая температура (до 100 °С) дает возможность быстрого запуска, достижения максимальной мощности и низкий уровень тепловых потерь. ТПМТЭ способны работать с многократными перегрузками по току и характеризуются увеличением КПД с уменьшением нагрузки.

Ученые Хьюстонского университета (США) создали катализатор для водородных топливных элементов, который в 5 раз эффективнее аналогов. Кроме того, он дешевле, т.к. в катализаторе, изготовленном по нанотехнологии, часть дорогой платины удалось заменить на медь.

Ориентируясь на достигнутые результаты зарубежных и отечественных исследований и разработок, прогнозируется дальнейшее уменьшение удельной стоимости щелочных топливных элементов (ЩТЭ) при развитии их крупносерийного производства. ЩТЭ мощностью от 10 до 40 кВт уже используются в экспериментальных стационарных и транспортных энергетических установках. Ими могут быть укомплектованы опытно-промышленные автономные энергетические комплексы [65].

В нашей стране в последние годы работы в области водородной энергетики и топливных элементов выполняются, в основном, в кооперации с зарубежными партнерами. Это внушает оптимизм относительно масштабного внедрения ТЭ в электроэнергетику. Наиболее вероятно, что произойдет это ближе к середине нашего столетия.

## **2.4. Магнитогидродинамические генераторы**

Поиск способов повышения эффективности преобразования первичных топливо-энергетических ресурсов в электроэнергию заставил ученых-энергетиков и физиков обратиться к идее магнитогидродинамического преобразования энергии, которая была высказана ещё в XVIII в.

Реализующий эту идею магнитогидродинамический генератор (МГД-генератор) непосредственно преобразует тепловую энергию (кинетическую энергию заряженных частиц движущегося рабочего тела) в электрическую и тем самым позволяет существенно повысить

эффективность использования топливных ресурсов [66–68].

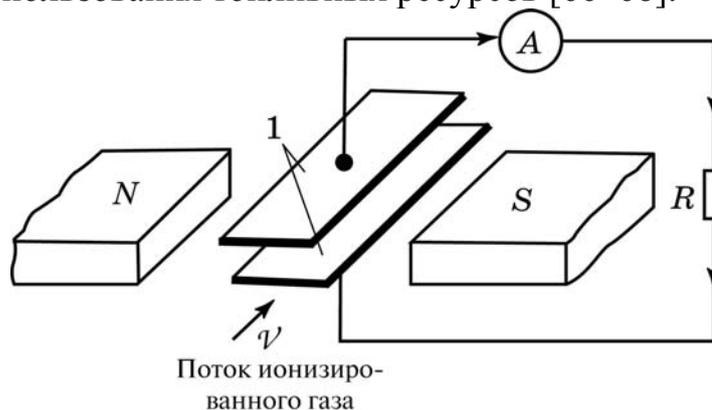


Рис. 2.4.1. Принцип работы МГД-генератора

Рабочим телом в МГД-генераторе могут быть ионизированные газы (плазма), жидкие металлы, электролиты. Для создания генераторов энергетического назначения наиболее подходящим рабочим телом оказалась плазма. Принципиальная схема действия МГД-генератора показана на рис. 2.4.1. Между металлическими пластинами 1, расположенными в сильном магнитном поле, пропускается струя рабочего тела, обладающего кинетической энергией направленного движения частиц. При этом, в соответствии с законом электромагнитной индукции, появляется ЭДС, вызывающая протекание электрического тока между электродами внутри канала генератора и во внешней цепи. Поток ионизированного газа – плазмы – тормозится под действием электродинамических сил, возникающих при взаимодействии протекающего в плазме тока и магнитного потока.

Преобразование энергии происходит путем совершения работы по преодолению сил торможения.



Рис. 2.4.2. Схемы преобразования энергии:  
а – паросиловое, б – магнетогидродинамическое

В МГД-генераторе (рис. 2.4.2,б) цепочка преобразований энергии значительно короче, чем в паросиловой установке (рис. 2.4.2,а). Но не только в этом состоит преимущество МГД-преобразования энергии. КПД идеального теплового цикла Карно зависит от максимальной и минимальной температур рабочего тела. В современных топках

парогенераторов температура превышает 2000 °С, а нагрев лопаток паровых турбин из-за ограниченной теплостойкости материала не должен превышать 750 °С, что ограничивает КПД до 60 %.

В реальных условиях из-за несовершенства паросилового цикла КПД не удастся повысить более чем до 40 %. В МГД-генераторах статические условия работы позволяют использовать материалы, на поверхности которых температура может достигать 2700–3000 °С. Это открывает широкие перспективы повышения КПД преобразования энергии.

Трудности использования ионизированных газов состоят в том, что термическая ионизация чистых газов происходит при температурах около 10000 °С, совершенно неприемлемых для конструкционных материалов. Добавление некоторых легко ионизирующихся соединений щелочных металлов (например,  $K_2CO_3$ ) в десятки тысяч раз увеличивает электропроводность газа и понижает пороговую температуру термической ионизации до 2500–2700 °С. (Но и в этом случае возникают трудности, связанные с обеспечением необходимой коррозионной прочности материалов из-за повышения химической агрессивности среды, в которой должны работать эти конструкционные материалы.

Необходимость поддерживать температуру газов не ниже 2000 °С для обеспечения их высокой электропроводности не позволяет использовать МГД-преобразование во всем диапазоне температур от 3000 до 300 К. Поэтому МГД-генераторы целесообразно дополнять паротурбинными преобразователями, полезно использующими тепло газов, выходящих из каналов МГД-преобразователей.

Сочетание МГД-генераторов с паротурбинными преобразователями энергии позволит поднять КПД всей установки до 60 %. Принципиальная схема МГД-генератора с паросиловой установкой показана на рис. 2.4.3.

В камере сгорания сжигается органического топлива; получаемые при этом продукты в плазменном состоянии с добавлением присадок направляются в расширяющийся канал МГД-генератора. Тепло отработанных в МГД-генераторе газов вначале используется для подогрева воздуха, подаваемого в камеру сгорания топлива, и повышения тем самым эффективности процесса его сжигания. Затем это тепло в паросиловой установке расходуется на образование пара и доведение его параметров до необходимых величин. Выходящие из канала МГД-генератора газы имеют температуру примерно 2000 °С, а современные теплообменники могут работать при температурах, не превышающих 800 °С, поэтому при охлаждении газов часть тепла теряется.

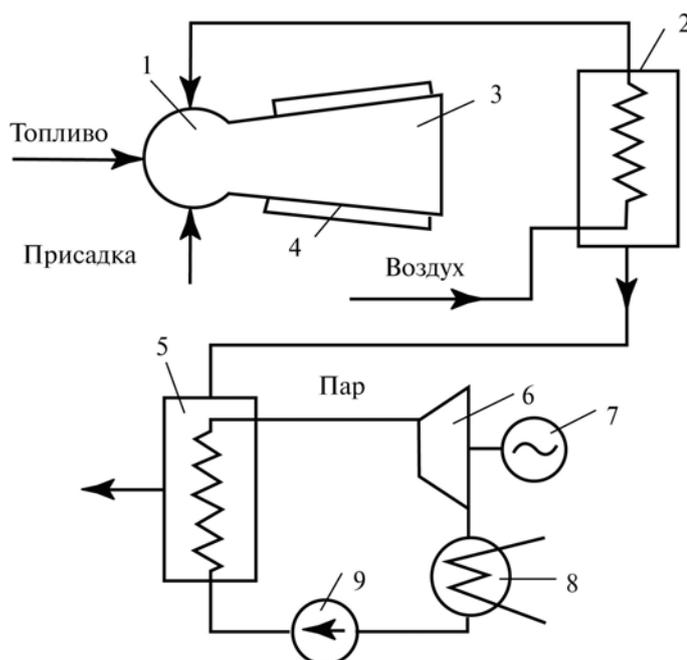


Рис. 2.4.3. Принципиальная схема МГД-генератора с паросиловой установкой:  
 1 – камера сгорания; 2 – теплообменник; 3 – МГД-генератор;  
 4 – обмотка электромагнита, 5 – парогенератор, 6 – турбина, 7 – генератор,  
 8 – конденсатор, 9 – насос

Трудности в создании МГД-генераторов состоят в обеспечении конструкции материалами необходимой прочности. Несмотря на статические условия работы, к материалам предъявляют высокие требования, так как они должны длительно работать в агрессивных средах при высоких температурах.

Весьма вероятно, что перспективными могут оказаться МГД-генераторы с ядерными реакторами, используемыми для нагрева газов и их термической ионизации. Предполагаемая схема такой установки показана на рис. 2.4.4.

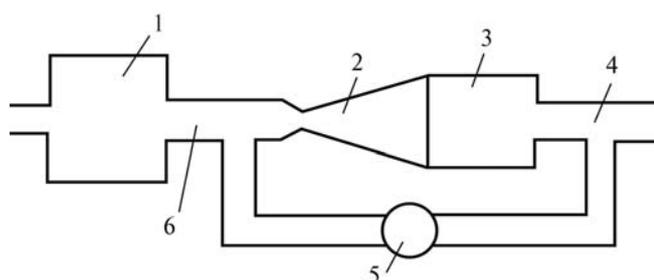


Рис. 2.4.4. МГД-генератор с ядерным реактором: 1 – ядерный реактор; 2 – сопло;  
 3 – МГД-генератор; 4 – место конденсации щелочных металлов;  
 5 – насос; 6 – место ввода щелочных металлов

Трудности создания МГД генератора с ядерным реактором состоят в том, что современные тепловыделяющие элементы, содержащие уран и покрытые окисью магния, допускают температуру не намного превышающую 600 °С. Этот тип МГД-генератора будет реализован только в том случае, если в процессе совершенствования реакторных систем их

температуру можно будет увеличить до нужных величин. (Например, высокотемпературный гелиевый ядерный реактор).

Итак, интерес к МГД-генераторам обусловлен рядом их существующих (и, в особенности, прогнозируемых) преимуществ перед другими способами получения электрической энергии. Такими преимуществами являются:

- полное отсутствие движущихся частей, что позволяет увеличить температуру рабочего тела и, соответственно, КПД;
- большая мощность единичного агрегата – до 1000 МВт;
- возможность эксплуатации в комбинации с традиционными турбогенераторами тепловых и атомных электростанций, что обеспечивает повышение КПД таких электростанций до 60 % (теоретически они могут работать в паре и с термоядерными электростанциями);
- МГД-генераторы небольшой мощности могут быть источниками резервного и аварийного электроснабжения, основными элементами бортовых систем питания космической техники, источниками питания потребителей, требующих быстрого нарастания мощности на короткое время.

Первый МГД-генератор был создан в 1959 г. в США и имел мощность всего 11,5 кВт, но к концу 60-х годов создан МГД-генератор («Марк-V», США) мощностью уже 32 МВт. В нашей стране первый маломощный МГД-генератор был запущен в опытную эксплуатацию в 1965 г., а в 1971 г. – генератор мощностью 25 МВт («У-25»).

Несмотря на положительные свойства МГД-генераторов, за полувековую историю исследований и разработок они так и не нашли широкого промышленного применения. Основными препятствиями являются: чрезвычайно жесткие требования к конструкционным материалам из-за высоких температур рабочего тела, необходимость создавать очень сильное магнитное поле, которое может быть получено пропусканием огромных токов по обмоткам из сверхпроводящих материалов. (Во избежание сильного нагрева обмоток и больших потерь энергии в них). Следствиями являются высокая удельная стоимость установленной мощности и вырабатываемой электроэнергии, малая продолжительность непрерывной работы МГД-генераторов.

Первый МГД-генератор был создан в 1959 г. в США и имел мощность всего 11,5 кВт, но к концу 60-х годов создан МГД-генератор («Марк-V», США) мощностью уже 32 МВт. В нашей стране первый маломощный МГД-генератор был запущен в опытную эксплуатацию в 1965 г., а в 1971 г. – генератор мощностью 25 МВт («У-25»).

На сегодня разработаны десятки разновидностей МГД-генераторов, отличающихся рядом признаков:

- рабочим телом,
- источником тепла для термической ионизации газа-рабочего тела,

- типом рабочего цикла,
- способом отвода (съёма) электроэнергии,
- формой канала,
- схемой соединения электродов.

Несмотря на положительные свойства МГД-генераторов, за полувековую историю исследований и разработок они так и не нашли широкого промышленного применения. Основными препятствиями являются: чрезвычайно жесткие требования к конструкционным материалам из-за высоких температур рабочего тела, необходимость создавать очень сильное магнитное поле, которое может быть получено пропусканием огромных токов по обмоткам из сверхпроводящих материалов. (Во избежание сильного нагрева обмоток и больших потерь энергии в них). Следствиями являются высокая удельная стоимость установленной мощности и вырабатываемой электроэнергии, малая продолжительность непрерывной работы МГД-генераторов.

Оптимизм внушает быстрый прогресс в смежных отраслях техники и технологий:

- созданы материалы, которые могут работать длительно при температуре 2200–2500 °С (графит и композиционные материалы на основе графитовых нитей, окись магния, нитриды (в частности, нитрид бора), материалы на основе нанопорошков и др.);
- большие средства и силы направлены на создание высокотемпературного ядерного реактора;
- накапливается опыт проектирования и эксплуатации электромагнитов со сверхпроводящими обмотками (прежде всего, в связи с проблемой УТС).

## **Заключение**

Обобщая изложенные выше материалы, необходимо ещё раз подчеркнуть, что широкомасштабное использование НВИЭ и альтернативная энергетика могут внести существенный вклад в решение самых актуальных задач устойчивого развития человеческой цивилизации, в обеспечение комфортного проживания людей на максимально большей части Земли:

- продление «срока жизни» невозобновляемых энергоресурсов и сохранение их как ценного сырья для химических технологий;
- уменьшение техногенного воздействия на окружающую среду энергетических объектов, сокращение вредных выбросов в городах и населённых пунктах со сложной экологической обстановкой;
- электро- и теплоснабжение автономных потребителей, расположенных вне систем централизованного энергоснабжения, по приемлемым ценам;
- повышение надёжности снабжения потребителей в зонах энергоснабжения от дефицитных энергосистем во время аварийных и

ограничительных отключений, в том числе путём создания интегрированных систем, которые объединяли бы крупномасштабную системную энергетику и распределённую (сотовую) энергетику. Такое объединение позволит нивелировать присущие каждой из них недостатки и, напротив, в полной мере использовать достоинства.

На основании анализа темпов развития возобновляемой и альтернативной энергетики и обобщения заключений экспертов можно сделать следующие самые общие выводы:

- основой энергетической и экологической безопасности отдельных стран и мирового сообщества в целом должна быть диверсификация источников первичной энергии и технологий их преобразования в электрическую энергию;

- в первой половине столетия эта безопасность будет обеспечиваться в основном повышением эффективности и экологичности работы традиционных электростанций (в частности, внедрением чистых технологий сжигания топлива), а также увеличением доли в суммарной выработке электроэнергии «чистой энергетики» (преимущественно возобновляемой), водородной энергетики, «быстрых» реакторов и замкнутого ядерного топливного цикла и, возможно, магнетогидродинамических генераторов;

- во второй половине столетия (вероятно ближе к его окончанию) важную, если не решающую, роль в энергообеспечении начнут играть термоядерные реакторы и солнечные энергоустановки космического базирования;

- «энергетический голод» и экологическая катастрофа автору представляются вполне преодолимыми угрозами, если человечество объединит усилия в борьбе с ними.

## Библиографический список

1. Данилов-Данильян В.И., Лосев К.С., Рейф И.Е. Перед главным вызовом цивилизации. Взгляд из России.–М.:Изд-во «Инфра-М», 2005.–224 с.
2. Прокофьев И. Три сценария развития мировой энергетики// Мировая энергетика, 2004.– № 7–8. – С.90–93.
3. Роганков М.Н., Частнов В.Б. Киотский протокол на перепутье// Энергетик, 2004.–№9.– С.12–14.
4. Михайлов С.А. Возобновляемая энергетика сегодня и завтра// Экономика и ТЭК сегодня и завтра. 2009, № 11, с. 9–10.
5. Безруких П.П. Нетрадиционная возобновляемая энергетика – взгляд в будущее. <http://www.mle.gov.ru>; Аналитический доклад «Нетрадиционные возобновляемые источники энергии»// Электронный журнал энергосервисной компании «Экологические системы», № 5, 2008. <http://www.ecoenergy.ru>
6. Твайдел Д., Уэйр А. Возобновляемые источники энергии. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 120с.
7. Ушаков В.Я. Современная и перспективная энергетика: технологические, социально-экономические и экологические аспекты. – Томск: Изд-во Томск. Политехн.ун-та, 2008. – 469 с.
8. Моисеев И.И., Платэ Н.А., Варфоломеев С.Д. Альтернативные источники органических топлив.// ТРИЭ. Профессиональный журнал для энергетиков. № 1, 2008. – с. 12–20.
9. Лукутин Б.В., Суржикова О.А., Шандарова Е.В. Возобновляемая энергетика в децентрализованном энергоснабжении. – М.: Энергоатомиздат, 2008. – 231 с.
10. Васильев Ю.С., Хрисанов Н.И. Экология использования возобновляемых энергоисточников. – Л.: Изд-во ЛГУ, 1991. – 343 с.
11. Безруких П.П., Виссарионов В.И., Малинин Н.К. и др. Ресурсы и эффективность использования возобновляемых источников энергии в России. – М.: Наука, 2002. – 314 с.
12. Безруких П.П., Стребков Д.С. Возобновляемая энергетика: стратегия, ресурсы, технологии. – М.: ГНУ ВИЭСХ, 2005. – 264 с.
13. Кадастр возможностей/ Под ред. Б.В.Лукутина. – Томск: Изд-во НТЛ, 2002. – 280 с.
14. Моисеев И.И., Платэ Н.А., Варфоломеев С.Д. Альтернативные источники органических топлив.// ТРИЭ. Профессиональный журнал для энергетиков. № 1, 2008. – с. 12–20.
15. Барилевич В.А., Смирнов Ю.А. Термодинамический анализ геотермальных тепловых электростанций с гидропаровым турбинами.//Промышленная теплотехника. – 1998ю – Т. – с.37–42.
16. Беляшко Я.И., Ванжа А.И. Малогабаритный комплекс по выработке электрической и тепловой энергии для автономных потребителей. // Электрика, –2004, –№ 4. – С. 5–8.

- 17.МакВейг Д. Применение солнечной энергии. Пер. с англ. – М.:Энергоиздат, 1981. – 211 с.
- 18.Акимов В.Н., Еськов Ю.М., Коробеев А.С., и др. О возможных вариантах энергоснабжения Земли из космоса в XXI веке и предложениях по первому этапу.// Изв. РАН. Энергетика.–1994.–№ 6. – с.92.
- 19.Беляев Л.С., Коротеев А.С., Руденко Ю.Н. Энергия из космоса: возможная роль и влияние на развитие энергетических систем. // Изв. АН. Энергетика.–1994.–№ 6.– С. 15–23.
- 20.Карабанов С.М., Шушканова Т.А. Фотоэлектрические преобразователи энергии: успехи промышленного производства. // Энергия: экономика, техника, экология. –2004.– № 5. – С. 2–10.
- 21.Стребков Д.С., Муругов В.П., Исаев А.Н. и др. Гибридные энергетические установки с использованием возобновляемых источников энергии//Энергосбережение в сельском хозяйстве. Труды 2-й Междунар. н.-т. конференции. – М.: – 200. – с. 349–353.
- 22.Шетов В.Х., Бутузов В.А. Перспективы солнечного теплоснабжения.// Энергосбережение, 2007, № 2, 2006, с. 98–99.
- 23.Иванов В.П. Солнечные системы нагрева воды для бытовых и промышленных целей.// Промышленная энергетика. – 2004.–№3. – с. 44– 46.
- 24.Biomass for Energy and Industry// Proc. Of the International Conference, Wurzburg, Germany, 8-11 June 1998. – 1829 P.
- 25.Рустамов Н.А. Зайцев С.И., Чернова Н.И. Биомасса – источник энергии. // Энергия: экономика, техника, экология. –2005.–№ 6. – С. 20–28.
- 26.Лукутин Б.В., Обухов С.Г. Шандарова Е.Б. Автономное электроснабжение от микрогидроэлектростанций.– Томск:СТТ.– 2001.– 120 с.
- 27.Состояние и перспективы возобновляемой энергетики России (по материалам конференции «Возобновляемая энергетика- 2003: состояние, проблемы, перспективы» Санкт- Петербург 4–6 ноября 2003 г.). // Электрика.– 2004.–№ 4.– С. 13–18.
- 28.Хайбулаева П.С. Технология «Прометей»// Академия Энергетики, 2007, № 1, с. 52–54.
- 29.Приливные электростанции/ Под ред. Л.Б. Бернштейна. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 296 с.
30. Усачёв И.Н. Приливные электростанции. – М.: Энергия, 2002.
31. Бернштейн Л.Б., Усачёв И.Н. и др. Приливные электростанции. – 1996
- 32.Удалов С.Н. Возобновляемые источники энергии: учебник. – Новосибирск.: Изд-во НГТУ, 2007. – 432 с.
- 33.Тарнижевский Б.В., Резниковский А.Ш. Оценка масштабов использования возобновляемых источников энергии в энергетике

- России на период до 2015 года.// Изв. АН. Энергетика.– 1997.–№ 4.– с. 72–80.
34. Карелин В.Я., Волшаник В.В. Сооружение и оборудование малых гидроэлектростанций. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 199 с.
  35. Лукутин Б.В., Сипайлов Г.А. Использование механической энергии возобновляемых природных источников для электроснабжения автономных потребителей. – Фрунзе: Илим, 1987. – 135 с.
  36. Безруких П.П., Сокольский А.К. Гибридные системы гарантированного электроснабжения автономных потребителей.//ТЭК. – 2003. – № 2. – 99 с.
  37. Харитонов В.П., Сокольский А.К. Ветродизельные установки для фермерских хозяйств.// Техн. в с.х. – 1997. – № 1. – с.34–36.
  38. Волшаник В.В., Муравьев О.А. и др. Гидроэнергетические установки как основа микроэнергокомплексов на возобновляющихся источниках энергии.// Строительство в XXI веке. Проблемы и перспективы. – М.: Изд-во АСВ, 2002. – с. 357–362.
  39. Марченко О.В., Соломин С.В. Оценка экономической эффективности использования энергии ветра для электро- и теплоснабжения потребителей Севера.// Промышленная энергетика.– 2004. –№ 9.– С. 50–53.
  40. Беляшко Я.И., Ванжа А.И. Малогабаритный комплекс по выработке электрической и тепловой энергии для автономных потребителей. // Электрика, –2004, –№ 4. – С. 5–8.
  41. Клавдиенко В.П. Экономические стимулы использования возобновляемых источников энергии// Энергия: экономика, техника, экология.– 2004.– №6.– С.14–19.
  42. Global Trends 2025: A transformed World. November 2008 NIC 2008-003/ Washington DC, 2008, 99 pp.
  43. Копылов А., Зерчанинова И. ВИЭ: механизм «зелёных сертификатов»// ЭнергоРынок. (Профессиональный журнал). – 2007. – №02(39). – С. – 40–44.
  44. Экологическая политика РАО «ЕЭС России». <http://www.rao-ees.ru>.
  45. Потенциал возобновляемых источников энергии в России. Обзор Минэнерго РФ. <http://www.minenergo.gov>.
  46. Альтернативная энергетика.<http://www.energyland.info/news/activity/alternate>
  47. Каргиев В.М., Лейнс К.(Christine Lins), Пинов А.Б., Муругов В.П. и др. Потенциал возобновляемых источников энергии в России. Существующие технологии. (Аналитический обзор Российско-Европейского Технологического Центра). <http://www.technologycentre.org>.
  48. Бойко В.И., Кошелев Ф.П. Ядерные технологии в различных сферах человеческой деятельности: Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, –2006.–342 с.

49. Бойко В.И., Демянюк Д.Г., Кошелев Ф.П. и др. Перспективные ядерные топливные циклы и реакторы нового поколения: Учебное пособие. – Томск: Издательство ТПУ, 2005. – 490 с.
50. Орлов В.В. Ядерная энергия, быстрые реакторы – взгляд полвека спустя. В кн: Проблемы развития российской энергии. Сборник материалов IV Всероссийского совещания-выставки по энергосбережению. 21–25 марта 2005 г., Екатеринбург. – С. 105–117.
51. Мурогов В.М., Троянов М.Ф., Шмелев А.М. Использование тория в ядерных реакторах. – М.: Энергоатомиздат, –1983. –96 с.
52. Белая книга ядерной энергетики/ Под ред. Е.О. Адамова.– М. ГУП НИКИЭТ, –1998. –355 с.
53. Кругляков Э.П. Перспективы термоядерной энергетики// В кн. «Проблемы развития российской энергетики»: Материалы научной сессии Президиума СО РАН, г. Новосибирск, 24 февраля 2005 г.– Изд- во СО РАН» – с. 118–134.
54. Конн Р.У., Чуянов В.А., Иное Н., Свитлин Д.Р. Международный термоядерный экспериментальный реактор// В мире науки.– 1992.– № 6.– с. 43–49.
55. Гуськов С.Ю. Прямое зажигание мишеней термоядерного синтеза потоком ионов лазерной плазмы // Квантовая электроника, № 31 (10), 2001. – с. 885–890.
56. Пономарев-Степной Н.Н., Столяревский А.Я. Атомно-водородная энергетика – пути развития.//Энергия: экономика, техника,экология.– 2004.–№ 1.– С. 3–9.
57. Пономарев- Степной Н.Н. Атомно- водородная энергетика –основа устойчивого развития мира. // ТЭК, –2004,– № 4, – С. 62–63.
58. Месяц Г.А. Перспективы водородной энергетики.// ТЭК.– 2004.№ 3.–с. 60–61.
59. Аминов Р.З., Байрамов А.Н., Шацкова О.В. Оценка эффективности водородных циклов на базе внепиковой электроэнергии АЭС // Теплоэнергетика. – 2009. – №11. – С.41–45.
60. Аминов Р.З., Байрамов А.Н. Эффективность производства водорода на основе современных технологий // Известия РАН. Энергетика. – 2009. – №1. – С.128–137.
61. Фрадкин Г.М. Кадюков В.М. Радиоизотопные источники электрической энергии.- М.: Атомиздат, –1972.– 88 с.
62. Ефремов А.А., Охотин А.С., Пушкарский А.С. Термоэлектрические генераторы. М.: Атомиздат.– 1976.–320 с.
63. Кадюков В.М., Рогозинский А.И., Пустовалов А.А. и др. Радиоизотопные источники электрической энергии.– М.:1978. – 304 с.
64. Махаев А.Д., Силин В.Е., Рыжков А.Ф. Перспективы развития энергетики на базе газогенераторной технологии и топливных элементов // Сборник материалов IV Всероссийского совещания-

выставки по энергосбережению. 21–25 марта 2005 г., Екатеринбург – 2005. – с. 116–117.

65. Янтовский Е.И., Толмач И.М. Магнитогидродинамические генераторы. М.: Наука. – 1972. – 424 С.
66. Яблочков А.Д., Шадеев М.В. Электродинамика и магнитогидродинамические генераторы. Л. 1963. – 204 с.
67. Роза Р. Магнитогидродинамическое преобразование энергии. Перевод с англ., М.: Энергоатомиздат. – 1970.