



**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ  
РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ**

**Белорусский национальный  
технический университет**

---

---

**Кафедра «Электроснабжение»**

**М.М. Олешкевич**

**НЕТРАДИЦИОННЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ**

**Учебно-методическое пособие**



**Минск  
БНТУ  
2016**

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ  
Белорусский национальный технический университет

---

Кафедра «Электроснабжение»

М.М. Олешкевич

## НЕТРАДИЦИОННЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

Учебно-методическое пособие для студентов  
специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение»

*Рекомендовано учебно-методическим объединением по образованию  
в области энергетики и энергетического оборудования*

Минск  
БНТУ  
2016

УДК 620.97(075.8)  
ББК 31.6я73  
О-75

Рецензенты:  
*В. М. Збродыга, В. П. Беляев*

**Олешкевич, М. М.**

О-75 Нетрадиционные источники энергии : учебно-методическое пособие для студентов специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение» / М. М. Олешкевич. – Минск : БНТУ, 2016. – 205 с.  
ISBN 978-985-550-548-9.

Пособие включает лекции по курсу «Нетрадиционные источники энергии», прочитанные в Белорусском национальном техническом университете для студентов специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение». Рассматриваются проблемы и технические устройства по реализации энергии ветра, солнечной энергии, энергии биомассы, энергии океанов, геотермальной и гидроэнергии; общие принципы; приводятся контрольные вопросы и задачи и краткие методические указания по их решению.

УДК 620.97(075.8)  
ББК 31.6я73

**ISBN 978-985-550-548-9**

© Олешкевич М. М., 2016  
© Белорусский национальный  
технический университет, 2016

## ВВЕДЕНИЕ

### ПОНЯТИЕ О НЕТРАДИЦИОННЫХ (ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ) ИСТОЧНИКАХ ЭНЕРГИИ

#### *Потребление энергоресурсов в мире и потребность в освоении возобновляемых источников энергии*

Традиционные источники энергии – уголь, газ, нефть, ядерное топливо – во все возрастающих масштабах добываются и сжигаются для получения электрической и тепловой энергии на электростанциях, в котельных, на транспорте, в других установках.

В 1960 году добыча энергоресурсов в мире составила 3,392 млрд т н.э. (тонн нефтяного эквивалента) или  $3,392 \cdot 1,429 = 4,85$  млрд т у.т. (тонн условного топлива). (1 т у.т. = 29,3 ГДж, 1 т н.э. = 41,868 ГДж) (табл. В.1).

Таблица В.1

Потребление энергоресурсов, млрд т н.э.  
(тонн нефтяного эквивалента)

Год	Всего	Уголь	Нефть и нефте-продукты	Газ	Гидро-энергия	Атомная энергия	Биомасса, солнечная, ветровая, геотерм. энергия
1900	0,576	0,517	0,020	0,006	0,009	0	0,023
1960	3,392	1,601	1,075	0,505	0,181	0	0,030
1985	7,503	2,502	2,767	1,438	0,445	0,313	0,038
2000	8,951	2,241	3,430	2,018	0,604	0,596	0,062
2005	10,523	2,448	3,815	2,892	0,652	0,638	0,083
2010	12,150	3,555	4,028	2,858	0,775	0,626	0,158

#### Примечание:

1. Коржубаев, А. Г. «Нефтегазовый комплекс России», 2007.
2. BP Statistical Review of World Energy 2011. <http://bp.com/statisticalreview>.
3. Соколов, А. Н. Обеспеченность запасами, добыча и потребление углеродных ископаемых в мире и в России. Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2011, № 5 <http://www.ogbus.ru>.
4. Коржубаев, А. Г. Состояние и прогноз развития минерально-сырьевой базы углеводородов в России на основе повышения эффективности геологического изучения и разработки месторождений / А. Г. Коржубаев, И. В. Филимонова, Л. В. Эдер // Минер. ресурсы России: Экономика и упр. – 2007. – № 6. С. 7–12: табл.

В **1985** году добыто энергоресурсов более 7,503 млрд т н.э. (10,7 млрд т у.т.), произведено около 10 трлн кВтч электроэнергии, из них в США – 2,4 трлн кВтч, в СССР – 1,6 трлн кВтч, в Беларуси 0,035 трлн кВтч (потребление – 0,05 трлн). На топливосжигающих электростанциях мира произведено 63,7 % энергии, на ГЭС 20,4 %, на АЭС 15,3 %, на ГеоТЭС, ветроЭС, солнечных ЭС и др. 0,3 %.

В **2010** году добыча энергоресурсов достигла 12,15 млрд т н.э. (17,362 млрд т у.т.), в том числе: 29,3 % уголь, 33,2 % нефть, 23,5 % газ природный, 6,4 % гидроэнергия, 5,1 % ядерное топливо-уран, возобновляемые энергоресурсы 1,3 %.

Запасы энергоносителей истощаются. По разным оценкам разведанных запасов при сегодняшнем уровне потребления хватит: газа приблизительно на 52–59 лет, нефти – на 39–46–50 лет, угля – на 118–246 лет. Ограничены и разведанные запасы урана (на 67–75 лет).

На 1.01.2011 объем разведанных извлекаемых запасов нефти в мире составил 188 млрд т. При текущих уровнях потребления 4,028 млрд т н.э. в год обеспеченность запасами нефти составляет 46 лет. По мере истощения запасов добыча будет снижаться, и мировая экономика столкнется со значительными сложностями задолго до того, как полностью исчерпаются все запасы нефти.

Объем извлекаемых запасов газа в мире – 123–187 трлн м<sup>3</sup> или 215 млрд т у.т. или 150 млрд т н.э. При текущих объемах потребления 2,858 млрд т н.э. обеспеченность запасами составляет 52–59 лет.

Запасы угля в мире составляют 860,9 млрд т. При текущем уровне добычи и потребления около 3,555 млрд т в год обеспеченность запасами составляет 230–242 года (по другим данным – 118 лет). Обеспеченность России собственными запасами угля для собственного потребления – около 500 лет.

Разведанные запасы урана составляют 47 млрд т н.э. При потреблении 0,626–0,7 млрд т н.э. в год обеспеченность запасами урана составляет 67–75 лет.

Предполагается, что к 2020 году потребление первичных энергоресурсов возрастет до 14 млрд т н.э. (20 млрд т у.т.).

С учетом вновь открываемых месторождений и предполагаемых дополнительных запасов углеводородного сырья (табл. В.2), а также с учетом наработки ядерного топлива действующими атомными электростанциями (АЭС) их ресурс существенно больше. Но нужно помнить, что запасы уникального природного сырья ограничены.

## Запасы углеводородного сырья по данным 2004 года

Название	Каменный уголь	Нефть	Природный газ	Уран	Бурый уголь
Разведанные запасы, млрд т н.э.	723	148	123	47	306
Предполагаемые дополнительные запасы млрд т н.э.	2364	909	280	22	1546
Годовая добыча 2004 млрд т н.э.	2,9	3,8	2,1	0,70	0,6
Ресурс с учетом разведанных запасов, лет	246	39	59	67	546

**Примечание:** Соколов, А. Н. Обеспеченность запасами, добыча и потребление углеводородных ископаемых в мире и в России. Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2011, № 5 <http://www.ogbus.ru>).

***Крупнейшие в мире топливосжигающие электростанции:***

1. Сургутская-2 – СССР – Россия – 4 млн кВт – топливо – природный газ;
2. Касима – Япония – 4,4 млн кВт – уголь;
3. Дрекс – Великобритания – 4,3 млн кВт – уголь, дизельное топливо;
4. Нантикоук – Канада – 4 млн кВт – уголь;
5. Экибастузская-1 – СССР – Россия – 4 млн кВт – уголь и т. д.

***Крупнейшие атомные электростанции (АЭС):***

1. Касивадзаки Карива – Япония – крупнейшая в мире 8,3 млн кВт;
2. Брюс – Канада – 7 млн кВт, 8 реакторов;
3. Гравлин – Франция – 5,7 млн кВт, 6 реакторов;
4. Палюэль – Франция – 5,4 млн кВт, 4 реактора;
5. Фукусима-1 – Япония – 4,7 млн кВт, 6 реакторов;
6. Ленинградская – СССР – Россия – 4 млн кВт, 4 реактора.

### ***Крупнейшие гидроэлектростанции (ГЭС):***

1. Три ущелья – Китайская народная республика – р. Янцзы – 22,4 млн кВт, 32 турбины по 0,7 млн кВт. Окончание строительства 2012 г.;

2. Итайпу – Бразилия – Парагвай – р. Парана – 14 млн кВт – 20 турбин;

3. Гури – Венесуэла – р. Карони – 10,3 млн кВт – 20 турбин;

4. Гранд Кули – США – р. Колумбия – 6,5 млн кВт – 13 турбин;

5. Саяно-Шушенская ГЭС – СССР – Россия – р. Енисей – 6,4 млн кВт. После аварии 2009 года восстановлена только к концу 2014 г.

6. Красноярская ГЭС – СССР – Россия – р. Енисей – 6 млн кВт – 12 турбин.

Потребность в освоении возобновляемых источников энергии объясняется: 1) возрастающим спросом на топливо (особенно на нефть и газ) и ограниченностью запасов топлива; 2) ростом населения; 3) повышением требований к уровню жизни; 4) ухудшающейся экологической обстановкой на планете вследствие сжигания топлива. Важным последствием освоения возобновляемых источников энергии может стать повышение военной безопасности на планете, потому что большинство войн и военных конфликтов XX и XXI столетий возникали в борьбе за владение энергоресурсами. Население Земли составляет (2013 год) более 7 млрд человек и возрастает на 2–3 % в год. Население Земли составляло в 1000 году 0,3 млрд чел., в 1500 – 0,446 млрд, в 1900 – 1,6 млрд, в 1973 – 3,85 млрд, в 1982 – 4,6 млрд, в 2002 году – 6 млрд человек.

Среднее потребление электроэнергии в мире составляет около 3 118 кВт·ч на человека в год (Норвегия – 28 543 кВт·ч, Канада – 17 747 кВт·ч, Швеция 15 158 кВт·ч, США – 13 085 кВт·ч, Европа – 6 160 кВт·ч, Танзания – 86,6 кВт·ч, Эфиопия – 41 кВт·ч) (табл. В3).

Производство электроэнергии в Беларуси – 3 172 кВт·ч на человека. Среднее потребление электроэнергии в Беларуси – 3 700 кВт·ч.

США при населении, составляющем 4,5 % населения Земли, потребляют 26 % всех мировых энергоресурсов и производят 19 % всей электроэнергии.

Таблица В.3

Мировое производство электроэнергии в 2007–2009 гг.

№	Страна	Население	Производство электроэнергии в год, трлн кВт·ч	Производство электроэнергии в год, на человека, кВт·ч
1	США	313 330 000	4,1	13085,2
2	Китай	1 351 710 000	3,45	2552,3
3	Россия	143 000 000	1,04	7272,7
4	Япония	127 960 000	0,957	7478,9
5	Индия	1 227 830 000	0,7238	589,5
6	Канада	34 975 000	0,6207	17747,0
7	Германия	81 750 000	0,5934	7258,7
20	Украина	45 600 000	0,173	3793,9
21	Польша	38 200 000	0,149	3900,5
23	Швеция	9 500 000	0,144	15157,9
24	Норвегия	5 010 000	0,143	28542,9
34	Бельгия	10 000 000	0,082	8200,0
35	Казахстан	16 720 000	0,078	4665,1
36	Финляндия	5 410 000	0,077	14232,9
37	ОАЭ	4 800 000	0,071	14791,7
42	Румыния	21 420 000	0,058	2707,7
48	Болгария	7 365 000	0,045	6110,0
49	Узбекистан	29 640 000	0,045	1518,2
55	<b>Беларусь</b>	<b>9 460 000</b>	<b>0,03</b>	<b>3171,2</b>
57	Словакия	5 445 000	0,026	4775,0
63	Азербайджан	9 111 000	0,019	2085,4
65	Таджикистан	7 800 000	0,016	2051,3
74	Танзания	46 200 000	0,004	86,6
75	Эфиопия	84 320 000	0,00346	41,0
	<b>Всего</b>	<b>6 937 183 500</b>	<b>21,63</b>	<b>3118</b>
	Европейский союз	500 000 000	3,08	6160,0

При средних темпах роста национального дохода 2–5 % ежегодно потребление энергии должно возрастать на 4–8 %. Это достигается в основном развитием традиционной энергетики и особенно атомной,



повышением эффективности использования энергии, а также развитием энергетики на возобновляемых источниках энергии.

**Возобновляемые** (нетрадиционные) источники энергии (ВИЭ) – это постоянно существующие или периодически возникающие в окружающей среде потоки энергии (солнечная энергия, энергия ветра, биомасса, геотермальная энергия, энергия океанов, гидроэнергия рек и другое). Структурная схема их использования характеризуется рис. В.1. Возобновляемые источники энергии – находятся в окружающей среде в виде потоков энергии, с низкой эффективностью и плотностью около 0,3–0,5 кВт/м<sup>2</sup> и ниже. Их запасы неисчислимы и бесплатны. Стоимость оборудования высокая: для ветроэнергетики – 1 500–2 000 долл. за 1 кВт установленной мощности, для солнечной энергетики – до 1800–3900 долл./кВт, для небольших гидроэлектростанций до 7 000 долл. и более, для океанических тепловых электростанций – 40 000 долл. Выходная мощность – нестабильна. Возможность применения – в зависимости от местных условий. Экономичны небольшие системы. Во время работы есть опасные зоны. Влияние на окружающую среду небольшое. Эстетичны.

**Невозобновляемые** традиционные источники энергии (НИЭ) – это природные запасы веществ, которые могут быть использованы для производства энергии (ядерное топливо, нефть, уголь, газ). Гидроэнергия крупных гидроузлов является традиционным источником, но относится к возобновляемым источникам. Структурная схема использования НИЭ представлена на рис. В1. Невозобновляемые традиционные источники энергии находятся в сосредоточенных месторождениях, существуют в виде связанной потенциальной энергии. Они имеют высокую интенсивность 100 кВт/м<sup>2</sup> и более. Их запасы исчерпаются, а стоимость возрастает. Стоимость оборудования высокая: 1 000–3 500 долл. за 1 кВт установленной мощности, для крупных гидроэлектростанций – до 3500 долл., для АЭС – 4 000–5 500 долл. Выходная мощность – стабильна. Использование без ограничений. Предпочтительны крупные системы. Применение – промышленность. Опасны – требуют специальных мер защиты. Зависят от поставок топлива. Загрязняют среду. При сжигании топлива в окружающую среду выделяются: углекислый газ, угарный газ, окислы серы, фосфора, разливы нефти, терриконы, которые являются причиной таких опасных явлений как парниковый эффект и кислотные дожди, не говоря уже о массовом отравлении населения, животного и рас-

тительного мира. Гидравлические электростанции, особенно крупные, также экологически опасны: вызывают заливы территорий, изменение, чаще всего, ухудшение климата, потерю культурных земель, заболачивание, заиливание, ухудшение условий жизни людей, животных, рыбы. Борьба за ресурсы явилась причиной почти всех войн, особенно войн XX и XXI столетий.

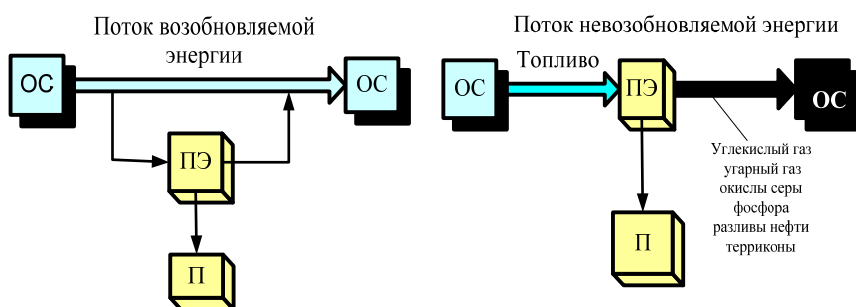


Рис. В.1. Схемы потоков возобновляемой и невозобновляемой энергии:  
 П – потребитель энергии; ПЭ – преобразователь энергии, энергоустановка;  
 ОС – окружающая среда

### **Эффективность использования топлива**

**Эффективность использования топлива**, его потенциальной химической или атомной энергии очень низкая. Велики затраты топлива на добычу, на само производство топлива (крекинг-процесс, обогащение урана) и на его доставку к потребителям (предположительно не менее 20 % запасенной в топливе энергии). КПД теплового двигателя, турбины или двигателя внутреннего сгорания, не превышает 35–45 %. КПД электропередачи с учетом потерь в линиях, трансформаторах, расходов энергии на собственные нужды электростанций, составляет 85–90 %. Огромны потери выработанной тепловой энергии при ее передаче на расстояние. КПД потребителей энергии не поддается никакой критике. Лампы накаливания, основной потребитель электроэнергии коммунально-бытового сектора (около 30 % всей потребляемой электроэнергии в промышленно развитых странах) имеют КПД всего 5–7 %, КПД люминесцентных «энергосберегающих» ламп – до 17 %. Велики потери энергии при эксплуатации электропечей, плавильных и термических, промыш-

ленных и бытовых. Несколько выше КПД приводных электродвигателей – 75–85 %. Общий КПД использования топлива при выработке электроэнергии на конденсационной электростанции, с учетом затрат энергии на производство и доставку топлива, на передачу электроэнергии, потерь энергии у потребителей, составляет 1,6–25,9 %

$$\eta = 0,8 \cdot 0,45 \cdot 0,9 \cdot 0,05 \cdot 100 = 1,6 \%,$$

$$\eta = 0,8 \cdot 0,45 \cdot 0,9 \cdot 0,8 \cdot 100 = 25,9 \%.$$

КПД использования энергии топлива в транспортных установках оценим с учетом затрат топлива на добычу, производство и доставку топлива 20 %, КПД теплового двигателя 45 %, соотношения массы полезного груза к полной массе транспортной установки.

КПД использования энергии топлива в автобусе МАЗ общей массой 18 т, пассажироместимостью 135 человек (в среднем по 70 кг) при полной загрузке составляет

$$\eta = 0,8 \cdot 0,45 \cdot \frac{135 \cdot 70}{18\,000} \cdot 100 = 18,9 \%.$$

Если автобус загружен на 50 %, КПД снижается до 9,5 %.

КПД использования энергии топлива легкового автомобиля-внедорожника массой 2,5 т при перевозке одного пассажира – водителя составляет менее

$$\eta = 0,8 \cdot 0,45 \cdot \frac{70}{2500} \cdot 100 = 1,0 \%.$$

При полной загрузке автомобиля (5 человек) КПД возрастает до 5 %.

КПД использования энергии топлива крупнейшего в мире круизного лайнера «Оазис морей» с суммарной мощностью судовой энергоустановки 97 020 кВт (131 947 л.с.), полным водоизмещением 225 282 т брутто, пассажироместимостью 6 400 человек, с экипа-

жем 2 165 человек с учетом полезного груза по 700 кг на человека не превышает

$$\eta = 0,8 \cdot 0,45 \cdot \frac{(6\,400 + 2\,165) \cdot (70 + 700) \cdot 10^{-3}}{225282} \cdot 100 = 1 \%$$

На «Оазисе морей» есть настоящий ледовый каток, самое большое казино в мировом круизном флоте: 450 слот – машин, 27 столов для игры в покер, рулетку, блек-джек и кости, театр, рассчитанный на 1 380 зрителей, в котором еженедельно демонстрируют 3 шоу в 4 смены, ночной клуб, джаз-клуб, дискотека. Пассажиры могут отдохнуть в тени настоящих деревьев, так как на судне, посажен парк из 12 000 экзотических живых растений и кустарников и 56 деревьев. На борту судна установлена большая оригинальная карусель ручной работы, бассейны, водный парк с водной ареной, казино, магазины и бутики, где можно купить любые продукты питания и одежду на любой вкус, рестораны и бары. Имеется 750-местный водный амфитеатр с фонтанами, трамплинами и ныряющими башнями на открытом воздухе и крытый театр, на 1 300 мест. Имеется клуб для любителей юмора и джаза. «Оазис морей» предлагает гостям некоторые из наиболее увлекательных театральных постановок. На судне также проходят ледовые шоу, цирковые, тематические, и другие развлекательные мероприятия. Пассажиры, желающие провести время более активно, могут воспользоваться многочисленными спортивными сооружениями. На судне есть ледовый каток, волейбольные и баскетбольные площадки, поле для гольфа, оборудование для боулинга, стены для скалолазания, фитнес-центр. Есть возможность заниматься серфингом в специально адаптированных для этого бассейнах.

КПД использования энергии топлива самолета Боинг 747-400EP с максимальным взлетным весом 412,8 т и весом пустого самолета 180,8 т, при пассажировместимости 940 человек составляет

$$\eta = 0,8 \cdot 0,45 \cdot \frac{(412,8 - 180,8)}{412,8} \cdot 100 = 20,2 \%$$

А нужно еще учесть затраты энергии и других ресурсов на ликвидацию последствий катастроф, аварий и диверсий, нарушений эко-

логии, связанных с добычей, транспортировкой, переработкой традиционных энергоресурсов, таких как: катастрофы на Чернобыльской АЭС в 1986 году, Саяно-Шушенской ГЭС в 2009 г., катастрофа на АЭС Фукусима-1 в 2011 г., катастрофический разлив нефти в Мексиканском заливе в 2010 г., взрыв газа и железнодорожная катастрофа в Башкирии в 1989 г., регулярные взрывы в угольных шахтах Кузбасса (с 1990 по 2013 г. – 16 взрывов, 487 человек погибших), парниковый эффект, кислотные дожди.

А ведь сжигаемое с такой низкой эффективностью углеводородное сырье могло бы стать пищей и одеждой для миллиарда голодных и пяти миллиардов полуголодных людей из проживающих сегодня на планете семи миллиардов человек населения.

По словам Дмитрия Менделеева, «сжигать углеводородное сырье – все равно, что топить печь ассигнациями». Тем более это преступно в связи с ожидаемым увеличением населения планеты до двенадцати миллиардов.

### ***Принципы и технические проблемы использования возобновляемых источников энергии.***

Решение об использовании возобновляемого источника энергии принимается на основании:

- 1) анализа работы существующей энергосистемы, потребляемого топлива, дефицита собственных традиционных энергоресурсов;
- 2) анализа потребителей энергии, их характеристик, мощности, сезонности потребления и т. д.;
- 3) анализа окружающей среды, наличия возобновляемых энергоресурсов, высокого потенциала энергии ветра или солнечной энергии или биомассы, временных характеристик, качества источника энергии;
- 4) предполагаемой производительности энергоустановок по электрической и тепловой энергии и окупаемости затрат.

Согласование источников возобновляемой энергии и потребителей должно обеспечить максимально полное использование энергии возобновляемых источников.

Для согласования источников (преобразователей) энергии и приемников используются:

- 1) схемы с отрицательной обратной связью (рис. В.2, а);
- 2) схемы с накопителем энергии (рис. В.2, б);
- 3) схемы с прямой связью между приемниками и преобразователем (рис. В.3, а);
- 4) схемы с параллельным включением энергоустановки на возобновляемых источниках энергии с энергосистемой (рис. В.3, б).

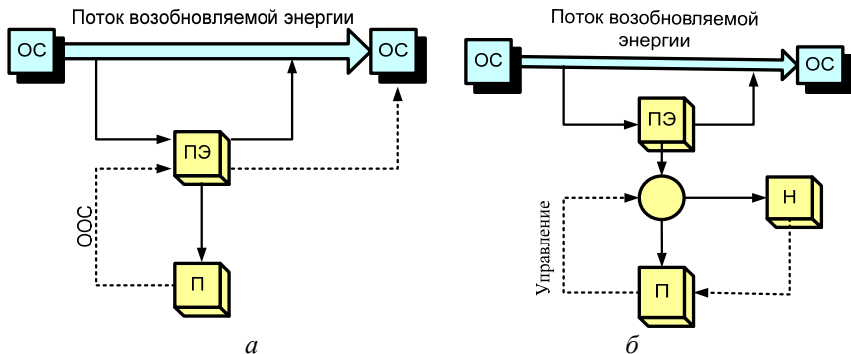


Рис. В.2. Схема согласования источников энергии и приемников:  
 а – с отрицательной обратной связью ООС; б – с накопителем энергии;  
 Н, П – потребитель энергии; ПЭ – преобразователь энергии, энергоустановка;  
 ОС – окружающая среда

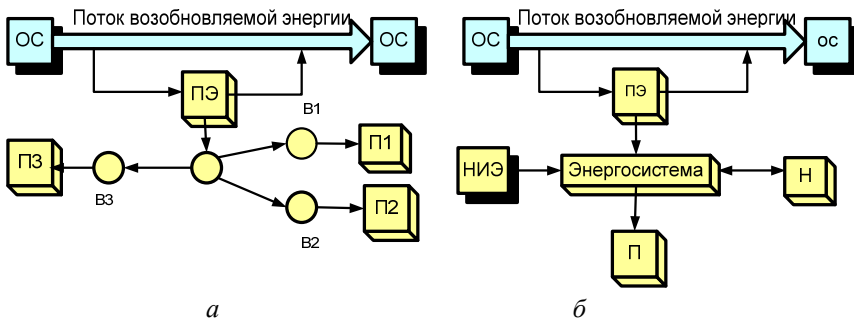


Рис. В.3. Схема согласования источников энергии и приемников:  
 а – с прямой связью преобразователя и приемников; б – с параллельным включением  
 энергоустановки на ВИЭ с энергосистемой; П1, П2, П3 – потребители энергии

**Схема с отрицательной обратной связью (ООС)** между приемником (П) и преобразователем энергии (ПЭ) показана на рис. В.2, а. В этой схеме излишек энергии, если он появляется, сбрасывается в окружающую среду (ОС). Использование таких систем должно быть минимальным, так как в окружающую среду сбрасывается уже выработанная энергия. Пример такой системы со сбросом излишков энергии – гидростанция со сбросом излишков воды, при котором обеспечивается постоянство напора на турбине. Схема применима для традиционных источников энергии (топливо), где позволяет реально экономить топливо.

**Схема с накопителем (Н) энергии** представлена на рис. В.2, б. Энергия от преобразователя ПЭ поступает либо непосредственно к приемнику, либо к накопителю. По мере надобности накопленная энергия используется приемником. Система позволяет согласовать спрос и предложение энергии, не превышая мощность энергоустановки.

**Схема с прямой связью** между приемниками и преобразователем энергии, представлена на рис. В.3, а. Это – наиболее эффективная схема использования возобновляемого источника энергии, работающего автономно от энергосистемы. В ней к источнику энергии подключается столько потребителей П1, П2, П3, что их мощность равна мощности преобразователя ПЭ. В схеме сами потребители могут иметь собственные накопители и подстраиваться к изменяющимся параметрам источника. Это – система с регулированием нагрузки. Соответствие между спросом и предложением энергии обеспечивается включением – отключением необходимого числа потребителей с помощью автоматических выключателей В1, В2, В3. Управление осуществляется с помощью электронного распределительного устройства (ЭРУ), которое обеспечивает питание потребителей отключением необходимого числа потребителей. Преимущества такого регулятора: возможность подключения и отключения потребителей в соответствии с располагаемой мощностью и снижение потерь возобновляемой энергии; возможность учёта потребностей и приоритетов различных потребителей; возможность использования собственных аккумуляторов потребителями.

**Схема с параллельным включением** энергоустановок на возобновляемых источниках энергии с универсальной энергосистемой (УЭС), рис. В.3, б, применяется при значительной мощности энергоустановок и при их системном статусе, при высоком ветровом

потенциале местности. Подключение установки к крупной универсальной энергосистеме на традиционных источниках энергии осуществляют также, если согласование энергоустановки на возобновляемых источниках энергии с потребителями затруднительно. Существенное значение для большой энергетики имеют именно эти системные установки.

### *Энергетика Беларуси*

Собственное потребление топлива Беларуси составляет 38–40 млн т у.т. Топливо расходуется на производство электроэнергии, отопление и технологический нагрев и на работу транспорта (табл. В4). На производство электроэнергии (и отпуск тепла ТЭЦ) расходуется 23,4 % этого топлива. Импортируемая электроэнергия эквивалентна еще 3,7 % общего расхода топлива. На отопление и технологический нагрев (без учета систем центрального отопления от ТЭЦ) расходуется 37,1 % всего потребляемого страной топлива, в том числе 7,3 % составляют традиционные местные энергоресурсы (дрова, торфобрикеты). И 35,9 % топлива расходуется транспортом, причем собственная нефть и производные виды топлива из этой нефти (бензин, дизельное топливо) в энергетическом балансе страны составляют 6,4 %.

Таблица В.4

#### Собственное потребление основных энергоресурсов в Беларуси

Наименование	Млрд кВт·ч млн Гкал, млн т	Потребление топлива, млн т у.т.	Потребление топлива, %
1	2	3	4
Импортный газ на производство электроэнергии, млрд кВт·ч	32,00	8,96	23,4
Импорт электроэнергии, млрд кВт·ч	5,00	1,40	3,65
Импортный газ на отпуск тепловой энергии ТЭЦ (за счет топлива на производство электроэнергии), млн Гкал	35,40		



Окончание табл. В.4

1	2	3	4
Торф, дрова на отопление, млн т	7,00	2,80	7,31
Мазут, уголь на отопление		1,80	4,70
Импортный газ на отопление, технологическое тепло, сырье, млн т		12,07	31,50
Импортная нефть и нефтепродукты из импортной нефти, млн т		11,29	2946
Собственная нефть и нефтепродукты из собственной нефти, млн т		2,46	6,42
Собственное потребление топлива, млн т у.т.		38,32	100,00

Потребление электроэнергии в Беларуси составляет 35–37 млрд кВт·ч в год, собственное производство электроэнергии за счет импортного газа – 30–32 млрд кВт·ч, импорт электроэнергии – 2–5 млрд кВт·ч. Производство электроэнергии за счет собственных энергоресурсов составляет: за счет гидроэнергии рек – 0,3 %, энергии ветра – 0,02 %, энергии редуцирования газа в турбодетандерных энергоустановках – 0,2 %, за счет энергии биогаза в биогазогенераторных комплексах – 0,1 %.

Мощность электростанций превышает 8 000 МВт, в том числе:

– конденсационные тепловые электростанции: Березовская 1 060 МВт и Лукомльская 2 412 МВт;

– крупнейшие теплофикационные электростанции (ТЭЦ):

Минская ТЭЦ-4 1035 МВт, Гомельская ТЭЦ-2 540 МВт

Новополоцкая ТЭЦ 505 МВт Минская ТЭЦ-3 370 МВт

Могилевская ТЭЦ-2 345 МВт Минская ТЭЦ-5 320 МВт

Светлогорская ТЭЦ 215 МВт Мозырская ТЭЦ 195 МВт

Расходная часть электроэнергетического баланса Беларуси: промышленность – 60 %, непромышленные потребители – 10 %, население – 20 %, транспорт – 4 %, сельское хозяйство – 6 %.

Отпуск тепла составляет 35,4 млн Гкал.

Беларусь обладает значительными возобновляемыми энергетическими ресурсами [1]. Энергия ветра является важнейшим возобнов-

ляемым источником энергии. Другие источники: биомасса, гидроэнергия рек, солнечная энергия – менее значительны или менее интенсивны или их использование связано с нарушением экологии. Извлечение энергии биомассы и местных видов топлива сопровождается сжиганием отходов или производного биогаза и загрязнением атмосферы. Извлечение гидроэнергии рек сопровождается заливом и потерей значительных территорий, нарушением экологии и условий жизни, непредсказуемым влиянием на подземные воды, что ограничивает возможности гидроэнергетики. Солнечная энергия здесь – значительно менее интенсивна.

Необходимость освоения возобновляемых источников энергии в Беларуси обусловлена в первую очередь проблемами энергетической безопасности страны, снижением зависимости от импорта энергоносителей (особенно нефти и газа) при дефиците собственных качественных энергоресурсов.

Развитие энергетики на возобновляемых источниках энергии в стране происходит очень медленно и не эффективно.

Работает 41 малая ГЭС (в основном построенные в 50–60-е г.) общей мощностью 16,1 МВт, крупнейшими из которых являются: Вилейская ГЭС – 2,0 МВт, Осиповичская ГЭС – 2,175 МВт. Суммарная выработка электроэнергии ГЭС в 2008 г. составила 39 млн кВт·ч, в 2009 году – 44 млн кВт·ч. В 2012 году окончено строительство небольшой Гродненской ГЭС (17,0 МВт). Планируется строительство еще 8 ГЭС общей мощностью около 180 МВт. Наибольший потенциал гидроэнергетики Беларуси сосредоточен на участках бассейнов Немана, Западной Двины и Днепра. Удельные капитальные затраты на строительство ГЭС в условиях Беларуси достигают 7 000 долл./кВт и выше, срок окупаемости – более 20 лет, сроки строительства – 4–5 лет. Гидроэнергетика в Беларуси по своим технико-экономическим показателям значительно проигрывает ветроэнергетике, а возможная экономически целесообразная выработка электроэнергии ГЭС составляет 0,63 млрд кВт·ч в год или 1,8–2 % общего электропотребления страны, если не говорить о том, что срок окупаемости 20 лет даже для энергетики – это слишком невыгодно.

В ветроэнергетике делаются едва заметные шаги: работают 2 ветроэнергетические установки (0,6 и 0,25 МВт) в Мядельском районе, 1 установка (1,5 МВт) в районе Новогрудка и несколько небольших

автономных установок, которые практически не влияют на энергобаланс страны. Национальной программой развития местных и возобновляемых энергоисточников на 2011–2015 г. намечено строительство ветроэлектростанций (ветропарков) в Новогрудском районе (25 МВт), Ошмянском районе (20–30 МВт), а также в Сморгонском (15 МВт), Горецком (50 МВт), Логойском (50 МВт) и Воложинском (60 МВт) районах. Намечено строительство ветроэлектростанции в Лиозненском районе мощностью 33 МВт в составе 30 ВЭУ с капитальными затратами 137 млн долл.

Основной источник биомассы в Беларуси – это древесина и отходы лесопиления, а также отходы животноводства и растениеводства. Дрова и торфобрикеты – это традиционные для Беларуси виды местного топлива. Они широко используются населением как печное топливо и топливо малых и средних котельных. Ежегодно на местные виды топлива переводятся сотни котлов. Работают и строятся 9–10 биогазовых установок и комплексов на отходах животноводства и коммунальных отходах. Биомасса – это низкокалорийное низкокачественное топливо, основным способом преобразования энергии которого в тепло или электричество, является сжигание. Сжигание сопровождается выделением в окружающую среду углекислого и угарного газов, окислов серы, фосфора, золы, а при использовании биомассы загрязненных радионуклидами территорий – распространением радиационного загрязнения. Биомассу желательно использовать только по месту происхождения, без дальних перевозок, поэтому применение ее в крупных энергоустановках экономически не эффективно. Суммарный технически доступный объем биотоплива в балансе ТЭР Беларуси сегодня составляет 4,1 млн т у.т./г или в пересчете на электроэнергию 14,6 млрд кВт·ч, или 40 % потребляемой в стране электроэнергии. Удельные капиталовложения в строительство биогазовых комплексов составляют 2 500–3 500 долл./кВт. Срок окупаемости в Беларуси – менее 8 лет.

Начато строительство Белорусской АЭС в г. Островце Гродненской области мощностью  $2 \cdot 1\,200$  МВт. Уже заключено кредитное соглашение с Россией (2012) на 10 млрд долл. Завершение строительства первого энергоблока предполагается в 2018 г., второго – в 2020. Срок окупаемости станции по бизнес-плану – 20 лет при сроке службы 25–30 лет.

Удельные капиталовложения в строительство солнечных электростанций составляют 1 800–3 900 долл./кВт. Срок окупаемости солнечных электростанций в Беларуси – слишком большой – около 30 лет. Мировым лидером в развитии солнечной энергетики является Германия. Крупные солнечные электростанции строятся и действуют в Канаде. Беларусь по интенсивности и продолжительности солнечного облучения находится в сходных с Германией и Канадой условиях. Поэтому нужно уточнить наше отношение к солнечной энергетике.

Капитальные удельные затраты, сроки строительства и сроки окупаемости затрат на внедрение новых энергоустановок, а также возможная выработка электроэнергии в Беларуси представлены в табл. В.5.

Таблица В.5

Название	Капитальные затраты, долл./кВт	Срок строительства, лет	Срок окупаемости, лет	Возможная выработка электроэнергии, %
Ветроэнергетика	1 000–2 000	1	Менее 8	20
Солнечная энергетика	1 800–3 900		Более 29	–
Малая гидроэнергетика	7 000 и более	4–5	Более 20	2
Энергетика биомассы	2 500–3 500	1–2	Менее 8	40
Атомная энергетика	4 500–5 500	6–8	Более 20	20–40

### Вопросы

1. Назовите возобновляемые и невозобновляемые (традиционные) источники энергии.

2. Охарактеризуйте возобновляемые источники энергии: их эффективность, стоимость оборудования на 1 кВт установленной мощности, стабильность, возможности применения, влияние на окружающую среду.

3. Охарактеризуйте традиционные источники энергии: их эффективность, стоимость оборудования на 1 кВт установленной мощности, стабильность, возможности применения, мировые запасы, влияние на окружающую среду.

4. В чем причины широкого распространения традиционных источников энергии, несмотря на их недостатки?

5. Охарактеризуйте ресурсы традиционных источников энергии: угля, нефти, газа, урана.

6. Охарактеризуйте эффективность использования химической энергии топлива в энергетике и на транспорте.

7. Нарисуйте и поясните схему преобразования энергии возобновляемого источника.

8. Нарисуйте схему преобразования энергии невозобновляемого источника. Сравните возобновляемые и традиционные источники энергии.

9. Как согласуются источники энергии и приемники?

10. Нарисуйте схему согласования преобразователя энергии и потребителей с отрицательной обратной связью? В чем ее недостатки?

11. Нарисуйте схему согласования преобразователя энергии и потребителей с накопителем энергии. В чем ее преимущества?

12. Нарисуйте схему согласования с прямой связью между преобразователем энергии и приемником. В чем ее преимущества?

13. Как согласуются возобновляемые источники с потребителями при наличии связи с энергосистемой. Нарисуйте схему связи.

14. Назовите и охарактеризуйте крупнейшие в мире топливосжигающие электростанции, крупнейшие атомные электростанции, крупнейшие гидроэлектростанции.

15. Оцените потенциальные возможности нетрадиционной энергетики на возобновляемых источниках энергии, исходя из потребности 2 кВт на человека, с учётом возможного съема 500 Вт мощности с 1 м<sup>2</sup> поверхности земли.

16. Каково среднее потребление электроэнергии на душу населения в мире, в США, в Европе, в Африке?

17. Каково годовое потребление и производство электроэнергии в Беларуси?

18. Какова установленная мощность электростанций Беларуси? Назовите конденсационные и крупнейшие теплофикационные станции.

19. Какова структура потребления электроэнергии (промышленность, непромышленные потребители, население, транспорт, сельское хозяйство)?

20. В чем важность освоения возобновляемых источников для Беларуси?

# 1. ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА

## 1.1. Характеристики ветра, ветроэнергетические установки. Состояние ветроэнергетики

Ветроэнергетика является сложившимся направлением энергетики. Производятся и работают ветроэнергетические установки (ВЭУ) от нескольких сотен ватт до тысяч киловатт. Большая часть установок используется для производства электроэнергии – в энергосистеме или автономно.

В 2000 г. установленная мощность ветроэлектростанций (ВЭС) в мире составила 24 млн кВт, в том числе 70 % – в Европе. Лидер в развитии ветроэнергетики – Германия.

В 2010–2011 г. установленная мощность ВЭС в мире достигла 238 млн кВт.

Лидером в развитии ветроэнергетики и в производстве оборудования для ветроэнергетики стал Китай с установленной мощностью ВЭС 41,8 млн кВт и выработкой электроэнергии более 95 млрд кВт·ч при цене ветроэлектроэнергии – от 0,063 до 0,08 долл./кВт·ч.

В США установлено 40,18 млн кВт и произведено 94 млрд кВт·ч электроэнергии по цене – от 0,025 до 0,064 долл./кВт·ч с дополнительным налоговым кредитом для новых ВЭС 0,015 долл./кВт·ч в течение 5 лет.

Германия уже не лидирует в мировой ветроэнергетике, но лидирует в Европе. Установленная мощность ВЭС в Германии 27,214 млн кВт, производство ветроэлектроэнергии – 6,2 % собственного производства электроэнергии или 46,56 млрд кВт·ч. Тариф на электроэнергию, вырабатываемую на ВЭС, 0,0836 евро/кВт·ч или 0,11 долл./кВт·ч с ежегодным снижением на 2 % в течение первых пяти лет эксплуатации установки.

Максимальная проектная мощность ВЭУ определяется для некоторой стандартной расчетной скорости ветра в пределах от 7 до 15 м/с. Мощность, снимаемая с 1 м<sup>2</sup> ометаемой площади ветроколеса, равна 0,3–0,4 кВт. В районах с благоприятными ветровыми условиями среднегодовое производство электроэнергии составляет 25–35 % его максимального проектного значения. Срок службы ветрогенераторов 20–25 лет, а их стоимость с учетом затрат на инфраструктуру

туру, на выполнение монтажных работ и доставку составляет 1 500–2 000 долл. за 1 кВт установленной мощности. В ветроэнергетике районы со среднегодовой скоростью ветра менее 5 м/с считаются малопригодными для размещения ВЭУ, а со скоростью более 8 м/с – очень хорошими.

**Скорость ветра** оценивают по 12-бальной шкале Бофорта:

0 баллов – 0–0,4 м/с – штиль (условия для работы ВЭУ отсутствуют);

1 балл – 0,4–1,8 м/с – тихий ветер;

2 балла – 1,8–3,6 м/с – легкий ветер;

3 балла – 3,6–5,8 м/с – слабый ветер (начинают вращаться тихоходные ветроколеса и колеса ВЭС);

4 балла – 5,8–8,5 м/с – умеренный ветер;

5 баллов – 8,5–11 м/с – свежий ветер (мощность ВЭУ достигает 30 % проектной);

6 баллов – 11–14 м/с – сильный ветер (мощность ВЭУ равна номинальной);

7 баллов – 14–17 м/с – крепкий ветер (ВЭУ развивают номинальную мощность);

8 баллов – 17–21 м/с – очень крепкий ветер (ВЭУ начинают отключаться, условия работы для них – предельно допустимые);

9 баллов – 21–25 м/с – шторм – (все ВЭУ отключаются, устанавливаются в нерабочее положение, возникают небольшие разрушения);

10 баллов – 25–29 м/с – сильный шторм (возникают значительные разрушения, деревья вырываются с корнем);

11 баллов – 29–34 м/с – жестокий шторм (возникают широкомасштабные разрушения, возможно повреждение некоторых ВЭУ);

12 баллов – более 34 м/с – ураган (происходят опустошительные разрушения, серьезные повреждения ВЭУ вплоть до разрушения).

**Классификация ветроэнергетических установок.**

*По мощности:* малые мощностью до 25 кВт, диаметром ветроколеса до 10 м; средние – до 150 кВт и до 25 м; большие – до 1 000 кВт и до 64 м; очень большие – до 4 000 кВт и до 130 м.

*По взаимному положению оси ветроколеса и направлению воздушного потока:* горизонтально-осевые и вертикально-осевые.

*По вращающей силе:* установки, использующие силу сопротивления, и установки, использующие подъемную силу. Линейная ско-

рость первых ниже скорости ветра, линейная скорость вторых – может быть выше скорости ветра.

*По геометрическому заполнению* ветроколеса: одно-, двух-, трех-, многолопастные. Установки с большим геометрическим заполнением – многолопастные – развивают значительную мощность при слабом ветре. Установки с малым заполнением достигают максимальной мощности при больших оборотах и дольше выходят на режим. Поэтому первые используют в качестве насосов. Они работоспособны даже при слабом ветре. Вторые – в качестве электрогенераторов, где требуется высокая частота вращения.

*По назначению*: ветряные мельницы (для непосредственного выполнения механической работы) и ветроэлектрогенераторы (для производства электроэнергии).

*По стабильности частоты вращения*: установки с постоянной частотой вращения – ветроэлектрогенераторы, синхронизированные с мощной энергосистемой; установки с переменной частотой вращения.

*По способу соединения ветроколеса с генератором*: жесткие или через промежуточный преобразователь энергии, буфер.

*Ветроэнергоустановки с горизонтальной осью вращения* – это в основном ветроколеса пропеллерного (рипеллерного) типа, приводимые во вращение подъемной силой, действующей на лопасть или крыло с аэродинамическим профилем, рис. 1.1 и 1.2.

**Подъемная сила** — составляющая полной аэродинамической силы, перпендикулярная вектору скорости движения тела в потоке жидкости или газа, возникающая в результате несимметричности обтекания тела потоком. В соответствии с законом Бернулли, статическое давление среды в тех областях, где скорость потока более высока, будет ниже, и наоборот. Например, крыло самолета имеет несимметричный профиль (верхняя часть крыла более выпуклая), вследствие чего скорость потока по верхней кромке крыла будет выше, чем под нижней. Создавшаяся разница давлений и порождает подъемную силу.

Такая установка состоит из собственно пропеллерного ветродвигателя с ветроротором, установленного в ветроголовке в подшипниках и электрического генератора, соединенного с ветродвигателем через редуктор или непосредственно. Ветроголовка устанавливается на мачте с возможностью поворота. Лопасти ветроротора могут поворачиваться вокруг своих осей с целью управления.



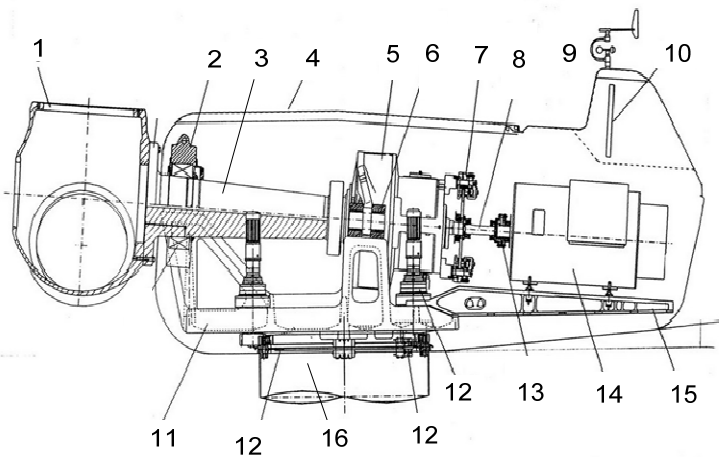
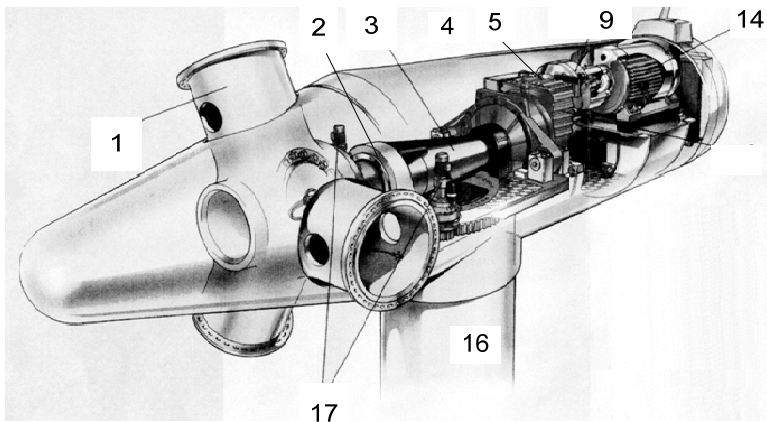


Рис. 1.1. Общий вид пропеллерной ветроэнергетической установки с горизонтальной осью вращения:

1 – ветроротор, ступица ветроротора с приводными электродвигателями поворота лопастей, лопасти; 2 – крепление подшипника, подшипник; 3 – вал ротора ветродвигателя; 4 – корпус ветроголовки; 5 – коробка передач (редуктор); 6 – опора; 7 – тормоз ротора; 8 – вал генератора; 9 – измерительное устройство (флюгер и анемометр); 10 – теплообменник; 11 – станина; 12 – горизонтальная поворотная платформа ветроголовки с поворотным диском, горизонтальным тормозным диском и приводным электродвигателем; 13 – муфта сцепления; 14 – электрический генератор; 15 – опора генератора; 16 – опорная конструкция – мачта; 17 – приводные электродвигатели поворота платформы ветроголовки и поворота лопастей

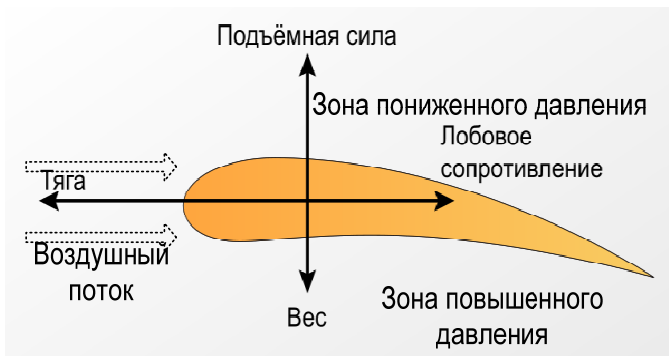


Рис. 1.2. Действие подъемной силы

**Ветроэнергетические установки с вертикальной осью** находятся в рабочем положении при любом направлении ветра, рис. 1.3, и позволяют устанавливать генератор внизу. Недостатки таких установок – большая подверженность усталостным разрушениям из-за возникающих колебательных процессов и пульсация вращающего момента, приводящая к нестабильности выходных параметров генератора, а также низкая эффективность преобразования ветрового потока в установках, использующих силу сопротивления. ВЭУ с вертикальной осью: ротор Савониуса (рис. 1.3), ротор Дарье (рис. 1.4, а), ротор Эванса (рис. 1.4, б), ротор с откидными пластинами (рис. 1.5, а), роторная ветроэнергетическая установка с вертикально-осевым ротором Флеттнера (эффект Магнуса), (рис. 1.5, б).

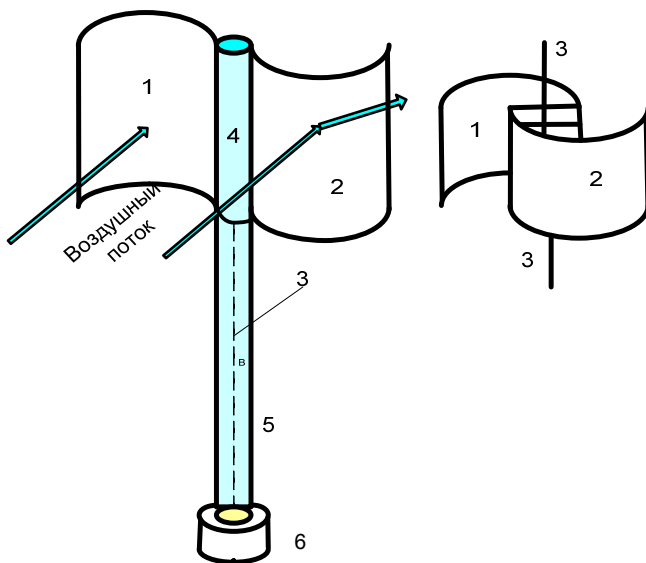


Рис. 1.3. Ветроэнергетическая установка с вертикально-осевым ротором Савониуса: 1, 2 – лопасти; 3 – вертикальный вал; 4 – вращающаяся ветроголовка; 5 – башня; 6 – электрический генератор

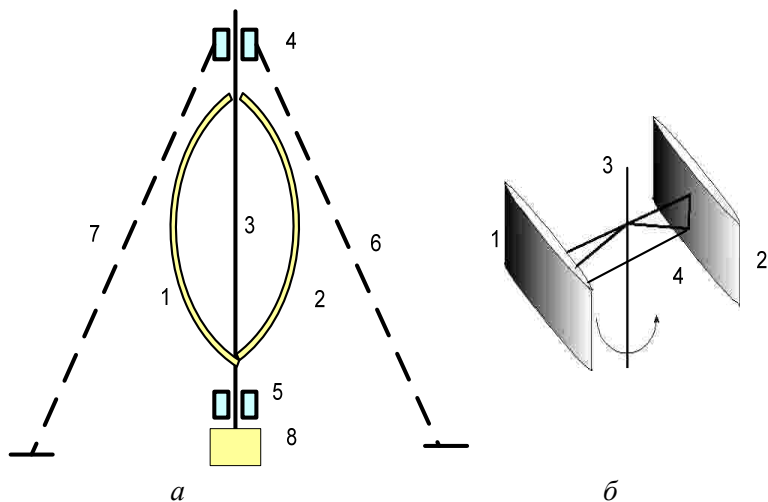


Рис. 1.4. а – ротор Дарье: 1, 2 – лопасти; 3 – вертикальный вал; 4, 5 – подшипниковые узлы; 6, 7 – растяжки; 8 – генератор; б – ротор Эванса: 1, 2 – лопасти; 3 – вертикальный вал; 4 – ось поворота лопастей

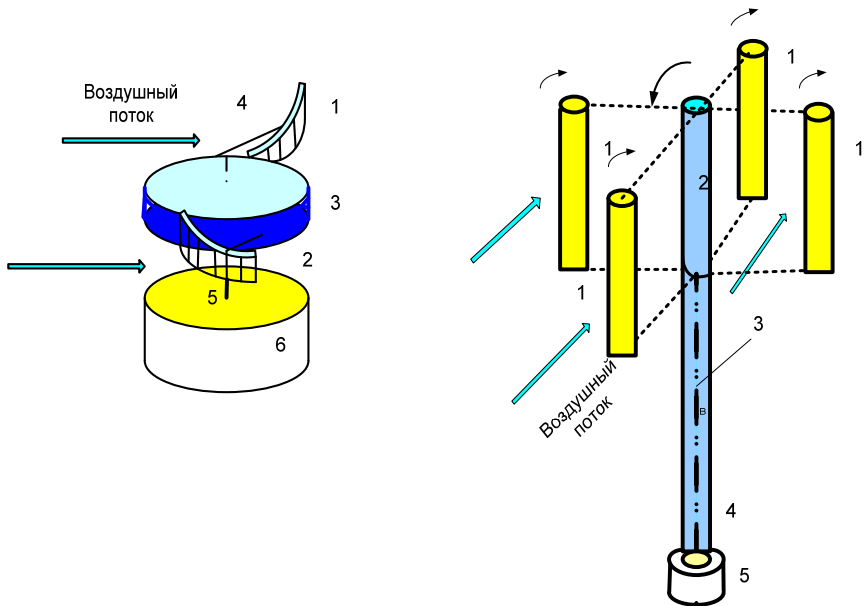


Рис. 1.5. *a* – ротор с откидными пластинами: 1, 2 – откидные пластины-лопасти; 3 – ветроротор; 4 – пружины; 5 – вертикальный вал; 6 – электрический генератор; *б* – роторная ВЭУ с вертикально-осевым ротором Флеттнера: 1 – лопасти, установленные на вращающейся ветроголовке; 2, 3 – вертикальный вал; 4 – башня; 5 – генератор

*Мощность горизонтально-осевого пропеллерного ветродвигателя, использующего подъемную силу.*

Мощность, развиваемая ветродвигателем, зависит от скорости ветра, мощности ветрового потока, типа ветродвигателя и его аэродинамической характеристики. Наиболее полно ветровой поток используется горизонтально-осевым пропеллерным (рипеллерным) двигателем, для которого вся ометаемая ветроколесом площадь потока, является активной.

Мощность ветрового потока, Вт, проходящего через некоторое сечение  $S$  равна его кинетической энергии в единицу времени

$$P_0 = \frac{mV^2}{2} = \frac{\rho SVV^2}{2} = \frac{1}{2} \rho SV^3,$$

где  $S$  – площадь, ометаемая ветроколесом,  $m^2$ ;

$\rho$  – плотность воздуха,  $1,3 \text{ кг/м}^3$ ;

$m$  – масса воздуха, проходящая через сечение ветроколеса в секунду.

При набегании потока на ветроколесо поток отдает колесу часть своей энергии, расширяется. Скорость потока уменьшается от величины  $V$  перед ветроколесом до величины  $V_1$  на самом колесе и до величины  $V_2$  за колесом, рис. 1.6.

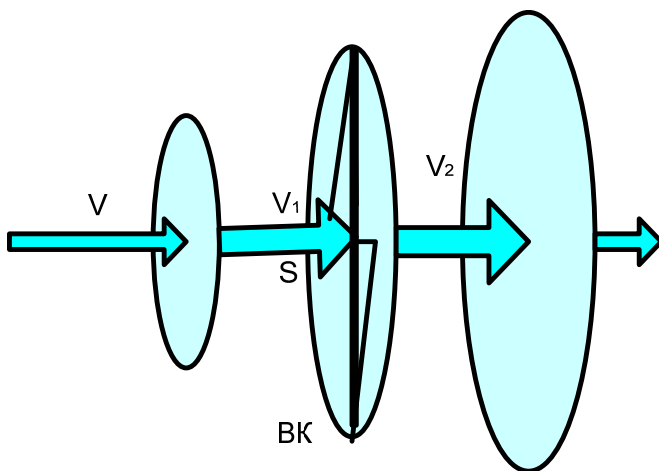


Рис. 1.6. К расчету мощности горизонтально-осевого пропеллерного ветродвигателя

Сила, действующая на ветроколесо (ВК) и приводящая его во вращение, равна изменению количества движения при прохождении ветроколеса потоком

$$F = mV - mV_2 = m(V - V_2).$$

Мощность, развиваемая ветроколесом:

$$P = FV_1 = m(V - V_2)V_1.$$

Полагая, что скорость ветра на ветроколесе равна среднеарифметическому значению скоростей ветра в сечениях, расположенных перед ветроколесом и за ним:

$$V_1 = \frac{V + V_2}{2},$$

а коэффициент торможения потока при прохождении им ветроколеса

$$a = \frac{V - V_1}{V} = \frac{V - V_2}{2V},$$

то соотношение скоростей ветра в сечениях составит:

$$V_1 = V - aV = V(1 - a),$$

$$V - V_2 = 2aV.$$

Искомое выражение мощности, развиваемой ветроколесом:

$$P = \rho S V_1 \frac{V - V_2}{2V} V_1 2V = \rho S V_1^2 a 2V = \rho S V^2 (1 - a)^2 a 2V = 4(1 - a)^2 a \rho S \frac{V^3}{2};$$

$$P = c_p \rho S \frac{V^3}{2} = c_p P_0,$$

где  $c_p$  – коэффициент использования ветродвигателем мощности потока, или просто коэффициент мощности ветродвигателя:

$$c_p = 4a(1 - a)^2.$$

Для горизонтально-осевых ветродвигателей, использующих подъемную силу, коэффициент мощности имеет наибольшее значение  $c_{p \max} = 0,59$  при  $a = 1/3$ . Практически достижимые значения коэффициента  $c_p \approx 0,3 \div 0,4$ .

**Вращающий момент, развиваемый ветроколесом**, пропорционален его мощности и обратно пропорционален частоте вращения:

$$M = \frac{P}{\omega} = \frac{c_p S \rho \frac{V^3}{2}}{Z \frac{V}{R}} = c_m S \rho V^2 \frac{R}{2},$$

где  $Z = \frac{V_K}{V} = \frac{\omega R}{V}$  – быстроходность ветроколеса – отношение окружающей скорости на конце лопасти ветроколеса  $V_K$  к скорости ветра  $V$ ;

$R$  – радиус ветроколеса;

$\omega = Z \frac{V}{R}$  – угловая частота вращения ветроколеса;

$c_m = \frac{c_p}{z}$  – коэффициент вращающего момента.

Оптимальная быстроходность ветроколеса – это такая быстроходность, при которой колесо вращается не слишком быстро, чтобы лопасти не двигались в турбулизированном предыдущей лопастью потоке и не слишком медленно, чтобы часть потока не проходила через сечение ветроколеса без взаимодействия с его лопастями

$$Z_{\text{опт}} \approx \frac{4\pi}{N},$$

где  $N$  – число лопастей ветроколеса.

Сила лобового давления на ветроколесо

$$F = c_F S \rho \frac{V^2}{2},$$

где  $c_F = 4a(1-a)$  – коэффициент лобового давления.

**Мощность ветродвигателя, использующего силу сопротивления.** Ветровой поток воздействует одновременно на две лопасти. Одна из них оказывает большое сопротивление потоку (является рабочей) и вращает ветроколесо, другая обтекаемая тоже оказывает сопротивление потоку, но действует навстречу направлению вращения, рис. 1.7.

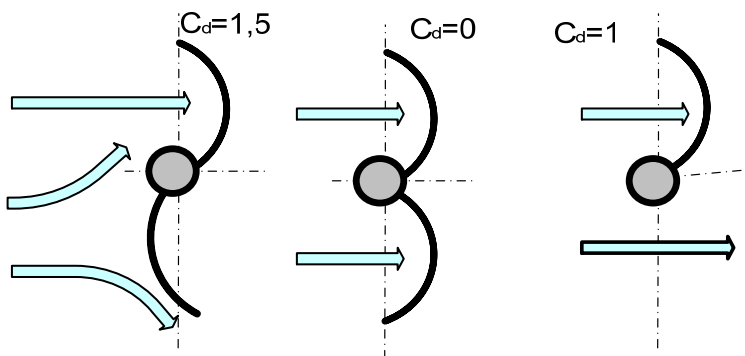


Рис. 1.7. К расчету коэффициента мощности вертикально-осевого ветродвигателя

Развиваемая ветроколесом мощность с учетом того, что рабочая поверхность ветроколеса равна половине ометаемой площади

$$P = c_p \rho S \frac{V^3}{2},$$

где  $c_p$  – коэффициент использования мощности потока:

$$c_p = c_d a(1 - a)^2.$$

Его максимальное значение соответствует  $a = \frac{1}{3}$  и  $c_d = 1,5$ . Оно равно 0,22 по сравнению с максимальным значением этого коэффициента для горизонтально-осевого пропеллерного ветродвигателя, которое составляет 0,59. Некоторое повышение  $c_p$  возможно путем увеличения заполнения площади ветроколеса, применением направляющих аппаратов или одновременным применением силы сопротивления и подъемной силы.

Характеристики некоторых ветроэнергетических установок представлены в табл. 1.1.



Техническая характеристика ВЭУ мощностью 1 000–1 500 кВт

Тип ветроэнергетической установки. Фирма изготовитель	Nordex S77	V82 Vestas Micon	Enercon 66	Tw 1.5 Tacke Windtech
РОТОР – диаметр, м	77	82	66	65
число лопастей	3	3	3	3
Частота вращения, об/мин	9,9...17,3	14,4/10,8	18...38	14...20
ГЕНЕРАТОР тип	Асинхронный двойного питания с редукторным приводом и возд. охлаждением	Асинхронный с редукторным приводом двух- скоростной с водя- ным охлаждением	Синхронный прямоприводной с преобразователем частоты	Асинхронный с редукторным приводом и преобразователем частоты
Мощность, кВт	1 500	1 650/900	1 500	1 500
Частота вращения, об/мин	1 000–1 800	1 522	18–38	1 080–1 560
Напряжение, В	690	690	400	500
ВЕТЕР – рабочий диапазон, м/с	3–25	3–24	2,5–25	4–25
Расчетная скорость, м/с	11,1	11,6–13	13	13
МАЧТА – высота, м	61,5–111	59–78	70–108	67–112
УРОВЕНЬ ШУМА в непосредственной близости, дБ	72,0	75,0	62,5	104
УРОВЕНЬ ШУМА на расстоянии 500 м, дБ	35	35	37	38
Стоимость оборудования, долл. за 1 кВт установленной мощности	1 000–2 000			

## Уровни громкости различных источников шума

**Источник звука:** спокойное дыхание – 10 дБ; шелест страниц – 20; шепот – 30; холодильник – 40–43; компьютер – 37–45; кондиционер – 40–45; вытяжной вентилятор – 50–55; телевизор, музыкальный центр на средней мощности – 60; электробритвы – 60; разговоры людей – 66; стиральные машины – 68; радиоречь – 70; пылесосы – 75; детский плач – 78; игра на пианино – 80; электрополотеры – 83; радиомузыка – 83; перфоратор – 90–95; домашний кинотеатр на полную мощность – 100–110; шум, проникающий в комнату (слив воды из крана – 44–50, наполнение ванны – 36–58, наполнение бачка водой в туалете – 36–67); шум, проникающий в квартиру (удар крышки клапана мусоропровода – 42–58, проход кабины лифта – 34–36, удар дверей лифта – 44 дБ).

**Громкость различных звуков:** порог слышимости – 0 дБ; тиканье наручных часов – 10 дБ; шепот – 20 дБ; звук настенных часов – 30 дБ; приглушенный разговор – 40 дБ; тихая улица – 50 дБ; обычный разговор – 60 дБ; шумная улица – 70 дБ; опасный для здоровья уровень – 80 дБ; пневматический молоток – 90 дБ; кузнечный цех – 100 дБ; громкая музыка – 110 дБ; болевой порог – 120 дБ; клепка, сирена – 130 дБ; реактивный самолет – 150 дБ; смертельный уровень – 180 дБ; шумовое оружие – 200 дБ.

## Вопросы и задачи

1. Оцените перспективность использования энергии ветра в районах с различными ветровыми условиями.

2. Каково назначение и состав ВЭУ? Что означают термины: «ветроэнергетическая установка», «ветроэлектрическая установка», «ветродвигатель», «ветроколесо», «ветроротор», «ветроэлектрогенератор», «ветроэлектростанция»?

3. Как подразделяются ВЭУ по взаимному положению оси ветроколеса и направлению воздушного потока? По вращающей силе? По геометрическому заполнению? По назначению? По движущей силе?

4. Чем отличаются характеристики ветроколес с большим и малым геометрическим заполнением?

5. Назовите особенности ВЭУ с горизонтальной осью?

6. Перечислите известные типы вертикально-осевых ветродвигателей.

7. Нарисуйте конструктивную схему и объясните устройство и принцип действия: (1) чашечного ротора, (2) ротора Савониуса, (3) ротора с откидными пластинами, (4) ротора Эванса, (5) ротора Дарье, (6) ротора Флеттнера.

8. Определите расчетную мощность двухлопастной горизонтально-осевой ветроэнергетической установки с размахом лопастей 7,54 м, при расчетной скорости ветра 12 м/с и плотности воздуха  $\rho = 1,3 \text{ кг/м}^3$ , оптимальную быстроходность и частоту вращения ветроколеса, об/мин, полагая  $c_p = 0,3$ . Определите передаточное отношение редуктора для привода синхронного генератора с номинальной частотой вращения 1 500 об/мин.

**Решение:** Номинальная мощность

$$P = c_p \rho S \frac{V^3}{2} = 0,3 \cdot 1,3 \cdot \frac{3,14 \cdot 7,54^2}{4} \cdot \frac{12^3}{2} \cdot 10^{-3} = 15 \text{ кВт};$$

оптимальная быстроходность

$$Z_{\text{опт}} \approx \frac{4\pi}{N} = \frac{4\pi}{2} = 6,28;$$

оптимальная частота вращения

$$\omega_{\text{опт}} = Z_{\text{опт}} \frac{V}{R} = \frac{6,28 \cdot 12}{3,77} = 20 \text{ рад/с}$$

или

$$n_{\text{опт}} = \frac{\omega_{\text{опт}} \cdot 60}{2\pi} = \frac{20 \cdot 60}{2\pi} = 191 \text{ об/мин,}$$

передаточное отношение редуктора

$$i = \frac{191}{1500} = 1:7,85.$$

9. Определите расчетную мощность трехлопастной горизонтально-осевой установки с размахом лопастей 42 м, при расчетной скорости ветра 11 м/с и плотности воздуха  $\rho = 1,3 \text{ кг/м}^3$ , а также оптимальную быстроходность и частоту вращения ветроколеса, об/мин., полагая  $c_p = 0,35$ . Определите номинальную мощность, частоту вращения и число пар полюсов прямоприводного синхронного генератора при номинальной частоте сети 50 Гц, если КПД генератора 85,9 %.

**Решение:** Номинальная мощность установки

$$P = c_p \rho S \frac{V^3}{2} = 0,35 \cdot 1,3 \cdot \frac{3,14 \cdot 42^2}{4} \cdot \frac{11^3}{2} \cdot 10^{-3} = 419,3 \text{ кВт;}$$

оптимальная быстроходность

$$Z_{\text{опт}} \approx \frac{4\pi}{N} = \frac{4\pi}{3} = 4,19;$$

оптимальная частота вращения

$$\omega_{\text{опт}} = Z_{\text{опт}} \frac{V}{R} = \frac{4,19 \cdot 11}{21} = 2,19 \text{ рад/с}$$

или

$$n_{\text{опт}} = \frac{\omega_{\text{опт}} \cdot 60}{2\pi} = \frac{2,19 \cdot 60}{2\pi} = 21 \text{ об/мин};$$

передаточное отношение редуктора

$$i = 1;$$

частота вращения генератора

$$n = n_{\text{опт}} = 21 \text{ об/мин};$$

номинальная мощность генератора

$$P_H = P\eta_H = 419,3 \cdot 0,859 = 360 \text{ кВт};$$

число пар полюсов генератора

$$p = \frac{60f}{n} = \frac{60 \cdot 50}{21} = 142.$$

10. Определите пределы изменения коэффициента торможения потока и их физический смысл.

**Решение:** При  $V = V_1 = V_2$ ,  $a = 0$  и  $c_p = 0$  – ветровой поток проходит через ветроколесо, не выполняя полезной работы; это идеальный холостой ход ветроколеса. При  $V_1 = V_2 = 0$ ,  $a = \frac{V - V_1}{V} = \frac{V - V_2}{2V} = 1$  и  $c_p = 4a(1 - a)^2 = 0$  ветроколесо не пропускает поток и не развивает мощности.

11. Определите максимальное значение коэффициента мощности горизонтально-осевой ветроэнергетической установки, использующей подъемную силу. Чему равны практически достижимые значения  $c_p$ ?

**Решение:** Условие максимума – равенство нулю производной от  $c_p$  :

$$\frac{dc_p}{da} = \frac{d(4a(1-a)^2)}{da} = 4(1-a)^2 + 4a \cdot 2(1-a)(-1) = 0;$$

$$12a^2 - 16a + 4 = 0;$$

$$a = \frac{2}{3} \pm \sqrt{\left(\frac{2}{3}\right)^2 - \frac{1}{3}} = \frac{1}{3};$$

$$c_{p \max} = 4 \cdot \frac{1}{3} \cdot \left(1 - \frac{1}{3}\right)^2 = 0,59.$$

12. Определите эффективность использования ветрового потока (максимальное значение коэффициента мощности) контрроторной ветроэнергетической установки с синхронным двухроторным магнитоэлектрическим генератором, рис. 1.8, где ВК1 и ВК2 – 1-е и 2-е встречно-вращающиеся ветроколеса, ВС и ВР – вращающиеся ротор и статор. Чему равны практические значения коэффициента использования мощности ветрового потока?

**Решение:** Мощность двухроторной установки с встречным вращением роторов состоит из суммы мощностей, развиваемых первым и вторым роторами

$$P = c_p \rho S \frac{V^3}{2} = P' + P'' = \frac{1}{2} \rho S (V^3 c_{p1} + V_2^3 c_{p2}) = \frac{1}{2} \rho S V^3 \left( c_{p1} + \frac{V_2^3}{V^3} c_{p2} \right),$$

где  $c_{p1}$ ,  $c_{p2}$  – коэффициенты использования мощности первого и второго ротора. Они равны:

$$c_{p1} = 4a_1(1-a_1)^2; \quad a_1 = \frac{V-V_2}{2V};$$

$$c_p = 4a_1(1-a_1)^2 + \left(\frac{V_2}{V}\right)^3 c_{p2} = 4a_1(1-a_1)^2 + (1-2a_1)^3 c_{p2},$$

где

$$a_1 = \frac{1}{3}; c_{p2} = \frac{16}{27}; c_p = 4 \cdot \frac{1}{3} \left(1 - \frac{1}{3}\right)^2 + \left(1 - 2 \cdot \frac{1}{3}\right)^3 \cdot \frac{16}{27} = 0,615.$$

Таким образом, значительное усложнение установки приводит лишь к незначительному увеличению коэффициента использования (теоретически от 0,59 до 0,615).

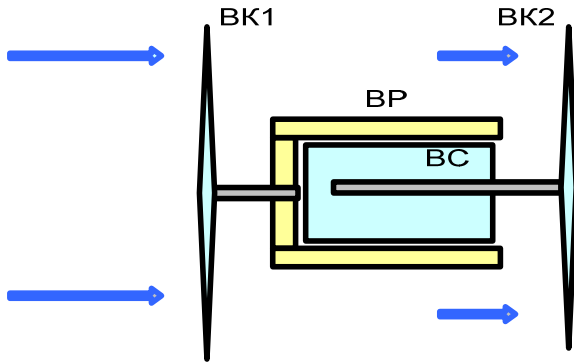


Рис. 1.8. Контрроторная ВЭУ с двухроторным синхронным магнитоэлектрическим генератором:  
BK1, BK2 – ветроколеса; BP, BC – вращающиеся ротор и статор

13. Определите скорость ветра, при которой скорость концов лопастей ветроколеса радиусом 40 м при постоянной быстроходности  $z = 6,3$  достигнет скорости звука, и частоту вращения ветроколеса при этом.

**Решение:** Скорость концов лопастей ветроколеса достигнет скорости звука при скорости ветра, равной

$$V = \frac{V_K}{Z} = \frac{333}{6,3} = 52,9 \text{ м/с},$$

что соответствует частоте вращения колеса.

## 1.2. Производство электроэнергии с помощью ветроэнергетических установок

Использование ВЭУ для производства электроэнергии является наиболее эффективным способом преобразования энергии ветра. Эффективность преобразования механической энергии в электрическую энергию в генераторе – 95 %, а потери в электропередаче – 10 %. Требования к частоте и напряжению вырабатываемой электроэнергии зависят от особенностей потребителей. Эти требования жесткие при работе ВЭУ в энергосистеме и не жесткие при использовании этой энергии в автономных осветительных и нагревательных установках.

Для обеспечения максимальной эффективности ветроколеса следует регулировать его частоту вращения при изменении скорости ветра, сохраняя постоянным коэффициент быстроходности, в то время как генератор должен вращаться с постоянной частотой.

Механические системы управления частотой вращения ветроколеса сложны и дороги. Проще и дешевле управлять частотой его вращения изменением нагрузки генератора.

Оптимальная частота вращения ветроколеса тем меньше, чем больше его радиус. При больших размерах ветроколеса используют повышающие редукторы (мультипликаторы), удорожающие ветроэнергетическую установку и ее обслуживание и снижающие ее надежность. Возможно применение прямоприводных тихоходных многополюсных генераторов. Но они громоздки и отличаются высоким расходом материалов и массой.

Анализ потребителей электроэнергии автономных ВЭУ показывает, что только 5–10 % из них предъявляют определенные требования к ее параметрам (напряжению и частоте). Это электродвигатели, электронные устройства, осветительные установки. Поэтому целесообразно, чтобы система электроснабжения отдельно обеспечивала потребителей дешевой электроэнергией с нестабилизированными параметрами (например, для отопления), и отдельно – дорогой со стабильными параметрами.

Энергосистемы в сельской местности обычно маломощные и низковольтные. При передаче энергии на большие расстояния в них возникают значительные потери.

Для исключения перебоев в электроснабжении ВЭУ должны иметь аккумуляторы энергии или быть включены параллельно с энерги-



ческими установками других типов (дизель – электростанции, аккумуляторные батареи.)

ВЭУ могут работать автономно, совместно с другим источником энергии соизмеримой мощности (например, с дизель-генератором) или с энергосистемой, значительно превосходящей ее по мощности.

*При автономной работе* отдельно стоящие одногенераторные ВЭУ не подключены к энергосистеме. Они могут не иметь других резервных источников энергии или иметь дополнительную ветроэнергетическую установку меньшей мощности. Эти установки, предназначены для использования в отдаленных районах для освещения, питания маяков, средств связи, отопления. Их мощность до 25 кВт.

Эффективность работы ВЭУ и ее стоимость зависят от правильности выбора системы управления генератором. Возможные схемы управления приведены на рис. 1.9.

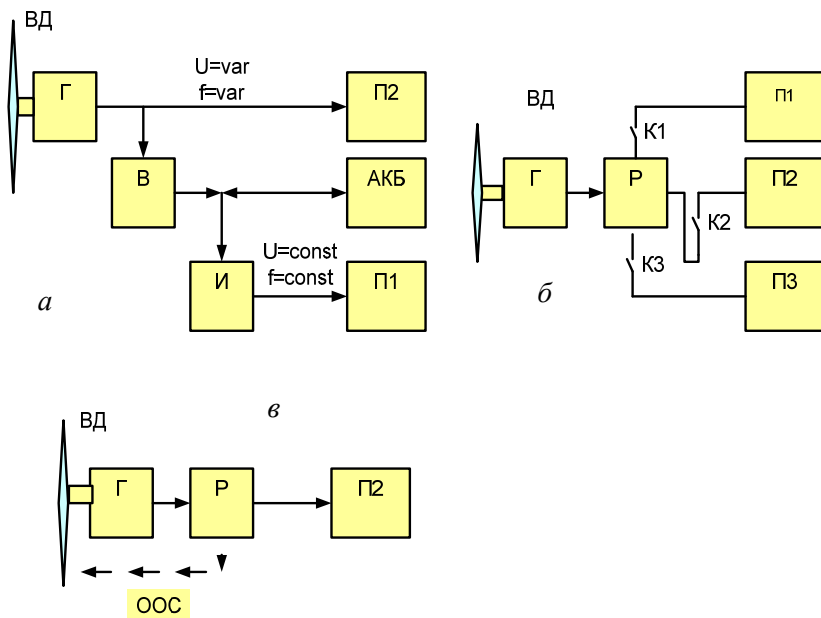


Рис. 1.9: *а* – система минимального управления генератором; *б* – электрическое управление изменением нагрузки на выходе генератора; *в* – механическое управление лопастями ветроколеса с помощью регулятора с отрицательной обратной связью:

ВД – ветродвигатель; Г – генератор; В – выпрямитель; И – инвертор;  
 П1, П2, П3 – потребители; АКБ – аккумуляторная батарея

**Совместная работа** ВЭУ с источником соизмеримой мощности используется, например, в ветро-дизель-генераторной установке. Возможна раздельная и параллельная работа ветроэнергетической установки (ВГ-ветрогенератор) и дизель-генератора (ДГ). Такая ситуация характерна для небольших энергосистем в отдаленных районах. Использование ветроэнергетической установки позволяет экономить дизельное топливо. Дизель-генератор может включаться в безветрие или работать параллельно с ВЭУ при слабом ветре. Здесь возможны две схемы, согласования ветро-дизель-электрической установки: одноканальная (рис. 1.10, а) и многоканальная (рис. 1.10, б).

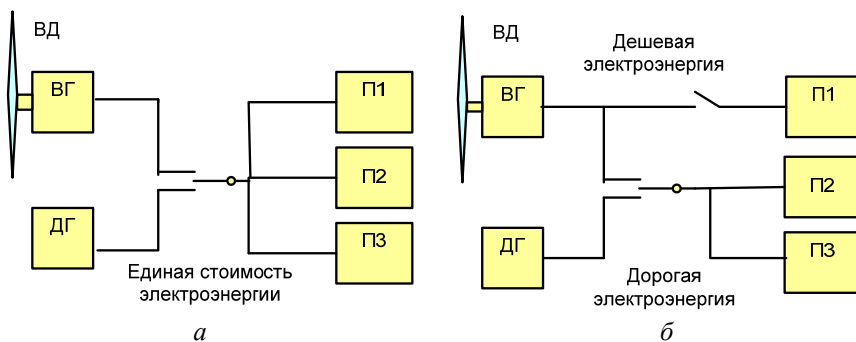


Рис. 1.10: а – одноканальная схема согласования ветро-дизель-электрической установки; б – многоканальная схема согласования ветро-дизель-электрической установки; ВГ ветрогенератор; ДГ дизельгенератор

**При параллельной работе** ВЭУ совместно с мощной энергосистемой синхронный или асинхронный генератор подключается к ней непосредственно или через преобразователь частоты, рис. 1.11. Генератор работает параллельно с энергосистемой при скорости ветра в пределах рабочего диапазона от 2,5–3,5 м/с до 25 м/с. При скорости ветра ниже 2,5–3,5 м/с и выше 25 м/с генератор отключается от системы, ветродвигатель переводится в нерабочее положение. Возможна работа ВЭУ с постоянной и с переменной частотой.

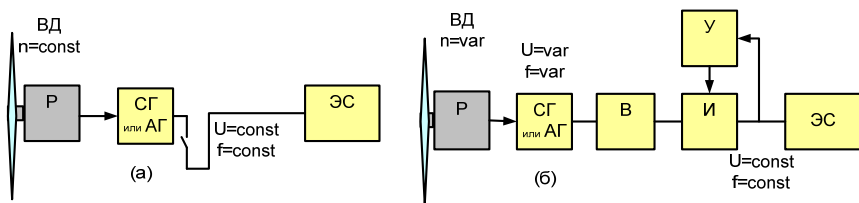


Рис. 1.11. Работа синхронного (асинхронного) генератора ВЭУ параллельно с энергосистемой

### ***Выработка электроэнергии ВЭУ и оценка перспективности использования энергии ветра.***

Перспективность использования энергии ветра оценивается на основании возможной выработки электроэнергии при меняющейся по случайному закону в течение года скорости ветра и срока окупаемости.

Расчетная скорость ветра определяет габариты генератора и всей ветроэнергетической установки и расход активных материалов на ее изготовление, а также годовую выработку электроэнергии. Принимаемая расчетная скорость должна обеспечить оптимальные размеры установки, а именно, минимум массы материалов на 1 кВт·ч выработанной электроэнергии. В расчетах обычно принимают капитальные затраты на внедрение ветроэнергетических установок мощностью 100 кВт и выше 1 500–2 000 долл. за 1 кВт установленной мощности.

По данным *European Wind Energy Association EWEA (Wind in Power: 2011 statistics. February 2012)* в 2011 г. в Европе установлены ВЭУ общей мощностью 9 616 МВт, общие затраты на которые составили 12,6 млрд евро, в том числе: 8 750 МВт прибрежные ВЭУ стоимостью 10,2 млрд евро и 866 МВт морские ВЭУ стоимостью 2,4 млрд евро.

Таким образом, полные удельные капитальные затраты на один кВт установленной мощности на ВЭУ морского базирования составили 1 771 евро/кВт или 2 300 долл./кВт, а на ВЭУ сухопутного базирования – 1 166 евро/кВт или 1 500 долл./кВт. По другим данным полные затраты доходят до 1 800–2 000 долл./кВт.

Срок окупаемости ВЭУ или ВЭС с учетом годовой выгоды от продажи выработанной электроэнергии, дополнительной выгоды и дополнительных эксплуатационных расходов может быть определен как

$$T_{\text{ок}} = \frac{K}{S} = \frac{K}{S_{\text{эл}} + \sum S_i - \sum Z_i} = \frac{K}{S_{\text{эл}} (1 + k_S - k_Z)} = \frac{C_K}{C_A K_i \cdot 8760 \cdot (1 + k_S - k_Z)}, \quad (1.1)$$

где  $K$  – полные капитальные затраты, долл., определяются по данным завода-изготовителя или по удельным капитальным затратам на внедрение;

$C_K$  – удельные капитальные затраты на ВЭУ сухопутного базирования принимаются равными 1 500–2 000 долл./кВт [2, 3]. Они, состоят из стоимости оборудования 75 % и затрат на создание инфраструктуры (стоимость фундамента 5–7 %, стоимости электрической линии и трансформаторной подстанции 5–8 %, транспортировки и монтажа оборудования 6–8 % и прочие расходы),

$S_{\text{эл}}$  – стоимость выработанной и используемой для собственных нужд или для продажи другим предприятиям или энергосистеме электроэнергии, долл.;

$\sum S_i$  – дополнительная выгода от сокращения выброса парниковых газов;

$\sum Z_i$  – дополнительные суммарные затраты на обслуживание ветроэлектростанции, амортизационные расходы, налоги, долл.

В упрощенных расчетах полагаем

$$\frac{\sum S_i - \sum Z_i}{S_{\text{эл}}} = k_S - k_Z, \text{ о.е.},$$

где  $k_S = 5 - 25$  % или  $0,05 - 0,25$  о.е. – коэффициент, учитывающий дополнительную выгоду от сокращения выброса парниковых газов;

$k_Z = 5 - 25$  % или  $0,05 - 0,25$  о.е. – коэффициент, учитывающий дополнительные эксплуатационные затраты при внедрении ветроэлектростанции, которые включают: 1) издержки на техническое обслуживание и текущий ремонт; 2) отчисления на погашение процентной ставки за кредит; 3) отчисления за эксплуатацию электросетей; 4) государственные отчисления (налоги).

$C_A$  – тариф на электроэнергию (стимулирующий тариф для производителей экологически чистой электроэнергии на возобновляемых источниках);

$K_i$  – коэффициент использования номинальной мощности установки, т. е. отношение фактически вырабатываемой электроэнергии к количеству электроэнергии, которое могло бы быть произведено ВЭУ при постоянной скорости ветра, равной расчетной скорости в течение всего года. Величина коэффициента  $K_i$  зависит от среднегодовой скорости ветра на площадке под ВЭУ, от вероятностного закона распределения скоростей ветра, от высоты опоры ВЭУ, от расчетной скорости ветра, принятой при проектировании ВЭУ и определяющей номинальный режим работы электрогенератора внедряемой установки.

Номинальная мощность установки соответствует расчетной скорости ветра

$$P_H = C_p \rho S_o \frac{V^3}{2}, \quad (1.2)$$

где  $C_p$  – коэффициент использования мощности ветрового потока;

$\rho$  – плотность воздуха;

$S_o$  – ометаемая площадь ветроколеса;

$V_p$  – расчетная скорость ветра.

Количество выработанной за год электроэнергии определится исходя из того, что мощность  $P_i$  развивается установкой при скорости ветра  $V_i$  в течение временного интервала  $\Delta t_i$  часов в году

$$P_i = C_p \rho S_o \frac{V_i^3}{2}. \quad (1.3)$$

При скорости ветра менее 3 м/с ветроэнергетическая установка отключается. При скорости от 3 м/с до расчетной величины скорости ветра  $V_p$  развиваемая мощность возрастает пропорционально кубу скорости ветра, а при скорости ветра от  $V_p$  и до 25 м/с уста-

новка развивает номинальную мощность. При скорости ветра более 25 м/с она отключается. Зависимость мощности, развиваемой генератором ВЭУ, от скорости ветра, представлена на рис. 1.12.

Годовое производство электроэнергии

$$W = P_H K_i \cdot 8760. \quad (1.4)$$

Коэффициент использования номинальной мощности установки равен отношению выработанной за год электроэнергии  $W$  к электроэнергии, которая могла бы быть выработана при постоянной мощности, равной номинальной мощности установки:

$$K_i = \frac{W}{P_H \cdot 8760} = \sum_{V_i < V_p} \left( \frac{V_i}{V_p} \right)^3 \Delta t_{i^*} + \sum_{V_i = V_p}^{25} \Delta t_{i^*}, \quad (1.5)$$

где  $\Delta t_{i^*}$  – временной интервал в относительных единицах по отношению к 8760 ч (год), в течение которого скорость ветра равна  $V_i$ . Он равен вероятности, с которой ветер такой интенсивности дует в течение года.

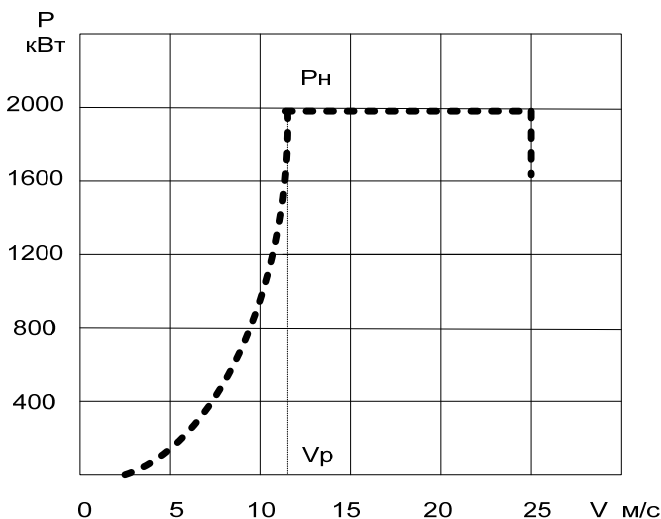


Рис. 1.12. Зависимость мощности генератора ВЭУ от скорости ветра

Функция распределения вероятности скорости ветра  $\Phi_{V_i}$  выражается распределением Релея, которое получается из формулы Вейбулла при значениях параметра  $k = 2$  и параметра  $C$ , равного среднегодовой скорости ветра  $V_{\text{ср}}$ , и которое обеспечивает хорошее соответствие экспериментальным данным

$$\Phi_{V_i} = \frac{2V_i}{V_{\text{ср}}^2} \cdot \exp \left[ - \left( \frac{V_i}{V_{\text{ср}}} \right)^2 \right]. \quad (1.6)$$

Временной интервал  $\Delta t_{i*}$  в относительных единицах

$$\Delta t_{i*} = \frac{\Delta t_i}{8760} = \frac{\Phi_{V_i}}{\sum_{V_i=0}^{\infty} \Phi_{V_i}}. \quad (1.7)$$

Среднегодовая скорость ветра  $V_{\text{ср}}$  на высоте установки ветродвигателя  $h$  определяется по известной формуле, в которую входят стандартная скорость ветра  $V_{10}$ , измеренная на высоте 10 м от поверхности земли, и параметр  $b$ , значение которого для открытой местности  $b = 0,14-0,19$ . Величина  $b$  изменяется в зависимости от закрытости местности, времени суток, времени года, величины скорости ветра на стандартной высоте

$$V_{\text{ср}} = V_{10} \left( \frac{h}{10} \right)^b. \quad (1.8)$$

Результаты расчета коэффициента использования номинальной мощности.

ВЭУ в зависимости от среднегодовой скорости ветра на стандартной высоте 10 м, расчетной скорости ветра и высоты установки на основании алгоритма (1.1)–(1.8) приведены в табл. 1.2.

Таблица 1.2

## Коэффициент использования номинальной мощности ВЭУ

Среднегодовая скорость ветра на стандартной высоте, м/с	Высота башни, м	Расчетная скорость ветра на высоте оси ветроколеса, м/с				
		7,0	9,0	<b>11,0</b>	13,0	15,0
6	50	0,629	0,494	<b>0,358</b>	0,25	0,175
	70	0,678	0,547	<b>0,408</b>	0,290	0,202
	90	0,718	0,594	<b>0,451</b>	0,323	0,226
	110	0,754	0,635	<b>0,488</b>	0,352	0,248
5,5	50	0,591	0,447	<b>0,314</b>	0,213	0,145
	70	0,644	0,505	<b>0,364</b>	0,251	0,172
	90	0,688	0,554	<b>0,406</b>	0,283	0,194
	110	0,726	0,596	<b>0,444</b>	0,311	0,215
5	50	0,544	0,395	<b>0,267</b>	0,176	0,117
	70	0,602	0,455	<b>0,315</b>	0,201	0,141
	90	0,649	0,504	<b>0,356</b>	0,240	0,162
	110	0,690	0,548	<b>0,393</b>	0,267	0,181
4,5	50	0,511	0,36	<b>0,236</b>	0,152	0,101
	70	0,577	0,426	<b>0,288</b>	0,189	0,126
	90	0,650	0,481	<b>0,334</b>	0,222	0,149
	110	0,676	0,530	<b>0,375</b>	0,252	0,170
4	50		0,278	<b>0,171</b>		
	70		0,336	<b>0,212</b>		
	90		0,385	<b>0,248</b>		
	110		0,429	<b>0,281</b>		
3,5	50		0,195	<b>0,113</b>		
	70		0,241	<b>0,142</b>		
	90		0,281	<b>0,168</b>		
	110		0,317	<b>0,192</b>		

Эффективность внедрения ветроэнергетики на данной территории оценивают путем технико-экономического сравнения возможных вариантов электроснабжения с использованием традиционных и нетрадиционных источников энергии, путем оценки возможной надежности электроснабжения и энергетической безопасности. Одним из критериев оценки является срок окупаемости затрат на внедрение. Он зависит от соотношения цен на оборудование и тарифов на электроэнергию, от величины среднегодовой скорости ветра, от принимаемой в расчетах высоты установок и расчетной скорости ветра,



которые меняются во времени и различны для разных регионов. Используется максимально допустимый для энергетики срок окупаемости затрат – 8 лет.

Расчеты на основании приведенного алгоритма с учетом определенных выше значений коэффициента использования (табл. 1.3) показывают, что:

- капитальные затраты на ВЭУ возрастают с увеличением высоты установки и с уменьшением расчетной скорости ветра агрегата;

- для континентального базирования промышленностью выпускаются ВЭУ на расчетную скорость ветра 11 м/с; для морского и прибрежного базирования – на 13–15 м/с;

- минимальная среднегодовая скорость ветра, при которой внедрение ВЭУ экономически целесообразно при стимулирующем тарифе на электроэнергию 0,13 долл./кВтч и капитальных затратах 1 500–2 000 долл./кВт – 4–4,5 м/с;

- при низких (до 4,5–5 м/с) среднегодовых скоростях ветра целесообразно внедрение ВЭУ с высотой установки 70–110 м и расчетной скоростью ветра 11 м/с; при среднегодовой скорости ветра менее 4 м/с внедрение ВЭУ экономически не выгодно;

- при высоте установки 70–110 м коэффициент использования номинальной мощности находится в пределах 0,236–0,375, капитальные затраты – 1 700–2 000 долл./кВт и срок окупаемости менее 8 лет. Вариант с высотой установки 110 м является предпочтительным, так как обеспечивает наибольшую выработку электроэнергии.

Таблица 1.3

Сроки окупаемости ВЭУ при минимальных рабочих среднегодовых скоростях ветра

$V_{10}$ , м/с	4,5	4,5	4,5	4,5	4	4	4	4	3,5	3,5	3,5	3,5
$h$ , м	50	70	90	110	50	70	90	110	50	70	90	110
$V_p$ , м/с	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
СК	1 700	1 800	1 900	2 000	1 700	1 800	1 900	2 000	2 000	1 800	1 900	2 000
$k_f$	0,236	0,288	0,334	0,375	0,171	0,212	0,248	0,281	0,113	0,142	0,168	0,192
$W$ , кВтч/кВт	2 067	2 523	2 926	3 285	1 498	1 857	2 172	2 462	990	1 244	1 472	1 682
$T_{ок}$ , лет	7,9	6,9	6,2	5,9	10,9	9,3	8,4	7,8	19,4	13,9	12,4	11,4

## Вопросы и задачи

1. Как обеспечиваются электроэнергией потребители качественной и некачественной энергии автономной ВЭУ? Нарисуйте схему.
2. Как обеспечиваются электроэнергией потребители при регулировании нагрузки на выходе генератора? Нарисуйте схему.
3. Как обеспечивается совместная работа ВЭУ с источником электроэнергии соизмеримой мощности, например, дизель-генератором в одноканальной схеме? В двухканальной схеме?
4. В чем преимущества двухканальной схемы?
5. Нарисуйте схему совместной работы ВЭУ с мощной энергосистемой. В каких режимах может работать генератор ВЭУ?
6. Что характеризует коэффициент использования номинальной мощности ВЭУ? От чего зависит его величина?
7. Определите коэффициент использования, капитальные затраты на строительство, годовую выработку электроэнергии, экономический эффект от выработки электроэнергии и срок окупаемости двух ВЭУ мощностью 2 000 кВт, при среднегодовой скорости ветра на стандартной высоте 4,5 м/с, расчетной скорости ветра 11 м/с, стимулирующем тарифе на электроэнергию 0,13 долл./кВт·ч при: 1) высоте мачты 50 м и удельной стоимости 1 800 долл. за 1 кВт установленной мощности; 2) высоте мачты 110 м и удельной стоимости 2 000 долл. за 1 кВт установленной мощности. Коэффициенты, учитывающие дополнительную выгоду и дополнительные эксплуатационные затраты  $k_z = 0,25$  о.е.,  $k_s = 0,05$  о.е.

### Решение:

1 ВЭУ:  $K_i = 0,236$ ,

$$W = P_H K_i \cdot 8\,760 = 2\,000 \cdot 0,236 \cdot 8\,760 = 4,13 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

$$S = W(1 + k_s - k_z) C_A = 4,13 \cdot 10^6 \cdot (1 + 0,05 - 0,25) \cdot 0,13 = 429\,520 \text{ долл.},$$

$$\begin{aligned} T_{\text{OK}} &= \frac{C_K}{C_A K_i \cdot 8\,760 \cdot (1 + k_s - k_z)} = \\ &= \frac{1\,800}{0,13 \cdot 0,236 \cdot 8\,760 \cdot (1 + 0,05 - 0,25)} = 8,4 \text{ г.} \end{aligned}$$

2 ВЭУ:  $K_i = 0,375$ ,  $W = 6,57 \cdot 10^6$  кВт·ч,  $\Xi = 683\,280$  долл.,

$T_{\text{ок}} = 5,9$  г.

8. Определите номинальную мощность синхронного генератора ВЭУ Савониуса с трехлопастным ротором и редукторным приводом. Ометаемая площадь ветроколеса  $20 \text{ м}^2$ . Среднегодовая скорость ветра на стандартной высоте  $6 \text{ м/с}$ . Расчетная скорость ветра ВЭУ  $8,5 \text{ м/с}$ . Определите мощность, переносимую потоком при расчетных условиях. КПД генератора  $85 \%$ , КПД редуктора  $85 \%$ . Нарисуйте кинематическую схему установки.

**Решение:**

$$P_{\text{н}} = C_p \rho S_o \frac{V^3}{2} \eta_r \eta_p = 0,22 \cdot 1,3 \cdot 20 \cdot \frac{8,5^3}{2} \cdot 0,8 \cdot 0,85 = 1,2 \text{ кВт},$$

$$P_o = \rho S_o \frac{V^3}{2} \eta_r \eta_p = 1,3 \cdot 20 \cdot \frac{8,5^3}{2} = 8,0 \text{ кВт}.$$

### 1.3. Генераторы ветроэнергетических установок

Генераторы ВЭУ работают в тяжелых климатических и технических условиях: на открытом воздухе, при значительных колебаниях температуры, влажности, воздействии дождя. Конструктивное размещение и условия эксплуатации делают их недоступными для регулярного технического обслуживания и ремонта. Они работают в условиях повышенных вибраций, нестабильной скорости и силы ветра. Срок службы генераторов в этих условиях должен быть не менее 20–25 лет.

В качестве генераторов ВЭУ оказывается нецелесообразным применение коллекторных генераторов постоянного тока из-за низкой надежности щеточно-коллекторного узла в описанных условиях.

Наиболее широко применяются синхронные генераторы, асинхронные генераторы с короткозамкнутым ротором и асинхронные машины двойного питания. Применяются быстроходные генераторы с редукторным приводом и низкоскоростные (прямоприводные безредукторные) генераторы.

**Синхронные генераторы** широко применяются на электрических станциях благодаря способности генерировать активную и реактивную мощность, высокому КПД и высокой надежности. В ветроэнергетике они чаще применяются в ВЭУ, предназначенных для автономной работы.

Нецелесообразно применение синхронных генераторов с возбудителями постоянного тока из-за низкой надежности коллекторной машины постоянного тока. Перспективны схемы с бесконтактным электромагнитным возбуждением и с магнитоэлектрическим возбуждением с использованием современных высококоэрцитивных постоянных магнитов из редкоземельных элементов.

Схема бесконтактного возбуждения синхронного генератора от синхронного возбудителя с вращающимся выпрямителем представлена на рис. 1.13.

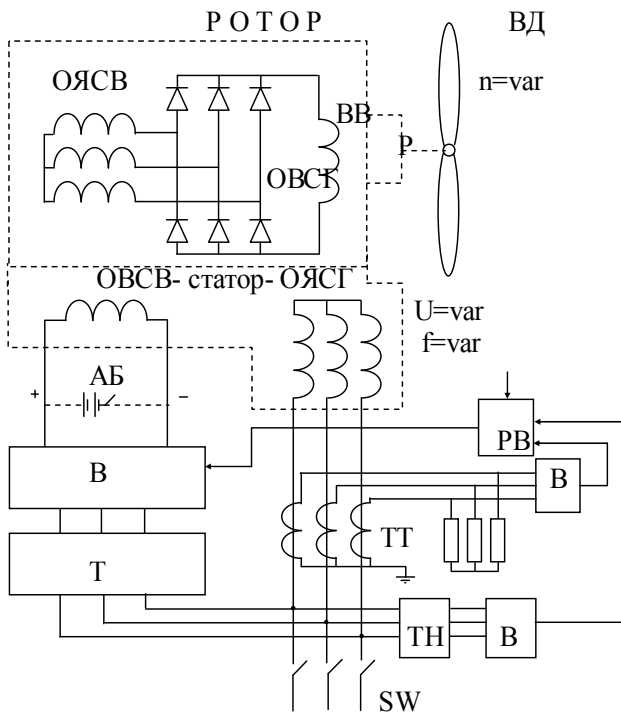


Рис. 1.13. Схема бесконтактного возбуждения синхронного генератора от синхронного возбудителя с вращающимся выпрямителем

Генератор приводится во вращение ветродвигателем ВД через редуктор Р. Генератор и возбудитель выполнены в одном корпусе. На роторе находится обмотка возбуждения генератора ОВСГ, трехфазная обмотка якоря возбудителя ОЯСВ и вращающийся выпрямитель ВВ. На статоре располагается трехфазная обмотка якоря генератора ОЯСГ и обмотка возбуждения синхронного возбудителя ОВСВ. ОВСВ питается от выпрямителя В через трансформатор Т, подключенный к якорю генератора. Управление выпрямителем осуществляется регулятором возбуждения РВ с обратными связями по току (ТТ) и по напряжению (ТН).

Схема обеспечивает бесконтактное возбуждение (самовозбуждение) генератора и стабилизацию выходного напряжения при переменной частоте вращения и нагрузке. Схема управления и защиты должна обеспечить управление режимами работы генератора при автономной и параллельной работе, защиту генератора и ветроустановки в целом, измерения и сигнализацию.

***Синхронные генераторы с магнитоэлектрическим возбуждением*** с применением современных высокостабильных высококоэрцитивных магнитов из редкоземельных сплавов обладают надежностью и компактностью. Они могут быть изготовлены на значительные мощности. Достаточно просты по конструкции. Недостатки – отсутствие регулирования напряжения и большой тормозной момент при пуске ветродвигателя. Существенные сложности при разработке ветроэлектрических агрегатов возникают из-за несоответствия номинальных скоростей вращения ветродвигателя и электрического генератора, в том числе синхронного. Ветродвигатель является низкоскоростной машиной с частотами вращения 20–200 об/мин, электрический генератор – высокоскоростной с частотами 1 000–1 500 об/мин, при которых его размеры и энергетические характеристики оптимальны. Кроме того, ветродвигатель наиболее эффективен при регулировании его частоты вращения в широком диапазоне, при котором обеспечивается постоянная быстроходность, генератор наиболее эффективен при постоянстве частоты вращения. Для устранения этих противоречий применяют различные схемы: механическое соединение вала генератора с ветродвигателем непосредственно или через редуктор (мультипликатор), соединение генератора с энергосистемой (при параллельной работе) непосредственно или через преобразователь частоты.

**Безредукторный прямоприводной синхронный или асинхронный генератор** с номинальной частотой вращения 20–200 об/мин отличается большими габаритными размерами и массой. При редукторном приводе генератора его размеры значительно снижаются, но при этом появляется слабое дополнительное звено – редуктор, который требует постоянного технического обслуживания, сезонной смены смазки, часто выходит из строя из-за механических поломок. При передаче больших вращающих моментов и мощностей (установки мегаваттного класса) размеры редуктора непропорционально возрастают.

При решении вопроса о применении редукторного или безредукторного привода генератора ветроэнергоустановки необходимо учитывать зависимость массы электрической машины от вращающего момента, зависимость массы редуктора от момента и передаточного отношения, а также соотношения массы и стоимости генератора и редуктора.

Для геометрически подобных машин справедливо соотношение: масса активных материалов пропорциональна вращающему моменту в степени  $\frac{3}{4}$ , а вращающий момент при одинаковой мощности обратно пропорционален частоте вращения. С погрешностью этим соотношением можно воспользоваться для оценки полной массы. Такая оценка показывает, что масса редукторного генератора с частотой вращения, например 1500 об/мин., вместе с редуктором 150/1500 об/мин примерно в 5 раз меньше массы прямоприводного безредукторного генератора такой же мощности с частотой вращения 150 об/мин.

С учетом более сложной конструкции электрической машины, использования более дорогих материалов и более высокой удельной стоимости генератора по сравнению с редуктором, выигрыш редукторного привода по массогабаритным показателям вне сомнения. Для мощных установок с учетом необходимой надежности и простоты или сложности обслуживания это преимущество не является решающим. Наличие редуктора снижает надежность и усложняет эксплуатацию установки.

**Конструкция прямоприводного синхронного магнитоэлектрического генератора** с наружным ротором номинальной мощностью 1 250 кВт, частотой вращения 0,5–20 об/мин с числом пар полюсов 56, номинальной частотой 14,93 Гц представлена на рис. 1.14. Генератор предназначен для работы в составе ветроэлектрического агре-

гата с трехлопастным пропеллерным двигателем 1 250 кВт и сетевым преобразователем частоты. Генератор выполнен с наружным ротором, совмещенным с ротором ветродвигателя.

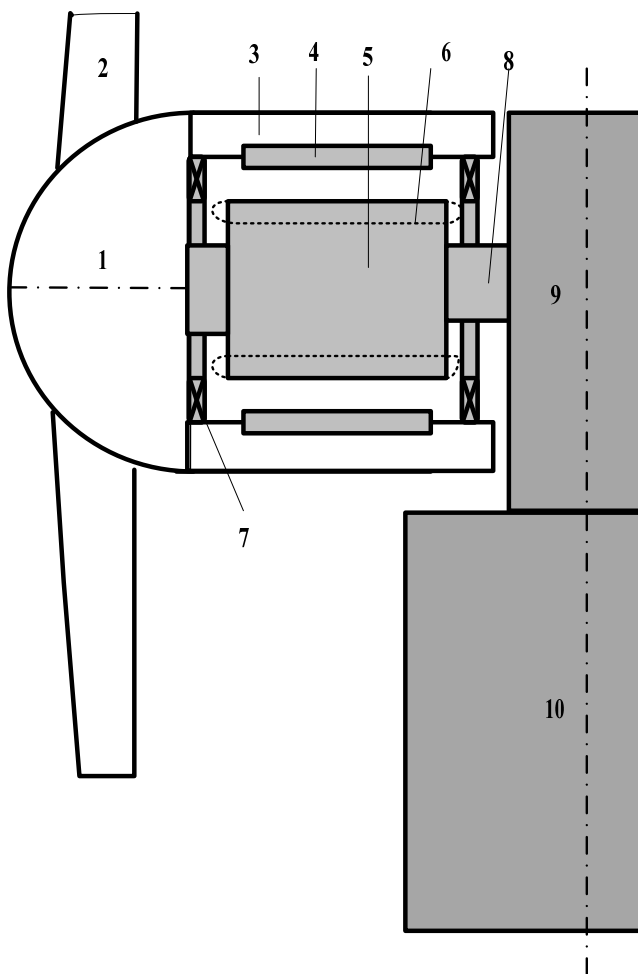


Рис. 1.14. Генератор синхронный магнитоэлектрический с возбуждением от постоянных магнитов с наружным ротором-индуктором, совмещенным с ротором ветродвигателя: 1 – обод ветродвигателя; 2 – лопасти; 3 – наружный ротор генератора; 4 – полюса (постоянные магниты); 5 – внутренний статор генератора; 6 – трехфазная обмотка статора; 7 – подшипники в подшипниковых щитах; 8 – неподвижный внутренний вал; 9 – поворотная часть мачты; 10 – мачта

Генератор имеет встроенную конструкцию. Наружный ротор генератора состоит из полюсов в виде постоянных магнитов, собран на стальном обode, составляющем одно целое с ободом ветродвигателя, на котором установлены лопасти. Ротор вращается в подшипниках, укрепленных в подшипниковых щитах, которые являются общими для генератора и ветродвигателя. Статор генератора – внутренний, содержит сердечник (магнитопровод) из холоднокатаной изотропной стали 2013, укреплен на неподвижном внутреннем валу. В пазах статора на его наружной поверхности уложена трехфазная обмотка переменного тока. Неподвижный вал статора укреплен на поворотном устройстве мачты. Постоянные магниты ротора выполнены из материала  $NdFeB$  (Неодим-железо-бор) и намагничены в радиальном направлении, располагаются на внутренней поверхности наружного ферромагнитного ротора-корпуса и совмещаются с полюсными сердечниками полюсов. Обод ротора является элементом магнитной цепи машины.

Статор – шихтованный из холоднокатаной изотропной стали 2013. В пазах уложена однослойная трехфазная петлевая обмотка.

Заполнение паза и принятые изоляционные материалы соответствуют классу нагревостойкости изоляции  $F$ , напряжению 690 В. Генератор предназначен для работы в составе автономной ВЭУ с присоединением потребителей через выпрямитель и инвертор. При частоте вращения установки 180 об/мин генератор на 50 Гц должен быть выполнен на число полюсов  $2p = 32-34$  и число пазов статора около 200 с шагом по пазам менее 5 мм, что имеет определенные конструктивные трудности.

Диапазон рабочих скоростей ветра определяется конструкцией и характеристиками ветродвигателя и составляет 3,0–11–25 м/с, где 11 – расчетная скорость ветра. Этому соответствует диапазон частот вращения ВЭУ 4,0–180 об/мин и электрическая частота 4–15 Гц. При скорости ветра от 11 до 25 м/с должна поддерживаться постоянная частота вращения 180 об/мин и электрическая частота 15 Гц.

Синхронный генератор в этом смысле уступает асинхронному, который работает со скольжением относительно сети, дает возможность проявления маховичных свойств ветроагрегата и определяет более благоприятные условия его работы в динамических режимах.

**Асинхронный генератор** проще синхронного по конструкции, дешевле и значительно надежнее, если в качестве асинхронного генератора использовать асинхронную машину с короткозамкнутым



ротором. Он позволяет в некоторых пределах регулировать частоту вращения, но нуждается в реактивной мощности для возбуждения, и всегда работает с отстающим током. Асинхронная машина в генераторном режиме работает при отрицательном скольжении. Частота вращения ротора превышает частоту вращения магнитного поля. При параллельной работе с системой асинхронный генератор, также как и двигатель потребляет из сети реактивную мощность для создания магнитного потока. Потребляемая реактивная мощность АГ может достигать 25–50 % его полной мощности, так как потребляемый намагничивающий ток равен 25–50 % номинального при напряжении, равном напряжению сети, поскольку именно из сети асинхронный генератор потребляет реактивную мощность. При нормальной скорости и силе ветра генератор работает с отрицательным скольжением и отдает в сеть активную мощность. При снижении скорости ветра и частоты вращения ветродвигателя частота вращения снижается до частоты вращения холостого хода генератора и машина переходит в режим холостого хода. При дальнейшем снижении скорости ветра и частоты вращения ротора машина переходит в двигательный режим и потребляет из сети активную мощность. Частота тока статора  $f_1$  остается постоянной, и устойчивая работа генератора с сетью сохраняется при любых значениях частоты вращения ротора и частоты ЭДС ротора и скольжения, так как

$$f_1 = f_2 / s.$$

При переходе генератора в двигательный режим он должен быть отключен от системы или от ветродвигателя. В последнем случае ветроустановка должна иметь между ветродвигателем и генератором электромагнитную или механическую муфту. При ее отключении генератор переходит в двигательный режим без нагрузки. При использовании асинхронного генератора с фазным ротором эту задачу можно выполнить размыканием цепи ротора и переводом в режим холостого хода с разомкнутым ротором.

При автономной работе асинхронного генератора должны быть обеспечены условия самовозбуждения. В качестве источника реактивной мощности используется батарея конденсаторов. Условия самовозбуждения: наличие остаточного магнитного потока, частота вращения выше критической. При этом частота индуктируемой ЭДС обмотки

статора  $f_1$  равна резонансной частоте системы, содержащей индуктивность и емкость. Индуктивность асинхронной машины зависит от ее насыщения и нагрузки и не постоянна. Одно из преимуществ асинхронной машины – повышенная устойчивость при параллельной работе с системой и постоянство частоты  $f_1$  здесь не используется.

**Асинхронизированная синхронная машина или асинхронная машина двойного питания (АМ)**, рис. 1.15 – это неявнополюсная бесколлекторная машина переменного тока, например, асинхронная машина с фазным ротором с 3-фазными обмотками на статоре и роторе. Обмотка статора подключена к сети, обмотка ротора – к возбудителю переменного тока В. Возбудитель получает питание от вспомогательной синхронной машины ВСМ или от трансформатора Т. Частота на выходе возбудителя может изменяться по требуемому закону, и в установившемся режиме равна разности частот вращения поля статора и ротора, т. е. частоте скольжения. Возбудитель является преобразователем частоты источника питания в частоту скольжения.

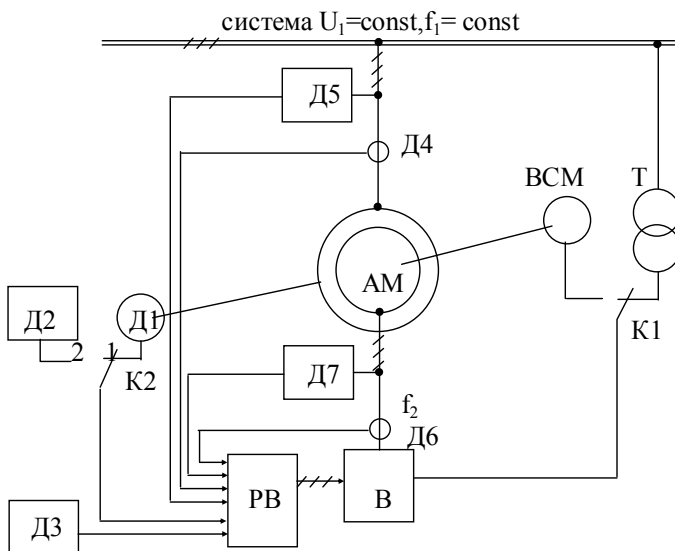


Рис. 1.15. Асинхронизированная синхронная машина (асинхронная машина двойного питания): РВ – регулятор возбуждения; В – возбудитель; ВСМ – вспомогательная синхронная машина; Т – трансформатор; К1 – переключатель; Д1 – датчик углового положения ротора; Д2 – датчик независимой частоты; Д3 – датчик тригонометрических функций угла вектора напряжения системы; Д4, Д5, Д6, Д7 – датчики токов и напряжений статора и ротора

Асинхронизированная машина может работать с переменной частотой вращения в синхронном или асинхронном режиме, в режиме недо возбуждения или перевозбуждения, так как ротор питается от постороннего источника – возбуждителя.

Автоматический регулятор возбуждения РВ управляет возбуждителем на основе информации, получаемой от системы датчиков.

В установившемся режиме активные и реактивные мощности обмоток статора и ротора постоянны, вращающий момент  $M = \text{const}$  и угловая скорость ротора  $\omega = \text{const}$ . Магнитные потоки статора и ротора вращаются синхронно при любом значении угловой скорости ротора. Угловая частота поля ротора относительно ротора

$$\omega_2 = \omega_1 - \omega = \omega_1 s,$$

где  $\omega_1$  – частота вращения поля статора;

$s$  – скольжение.

Это условие может быть реализовано двумя способами: 1)  $\omega_2$  является независимой переменной, а  $\omega$  – функцией скоростей  $\omega_1$  и  $\omega_2$ ; 2)  $\omega$  является независимой переменной, а  $\omega_2$  – функцией скорости  $\omega_1$  и  $\omega$ .

В первом случае АМ имеет синхронные свойства и работает в «обобщенном синхронном» режиме. Система регулирования разомкнута по скорости, а сигнал  $\omega_2$  поступает на вход РВ от независимого датчика частоты Д2. При изменении момента на валу  $\omega_1 = \text{const}$  и  $\omega_2 = \text{const}$ , и установившийся режим наступает при  $\omega = \omega_1 + \omega_2 = \text{const}$ , т. е. при неизменной частоте вращения ротора. Этот режим аналогичен режиму работы синхронной машины.

Во втором случае машина имеет асинхронные свойства и работает в «обобщенном асинхронном» режиме. Система регулирования замкнута по скорости и на вход РВ поступает сигнал угловой скорости ротора от датчика положения ротора Д1. При изменении момента на валу и  $\omega_1 = \text{const}$  установившийся режим наступает при произвольном значении скорости ротора,  $\omega_2$  изменяется в зависимости от  $\omega_1$  и  $\omega$ . Значения  $\omega$  и  $\omega_2$  зависят от механической характеристики. Частота вращения ротора изменяется при изменении нагрузки также как в обычной асинхронной машине.

В обоих случаях с изменением тока ротора изменяется реактивная мощность статора, как и в обычной синхронной машине. Машина может работать в режиме недовозбуждения или перевозбуждения, так как ротор питается от постороннего источника – возбудителя.

Частота вращения ротора регулируется: в синхронном режиме изменением частоты  $f_2$ , в асинхронном режиме – изменением напряжения ротора. При этом изменяется соотношение между  $M$  и  $M_c$ , что приводит к изменению скорости ротора. Установившийся режим наступает при выравнивании моментов. Асинхронизированная синхронная машина позволяет регулировать реактивную мощность и работать в установившемся режиме с различной частотой вращения ротора, что требуется в ветроустановках.

### Вопросы

1. Как обеспечивается стабильность выходного напряжения и частоты генератора ВЭУ при переменной скорости ветра?

2. Начертите схему бесконтактного возбуждения синхронного генератора ВЭУ.

3. Назовите требования к схеме управления генератора ВЭУ.

4. Назовите преимущества и недостатки асинхронного генератора в качестве генератора ВЭУ.

5. Чем асинхронизированный генератор отличается от обычного асинхронного? Начертите принципиальную схему управления асинхронизированного генератора. Поясните назначение основных элементов.

6. Определите ток холостого хода, приведенный ток ротора и ток статора асинхронного десятиполюсного генератора ветроэнергетической установки номинальной мощностью 11 кВт, фазным напряжением 72,6 В, частотой вращения 200 об/мин и номинальной частотой 16,7 Гц при скольжении – 0,04. Расчетная скорость ветра 11 м/с. Параметры Г-образной схемы замещения асинхронного генератора:

$$R_1 = R_2'' = 0,11 \text{ Ом}; \quad X_1 = X_2'' = 0,12 \text{ Ом};$$

$$R_0 = 0,42 \text{ Ом}; \quad X_0 = 5,75 \text{ Ом}.$$

7. Нарисуйте схему связи асинхронного генератора ветроэнергетической установки п. 6 с энергосистемой с номинальным напряжением 10 кВ и частотой 50 Гц. В каком скоростном режиме работает ветроэнергетическая установка?

8. Определите мощность на валу генератора п. 6, 7, активную и реактивную электрическую мощность на выходе генератора и уточните направление потоков мощности при скольжении – 0,04.

9. Определите  $\cos \phi$ , КПД, потери мощности в обмотках статора и ротора, потери мощности в стали генератора по п. 6, 7, 8, если механические потери равны 0,2 кВт.

10. Определите скорость ветра, которой соответствует режим работы генератора п. 6, 7, 8, 9.

#### **1.4. Ветро-дизель-генераторная установка Для питания автономных потребителей**

ВЭУ могут быть конкурентоспособными с традиционными источниками энергии в районах с высоким ветровым потенциалом при электроснабжении удаленных потребителей. Это достигается путем создания энергетических установок, максимально использующих энергию ветра и обеспечивающих надежность питания потребителей высококачественной электроэнергией.

Один из вариантов такого решения – комплексная энергетическая установка для питания автономных потребителей электроэнергии. Структурная схема этой установки (рис. 1.16) состоит из взаимосвязанных функциональных блоков: ВЭУ – ветроэнергетическая установка – первичный источник переменного тока; ВГ – ветрогенератор; ДГУ – дизель-генераторная установка (резервный источник переменного тока); ДГ – дизель-генератор; АКБ – аккумуляторная батарея, работающая в буферном режиме; В – выпрямительно-зарядное устройство, И – инвертор (преобразователь постоянного тока в переменный).

Система автоматически обеспечивает аварийную защиту, аварийно-предупредительную сигнализацию, пуск, остановку, включение нагрузки, включение на параллельную работу с основным источником или резервирование, дистанционное управление, заряд аккумуляторов. Схема установки обеспечивает: 1 – максимально возмож-

ное использование энергии ветра; 2 – минимально возможный расход дизельного топлива; 3 – комплектуется из серийно выпускаемых агрегатов и аппаратов; 4 – простоту и надежность работы; 5 – стабильность параметров и бесперебойность снабжения потребителей; 6 – высокую степень гибкости режимов питания автономных потребителей (возможно использование либо ВЭУ, либо АБ, либо ДГУ или их совместная работа); 7 – работа АБ на нагрузку в буферном режиме устраняет недостатки электроснабжения потребителей от ВЭУ – ликвидирует провалы и превышение напряжения, и значительные отклонения частоты.

В схеме приняты следующие обозначения аппаратов: РН1, РН2 – реле напряжения; К1, К2 – контакторы; РВ – реле времени с выдержкой времени при срабатывании;  $R_a$ ,  $R_c$  – нагрузка фаз А и В (неответственные токоприемники).

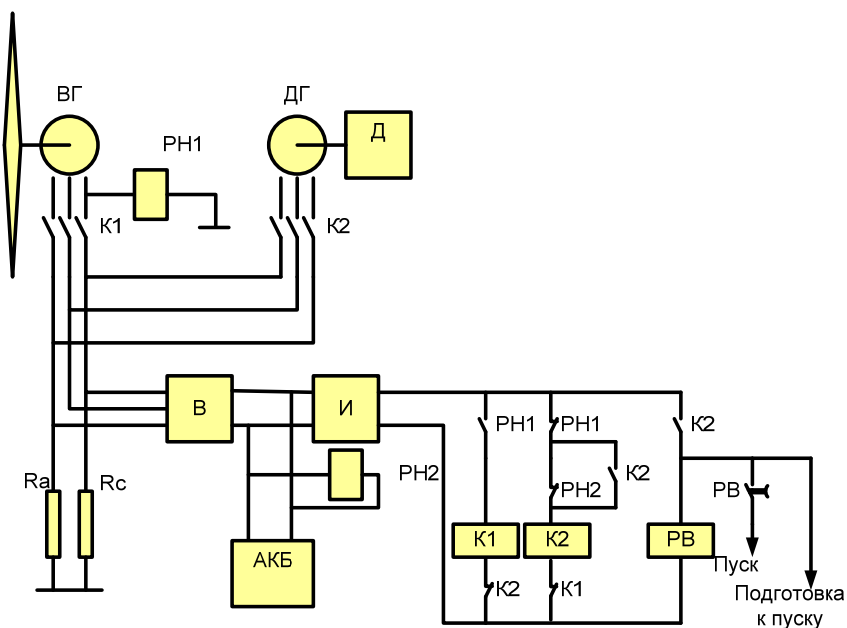


Рис. 1.16. Электрическая схема ветро-дизель-генераторной установки для питания автономных потребителей

## Вопросы

1. Назовите и охарактеризуйте основные элементы ветро-дизель-генераторной установки.
2. Каково назначение установки, и каковы ее функции?
3. Как обеспечивается надежность и качество электроэнергии для потребителей разной категории?
4. Поясните порядок работы системы в различных ветровых условиях.
5. Как осуществляется питание потребителей при исчезновении ветра?
6. Когда вводится в действие дизель-генераторная установка?
7. Какую роль играет аккумуляторная батарея и в каком режиме она работает?
8. Назовите несколько крупных действующих ветроэлектростанций. Какова их мощность? Какова мощность одной турбины?
9. Предложите вариант схемы управления ветро-дизель-генераторной установкой, которая обеспечит параллельную работу ветро-генератора и дизель-генератора. Какие сложности появятся при переходе от совместной работы к параллельной работе?

### 1.5. Перспективы ветроэнергетики в Беларуси

Республика Беларусь обладает развитой промышленностью и системой транспорта с энергоемкими производствами и энергетикой, на 85 % базирующейся на привозных энергоносителях. В эпоху всеобщего сокращения мировых запасов энергоресурсов, усиления борьбы за обладание этими ресурсами или за доступ к ним и роста цен на импортируемые энергоносители назрела необходимость внедрения новых источников энергии, обеспечивающих энергетическую независимость и энергетическую безопасность страны. Таких источников два: ядерная энергетика и возобновляемые источники энергии, включая местные виды топлива. К размещению в стране атомной электростанции после Чернобыльской катастрофы население страны еще не готово. Тем не менее, на правительственном уровне решение о строительстве Белорусской атомной электростанции уже принято и строительство начато.

Беларусь обладает значительными возобновляемыми энергетическими ресурсами. Энергия ветра является важнейшим возобновляемым источником энергии. Другие источники: биомасса, гидроэнергия рек, солнечная энергия – менее интенсивны или их использование связано с нарушением экологии. Извлечение энергии биомассы и местных видов топлива сопровождается сжиганием отходов и загрязнением атмосферы. Извлечение гидроэнергии рек сопровождается заливом и потерей значительных территорий, нарушением экологии и условий жизни, что ограничивает возможности гидроэнергетики. Солнечная энергия здесь – значительно менее интенсивна.

Анализ ветровых условий Беларуси показывает, что приведенные среднегодовые фоновые скорости ветра составляют 2,8–4,4 м/с, что считается неперспективными для ветроэнергетики. Однако в ряде местностей и в отдельных точках отмечаются более высокие скорости ветра: наибольшие на вершинах некоторых возвышенностей 5–6 м/с и фоновые на возвышенностях – 4,4–4,8 м/с (табл. 1.4). Такие площадки перспективны для внедрения ветроэнергетических установок.

Таблица 1.4

Расчетные среднегодовые наибольшие и фоновые скорости ветра на некоторых высотах на территории Беларуси

№	Область, район	Населенный пункт	Абсолютная высота, м		Среднегодовая скорость	
			Наибольшая	Фоновая	Наибольшая	Фоновая
1	2	3	4	5	6	7
Минская область						
1	Мядельский	Пасынки	217	165	6,0	
2	Молодечненский	Уша	281	240	5,7	4,3
3	Логойский	Янушковичи	264	215	5,6	4,1
4	Логойский	Лысая Гора	342	300	6,2	4,7
5	Логойский	Звериничи	261	210		4,0
6	Дзержинский	Глушинцы	342	300	6,1	4,7
7	Дзержинский	Чики	284	240	5,7	4,3
8	Дзержинский	Павелково	252	200	5,6	4,0
9	Минский	Клюй	308	250	6,0	4,3
10	Минский	Чучаны	242	210	5,6	4,1
11	Копыльский	Велешино	243	200	5,4	4,0



Окончание табл. 1.4

1	2	3	4	5	6	7
12	Клецкий	Пан. Мурованка	222	180	'	3,9
13	Смолевичский	Луково	236	200	5,3	4,0
14	Воложинский	Першай	252	200		4,0
Гродненская область						
15	Ошмянский	Кеждуны	265	220	5,-	4,5
16	Ошмянский	Тимуты	214	190	5,3	4,4
17	Ошмянский	Лейлубка	214	190	5,3	4,4
18	Ошмянский	Лужище	300	280	5,6	4,8
19	Островецкий	Вяжи	300	260	-	4,7
20	Сморгонский	Милидовщина	320	280	6,0	4,8
21	Ивьевский	Трабы	208	180	5,2	4,3
22	Новогрудский	Пуцевичи	323	290	6,0	4,8
23	Дятловский	Беяки	244	200	5,5	4,5
24	Свислочский	Б. Бобровники	232	200	5,1	4,5
25	Зельвенский	Пасутичи	223	190	5,3	4,4
26	Гродненский	Гривки	221	190	5,4	4,4
Витебская область						
27	Лиозненский	Добромысль	236	200	5,5	4,4
28	Лиозненский	Вел. Село	250	220	5,6	
29	Лиозненский	Шарики	251	200	5,6	4,5
30	Лиозненский	Городок	297	260	6,0	4,7
31	Витебский	Краски	245	210	5,6	4,5
32	Городокский	Лахи	228	190		4,4
33	Городокский	Загоряне	250	220	5,7	4,5
34	Браславский	Укля	185	140	5,6	4,1
35	Оршанский	Пугляи	229	200	5,4	4,5
36	Толочинский	Голошево	225	208	5,3	4,5
37	Толочинский	Козигорка	252	220	5,6	4,5
38	Толочинский	Криницы	235	210	'	4,5
39	Сенненский	Пацково	252	220	5,6	4,5
40	Лепельский	Путчино	261	230	5,-	4,6
41	Докшицкий	Телешы	211	190	5,2	4,4
42	Поставский	Романишки	231	200		4,5
43	Ушачский	Адворица	231	200	5,4	4,5
Могилевская область						
44	Шкловский	Польковичи	220	200	4,6	4,0
45	Горецкий	Староселье	220	200	5,0	4,0

В целом исследователи указывают на 1800–2000 площадок на территории в основном Минской, Гродненской и Витебской областей со среднегодовыми скоростями ветра от 4,5 до 6 м/с и более. Расположение площадок на территории страны видно на карте (рис. 1.17).

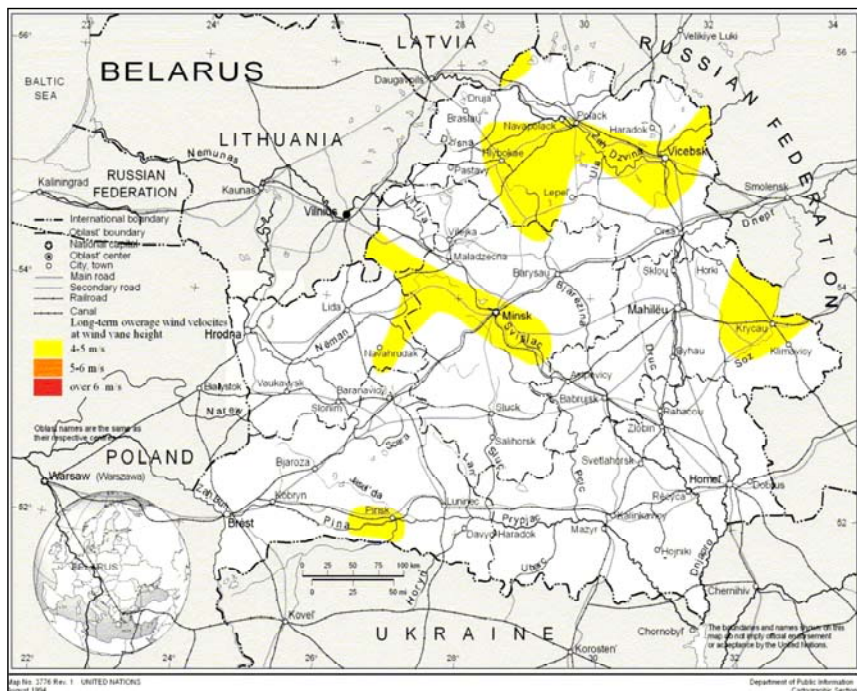


Рис. 1.17. Карта ветров Беларуси

**Порядок расчета экономической эффективности** ветроэнергетических установок и ветроэлектрических станций в Республике Беларусь регламентируется техническим кодексом установившейся практики ТКП 17-02.02.2010 «Охрана окружающей среды и природопользование. Правила размещения и проектирования ветроэнергетических установок».

*Опыт развития ветровой и других видов возобновляемой энергетики во всем мире показывает необходимость:*

- введения стимулирующих тарифов для производителей электроэнергии на возобновляемых источниках энергии;

– принятия обязательств по развитию возобновляемой энергетики и рыночных инструментов для ее развития на законодательном уровне;

– гарантий устойчивого возврата инвестиций, неизменности цен на возобновляемую энергию и приемлемый уровень инвестиционных рисков, при котором сроки реализации проектов позволяют инвесторам возмещать вложенные средства,

– реформирования рынка путем: устранения барьеров на пути развития возобновляемой энергетики, устранения неравных условий на рынке, прекращения субсидирования энергетики на ископаемом топливе, учета в стоимости энергии социальных и экологических издержек, возникающих в результате загрязнения окружающей среды, обеспечения доступа к сетям и стратегического развития энергосистемы, соответствующих административных действий и общественного понимания и поддержки.

Стимулирующий тариф для производителей электроэнергии на возобновляемых источниках в Беларуси составляет около 0,13 долл./кВт·ч. Такой тариф в Беларуси устанавливается на основании Постановления Министерства экономики и Декларации об уровне тарифов на электрическую энергию, отпускаемую республиканскими унитарными предприятиями электроэнергетики для юридических лиц и индивидуальных предпринимателей.

Согласно постановлению за основу принимается средний тариф на электроэнергию для субъектов хозяйствования с установленной мощностью до 750 кВА. Этот тариф составляет 0,138 долл./кВт·ч. Тариф для населения – 0,061 долл./кВт·ч. В наших расчетах принимаем средний тариф 0,12 долл./кВт·ч. Повышение тарифа определяется коэффициентами: в течение первых 10 лет после ввода в строй ВЭС на время окупаемости устанавливается повышающий коэффициент 1,1 и тариф 0,13 долл./кВт·ч, в течение следующих 10 лет вводится коэффициент 0,85.

Повышение тарифа оправдано и финансируется государством. Оно обосновано экономическими и экологическими особенностями ветроэнергетики:

– уменьшением выбросов углекислого газа, окислов серы и фтора и др. и обеспечивает денежную компенсацию согласно Киотскому протоколу;

– основная выработка электроэнергии ветроэнергетическими установками приходится на часы дневного максимума нагрузок в энергосистеме, поэтому стоимость электроэнергии, производимой ВЭУ, согласуется с действием зонных тарифов. ВЭУ 85 % времени работают при пиковых режимах энергосистемы, когда тариф на потребление электроэнергии от сетей составляет 0,17–0,20 долл./кВт·ч; стимулирующий тариф, действующий в течение срока окупаемости (10 лет), должен быть установлен **законодательно** и быть не менее 0,13 долл./кВт·ч, тариф, учитывающий экологические преимущества ветроэнергетики и действующий в течение последующих лет эксплуатации должен быть не менее 0,085 долл./кВт·ч.

– тариф на электроэнергию от возобновляемых экологически чистых источников энергии 0,13 долл./кВт·ч фактически не является завышенным, а наоборот, с учетом всех названных преимуществ ветроэнергетики, он мог бы быть еще повышен. Но и такой тариф должен оказать стимулирующее воздействие на инвестиционный климат в ветроэнергетике страны.

Главными условиями внедрения ветроэнергетики в Беларуси и странах Балтийско-черноморского региона являются: наличие подходящих ветровых условий и наличие стимулирующего законодательства.

Выражение «низкий ветроэнергетический потенциал» указывает только на невозможность повсеместного расположения ВЭС, на необходимость их строительства в местах, где скорость ветра обеспечивает экономическую выгодность проектов.

Беларусь обладает значительными ветроэнергетическими ресурсами, а теперь появились стимулирующие тарифы в области ветроэнергетики и других ВИЭ.

Расчеты показывают технико-экономическую целесообразность и выгодность строительства ветроэлектростанций на территории Беларуси при наличии стимулирующего законодательства и в первую очередь стимулирующих тарифов, действующих в течение срока окупаемости, и тарифов, учитывающих экологические преимущества ветроэнергетики и действующих в течение всего срока эксплуатации.

Наиболее предпочтительными вариантами первоочередного строительства ВЭС по срокам окупаемости и выработке электроэнергии

являются варианты расположения ВЭС на высотах в Гродненской, Витебской и Минской областях, на площадках, где среднегодовая скорость ветра превышает величину 4–4,5 м/с.

**При выборе типа ветроэнергетической установки для ВЭС на территории Беларуси следует руководствоваться следующими принципами:**

– ВЭУ 1500–2000 кВт, имеют серьезные технико-экономические преимущества перед менее мощными установками – меньшие относительные эксплуатационные затраты и затраты на создание инфраструктуры, более эффективное использование ветрового потока, особенно с увеличением высоты мачты до 110м, наиболее эффективное использование перспективных площадок;

– мировой практикой определен типоряд ветроустановок континентального базирования В12 и типоряд установок прибрежного и морского базирования В15; определены также типоряды В6, В8, В10, соответствующие ветровым климатическим зонам, характерным для равнинно-холмистой местности Балтийско-черноморского региона (куда также относится Беларусь), со среднегодовыми фоновыми скоростями ветра

Типоряд	ВЭУ континентального базирования				ВЭУ прибрежного и морского базирования
	В6	В8	В10	В12	
Типоряд	В6	В8	В10	В12	В15
Среднегодовая скорость ветра, м/с	3,5	3,5–4,0	4,0–4,5	4,5–6	6 и выше
Расчетная скорость ветра, м/с	6–8	8–10	10–12	12–15	15

– на территории Беларуси целесообразен выбор ВЭУ с расчетной скоростью ветра 11 м/с и высотой опоры 90–110 м;

– целесообразен выбор ВЭУ с прямым приводным синхронным генератором, как наиболее надежный вариант, или применение асинхронного генератора с короткозамкнутым ротором, или асинхронного генератора двойного питания;

– предпочтительно соединение ВЭУ с сетью через статический преобразователь частоты, который обеспечивает возможность работы ВЭУ с переменной частотой вращения и упрощает пусковые процессы;

– при проектировании ВЭС предусматривают возможность ее расширения и соответственно выбирают элементы электрической схемы связи с энергосистемой;

– не внедряют ВЭУ мощностью менее 1 МВт, демонтируемые в европейских странах в связи с техническим перевооружением мировой ветроэнергетики и предлагаемые на рынке ветроэнергетики. Затраты на демонтаж, транспортировку и последующий монтаж таких ВЭУ перекрывают более низкую их стоимость. Ограниченное количество перспективных площадок заполняют установками максимальной мощности. Внедряют только современные ВЭУ мощностью не менее 1 500–2 000 кВт континентального базирования;

– при проектировании ВЭС учитывают: наличие построек, хозяйственных или других объектов на территории площадок или вблизи, наличие лесных массивов, кустарника, крупных водоемов, наличие в радиусе 10 км линий электропередачи ЛЭП 6, 10, 35, 110 кВ и проверена возможность подключения ВЭУ 1 500–2 000 кВт и необходимость реконструкции действующей ЛЭП.

– окончательное решение о строительстве и конструктивных особенностях ВЭС принимают после проведения проектно-изыскательских работ с выполнением контрольных измерений ветрового режима на предполагаемых площадках специализированной метеорологическими службой;

– на территории страны существуют зоны, площадки на возвышенностях и на высотах, где среднегодовые скорости ветра составляют 4,8–6,2 м/с и на которых могут быть установлены ВЭУ, обеспечивающие достаточную выработку электроэнергии для обеспечения окупаемости. Появление на рынке ветроэнергетической техники установок континентального базирования мощностью 1 500–2 000 кВт и более с возможностью установки на высоте 90–110 м в принципе изменяет возможности ветроэнергетики в стране. Оказывается, что страна располагает значительными ветроэнергетическими ресурсами, достаточными для обеспечения 10–20 % требуемой электроэнергии при полной окупаемости затрат на создание ветроэлектростанций.

Ветроэнергетика открывает путь к производству экологически чистого водородного топлива для транспорта. Потому что сжигание органического топлива для получения водорода – неэкономично и неэкологично. Затраты энергии на электролиз воды превышают

энергосодержание самого водородного топлива, а выход углекислого газа при сжигании органического топлива остается в полном объеме.

### Вопросы и задачи

1. Территория Беларуси составляет 207,6 тысяч км<sup>2</sup>. Минимальная высота над уровнем моря – 90 м. На высоте 300–350 м над уровнем моря, где среднегодовые скорости ветра находятся в пределах от 4,8 до 6,2 м/с, расположено 206 км<sup>2</sup> или 0,1 % всей территории. Полагая возможным использовать для целей ветроэнергетики территорию, расположенную на высоте более 300 м, определите:

- 1) возможную годовую выработку электроэнергии ветроэнергетическими установками в кВт·ч и в % общего потребления страны;
- 2) их суммарную установленную мощность;
- 3) капитальные затраты на строительство;
- 4) срок их окупаемости.

Номинальная мощность одной ВЭУ 2 000 кВт. Высота установки 110 м. Расстояние между ближайшими агрегатами принимается равным 4-кратной высоте установки. Капитальные затраты на строительство – 2 000 долл. за 1 кВт установленной мощности, средний тариф на электроэнергию для потребителей – 0,1 долл. за 1 кВт·ч. Определите срок окупаемости ВЭУ при применении стимулирующего тарифа за электроэнергию, получаемую от нетрадиционных источников энергии, равного 0,13 долл./кВт·ч. Коэффициент использования номинальной мощности ВЭУ при среднегодовой скорости ветра 4,5 м/с, расчетной скорости ветра 11 м/с, высоте установки 110 м равен 0,375. Дополнительная выгода от внедрения ВЭУ составляет 5 %, дополнительные эксплуатационные затраты – 25 %.

#### Решение:

Количество ВЭУ

$$N = \frac{S}{S_1} = \frac{206 \cdot 10^6}{(110 \cdot 4) \cdot (110 \cdot 4)} \approx 1\,064 \text{ установки.}$$

Номинальная мощность всех установок

$$P = 2\,000 \cdot 1\,120 = 2\,240\,000 \text{ кВт.}$$

Суммарные капитальные затраты

$$K = 2\,000 \cdot 2\,128\,000 = 4,256 \cdot 10^9 \text{ долл.}$$

Годовая выработка электроэнергии

$$W = 22\,128\,000 \cdot 0,375 \cdot 8760 = 6,99 \cdot 10^9 \text{ кВт} \cdot \text{ч/г.}$$

Срок окупаемости при тарифе на электроэнергию 0,13 долл./кВт·ч

$$T = \frac{2\,000}{0,13 \cdot 0,375 \cdot 8760 \cdot (1 + 0,05 - 0,25)} = 5,9 \text{ г.}$$

2. Составьте программу расчета и оцените эффективность использования энергии ветра по коэффициенту использования номинальной мощности, годовой выработке электроэнергии и сроку окупаемости ветроэлектрической станции мощностью 3 000 кВт (2 агрегата по 1 500 кВт) в районе высоты Лысая гора Логойского района Минской области. Абсолютная высота вершины 342 м, наибольшая среднегодовая скорость ветра 6,2 м/с, а абсолютная фоновая высота – 300 м и фоновая среднегодовая скорость ветра – 4,7 м/с. Капитальные затраты на строительство ВЭУ составляют 1 800 долл. США на 1 кВт установленной мощности. Средняя стоимость электроэнергии для потребителей с учетом НДС составляет 0,13 долл. за 1 кВт·ч.

3. На карте местности расположите агрегаты ВЭС с учетом размаха лопастей и необходимых расстояний между ВЭУ. Покажите расположение трансформаторной подстанции и линию электропередачи. Нарисуйте кинематическую схему ветроэнергетической установки 1 500 кВт, содержащую ветродвигатель, редуктор, асинхронный генератор. Составьте электрическую схему управления установки.

4. Разработайте принципиальную электрическую схему управления ВЭУ. Синхронный генератор подключен к системе через повышающий трансформатор. При снижении скорости ниже 3 м/с генератор отключается от сети, лопасти ветродвигателя переводятся в нерабочее положение. При повышении скорости ветра свыше 3 м/с, генератор подключается к сети, и работая в двигательном режиме, запускает ветродвигатель и переходит в генераторный режим. При скорости ветра от 3 м/с до расчетной скорости 11 м/с лопасти вет-



родвигателя установлены под углом атаки, обеспечивающим максимальную подъемную силу. Мощность, развиваемая ветродвигателем и отдаваемая в сеть генератором, пропорциональна кубу скорости ветра. При скорости ветра от 11 м/с до 25 м/с установка развивает номинальную мощность. Это достигается регулированием угла поворота лопастей, при котором уменьшается угол атаки и снижается коэффициент мощности ветродвигателя. При скорости ветра более 25 м/с лопасти ветродвигателя становятся в нерабочее положение, а генератор отключается от сети. Ориентирование головки ветроагрегата по ветру осуществляется исполнительным двигателем системы ориентирования. Двигатель получает сигнал от системы ориентирования, содержащей датчик направления ветра – флюгера с сельсином-датчиком. Скорость ветра измеряется анемометром с электрическим датчиком. Анемометр и флюгер выполнены в одном блоке и расположены на корпусе ветроагрегата.

5. Нарисуйте схему электрических соединений ВЭС и энергетической системы с напряжением 110 кВ. На электростанции установлены 2 синхронных и 8 асинхронных генераторов по 1 000 кВт. Выберите трансформаторы.

6. Как осуществляется грозозащита ВЭС? Как противостоять обледенению лопастей ветродвигателя?

7. Назовите возобновляемые и невозобновляемые (традиционные) источники энергии.

8. Нарисуйте и поясните схему преобразования энергии возобновляемого источника.

9. Охарактеризуйте возобновляемые источники энергии: их эффективность, стоимость оборудования на 1 кВт установленной мощности, стабильность, возможности применения, влияние на окружающую среду, необходимость их внедрения.

10. Как обеспечивается стабильность выходного напряжения и частоты генератора ВЭУ при переменной скорости ветра?

11. Начертите схему бесконтактного возбуждения синхронного генератора ВЭУ. Назовите требования к схеме управления генератора ВЭУ.

12. Назовите преимущества и недостатки асинхронного генератора в качестве генератора ВЭУ.

13. Чем асинхронизированный генератор отличается от асинхронного?

14. Определите расчетную мощность трехлопастной горизонтально-осевой установки с диаметром ветроколеса 84 м, при расчетной скорости ветра 11 м/с и плотности воздуха  $1,3 \text{ кг/м}^3$ , а также оптимальную быстроходность и частоту вращения ветроколеса, об/мин, полагая  $c_p = 0,35$ . Определите номинальную мощность, частоту вращения и число пар полюсов прямоприводного синхронного генератора при номинальной частоте сети 50 Гц, если КПД генератора равен 85,9 %.

**Примечание:** Быстроходность ветроколеса – это отношение окружной скорости на конце лопасти ветроколеса  $V_K$  к расчетной скорости ветра  $V$

$$Z = \frac{V_K}{V} = \frac{\omega R}{V},$$

где  $R$  – радиус ветроколеса;

$$\omega = Z \frac{V}{R} \text{ – угловая частота вращения ветроколеса.}$$

Оптимальная быстроходность ветроколеса – это такая быстроходность, при которой оно вращается не слишком быстро, чтобы лопасти не двигались в турбулизированном предыдущей лопастью потоке и не слишком медленно, чтобы часть потока не проходила через сечение ветроколеса без взаимодействия с его лопастями:

$$Z_{\text{опт}} \approx \frac{4\pi}{N} \text{ (} N \text{ – число лопастей ветроколеса).}$$

15. Определите капитальные затраты на строительство, годовую выработку электроэнергии, экономический эффект от выработки электроэнергии и срок окупаемости 1-го энергоблока Белорусской атомной электростанции, если мощность энергоблока 1 200 000 кВт, тариф на электроэнергию 0,065 долл./кВт·ч, дополнительный экономический эффект от снижения выброса парниковых газов 5 %, дополнительные эксплуатационные затраты: на ядерное топливо и на захоронение отходов – 7 % стоимости электроэнергии, на техническое обслуживание, погашение кредитов, эксплуатацию станции и электрических сетей, налоги – 30 % стоимости электроэнергии, на собственные нужды – 4 % стоимости электроэнергии. Удельные капитальные затраты с учетом затрат на инфраструктуру составля-

ют 5 500 долл. за 1 кВт установленной мощности, коэффициент использования номинальной мощности 0,7.

**Примечание:** Основное горючее АЭС – Уран 235. В природном Уране – 238 его содержится 0,7 %. При распаде ядра атом Урана 235 делится на две части с выделением энергии. При расщеплении одного килограмма Урана 235 получается 8,6–9,6 млн кВт·ч электроэнергии (с учетом КПД = 35–40 %). Это эквивалентно сжиганию 2 700–2 900 т угля.

16. Определите номинальную суммарную мощность, затраты на строительство и годовой экономический эффект строительства ветроэлектростанций на перспективных площадках в Минской, Гродненской и Витебской областях, которые обеспечили бы такое же годовое производство электроэнергии, как 1-й блок АЭС. Предполагается, что все ВЭС располагаются в зонах со среднегодовой фоновой скоростью ветра 4,5 м/с и имеют расчетную скорость ветра 11 м/с и высоту установки 110 м, стимулирующий тариф на электроэнергию 0,13 долл./кВт·ч, удельная стоимость 2 000 долл. за 1 кВт установленной мощности. Определите необходимое количество ВЭУ, полагая единичную мощность ВЭУ 2 000 кВт. Дополнительная выгода от внедрения ВЭУ составляет 5 %, дополнительные эксплуатационные затраты – 25 %.

Таблица 1.5

Сравнение технико-экономических показателей строительства ВЭС и АЭС (к задачам 15 и 16)

Наименование	ВЭС	АЭС-1-й энергоблок
1	2	3
Коэффициент использования номинальной мощности установки	0,375	0,7
Тариф на электроэнергию долл./кВт·ч	0,13	0,065
Капитальные удельные затраты на строительство электростанций и инфраструктуры, долл./кВт	2 000	5 500
Срок службы, лет	25	25
Расход Урана 235 на выработку электроэнергии, кг/млн кВт·ч	0	0,104
Энергосодержание урана 235, т у.т./кг	0	2 700

Окончание табл. 1.5

1	2	3
Цена Урана 235 с учетом затрат на обогащение и на захоронение отходов, долл./т у.г.	0	16
Годовые затраты на ТО, погашение кредитов, эксплуатация станции и электрических сетей, налоги, о.е. стоимости электроэнергии	0,25	0,3
Годовые затраты на ядерное топливо и на захоронение отходов, о.е. стоимости электроэнергии	0	0,07
Годовые затраты на электроэнергию для СН, о.е. стоимости электроэнергии	0	0,04
Годовые эксплуатационные затраты, о.е. стоимости электроэнергии, ВСЕГО	0,25	0,4
Дополнительный годовой экономический эффект от снижения выбросов парниковых газов, о.е. стоимости электроэнергии, ВСЕГО	0,05	0,05
Количество установок (АЭС-1-й энергоблок, ВЭС), шт.	1 120	1
Установленная мощность (АЭС-1-й энергоблок, ВЭС), млн кВт	2,24	1,2
Годовая выработка электроэнергии, млрд кВт·ч	7,358	7,358
Годовая выработка электроэнергии, % потребления страны	21,0	21,0
Капитальные затраты, млрд долл.	4,5	6,6
Экономический эффект, млрд долл./год	0,8	0,3
Срок окупаемости, лет	5,9	21,5

*Таким образом:*

1. Внедрение ветроэнергетики в Беларуси целесообразно и необходимо независимо от решения вопроса о строительстве атомной электростанции. При существующих сегодня ценах на оборудование и тарифах на электроэнергию в Беларуси при правильном выборе места расположения и номинальных данных ВЭУ срок окупаемости ВЭС не превышает 8 лет. После возвращения инвестиций ВЭС обеспечивает чистую прибыль ее владельцу без затрат на топливо при небольших затратах на обслуживание.

2. Экономически целесообразно внедрение ветроэнергетических установок со сроками окупаемости до 8 лет. Такой срок окупаемости при удельных капитальных затратах 1 500–2 000 долл за 1 кВт установленной мощности и стимулирующем тарифе на электроэнергию 0,13 долл/кВт·ч обеспечивается при внедрении ВЭУ на площадках со среднегодовыми скоростями ветра от 4–4,5 до 6 м/с

и выше, на высотах, возвышающихся над плато на 20–30 м и более. Экономически целесообразно внедрение в Беларуси ветроэнергетических установок, спроектированных на расчетную скорость ветра 11 м/с, высотой 70–110 м.

3. Следует внедрять только современные ВЭУ континентального базирования мощностью не менее 1 500–2 000 кВт. Не следует внедрять ветроэнергетические установки мощностью менее 1 МВт, особенно установки, демонтируемые в европейских странах в связи с техническим перевооружением мировой ветроэнергетики и предлагаемые на рынке ветроэнергетики.

4. Возможная выработка электроэнергии с помощью окупаемых ВЭУ со сроком окупаемости менее 8 лет при ценах на оборудование и тарифах на электроэнергию 2013 года с учетом стимулирующих коэффициентов может составить до 20 % собственного электропотребления страны. По мере роста цен на энергоносители и электроэнергию выгодность внедрения ветроэнергетики будет распространяться на территории с более низкими скоростями ветра.

5. Ветроэнергетика в Беларуси по своим технико-экономическим показателям выгоднее ядерной энергетики. Возможная выработка электроэнергии с помощью окупаемых ВЭУ при существующих ценах на оборудование и тарифах на электроэнергию ограничена 20 % потребности страны.

6. Наиболее предпочтительным вариантом первоочередного строительства ВЭС по срокам окупаемости и выработке электроэнергии являются варианты расположения ВЭС на максимальных высотах со среднегодовой скоростью ветра 6–6,2 м/с:

- 1) высота 217 м д. Пасынки Мядельского района Минской области;
- 2) высота 342 м Лысая Гора Логойского района;
- 3) высота 342 м д. Глушинцы Дзержинского района;
- 4) высота 308 м д. Клюи Минского района;
- 5) высота 320 м д. Милидовщина Сморгонского района Гродненской области;
- 6) высота 323 м д. Пуцевичи Новогрудского района;
- 7) высота 297 м д. Городок Лиозненского района Витебской области.

На основании полученного опыта их разработки и эксплуатации будет возможно дальнейшее широкое внедрение ветроэнергетики в энергетику страны.

## 2. СОЛНЕЧНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

### 2.1. Характеристики солнечного излучения

Солнечное излучение обусловлено ядерными реакциями в ядре Солнца, где температура достигает 10 млн К. Внешние неактивные слои, нагретые до 5 800 °К, изменяют спектр, и к верхней границе земной атмосферы поступает излучение в диапазоне 0,3–2,5 мкм.

Плотность потока солнечного излучения, падающего на площадку, перпендикулярную этому потоку и расположенную над атмосферой Земли на расстоянии 150 млн км от Солнца, равна солнечной постоянной  $G_0 = 1,353 \text{ кВт/м}^2$ . Это так называемое солнечное космическое излучение.

Солнечный спектр состоит из трех участков коротких волн:

1) ультрафиолетовое излучение (с длиной волны до 0,4 мкм) – составляет 9 % интенсивности;

2) видимое излучение (0,4–0,7 мкм) – 45 % интенсивности;

3) инфракрасное излучение (более 0,7 мкм) – 46 % интенсивности. (Скорость света 300 млн м/с, частота излучения  $10^9$  МГц, период

$$T = \frac{1}{f} = \frac{1}{10^9 \cdot 10^6} = 10^{-15} \text{ с}, \text{ длина волны } \lambda = VT = 300\,000\,000 \cdot 10^{-15} = 0,3 \text{ мкм}).$$

Часть энергии солнечного излучения независимо от длины волны отражается атмосферой. Отраженное коротковолновое излучение возвращается в космическое пространство. Это 30 % солнечного космического излучения. Большую часть отражают облака, меньшую снег и лед на поверхности Земли. Плотность оставшегося потока коротковолнового излучения и составляет около  $1 \text{ кВт/м}^2$  в диапазоне волн 0,3–2,5 мкм. Плотность потока энергии излучения в обратном направлении, с поверхности Земли в атмосферу, также около  $1 \text{ кВт/м}^2$ , но уже в диапазоне длинных волн.

Значительная часть оставшегося потока энергии, достигая атмосферы, рассеивается облаками и пылью с изменением направления распространения света в зависимости от длины волны и доходит до поверхности Земли в виде рассеянного излучения и поглощается в атмосфере, т. е. переходит в тепло, с последующим излучением света большей длины волны. Остальная энергия доходит до Земли

в виде прямых солнечных лучей. В зависимости от времени суток, места, погоды плотность прямого солнечного излучения меняется в десятки раз. Отношение интенсивности направленного потока к полной интенсивности оставшегося излучения меняется от 0,9 в ясный день до 0 в пасмурный день.

Энергию прямых солнечных лучей в отличие от остальных можно сфокусировать и в таком виде использовать в технических устройствах.

Прохождение в атмосфере различно для разных участков спектра солнечного и атмосферного излучения. Оно приводит к повышению температуры.

Коротковолновая ультрафиолетовая область до 0,3 мкм почти полностью отсутствует на уровне моря, так как поглощается кислородом  $O_2$ ,  $O_3$ ,  $O$  и азотом  $N_2$ . Коротковолновая ультрафиолетовая область 0,3–0,4 мкм – частично проходит. Видимый диапазон 0,40,7 микрон почти полностью проходит через незагрязненную атмосферу. Это половина потока солнечного излучения. Ближняя инфракрасная область 0,7–2,5 мкм – почти половина солнечного космического излучения – в значительной степени (на 20 %) поглощается в атмосфере в основном парами воды и углекислого газа  $CO_2$ . Для инфракрасного диапазона (более 2,5 мкм) атмосфера почти непрозрачна.

Полная энергия солнечного излучения, которая приходится на единицу поверхности за день, представляет собой суточную облученность. Величина суточной облученности ( $МДж/м^2$  в день) зависит от широты местности и времени года. В высоких широтах сезонные изменения особенно велики из-за меняющейся продолжительности дня, меняющейся ориентации приемной площадки (горизонтальной плоскости), изменяющегося поглощения в атмосфере.

Сезонные изменения суточной облученности горизонтальной приемной площадки в ясный день на разных широтах – представлены на графике, рис. 2.1. Летом она составляет 25–26  $МДж/м^2$  в день ( $1 МДж/м^2 = 0,28 кВт·ч/м^2$ ) во всех широтах, зимой – в высоких широтах она намного меньше из-за более короткого дня, косо падения лучей и большего ослабления атмосферой. Расстояние, пройденное прямыми солнечными лучами через атмосферу, зависит от угла падения (зенитного угла) и высоты над уровнем моря. При этом важно не только само расстояние, а взаимодействие излучения

с атмосферными газами и парами. Облученность горизонтальной площадки в течение суток летом и зимой характеризуется рис. 2.1.

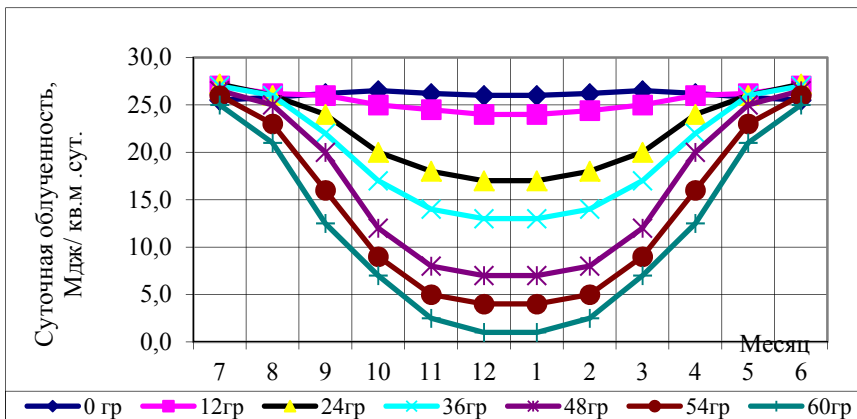


Рис. 2.1. Суточная облученность в зависимости от широты местности и времени года в северном полушарии

Для расчетов эффективного использования солнечных установок необходимы измерения солнечной энергии. Для измерения используются пирогелиометры, солариметры, самописцы и другие приборы. Эталонный пиргелиометр – служит для измерения направленного излучения путем сравнения с нагревом поверхности электрическим током; солариметр и солнечные элементы – для измерения суммарного излучения; актинометр – для измерения прямого излучения. Для определения количества солнечных часов применяются самописцы. Обычные визуальные наблюдения невооруженным глазом и фотографирование со спутников позволяют оценить облачность.

Собирающий приемник должен быть расположен прямо по направлению потока солнечного излучения. Оптимальное расположение фиксированного плоского приемника определяется из условия получения максимума суммарной (интегральной) облученности за день, месяц, год:

$$H = \int (G_{\text{пр}} \cos \theta + G_{\text{pc}}) dt,$$



где  $G_{пр}$  – облученность прямыми солнечными лучами площадки, перпендикулярной прямым лучам, кВт/м<sup>2</sup>;

$\theta$  – угол между направлением потока излучения и нормалью к поверхности приемника,

$G_{рс}$  – облученность рассеянным облучением, кВт/м<sup>2</sup>.

Иногда приемник располагают по направлению к экватору, иногда – ориентируют в зависимости от того, когда нужно получить большой поток энергии – утром или днем.

Ориентировочные суточные изменения облученности горизонтальной поверхности в ясные дни в различные времена года для Беларуси (54° северной широты) представлены на графике, рис. 2.2. Максимальная облученность горизонтальной поверхности или плотность направленного солнечного излучения летом составляет 0,8 кВт/м<sup>2</sup>, зимой – 0,2 кВт/м<sup>2</sup>. В тропиках максимальная облученность около 0,9 кВт/м<sup>2</sup> круглый год.

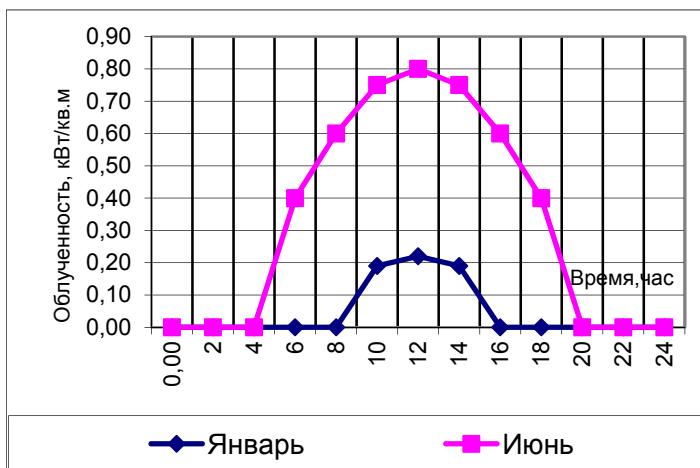


Рис. 2.2. Облученность горизонтальной площадки на широте 54° в течение суток

Величина суточной облученности может быть определена как

$$H \approx \frac{2T}{\pi} G_M, \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2\cdot\text{день},$$

где  $G_M$  – максимальная облученность площадки прямыми солнечными лучами, кВт/м<sup>2</sup>;

$T$  – продолжительность светового дня, часов:

$$T = 0,133 \arccos(-\operatorname{tg}\varphi \operatorname{tg} \delta),$$

где  $\varphi$  – широта места;

$\delta$  – склонение, или угол между направлением от Солнца и экваториальной плоскостью.

В северном полушарии 21 июня  $\delta = 23,5^\circ$ , 21 декабря  $\delta = -23,5^\circ$ .

Наибольшее число солнечных часов в году в восточной Сахаре – 4 300 (97 % возможных), в Беларуси – 1 750–1 950.

Доля приходящего солнечного излучения, которое может быть сфокусировано на приемнике зависит от облачности и запыленности атмосферы и от угла наклона приемника.

Индекс ясности  $K_T$  – это отношение лучистой энергии, пришедшей на горизонтальную поверхность за день к энергии, пришедшей на параллельную ей поверхность, расположенную вне атмосферы. Для самого ясного дня  $K_T \approx 0,8$ . Для таких дней доля рассеянной составляющей излучения равна 0,2; она увеличивается до 1 в пасмурные дни, когда  $K_T = 0$ . В солнечные дни при небольшой облачности и при значительном количестве аэрозолей в атмосфере рассеянная составляющая равна 0,5.

Фокусирующие системы плохо работают в условиях сильной облачности. Однако, системы, следящие за солнцем, могут собирать большую часть потока, идущую по нормали к поверхности.

Максимум облученности приемника зависит от широты расположения, угла наклона приемника и времени года. Так для местности, расположенной на  $45^\circ$  северной широты при  $K_T \approx 0,5$ , коэффициенте отражения земли 0,2 средняя облученность вертикальной поверхности мало изменяется от времени года и составляет 8–12 МДж/м<sup>2</sup> (2,2–3,4 кВтч/м<sup>2</sup>) в день. Средняя облученность горизонтальной поверхности для этой широты изменяется в более широких пределах от 5 МДж/м<sup>2</sup> в декабре до 20 МДж/м<sup>2</sup> в день в июне. Этого может быть достаточно для создания солнечных электростанций ( $45^\circ$  северной широты – это Крым, Север Италии, Центральная Франция).

## Вопросы и задачи

1. Какова плотность солнечного излучения? Как оно распределено по участкам диапазона? Что такое направленное и рассеянное солнечное излучение?

2. От каких факторов зависит величина солнечной облученности горизонтальной площадки? Как изменится суточная облученность горизонтальной площадки в условиях Беларуси?

3. Назовите приборы для измерения солнечной энергии.

4. Оцените возможности использования солнечной энергии в Беларуси.

5. Определите продолжительность светового дня в Беларуси ( $51-55^\circ$  северной широты) 21 июня и 21 декабря и суммарную солнечную облученность в эти дни. Максимальная облученность в июне  $0,8 \text{ кВт/м}^2$ , в декабре –  $0,2 \text{ кВт/м}^2$ . Количество солнечных дней в году (в основном с переменной облачностью) – 120, индекс ясности  $0,3-0,7$ .

### Решение:

21 июня  $54^\circ$  северной широты  $T = 0,133 \arccos(-\text{tg}54\text{tg}23,5) = 16,9 \text{ ч}$ ,

$$G_M = 0,8 \text{ кВт/м}^2, \quad H \approx \frac{2 \cdot 16,9}{\pi} \cdot 0,8 = 8,6 \text{ кВт}\cdot\text{ч/м}^2\cdot\text{день};$$

21 декабря  $T = 0,133 \arccos(-\text{tg}54\text{tg}(-23,5)) = 7,1 \text{ ч}$ ,

$$G_M = 0,2 \text{ кВт/м}^2, \quad H \approx \frac{2 \cdot 7}{\pi} \cdot 0,2 = 0,9 \text{ кВт}\cdot\text{ч/м}^2\cdot\text{день}.$$

Среднее за год значение суточной облученности

$$H = \frac{8,6 + 0,9}{2} = 4,75 \text{ кВт}\cdot\text{ч/м}^2\cdot\text{день}.$$

**Примечание:** это киловатт-часы солнечной облученности, а не полученная электроэнергия.

6. Определите продолжительность светового дня 21 июня и 21 декабря и суммарную солнечную облученность на юге Египта для широты  $23^\circ$  (Асуан) в эти дни. Максимальная солнечная облученность  $G_M = 0,9$  кВт/м<sup>2</sup> в течение всего года. Индекс ясности – 0,8 в течение года. Количество солнечных дней в году – 365.

**Решение:**

21 июня  $T = 0,133 \arccos(-\operatorname{tg}23\operatorname{tg}23,5) = 13,4$  ч,

$$G_M = 0,9 \text{ кВт/м}^2, \quad H \approx \frac{2 \cdot 13,4}{\pi} \cdot 0,9 = 8,62 \text{ кВт}\cdot\text{ч/м}^2\cdot\text{день};$$

21 декабря  $T = 0,133 \arccos(-\operatorname{tg}23\operatorname{tg}(-23,5)) = 10,6$  ч,

$$G_M = 0,9 \text{ кВт/м}^2, \quad H \approx \frac{2 \cdot 10,8}{\pi} \cdot 0,9 = 7,7 \text{ кВт}\cdot\text{ч/м}^2\cdot\text{день}.$$

Среднее за год значение суточной облученности

$$H = \frac{8,62 + 7,7}{2} = 8,16 \text{ кВт}\cdot\text{ч/м}^2\cdot\text{день}.$$

## 2.2. Солнечные нагревательные системы

Солнечные нагревательные системы используют энергию Солнца для нагревания воды, воздуха, в дистилляторах, зерносушилках, для обогрева или охлаждения помещений.

Нагревание воды в солнечных нагревательных системах осуществляется приемником, в котором происходит поглощение солнечного излучения и передача энергии жидкости. Рассмотрим некоторые типы нагревательных систем с плоскими приемниками.

**Простейший нагреватель воды** – это открытый резервуар, расположенный на поверхности земли. Емкость с водой нагревается солнечным излучением. Повышение температуры ограничено передачей тепла земле, испарением воды, радиационными и конвектив-

ными потерями, а также низким коэффициентом поглощения воды ( $K < < 1$ ). Нагревание можно улучшить, сделав теплоизоляционную подставку, закрыв резервуар, окрасив его в черный цвет и поместив его в контейнер с прозрачной для солнечного излучения стеклянной крышкой. Конструкция такого нагревателя приведена на рис. 2.3.

Стеклянная крышка в 4 раза повышает сопротивление потерям тепла от нагретой воды. Нагреватель позволяет повышать температуру воды более чем на 50 °С.

Конструкция **металлического проточного нагревателя** приведена на рис. 2.4–2.6.

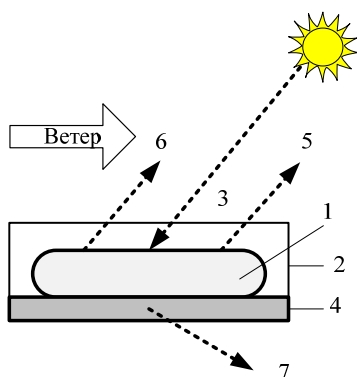


Рис. 2.3. Простейший нагреватель воды: 1 – резервуар; 2 – контейнер; 3 – верхнее стекло; 4 – теплоизоляция; 5 – радиационные потери; 6 – конвективные потери; 7 – потери через дно

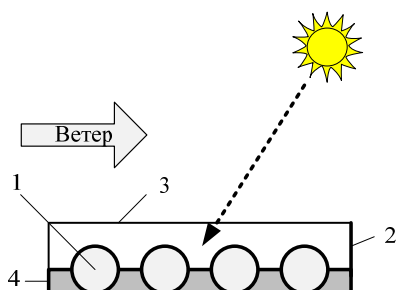


Рис. 2.4. Металлический проточный нагреватель: 1 – металлическая трубчатая змеевик; 2 – контейнер; 3 – верхнее стекло; 4 – металлическая теплопоглощающая плита

**Система отопления** с приемником в виде металлического проточного нагревателя представлена на рис. 2.5. Она содержит радиатор отопления, насос принудительной циркуляции, автоматический регулятор, трубопровод.

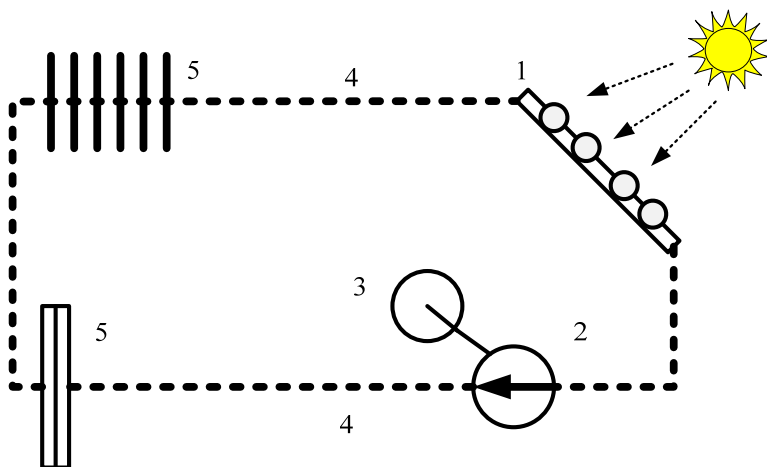


Рис. 2.5. Система отопления с металлическим проточным нагревателем:  
 1 – металлический проточный нагреватель; 2 – насос принудительной циркуляции;  
 3 – автоматический регулятор; 4 – трубопровод; 5 – радиатор отопления



Рис. 2.6. Металлический проточный нагреватель

**Селективные поверхности** хорошо поглощают солнечное излучение в коротковолновом диапазоне и одновременно плохо излучают

в длинноволновом диапазоне. Такими свойствами обладают полупроводники, но они хрупки, имеют низкую теплопроводность и дороги. Металлы прочны, хорошо проводят тепло, но и хорошо отражают в видимой и инфракрасной областях спектра. Такие характеристики могут быть получены при использовании медной пластины, покрытой слоем полупроводящей окиси  $\text{Cu}_2\text{O}$ . Принцип действия селективных поверхностей показан на рис. 2.7. Слой полупроводника  $\text{Cu}_2\text{O}$  хорошо поглощают солнечное коротковолновое излучение (коэффициент поглощения для волн длиной 1 мкм  $K_{\text{КВ}} = 0,85$ ) и передает тепло металлу. Сам металл  $\text{Cu}$  слабо излучает в длинноволновом диапазоне (коэффициент излучения  $K_{\text{ДВ}} = 0,1$ ).

Изготовление селективных поверхностей дорого. Дороже, чем простая черная окраска, поэтому их следует применять при рабочих температурах сотни градусов.

**Вакууммированные приемники** (рис. 2.8) применяются для повышения  $t^\circ$  до 90–100 °С. Для уменьшения конвективных потерь приемник тепла, стеклянная трубка с селективным покрытием, в которой протекает нагреваемая вода, помещается внутри другой стеклянной трубки, а из пространства между трубками выкачивается воздух.

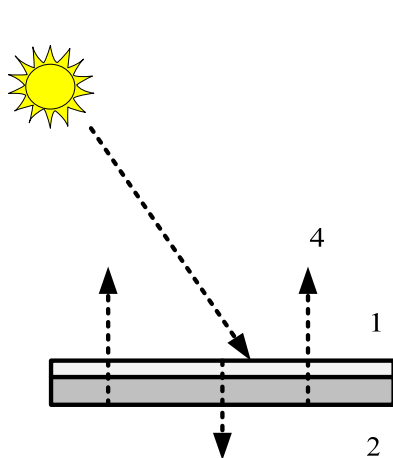


Рис. 2.7. Селективные поверхности:  
1 – слой двуокиси меди; 2 – медная пластина; 3 – солнечное коротковолновое излучение; 4 – длинноволновой диапазон излучения

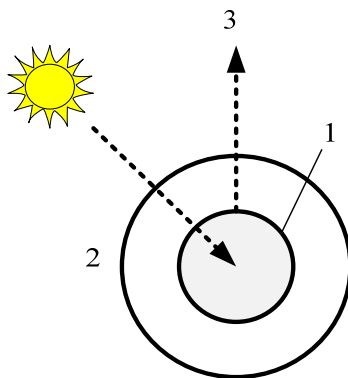


Рис. 2.8. Вакууммированный приемник: 1 – стеклянная трубка с селективным покрытием; 2 – внутренняя стеклянная трубка

Приемник тепла воспринимает направленное и рассеянное солнечное излучение.

**Солнечные пруды** (рис. 2.9) могут быть использованы для нагрева большого объема жидкости до 100 °С. В водоеме, вырытый в земле, заливается вода в три слоя. Верхние слои (пресная 3 и соленая 2 вода) играют роль теплозащитной крышки. Солнечное излучение поглощается дном водоема и нагревает придонный слой очень соленой воды 1 толщиной около 0,5 м. Ее плотность такова, что даже сильно нагретая, она тяжелее, чем вода в верхнем слое. Поэтому конвекция между слоями не происходит. Повышение температуры ограничивается тепловыми потерями солнечного излучения через верхние слои воды. Высокая теплоемкость и термическое сопротивление воды позволяют сохранять тепло длительное время.

Солнечные отопительные системы могут быть пассивными и активными.

**Пассивные солнечные отопительные системы** содержат нагреватели воздуха, в которых энергия передается воздуху от поглощающей поверхности.

Для улучшения теплопередачи приемную поверхность выполняют шероховатой, с канавками для увеличения площади и усиления турбулентности, необходимой для теплопередачи в воздухе. Пассивная отопительная система, рис. 2.10, содержит массивные приемные площадки 1 с черной поверхностью, обращенной к Солнцу, и усиленную теплоизоляцию.

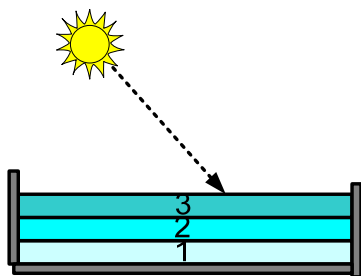


Рис. 2.9. Солнечный пруд:  
1 – очень соленая вода; 2 – пресная вода;  
3 – соленая вода

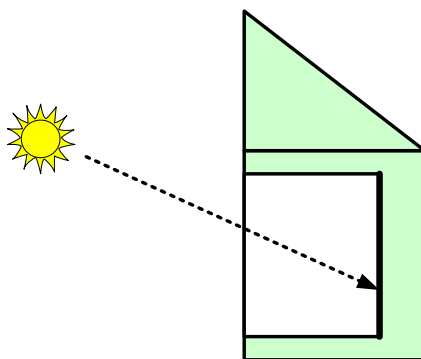


Рис. 2.10. Пассивная солнечная отопительная система



Должна быть обеспечена качественная теплоизоляция и исключены сквозняки. Расположением и конструкцией окон должен быть обеспечен максимальный поток солнечного излучения, проникающий в здание. Если проект выполняется для высоких широт, то большая часть солнечных лучей попадает на вертикальные стены, а не на крышу. Обращенные к солнцу поверхности должны быть черного цвета, а стены – массивными. Недостатком такого проекта является то, что дом нагревается только к середине дня, в нем может быть слишком жарко в течение всего дня, особенно летом.

**Активные солнечные системы** используют внешние нагреватели воздуха или воды. Такие системы лучше контролируются и могут быть установлены на уже существующие здания. Использование водонагревательных систем требует наличия теплообменников, для воздухонагревательных систем нужны воздухопроводы. Циркуляция теплоносителей осуществляется с помощью насосов, вентиляторов. Активные системы сложнее и дороже пассивных.

**Абсорбционные холодильные установки** в отличие от широко распространенных компрессионных установок вместо электрической энергии на реализацию холодильного цикла используют тепловую энергию. Это особенно выгодно благодаря возможности использования бросового тепла, при непосредственном сжигании топлива или использовании тепла от специальной котельной установки, выгодно при использовании тепла солнечной энергии. Наибольшее распространение в настоящее время получили абсорбционные холодильные установки с бромид-литиевым абсорбером. Другие типы установок, например с аммиачными хладагентами, практически не применяются.

Охлаждение воздуха с использованием солнечной энергии осуществляется в **абсорбционных холодильниках**. Функциональная схема абсорбционного холодильника представлена на рис. 2.11.

В обычном компрессионном холодильнике рабочая жидкость испаряется в испарителе при пониженном давлении, создаваемом перед компрессором. При этом из охлаждаемого помещения отбирается тепло. Затем рабочая жидкость через компрессор поступает в конденсатор, где конденсируется при повышенном давлении за компрессором и отдает тепло в окружающую среду.

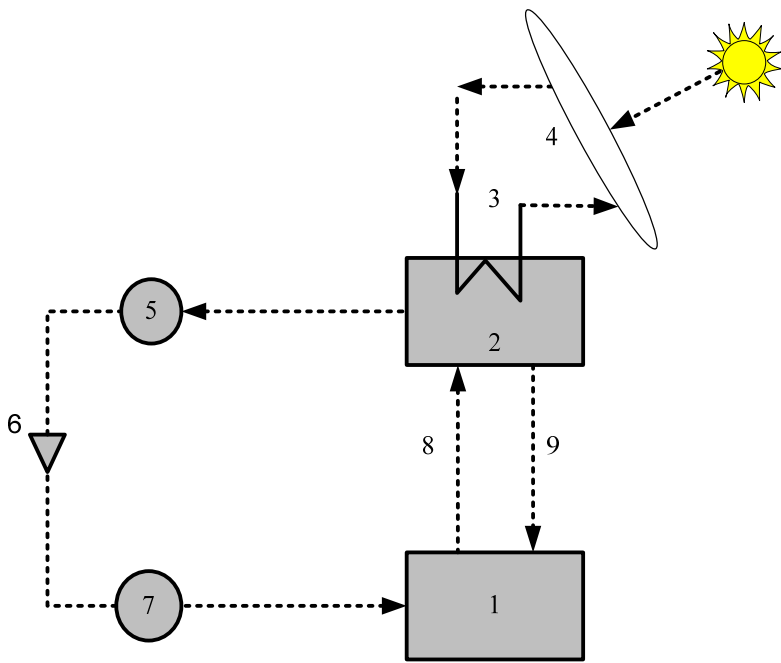


Рис. 2.11. Функциональная схема абсорбционного холодильника:  
 1 – абсорбер; 2 – парогенератор (десорбер); 3 – подогреватель парогенератора (десорбера); 4 – приемник солнечного излучения; 5 – конденсатор; 6 – редуктор;  
 7 – испаритель; 8 – канал прокачки раствора из абсорбера в парогенератор (десорбер); 9 – дополнительный канал

В абсорбционном холодильнике это повышение давления создается разностью давлений паров рабочей жидкости над концентрированным раствором абсорбента (бромид-лития) в парогенераторе 2 и над разбавленным – в абсорбере 1. Солнечное тепло подводится к парогенератору через подогреватель 3 и приемник 4 солнечного излучения и испаряет рабочую жидкость. При нагревании там повышается давление пара и становится равным давлению насыщения в конденсаторе. Пар по паропроводу под давлением поступает в конденсатор 5 с разветвленной теплоотдающей поверхностью. Там он конденсируется и отдает тепло, а затем по конденсатопроводу через редуктор 6 поступает в испаритель 7. В испарителе отбираемое тепло охлаждаемого помещения расходуется на нагрев воды и ее испарение. Далее вода поступает в абсорбер. Она как бы втягивается

туда – абсорбируется бромидом лития и частично растворяет его. Слабый более легкий раствор по каналу прокачки раствора 8 из абсорбера в парогенератор (десорбер) поднимается в генератор, а концентрированный (выпаренный) раствор из генератора по дополнительному каналу 9 переходит в абсорбер.

Насыщенный раствор бромида-лития из абсорбера подается в парогенератор. Здесь под воздействием тепла от горячего источника энергии (солнечного тепла) происходит выпаривание раствора. Чистый водяной пар поступает в конденсатор. Там под воздействием, например, охлаждающей воды он конденсируется и сливается в испаритель. Сюда же подается вода от охлаждаемого объекта, которая разбрызгивается через форсунку, испаряется и охлаждается до  $+3-8$  °С. Охлажденная вода подается обратно на охлаждаемый объект.

Пары, образующиеся при разбрызгивании, всасываются в абсорбер. Насыщенный раствор бромида лития закачивается частично в парогенератор, частично возвращается обратно в абсорбер. В абсорбере он распыляется через форсунку для охлаждения абсорбера.

Обычные компрессионные холодильники для охлаждения пищевых продуктов могут получать питание от солнечных батарей, т. е. тоже использовать для охлаждения солнечное тепло.

Промышленностью разных стран выпускаются установки холодопроизводительностью 400–3 500 кВт (250–5 000 Мкал/ч), использующие солнечную энергию, тепловую энергию сжигания топлива, тепловую энергию пара или горячей воды. Примеры некоторых установок:

– абсорбционные холодильные машины «ООО Теплосибмаш» (Россия):

АБХМ-600В холодопроизводительностью 685 кВт;

АБХМ-4000В холодопроизводительностью 4260 кВт;

– абсорбционные холодильные машины SANYO (Япония):

LE-01 SANYO холодопроизводительностью 105 кВт;

LE-53 SANYO холодопроизводительностью 1846 кВт.

Преимущества абсорбционных кондиционеров и кулеров:

- 1) возможность использования солнечного тепла или бросового тепла или тепла топлива вместо электроэнергии;
- 2) сравнительно низкая стоимость;
- 3) низкие эксплуатационные затраты по сравнению с компрессионным кондиционером;

- 4) экологическая безопасность;
- 5) техническая безопасность, бесшумность, надежность.

Возможность использования абсорбционных холодильных установок – это кондиционирование воздуха в помещениях, охлаждение воды (так называемые «кулеры» или «чиллеры» – от английских слов, означающих «охладители»). При внедрении абсорбционных кондиционеров возможно использование избыточного тепла горячей воды от когенерационных двигатель-генераторных установок. Абсорбционные кондиционеры могут быть подключены к коллектору горячей воды, также как и другие потребители (отопление и ГВС). После прохождения теплообменников кондиционеров, горячая вода еще может использоваться на производстве.

**Опреснение воды** может быть осуществлено в простом солнечном дистилляторе – бассейне с черными стенками и дном, заполненном соленой водой и накрытом прозрачной паронепроницаемой крышкой, рис. 2.12. Крышка наклонена к потоку излучения. Во время работы дистиллятора поток солнечной энергии проходит через крышку, нагревает воду, которая испаряется.

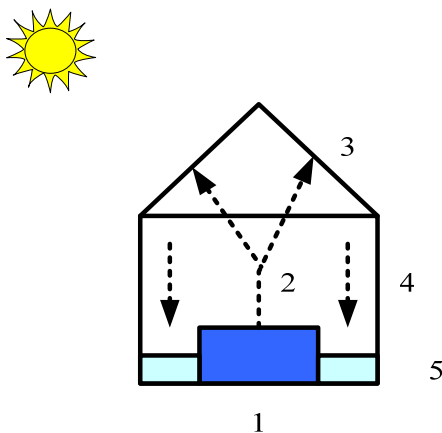


Рис. 2.12. Функциональная схема солнечного дистиллятора:  
 1 – бассейн с опресняемой соленой водой; 2 – водяной пар; 3 – крышка;  
 4 – капли конденсата; 5 – приемный желоб

Водяной пар вследствие тепловой конвекции поднимается вверх с нагретой поверхности и конденсируется на холодной крышке, а затем капли конденсата скатываются по крышке в приемный желоб.

Производительность такого опреснителя при потоке излучения  $0,5 \text{ кВт/м}^2$  при удельной теплоте парообразования воды  $2,4 \text{ МДж/кг}$  невелика и составляет около  $8,3 \text{ л/м}^2$  в день.

### Вопросы и задачи

1. Поясните устройство нагревателя воды с плоским приемником. Какие меры принимаются для снижения потерь тепла?

2. Расскажите, как устроен металлический проточный нагреватель и нагревательная система с изолированным накопителем.

3. Что такое селективные поверхности? Как они действуют?

4. Поясните конструкцию и действие вакууммированных приемников.

5. Что собой представляет солнечный пруд? Для чего он может быть использован?

6. Как устроена пассивная солнечная отопительная система?

7. Как энергию солнца можно использовать для охлаждения помещений? Нарисуйте схему и поясните устройство абсорбционного холодильника.

8. Поясните устройство солнечного дистиллятора.

9. Определите расчетную площадь рабочей поверхности солнечного проточного нагревателя и экономию электроэнергии (кВт·ч) за летний сезон на ферме, где для технологических целей используется электроэнергия для нагрева  $500 \text{ л}$  воды в день от  $10$  до  $60 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Теплоемкость воды  $c = 1 \frac{\text{ккал}}{\text{град} \cdot \text{кг}}$ , коэффициент перехода от Гкал

к кВт·ч  $1162,8 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{Гкал}}$ . Максимальная плотность солнечного излу-

чения  $H = 0,8 \text{ кВт/м}^2$ , КПД солнечного и электрического нагревателей  $40 \%$ , количество солнечных дней за летний сезон –  $N = 61$ , время работы нагревателей  $12$  часов в день, среднее значение индекса ясности для этих дней  $K_T = 0,5$ . Определите срок окупаемости солнечного нагревателя, если удельная стоимость устройства –  $250 \text{ долл./кВт}$  установленной мощности, тариф на электроэнергию для сельскохозяйственных потребителей  $0,105 \text{ долл./кВт} \cdot \text{ч}$ .

**Решение:** Расход тепловой энергии на нагрев воды в течение 61 солнечного дня летнего периода

$$Q = Gc(\Theta_K - \Theta_H)N = 500 \cdot 1 \cdot (60 - 10) \cdot 61 \cdot 10^{-6} = 1,5 \text{ Гкал};$$

расход электроэнергии на нагрев этой воды и соответственно экономия электроэнергии при использовании солнечного нагревателя

$$W = \frac{1162,8Q}{\eta_{\text{НГ}}} = \frac{1,5 \cdot 1162,8}{0,4} = 4360,5 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Площадь рабочей поверхности солнечного нагревателя

$$S = \frac{W}{T_p H K_T \eta} = \frac{4360,5}{12 \cdot 61 \cdot 0,8 \cdot 0,5 \cdot 0,4} = 37,2 \text{ м}^2,$$

где  $T_p = 12 \cdot 61 = 732$  ч – число часов работы солнечного нагревателя за сезон.

Номинальная мощность

$$P_H = \frac{W}{T_p} = \frac{4360,5}{12 \cdot 61} = 6 \text{ кВт}.$$

Срок окупаемости

$$T_{\text{ок}} = \frac{P_H C_K}{C_A W} = \frac{6 \cdot 250}{0,105 \cdot 4360,5} = 3,4 \text{ г}.$$

### **2.3. Солнечные системы для получения электроэнергии на основе термодинамического принципа**

Термодинамический принцип преобразования солнечной энергии в электрическую энергию используется в тепловом двигателе (турбине или двигателе внутреннего сгорания). Он состоит в циклическом изменении термодинамического состояния рабочего тела (на-

пример, воды–пара), которое перемещается между двумя источниками теплоты, «горячим» и «холодным». Солнечная энергия превращается в тепло в «горячем» источнике, *солнечном парогенераторе*, пар из которого поступает в турбину. В турбине энергия пара преобразуется в механическую энергию вращения электрического генератора. В генераторе происходит преобразование механической энергии в электрическую энергию. Отработанный пар отдает остаток тепловой энергии в «холодном» источнике-конденсаторе, превращаясь в конденсат, который затем опять поступает в солнечный парогенератор.

В качестве «горячего» источника используются рассредоточенные коллекторы (концентраторы солнечной энергии) или сосредоточенные коллекторы башенного типа.

**Линейно-параболические концентраторы** или концентрирующие коллекторы солнечной энергии позволяют получать температуры 500–700 °С, необходимые для привода в движение стандартного теплового двигателя. Концентрирующий коллектор, рис. 2.13, состоит из приемника П, поглощающего излучение и преобразующего его в нагрев и испарение рабочего тела (например, воды) установки с экраном Э, и линейно-параболического концентратора (зеркала) К в виде оптической системы, которая направляет поток солнечного излучения на приемник. Поглотитель (приемник) расположен в фокусе концентратора вдоль его оси.

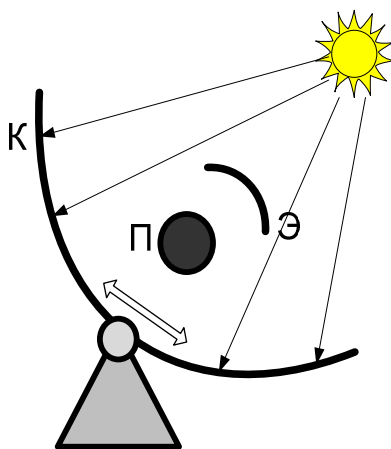


Рис. 2.13. Линейно-параболический концентратор

Коэффициент концентрации концентратора – это отношение площади его поверхности, обращенной к потоку излучения  $S_K$  к площади поверхности приемника  $S_R$

$$K_K = S_K / S_R.$$

Для идеального концентратора коэффициент концентрации представляет собой отношение плотности потока на приемнике к плотности потока на концентраторе. Такой параболический линейный концентратор обеспечивает концентрацию энергии в одном направлении и его коэффициент концентрации меньше, чем для параболоида, но его одномерное расположение осуществить проще и проще следить за Солнцем в одном направлении. Его ось располагается с запада на восток, а зеркало автоматически поворачивается вокруг оси, изменяя наклон за Солнцем. Экран уменьшает тепловые потери поглотителя, но закрывает его от прямого излучения. Приемник теряет энергию только в направлениях, незащищенных экраном. Теоретически максимальная температура, достижимая в таком параболическом вогнутом концентраторе, составляет 1 160 К.

Практически достижимая температура равна 700 °С из-за того, что реальные зеркала не являются строго параболическими, а полезное тепло выводится из приемника путем прокачки рабочей жидкости. Солнечная система восполняется для получения электроэнергии с использованием концентраторов солнечной энергии, позволяющих получить температуры 700 °С и более, достаточные для работы теплового двигателя.

В *параболическом объемном концентраторе* (рис. 2.14) сферической формы (параболоид вращения) концентрация энергии происходит в двух направлениях. В этом случае применяется более сложная система слежения за Солнцем. Максимально достижимая температура приемника при отклонениях профиля зеркала от параболы и неточностях слежения составляет 3 000 К. Параболические объемные концентраторы изготавливаются с диаметром до 30 м. Мощность такого устройства составляет около 700 кВт, что с учетом КПД преобразования тепла в механическую, а затем в электрическую мощность, позволяет получить электрическую мощность 100–200 кВт.



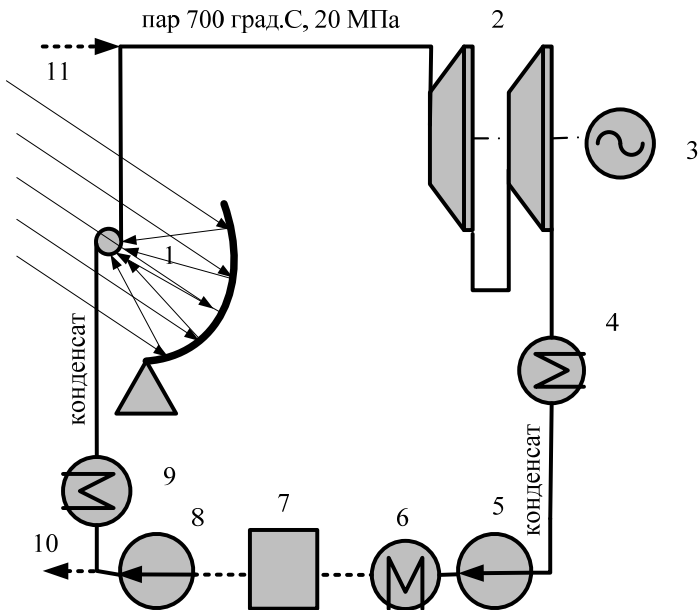


Рис. 2.14. Солнечная паротурбинная энергоустановка с линейно-параболическим концентрирующим коллектором с водой в качестве рабочей жидкости:  
 1 – концентрирующий коллектор-парогенератор; 2 – паровая турбина;  
 3 – электрический генератор; 4 – конденсатор; 5 – конденсатный насос;  
 6 – подогреватель низкого давления; 7 – деаэрактор; 8 – питательный насос;  
 9 – подогреватель высокого давления; 10 – конденсатопровод к другим концентраторам; 11 – паропровод от других концентраторов

Более дешевые концентраторы с низким коэффициентом концентрации, и даже не следящие за солнцем, могут найти применение в солнечных энергоустановках, хотя при этом освещенность солнечных элементов будет не равномерна, а энергия падающего потока используется не полностью.

*Сосредоточенный коллектор башенного типа* состоит из башни, в которой находится приемник солнечного излучения, парогенератора и системы плоских зеркал, направляющих солнечные лучи на башню.

**Принципиальная схема солнечной паротурбинной установки солнечной электростанции с рассредоточенным коллектором-парогенератором**, состоящим из множества небольших концентрирующих коллекторов, каждый из которых независимо следит за солнцем, представлена на рис. 2.14.

В приемнике-парогенераторе за счет получаемой от Солнца энергии вода нагревается. Каждый коллектор-парогенератор передает солнечную энергию теплоносителю – воде, вода испаряется и пар при температуре 600–700 °С и давлении 20 МПа (200 атм) от всех коллекторов собирается в центральной энергостанции. Далее пар направляется в турбину, на одном валу с которой находится электрический генератор. В турбине он расширяется и происходит превращение его внутренней энергии в механическую работу. Пар приводит во вращение паровую турбину. В генераторе механическая энергия турбины преобразуется в электрическую энергию. Отработанный пар после турбины поступает в конденсатор, где от него охлаждающей водой отводится тепло, конденсируется и затем насосами подается в парогенератор для повторения цикла. Это сопровождается повышением давления при постоянном объеме. Главный недостаток такой энергоустановки – неравномерность выработки электроэнергии в течение суток (отсутствие в ночное время) и значительные потери тепла на пути от приемников до турбины.

Схема энергетической установки с использованием пара в качестве теплоносителя – аналогична технологической схеме ТЭС, работающей по циклу Ренкина, где в качестве парогенераторов используются приемники солнечного излучения.



Рис. 2.15. Параболический концентратор

Солнечная паротурбинная установка, использующая диссоциацию и синтез аммиака ( $\text{NH}_3$ ), представлена на рис. 2.16.

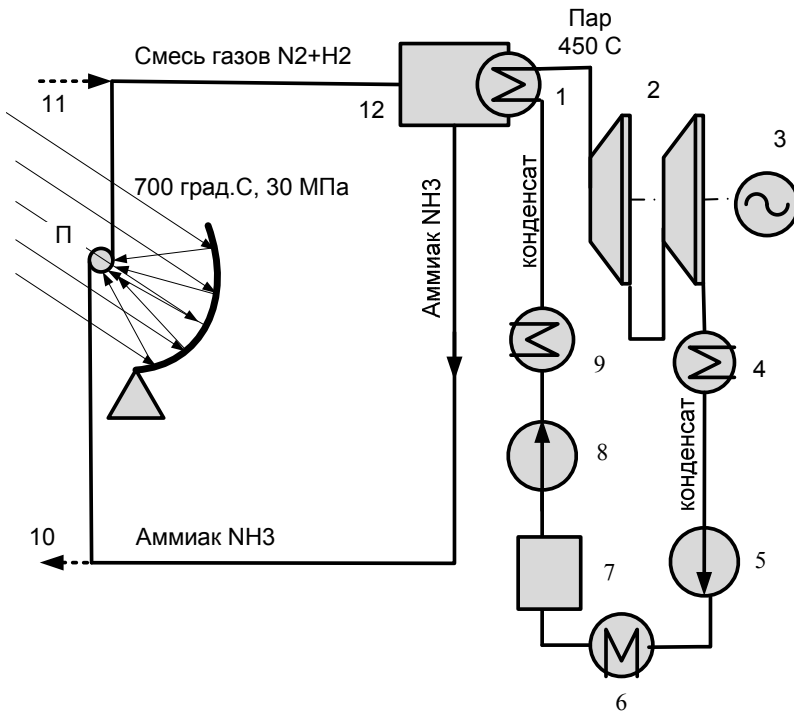


Рис. 2.16. Солнечная паротурбинная установка с аммиаком в качестве рабочей жидкости:

1 – парогенератор турбинного контура; 2 – паровая турбина; 3 – электрический генератор; 4 – конденсатор; 5 – конденсатный насос; 6 – подогреватель низкого давления; 7 – деаэрактор; 8 – питательный насос; 9 – подогреватель высокого давления; 10 – конденсатопровод к другим концентрирующим коллекторам; 11 – паропровод от других концентрирующих коллекторов; 12 – камера синтеза с катализатором; П – приемник концентрирующего солнечного коллектора

В этой системе солнечные лучи фокусируются на приемнике П, в котором газообразный аммиак при высоком давлении разлагается на водород ( $\text{H}_2$ ) и азот ( $\text{N}_2$ ). Эта реакция эндотермическая. Недостаток энергии покрывается энергией солнечного излучения. Водород и азот далее направляются в камеру синтеза 12, где в присутствии

катализатора происходит синтез аммиака и выделяется тепло, которое используется для подключения теплового двигателя. Выходящий из камеры синтеза аммиак охлаждается и сжижается.

Преимуществом такой системы является то, что почти отсутствуют потери энергии между коллектором и тепловым двигателем. Тепло может передаваться на большие расстояния или в течение длительного времени (например, после захода Солнца). Недостаток системы – наличие аммиака в системе с высоким давлением.

**Концентрирующая нагревательная система с оптическим (линзовым) концентратором** показана на рис. 2.17.

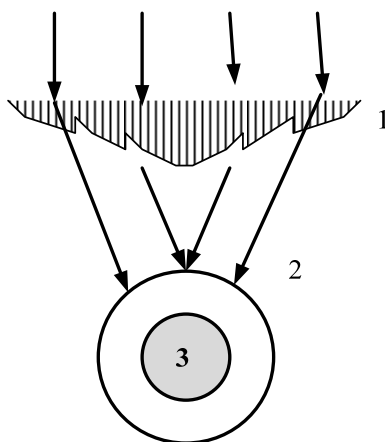


Рис. 2.17. Схема концентратора с линзой Френеля:  
1 – концентратор (линза Френеля); 2 – трубки с селективно поглощающими поверхностями, вакуумом между ними, с отражающей поверхностью от внутреннего излучения; 3 – теплоноситель

Солнечный свет концентрируется на трубке и поглощается хорошо поглощающей селективной наружной поверхностью трубки. Жидкость в трубке нагревается до 500 °С. Получаемый пар приводит в движение турбину, с которой связан генератор. Для получения такой температуры, при отношении коэффициента поглощения селективной поверхности к ее коэффициенту излучения  $\alpha/\varepsilon \approx 10$  достаточно коэффициента концентрации  $K_K = 10$ , что технически легко осуществимо.

Для условий умеренного климата при сравнительно небольшом числе солнечных часов может быть применена схема теплового двигателя на двух источниках энергии с двумя парогенераторами, топливным и солнечным, включенными последовательно. Солнечный парогенератор может быть использован для предварительного нагрева рабочего тела (воды) при солнечной погоде. Топливный парогенератор, паровой котел, используется в качестве основного парогенератора. Мощность солнечного парогенератора может составить 5–10 % мощности основного топливного парогенератора.

Так, при мощности энергоблока электростанции 100 тыс. кВт мощность солнечной энергоустановки может составить 10 тыс. кВт и площадь преобразователя солнечной энергии

$$S = \frac{P_{\text{Н}}}{G_{\text{М}} k_{\text{ТМ}} \eta} = \frac{10000}{0,8 \cdot 0,7 \cdot 0,2} = 89\,286 \text{ м}^2.$$

При диаметре зеркала 30 м потребовалось бы 13 концентраторов, которые можно разместить вблизи электростанции. Таким образом, можно обеспечить непрерывность работы энергоустановки, а в солнечную погоду экономить топливо.

#### ***Термодинамические солнечные электростанции:***

1. Кремер – Джанкшен – США – 60 000 кВт – 1987 г. – коллекторный преобразователь;
2. Деггет – США – 45 000 кВт – 1985 г. – коллекторный преобразователь;
3. Солар-1 – США – 12 500 кВт – 1982 г. – башенный преобразователь;
4. Бет–Ха-аравах – Израиль – 5 000 кВт – 1984 г. – прудный преобразователь;
5. Крымская – СССР – Украина – 5 000 кВт – 1986 г. – башенный преобразователь.

#### **Вопросы и задачи**

1. Поясните, как устроен концентрирующий коллектор. Что такое коэффициент концентрации концентратора?
2. Линейно-параболический концентратор и его характеристика.

3. Параболоид вращения и его характеристики.

4. Поясните принцип работы солнечной энергоустановки для получения электроэнергии с использованием воды в качестве теплоносителя.

5. Поясните принцип работы теплового двигателя для получения электроэнергии с аммиаком в качестве рабочей жидкости.

## 2.4. Фотоэлектрические генераторы

Фотоэлектрическое преобразование солнечной энергии осуществляется в фотоэлементах или солнечных элементах – полупроводниковых приборах, в которых происходит пространственное разделение положительных и отрицательных носителей заряда при поглощении полупроводником солнечного электромагнитного излучения.

До недавнего времени из-за высокой стоимости фотоэлементов основной областью их применения были искусственные спутники Земли, удаленные станции связи, морские маяки и др. Сейчас строятся и работают солнечные электростанции, фотоэлементы используются как автономные источники энергии для жилых домов и производственных зданий, транспортных установок и т. д., особенно в странах с жарким климатом.

Фотоэлементы все еще остаются дорогими преобразователями. Стоимость кристаллических солнечных фотоэлементов – доходит до 4 000 долл. за 1 кВт максимальной установленной мощности. Долговечность – 20 лет.

*Устройство и принцип действия фотоэлемента* рассмотрим на примере самого распространенного в настоящее время фотоэлемента на основе кремния. Для изготовления кремниевых фотоэлементов вначале нужно получить химически чистый кремний и вырастить его кристаллы. Кремниевые фотоэлементы изготавливают путем диффузии фосфора из газовой среды в монокристалл кремния *p*-типа, получая тонкий слой с *n*-проводимостью, рис. 2.18.

Кристалл кремния толщиной 250–400 мкм с примесью бора, обладающий *p*-проводимостью с одной стороны подвергают химическому травлению, при котором формируется тонкий слой материала с проводимостью *n*-типа путем диффузии доноров (фосфора) в поверхностный слой. Кристалл для этого нагревается в вакуумной камере до 1 000 °С в атмосфере азота с добавкой хлористо-кислого фосфора.

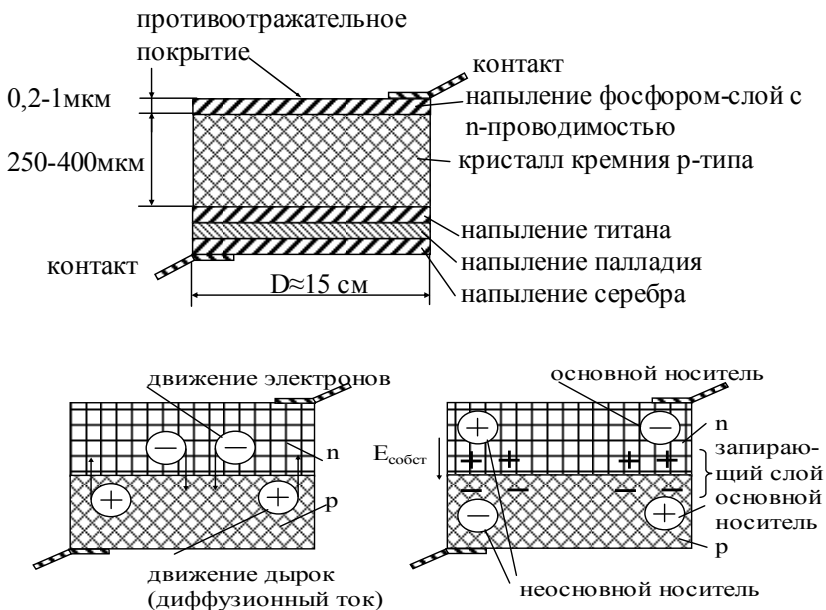


Рис. 2.18. Принцип действия полупроводникового фотоэлемента

Электрические контакты изготавливаются методом фотолитографии. Вначале для создания низкоомного контакта с кремнием испаряют и наносят титан, затем тонкий слой палладия, чтобы предупредить химическое взаимодействие титана с серебром, затем осаждают слой серебра для получения токопроводящей сетки.

Последними в процессе вакуумного напыления наносят противоотражательные слои – алюминиевое напыление. На него наносится электрический металлический контакт.

Итак, в кристалле полупроводника созданы две области – с *n*-проводимостью (электронная проводимость) и *p*-проводимостью (дырочная проводимость), рис. 2.18. В *p*-области концентрация основных носителей тока, дырок, значительно превышает концентрацию неосновных носителей, электронов, а в *n*-области – наоборот. По обе стороны от границы раздела областей возникают неравные концентрации электронов и дырок. Это вызывает их диффузионное движение в сторону меньшей концентрации. Электроны, переходя в *p*-область, оставляют за собой положительно заряженные ионы, которые не мо-

гут принять участие в проводимости, так как жестко связаны с кристаллической решеткой. Дырки, переходя в  $n$ -область, оставляют отрицательно заряженные ионы, которые также связаны с решеткой.

Электрическая нейтральность полупроводника нарушается. Между областями  $p$ - $n$  возникает контактная разность потенциалов (запирающий слой) и электрическое поле, препятствующее дальнейшей диффузии электронов и дырок. Запирающий слой обеднен носителями и имеет пониженную электропроводность. Электрическое поле контакта препятствует диффузионному движению основных носителей, ускоряет движение неосновных носителей: дырок в  $n$ -области и электронов в  $p$ -области. Неосновные носители легко перемещаются через границу контакта, создавая дрейфовый ток, который по направлению противоположен диффузионному току основных носителей. По мере установления равновесия при контакте диффузионный ток уменьшается, а дрейфовый ток растет, пока оба не уравниваются.

При облучении фотоэлемента световым потоком или при его нагревании в материале появляются дополнительные свободные носители. Под действием электрического поля  $p$ - $n$ -перехода они перемещаются через переход. Если замкнуть цепь, то по ней потечет ток, пропорциональный световому потоку. Таким образом, фотоэлемент сам является источником ЭДС.

Внутреннее поле кремниевого фотоэлемента создает разность потенциалов 0,5 В и допускает плотность тока порядка 200 А/м<sup>2</sup> при плотности потока солнечного излучения 1 кВт/м<sup>2</sup>.

Вольт-амперная характеристика фотоэлемента:

$G$ , кВт/м <sup>2</sup>	$U$ , В	$\Delta I$ , А/м <sup>2</sup>	$G$ , кВт/м <sup>2</sup>	$U$ , В	$\Delta I$ , А/м <sup>2</sup>
1,0	0,5	200	0,4	0,5	80
0,8	0,5	160	0,2	0,5	40
0,6	0,5	120			

**Кремниевые кристаллические фотоэлементы** имеют КПД – 20–25 %. Предполагается, что он может быть увеличен до 30–35 %. Фотоэлементы (солнечные элементы) размещаются на общей основе (например, пленке) соединяют в сборочные модули, последовательно для получения нужных напряжений и параллельно для получения нужных токов. Модуль состоит из 30–100 фотоэлементов. Модули размещают на панелях и соединяют в батареи также парал-



лельно и последовательно. Такое соединение имеет недостатки. При выходе из строя одного из элементов или неравномерном освещении его, он переходит в режим диода с прямым или обратным смещением и может перегреться. Для предотвращения лавинного пробоя параллельно фотоэлементам устанавливают шунтирующие диоды. Фотоэлементы располагают в инертном наполнителе под прозрачной, герметичной, водонепроницаемой крышкой.

Основные технические требования к фотоэлементам:

- исходный материал должен быть химически чистым;
- фотоэлементы должны серийно выпускаться и иметь минимальную стоимость;
- срок службы должен быть не менее 20 лет в условиях воздействия окружающей среды при температурах от  $-30$  до  $+200$  °С;
- электрические контакты должны быть защищенными от коррозии, влаги;
- разрушение одного элемента не должно приводить к выходу из строя всей системы (параллельное, последовательное соединение, шунтирующие диоды);
- сборные панели и модули должны быть транспортабельны.

Широко используемые кремниевые кристаллические элементы дороги из-за сложной технологии выращивания кристаллов, последующей их резки и обработки. Поэтому представляет интерес технология получения тонких пленок кремния путем напыления паробразного кремния при высокой температуре.

Конкурентоспособность солнечной энергетики определяется эффективностью преобразования солнечной энергии в электричество и ценой на оборудование. Наиболее известные панели из кристаллического кремния имеют низкий КПД и дороги. Причем, основная часть их стоимости – это стоимость кремния.

Кроме кремния для производства фотоэлементов применяются арсенид галлия (GaAs) и сульфид кадмия (CdS). Фотоэлементы на основе арсенида галлия создают максимальную ЭДС  $p-n$ -перехода около 0,9 В при КПД до 12 %.

Фотоэлементы на основе сульфида кадмия могут быть изготовлены вакуумным напылением тонких пленок соединений меди. Легко разрушается  $p-n$ -переход из-за диффузии ионов меди. Для этих фотоэлементов ЭДС равна 0,5 В, а КПД до 10 %.

Рост цен на кристаллический кремний, ограничения поставок, недостаточные оптические характеристики, ограниченность захвата солнечного спектра и другие, менее значимые недостатки кремниевых моно- и поликристаллических элементов привели к необходимости поиска более надежных и эффективных материалов для солнечных элементов, а также создания новых усовершенствованных технологий для их производства.

**Тонкопленочные фотоэлементы и панели**, являются наиболее перспективными в солнечной энергетике благодаря существенному снижению производственных затрат. Разработано несколько типов тонкопленочных фотоэлементов. Наиболее известные из них – тонкопленочный аморфный кремний (КПД 10 %), тонкопленочный кристаллический кремний, теллурид кадмия (КПД до 16 %), селенид меди-индия-галлия (КПД до 20 %).

Принцип работы фотоэмульсионной пленки, как и любого другого фотоэлемента, основан на явлении фотоэффекта – «выбивания» электронов из поверхностного слоя полупроводника фотонами.

Преимущества тонкопленочных фотоэлементов: возможность нанесения на поверхности любой конфигурации (стеклянные фасады зданий, оконные стекла зданий и автомобилей), меньшая материалоемкость и стоимость, способность воспринимать рассеянное солнечное излучение, затемнение и нагрев оказывают на них меньшее негативное влияние.

Наиболее распространенными являются кремниевые тонкопленочные элементы, в меньшей степени – пленки на основе теллурида кадмия и тонкопленочные элементы из селенида меди-индия-галлия. Основными производителями тонкопленочных солнечных батарей являются Германия, Япония, США и Китай.

Тонкопленочные фотоэлементы изготавливают методами напыления кремния, меди, индия, галлия с использованием вакуумных камер и электронных пушек, а также методами ионного и высоковакуумного напыления.

Фотоэлементы могут быть получены при контакте металла с полупроводником. Для этого металл осаждается в виде тонкой пленки на основной материал и образуется *p-n*-переход. Недостаток такой конструкции – хорошее отражение от металлической поверхности и большие рекомбинационные потери в зоне перехода.

Некоторые органические материалы на основе углерода могут обладать полупроводниковыми свойствами. Сравнительная дешевизна материалов делает создание таких фотоэлементов перспективным, но на сегодняшний день их КПД очень низок (около 1 %).

При использовании тонкопленочных солнечных элементов капитальные затраты на строительство солнечных электростанций значительно снижаются. По данным некоторых построенных и строящихся крупных солнечных электростанций они составляют 1 800–3 900 долл./кВт установленной мощности станции.

Существуют конструкции вертикальных многопереходных элементов с последовательным или параллельным соединением переходов. В столбик последовательно или параллельно соединяют до 100 сходных переходов. Свет проникает через боковые поверхности переходов. ЭДС на выходе представляет собой сумму ЭДС отдельных элементов.

Лицевая поверхность фотоэлемента выполняется так, чтобы отраженное от поверхности излучение возвращалось к ней обратно (текстурированные поверхности), рис. 2.19.

Для более эффективного использования дорогого активного материала фотоэлементов в некоторых установках применяют концентраторы, рис. 2.20. Увеличение радиационного потока улучшает характеристики фотоэлемента, если температура поддерживается близкой к температуре окружающего воздуха (система охлаждения). Концентрация солнечного потока может осуществляться с помощью линейных параболических отражателей, а также линз, зеркал, призм.

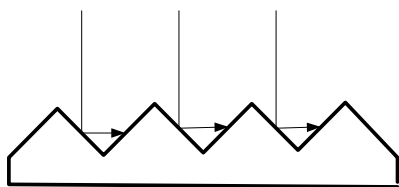


Рис. 2.19. Текстурированная поверхность фотоэлемента (увеличено)

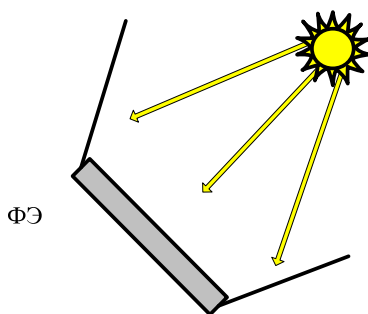


Рис. 2.20. Концентратор солнечного излучения для фотоэлемента

Для получения коэффициента концентрации менее 5 используют не следящие за Солнцем системы, которые используют энергию как прямого, так и рассеянного излучения.

Из других преобразователей солнечной энергии в электрическую энергию можно назвать: термоэлектрические устройства типа термопары, в которых ЭДС возникает в цепи, состоящей из разнородных проводников, контакты между которыми имеют разную температуру, и термоэлектрические генераторы с нагреванием полупроводниковых *p-n*-переходов. Энергетическая эффективность таких систем – невелика.

**Солнечные фотоэлектрические станции** предназначены для централизованной выработки электроэнергии и для подачи электроэнергии в электросеть. Солнечные (фотоэлектрические) преобразователи формируются из отдельных фотоэлементов, выполненных в виде сборочных модулей, смонтированных на панелях (батареях) и входящих в энергоблоки для получения необходимых мощностей, напряжений, токов (рис. 2.21–2.23).



Рис. 2.21. Солнечная батарея (панель) из 12 модулей

Энергоблок солнечной электростанции состоит из солнечного (фотоэлектрического) преобразователя, аккумуляторов, преобразователей постоянного тока в переменный (инверторов), блочных трансформаторов, сборных шин, аппаратов управления и защиты, контрольно-измерительных приборов, измерительных трансформаторов и т. д.



Рис. 2.22. Фотопреобразователи солнечной электростанции



Рис. 2.23. Фотопреобразователи солнечной электростанции

*Автономные солнечные электростанции* предназначены для автономного питания электроэнергией небольших установок: космических станций, маяков, жилых и общественных зданий, ферм, светофоров, дорожных знаков, транспортных установок. Они располагаются на крышах, стенах и других элементах конструкций.



Рис. 2.24. Автономная крышная солнечная электростанция

***Крупнейшие фотоэлектрические станции в мире:***

1. Агуа-Калиенте, Аризона, США 247 МВт – 2014 г.;
2. California Valley Solar Ranch – Калифорния, США, 250 МВт, 550 млн кВт·ч, стоимость проекта 450 млн долл., удельные капитальные затраты 1 800 долл./кВт, коэффициент использования 0,25 – 2014–2015 г.;
3. Голмуд, Китай 200 МВт, 317,2 млн кВт·ч – проект 2014–2015 г.;
4. Perovo Solar Park – Перово, Крым, Украина – 100 МВт, 132,5 млн кВт·ч/год, 440 000 солнечных модулей, занимаемая площадь 200 га, общая стоимость проекта – 300 млн евро (390 млн долл.), удельные капитальные затраты 3 900 долл./кВт, коэффициент использования 0,15–2011 г.;
5. Sarnia Photovoltaic Power Plant – Сарния, Канада 97 МВт, 120 млн кВт·ч, 1 300 000 гибких солнечных модулей, площадь в 380 га, коэффициент использования 0,141 – 2010 г.;
6. Эберсвальде, Германия 84,7 МВт, 82 млн кВт·ч, 317 880 солнечных модулей, коэффициент использования 0,11;
7. Montalto di Castro Photovoltaic Power Station – Монтальто-ди-Кастро, Италия 84,2 МВт – 2010 г.;
8. Solarpark Senftenberg – Зенфтенберг, Германия 82 МВт, 330 000 кристаллических солнечных модулей, стоимость 150 млн евро (195 млн долл.), удельные капитальные затраты 2 378 долл./кВт – 2011 г.;

9. Finsterwalde Solar Park – Германия 80,7 МВт – 2010 г.;

10. Okhotnykovo Solar Park – Охотниково, Крым, Украина 80 МВт, 100 млн кВт·ч, 360 000 солнечных модулей, коэффициент использования 0,143, 160 га – 2011 г.

Лидером в развитии солнечной энергетики является Германия. Общая мощность крупнейших фотоэлектрических проектов страны составляет 672 МВт.

### Вопросы и задачи

1. Расскажите, как устроен кремниевый фотоэлемент.
2. Поясните принцип действия фотоэлемента.
3. Назовите электрические характеристики фотоэлемента, ориентировочные цены на оборудование.
4. Перечислите технические требования к фотоэлементам.
5. Назовите и охарактеризуйте крупнейшие действующие солнечные электростанции.
6. Нарисуйте электрическую схему солнечной электрической станции мощностью 100 кВт (один энергоблок) с фотоэлектрическим преобразователем солнечной энергии с трехфазным мостовым инвертором и с повышающим трансформатором с выходным линейным напряжением 10 кВ. Нарисуйте общий вид солнечной панели (батареи). Покажите размеры панели, модуля, фотоэлементов.

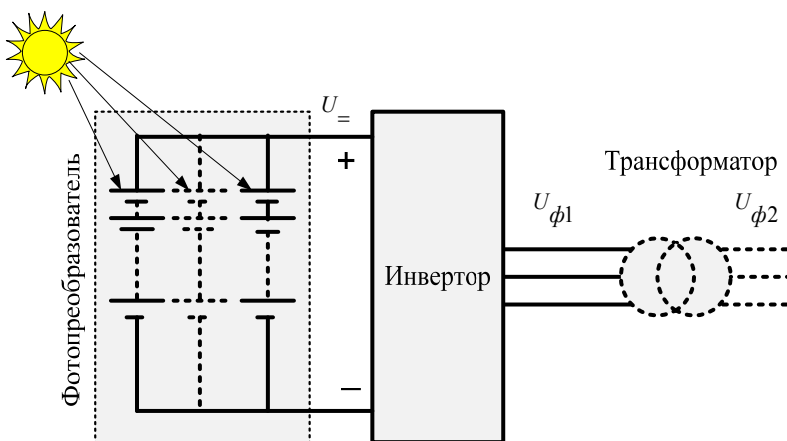


Рис. 2.25. Электрическая схема энергоблока фотоэлектрической солнечной электростанции (к задаче 6)

6.1. Выберите количество солнечных модулей TDB125×125-96-P в составе солнечной панели, определите количество панелей в составе фотоэлектрического преобразователя энергоблока (табл. 2.1).

Таблица 2.1

Характеристика фотоэлектрического солнечного модуля  
TDB125×125-96-P производство Германии

Монокристалл. Шунтирующие диоды. Устойчивость против ветра и града. Пониженная потеря света даже при тусклом освещении. Гарантия 25 лет			
Номинальная мощность, Вт	250	Рабочая температура, °С	-40 – +55
Номинальное напряжение, В	48,6	Вес, кг	29,5
Номинальный ток, А	5,15	Размеры модуля (96 фотоэлементов последовательно, 12 – параллельно), мм	1596 × 1596 × 46
Напряжение холостого хода, В	59,8	Размеры фотоэлемента (ячейки), мм	47 × 47
Ток короткого замыкания, А	5,38	КПД модуля, %	14,7
Максимальное напряжение системы, В	750		

6.2. Определите напряжение на панели при последовательном соединении всех модулей панели, фазное напряжение на выходе инвертора, полный ток энергоблока при параллельном соединении всех панелей, фазный ток на выходе инвертора, площадь территории, занимаемую энергоблоком (с учетом зоны обслуживания и расположения трансформаторов) площадью, равной площади для размещения самих фотоэлектрических преобразователей.

6.3. Выберите оборудование энергоблока: фотоэлектрические преобразователи, аккумуляторы, преобразователи постоянного тока в переменный (инверторы), блочные трансформаторы, сборные шины, аппараты управления и защиты, контрольно-измерительные приборы, измерительные трансформаторы и т. д.

6.4. Определите также КПД преобразования солнечной энергии в фотопреобразователе и полный КПД энергоблока, если при рас-



четной интенсивности солнечного излучения  $1 \text{ кВт/м}^2$  плотность тока фотоэлемента составляет  $290 \text{ А/м}^2$ , напряжение равно  $0,5 \text{ В}$ , КПД инвертора  $99 \%$ , КПД трансформатора  $99 \%$ .

### Решение:

Предварительно принимаются панели по  $12$  модулей, соединяемых последовательно  $N_{\text{посл}} = 12$  модулей. ЭДС постоянного тока на выходе панели и фотопреобразователя энергоблока

$$U_{=} = 12U_{\text{мод}} = 12 \cdot 48,6 = 583 \text{ В.}$$

Постоянный ток на выходе фотопреобразователя и на входе инвертора

$$I_{=} = \frac{P}{U_{=}} = \frac{100 \cdot 10^3}{583} = 171,5 \text{ А.}$$

Ток панели равен току модуля, поскольку в панели модули соединены последовательно  $I_{\text{Б}} = 5,15 \text{ А}$ . Количество параллельных ветвей фотопреобразователя равно количеству параллельно соединяемых панелей

$$N_{\text{Б}} = \frac{I_{=}}{I_{\text{Б}}} = \frac{171,5}{5,15} = 33.$$

Фазное напряжение первичной обмотки трансформатора

$$U_{\text{ф1}} = \frac{U_{=}}{2,34} = \frac{583}{2,34} = 249 \text{ В,}$$

площадь, занимаемая оборудованием энергоблока,

$F = 2F_{\text{М}} N_{\text{М}} = 2 \cdot 1,596 \cdot 1,596 \cdot 12 \cdot 33 = 2017 \text{ м}^2$ , размеры территории  $45 \text{ м} \times 45 \text{ м}$ .

КПД преобразования солнечной энергии в фотопреобразователе, если при расчетной интенсивности солнечного излучения  $1 \text{ кВт/м}^2$  плотность тока фотоэлемента равна  $290 \text{ А/м}^2$ , напряжение равно  $0,5 \text{ В}$

$$\eta = \frac{\Delta I_{\text{ФЭ}} U_{\text{ФЭ}}}{G_{\text{РАС}}} = \frac{290 \cdot 0,5 \cdot 10^{-3} \cdot 100}{1,0} = 14,5 \%$$

Полный КПД энергоблока

$$\eta = \eta_{\text{ФП}} \eta_{\text{ИН}} \eta_{\text{ТР}} = 0,145 \cdot 0,99 \cdot 0,99 \cdot 100 = 14,2 \%$$

7. Солнечная электростанция в Беларуси номинальной мощностью  $1000 \text{ кВт}$ . Определите коэффициент использования номинальной мощности солнечной электростанции. Индекс ясности: в июне –  $0,7$ , в декабре –  $0,2$ , количество солнечных часов (в том числе с переменной облачностью)  $1750\text{--}1950$ , максимальное (расчетное) значение плотности потока солнечного излучения  $0,8 \text{ кВт/м}^2$ . Затраты на строительство фотоэлектрической электростанции  $1800\text{--}3900$  долл. за  $1 \text{ кВт}$  установленной мощности. Тариф на электроэнергию, получаемую от нетрадиционных источников энергии,  $0,13$  долл. за  $1 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$ . Определите годовую выработку электроэнергии солнечной электростанции в условиях Беларуси, экономический эффект от внедрения солнечной электростанции, капитальные затраты на строительство, срок окупаемости затрат. Дополнительная выгода от внедрения СЭС составляет  $5 \%$ , дополнительные эксплуатационные затраты –  $25 \%$ .

**Решение:** Срок окупаемости солнечной энергоустановки

$$T_{\text{ОК}} = \frac{C_K}{C_A K_i 8760 \cdot (1 + k_s - k_z)},$$

коэффициент использования

$$K_i = \frac{N_{\text{СОЛН}} K_{\text{ТСР}}}{8760},$$

где  $N_{\text{СОЛН}}$  – количество солнечных часов в году;

$K_{\text{ТСР}}$  – среднегодовое значение индекса ясности

$G_{\text{М}}$  – максимальное значение плотности потока солнечного излучения, кВт/м<sup>2</sup>.

Годовая выработка электроэнергии солнечной электростанции в условиях Беларуси, экономический эффект от внедрения солнечной электростанции и капитальные затраты на строительство

$$W = P_{\text{Н}} K_i 8760;$$

$$S = C_{\text{А}} W (1 + k_{\text{С}} - k_{\text{З}});$$

$$K = P_{\text{Н}} C_{\text{К}}.$$

Результаты расчета приведены ниже в табл. 2.2.

8. Определите: 1) необходимую установленную мощность ВЭУ для производства такого же количества электроэнергии, которое выработает за год солнечная электростанция п.6 и п.7; 2) капитальные затраты на строительство ВЭУ; 3) срок окупаемости при применении стимулирующего тарифа на электроэнергию, получаемую от нетрадиционных источников энергии, равного 0,13 долл./кВт·ч. Капитальные затраты на строительство ВЭУ – 2000 долл. за 1 кВт установленной мощности. Коэффициент использования номинальной мощности ВЭУ при среднегодовой скорости ветра 4,5 м/с, расчетной скорости ветра 11 м/с, высоте установки 110 м равен 0,375. Дополнительная выгода от внедрения ВЭУ составляет 5 %, дополнительные эксплуатационные затраты – 25 %.

**Решение:** Номинальная мощность ВЭУ

$$P_{\text{Н}} = \frac{W}{8760 K_i}.$$

Результаты расчета приведены ниже в табл. 2.2.

9. Определите коэффициент использования номинальной мощности и срок окупаемости фотоэлектрической солнечной электро-

станции на юге Египта (Асуан). Индекс ясности: в июне и в декабре – 0,8. Количество солнечных часов в году – 4 300. Максимальное (расчетное) значение плотности потока солнечного излучения 0,9 кВт/м<sup>2</sup>. Затраты на строительство фотоэлектрической электростанции 1 800–3 900 долл. за 1 кВт установленной мощности. Стимулирующий тариф на электроэнергию 0,13 доллара за 1 кВт·ч. Результаты расчета приведены ниже в табл. 2.2.

Таблица 2.2

Определение коэффициента использования номинальной мощности и срока окупаемости солнечных фотоэлектрических и ветроэлектрических станций

Наименование	Минск ВЭС	Минск СЭС	Асуан СЭС
Максимальная плотность потока солнечного облучения в июне, кВт/м <sup>2</sup>		0,80	0,90
Максимальная плотность потока солнечного облучения в декабре, кВт/м <sup>2</sup>		0,20	0,90
Индекс ясности в июне		0,70	0,80
Индекс ясности в декабре		0,20	0,80
Средний за год индекс ясности		0,45	0,80
Количество солнечных часов в году		1850	4300
Коэффициент использования номинальной мощности	0,375	0,095	0,39
Удельные капитальные затраты, долл./кВт установленной мощности	2 000	2 500	2 500
Стимулирующий тариф на электроэнергию, долл./кВт·ч	0,13	0,13	0,13
Дополнительная выгода от снижения выбросов парниковых газов, %	5	5	5
Дополнительные эксплуатационные затраты, %	25	25	25
Установленная мощность установки, кВт	25,3	100	100
Годовая выработка электроэнергии, кВт·ч	83 250	83 250	344 000
Капитальные затраты, долл.	50 685	250 000	250 000
Годовой экономический эффект, долл.	10 823	10 823	44 720
Срок окупаемости, лет	5,9	28,9	7,0

### 3. БИОЭНЕРГЕТИКА. БИОМАССА КАК ИСТОЧНИК ЭНЕРГИИ

Биомасса – это органические соединения углерода в виде отходов и специально выращиваемых «энергетических» растений. Энергия биомассы возникает в результате фотосинтеза под действием солнечного излучения, в процессе образования органических веществ и аккумуляции в них химической энергии.

В результате фотосинтеза образуются углеводы, содержащие углерод в соединениях с кислородом и водородом (например, сахара  $C_{12}H_{22}O_{11}$  или глюкоза  $C_6H_{12}O_6$ ). В процессе соединения с кислородом при сгорании или гниении биомассы выделяется тепло. При сжигании биомассы в кислороде выход тепла составляет 16 МДж на 1 кг сухого веса.

Основными источниками биомассы являются:

- 1) лесоразработки и отходы переработки древесины;
- 2) отходы растениеводства (зерновые и другие, продовольственные и технические культуры, сахарный тростник), продукция энергетического растениеводства (рапс, кукуруза, кормовые бобы уро);
- 3) отходы животноводства (навоз);
- 4) городские стоки, мусор (твердые бытовые отходы).

Переработка биомассы, связанная с извлечением энергии, осуществляется термохимическими, биохимическими и агрохимическими способами. Термохимические способы – это прямое сжигание и пиролиз, биохимические – спиртовая ферментация и анаэробная переработка, агрохимические – экстракция топлив прямо от живых растений (например, получение каучука, выращивание энергетических растений).

#### 3.1. Прямое сжигание и пиролиз

*Сжигание биотоплива* с получением тепла используется для приготовления пищи, обогрева жилищ, для сушки зерна, получения электрической и тепловой энергии и т. д.

Приготовление пищи и сжигание топлива в традиционных, часто примитивных, «устройствах» – неэффективно. Их КПД не превышает 5 %. Велики потери из-за неполного сгорания, уноса тепла ветром, испарения из открытого котла и т. д. Процесс можно улуч-

шить совершенствованием методов приготовления (например, паровые сковородки), уменьшением тепловых потерь (теплоизоляция печей, конструкция нагревателей), улучшением сгораемости топочных газов, применением простых и надежных методов управления нагревателями. Применение древесного угля, принудительной подачи воздуха позволяет повысить эффективность плит и печей до 50 %.

Другие направления по совершенствованию процесса сжигания биотоплива – это применение генераторного газа или биогаза в качестве печного топлива, использование солнечных кухонь и т. д.

В этих процессах в качестве биотоплива широко применяется древесина. Древесину можно считать возобновляемым источником энергии только при условии, что скорость ее прироста превышает скорость уничтожения.

**Пиролиз** (сухая перегонка) – это процессы нагрева или частичного сжигания при недостатке воздуха органического сырья для получения производных топлив или химических соединений. Сырьем служит древесина, отходы биомассы, городской мусор, уголь. Продукты пиролиза – газы, смолы и масла, древесный уголь, зола.

Пиролиз осуществляется в газогенераторах. Схема газогенератора представлена на рис. 3.1.

Подаваемый материал предварительно сортируют для снижения негорючих примесей, подсушивают, измельчают. Температура в печи зависит от соотношения воздух – горючее. Проще всего управление установкой при температуре ниже 600 °С. При более высоких температурах – сложнее управление, но увеличивается содержание водорода в вырабатываемом газе.

Перегонка протекает в 4 стадии:

– при температуре 100–120 °С подаваемый в газогенератор материал опускается вниз и освобождается от влаги;

– при 275 °С – отходящие газы в основном состоят из  $N_2$ ,  $CO$  и  $CO_2$ , извлекается уксусная кислота и метанол;

– при 280–350 °С – начинается реакция выделения летучих химических веществ таких, как эфиры, фенолы и др.;

– при свыше 350 °С – выделяются все типы летучих соединений, одновременно с образованием углекислого и угарного газа происходит увеличение образования водорода и метана  $CH_4$ , часть углерода сохраняется в виде древесного угля, смешанного с золой.

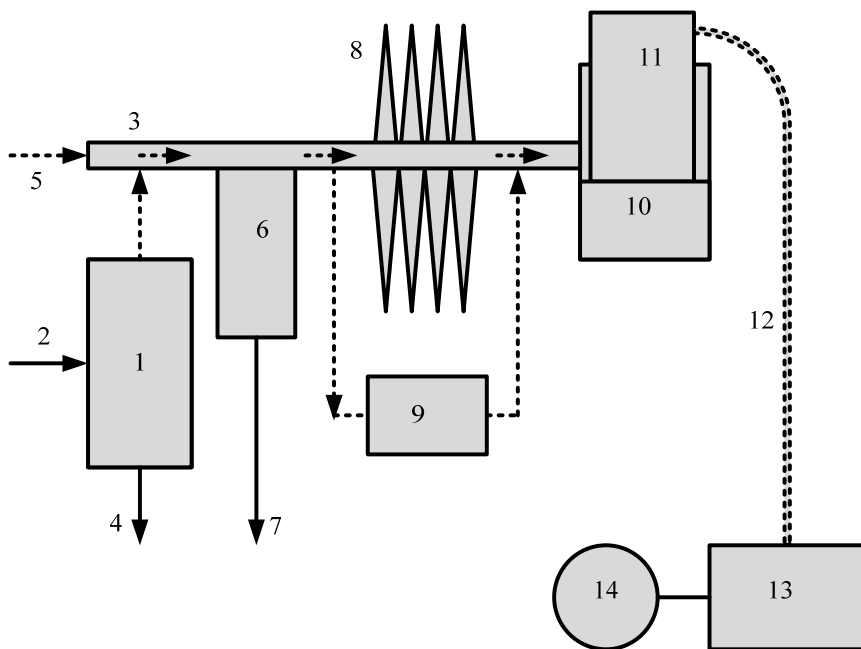


Рис. 3.1. Схема газогенератора:

1 – печь, куда подается и частично сжигается при недостатке воздуха перерабатываемая биомасса; 2, 3 – газопровод; 4 – выход древесного угля; 5 – генераторный газ от других печей; 6 – сепаратор; 7 – производные жидкости и летучие соединения (эферы, фенолы, уксусная кислота, метанол и др.); 8 – сушилка для сельскохозяйственной продукции; 9 – обогрев помещений и приготовление пищи; 10 – газгольдер; 11 – крышка газгольдера; 12 – трубопровод генераторного газа; 13 – двигатель внутреннего сгорания; 14 – электрический генератор

Топливо, полученное при пиролизе, более универсально, чем исходное, но уже имеет меньшую энергию сгорания. «Универсальность» топлива – это более широкий диапазон устройств-потребителей, меньшее загрязнение среды, удобство транспортировки, лучшая управляемость горением. В результате переработки получают твердый остаток, жидкости, газы.

Твердый остаток (древесный уголь) составляет 25–35 % сухой биомассы. Он на 75–85 % состоит из углерода, обладает теплотой сгорания 30 МДж/кг. Используется в качестве топлива с контролируемой чистотой, применяется в лаборатории, в промышленности, для выплавки стали (вместо кокса).

Жидкости – смолы, уксусная кислота, метанол, ацетон (30 % от сухой биомассы). Они могут быть отделены или использованы вместе в качестве низкокачественного топлива с теплотой сгорания 22 МДж/кг.

Газы – это генераторный газ (древесный газ, синтетический газ или водяной газ). Он состоит из азота 55 %, водорода 4 %, метана 7 %, углекислого газа 15 % и угарного газа 17 %. Генераторный газ накапливается в газгольдерах при давлении, близком к атмосферному (он не сжимается). Используется в дизелях, карбюраторных двигателях.

Другие термохимические процессы: газификация, гидрогенизация и каталитическая реакция между водородом и окисью углерода.

Разновидность пиролиза – газификация – предназначена для максимального получения газообразного топлива при высокотемпературном нагреве (свыше 1 000–2 000 °С) с окислителем (кислород, воздух, водяной пар,  $\text{CO}_2$  или, чаще, их смесь).

Гидрогенизация – процесс нагревания измельченной или переваренной биомассы до 600 °С при давлении около 50 атм (5 МПа). Получаемые при этом горючие газы – метан и этан.

Гидрогенизация с применением  $\text{CO}$  и пара аналогична предыдущему процессу, но нагревание производится в атмосфере  $\text{CO}$  до 400 °С. Извлекается синтетическая нефть, которую можно использовать как топливо.

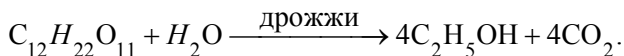
Каталитическая реакция между  $\text{H}_2$  и  $\text{CO}$  при 330 °С и давлении 15 МПа дает метиловый спирт (метанол) – ядовитая жидкость, которую можно использовать в качестве заменителя бензина.

### 3.2. Спиртовая ферментация

*Спиртовая ферментация* (брожение) используется для получения этилового спирта (этанола) –  $\text{C}_2\text{H}_5\text{OH}$ . Этиловый (питьевой) спирт образуется из сахаров особыми микроорганизмами, дрожжами, в кислой среде. При концентрации спирта 10 % микроорганизмы погибают. Поэтому дальнейшее повышение концентрации получается перегонкой (дистилляцией). В результате получают смесь 95 % спирта + 5 % воды. При брожении теряется 0,5 % энергетического потенциала сахара. Необходимую для перегонки тепловую энергию получают, сжигая отходы биомассы.



Этиловый спирт получают из сахарного тростника, сахарной свеклы, крахмала. При получении спирта из сахарного тростника вначале отделяют сок для получения сахарозы. Оставшуюся патоку с содержанием сахара до 55 % сбраживают и перерабатывают в спирт. Реакция превращения сахарозы в этанол в присутствии дрожжей



При получении спирта из сахарной свеклы вначале получают сахар для сбраживания. Далее процесс аналогичен.

Для получения спирта из растительного крахмала, например, из злаковых, его предварительно подвергают гидролизу на сахар. Крупные молекулы крахмала разрушаются ферментами солода, содержащимися, например, в ячмене или при обработке его сильными кислотами при повышенном давлении. Важный вторичный продукт сбраживания – отходы используются в качестве корма для скота и удобрений.

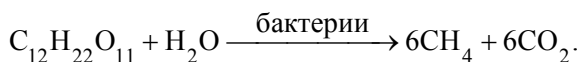
Этиловый спирт – хорошее жидкое топливо. Он используется в чистом виде (95 %) при небольшой переделке карбюратора или в смеси с бензином 1 : 10 (газохол). Газохол сейчас обычное топливо в Бразилии. Применяется оно и в США. При применении газохола увеличивается на 20 % мощность двигателей, снижается загрязнение атмосферы по сравнению с применением тетраэтилсвинца.

### 3.3. Анаэробное сбраживание

**Получение биогаза путем анаэробного сбраживания.** В естественных условиях биомасса разлагается на элементарные соединения в условиях сырости, тепла, темноты в присутствии кислорода под действием бактерий, называемых аэробными. С участием этих бактерий углерод биомассы окисляется до двуокиси углерода (углекислого газа).

В замкнутых объемах с недостатком кислорода развиваются анаэробные бактерии, которые способствуют созданию углекислого газа и метана. В анаэробных условиях происходит процесс «сбраживания». «Биогаз» – это смесь метана и углекислого газа. Его по-

лучают в биогазогенераторах (метантенках). Реакция превращения сахарозы в метан в присутствии бактерий



Эта реакция экзотермическая. В процессе ее протекания выделяется 1 МДж тепла на 1 кг сухой массы сбраживаемого материала. Этого, однако, недостаточно для необходимого повышения температуры массы.

Анаэробное сбраживание влажной биомассы и получение биогаза с последующим его использованием в качестве качественного топлива выгоднее, чем простое высушивание и сжигание исходного материала, так как только удаление 95 % влаги при сушке требует до 40 МДж тепла на 1 кг сухого остатка. Теплота сгорания сухого навоза составляет 12–15 МДж/кг. Кроме того, после анаэробной переработки навоз может быть использован как удобрение.

Получение биогаза экономически выгодно, если биогазогенератор работает на переработке существующего потока отходов (стоки канализационных систем, свиноферм и др.) без их специального сбора, например, в замкнутом экологическом цикле агропромышленного комплекса.

Сбраживание в биогазогенераторе может происходить при температуре 20–30 °С с участием психрофил – психрофилических бактерий с циклом сбраживания 14 суток. При подогреве до 35 °С в процессе участвуют мезофиллы – мезофилические бактерии и процесс ускоряется до 7 сут. При этом скорость реакции в биогазогенераторе удваивается. Для подогрева используется часть биогаза, получаемого в биогазогенераторе или электроэнергия собственного производства. При необходимости ускорения разложения биомассы без увеличения выхода биогаза массу подогревают до 55°С, что соответствует термофилическому уровню анаэробных бактерий и длительности процесса до 3–3,5 сут. В любом случае необходимо поддерживать в биогазогенераторе стабильные условия по температуре и подаче биомассы для выведения подходящих для данных условий популяций бактерий. В тропиках сбраживание ведется при 20–30 °С без дополнительного подогрева с временным интервалом 14 дней.

В средней полосе для сбраживания необходим дополнительный подогрев, например, с использованием части получаемого биогаза.

Процесс сбраживания при психрофильном процессе идет в три стадии:

*1 стадия* – расщепление нерастворимых материалов (целлюлоза, жиры, полисахариды) на углеводы и жирные кислоты в течение 1 сут при 20–25 °С;

*2 стадия* – образование уксусной и др. кислот в течение 1 сут;

*3 стадия* – образование метана, полное сбраживание массы с получением биогаза (до 70 % метана и 30 % углекислого газа) с примесью водорода и сероводорода в течение 14 сут.

Таблица 3.1

Теплота сгорания некоторых видов топлива

Наименование	Величина, МДж/кг	Величина, МДж/л
Водород	120,9	
Бензин	47	34
Этиловый спирт C <sub>2</sub> H <sub>5</sub> ОН	30	25
Метан CH <sub>4</sub>	55	38·10 <sup>-3</sup>
Метанол CH <sub>3</sub> ОН	23	18
Биогаз (65 % CH <sub>4</sub> и 35 % CO <sub>2</sub> )	28	24,7·10 <sup>-3</sup>
Генераторный газ	5–10	(4–8)·10 <sup>-3</sup>
Древесный уголь (кусковой)	32	–
Коровий навоз	12	2 092 ккал/кг
Древесина сухая	16	

Технологическая и электрическая схема биогазового комплекса для условий умеренного климата для утилизации навоза животноводческого комплекса, использующего электроэнергию в качестве основного источника энергии представлена на рис. 4.2.

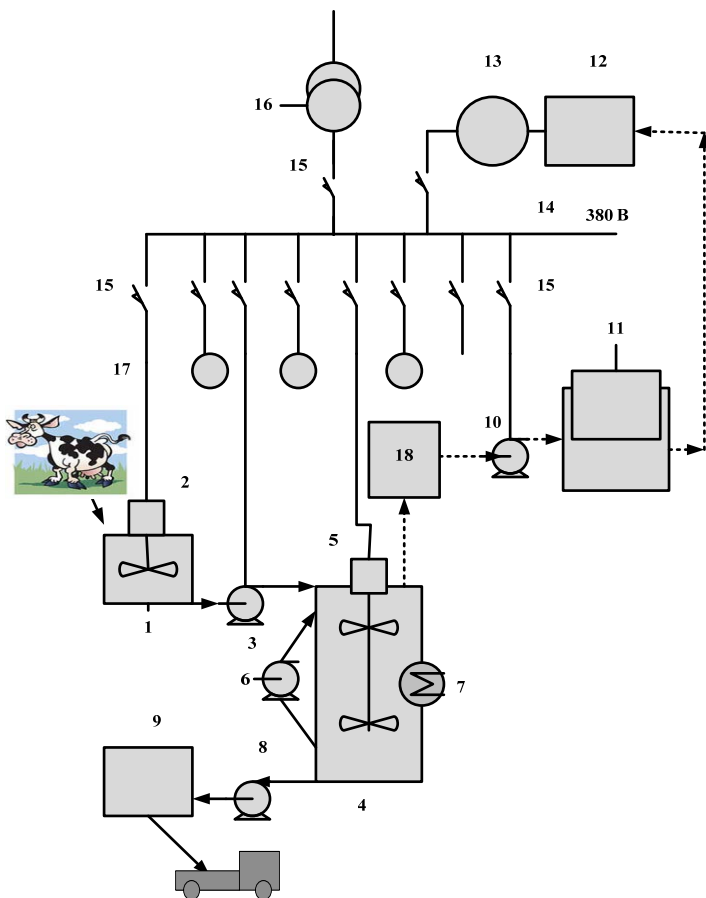


Рис. 4.2. Схема биогазового комплекса:

1 – приемная емкость с мешалкой (накопитель), куда поступает очищенный от соломы и других неактивных материалов навоз; 2 – мешалка; 3 – насос; 4 – биогазогенератор (*metantank* или реактор) – бак с мешалкой и теплоизоляцией; 5 – мешалка; 6 – насос для перекачки навоза в баке; 7 – водяной нагреватель с использованием тепла уходящих газов двигателя – генераторного агрегата (ДГА); 8 – насос для перекачки отработанного навоза в выходную емкость для отходов; 9 – выходная емкость; 10 – компрессор для перекачки получаемого биогаза в газгольдер; 11 – водяной газгольдер; 12 – двигатель внутреннего сгорания; 13 – электрогенератор (12, 13 – ДГА); 14 – шины трансформаторной подстанции предприятия; 15 – коммутирующие аппараты подстанции; 16 – главный трансформатор подстанции предприятия; 17 – приводные электродвигатели вытяжной и приточной вентиляции с калориферами для обогрева помещений, привода механизмов кормораздачи, скребков, а также лампы освещения; 18 – установка очистки биогаза

При работе биогазового комплекса, навоз (экскременты) помещают в накопитель, где он отделяется от несбраживаемых материалов, разбавляется водой для обеспечения влажности 90–94 % и гомогенизируется (перемешивается до состояния однородной массы). Далее масса медленно проходит в биогазогенератор (*metantank* или реактор), где в присутствии анаэробных бактерий в течение нескольких суток в зависимости от принятого вида бактерий происходит сбраживание. Производительность биогазового комплекса определяется видом и количеством биомассы объекта. Емкость бака биогазогенератора равна суточной производительности комплекса по сырью, умноженной на число суток сбраживания. Затем отработанная масса поступает в бак для отработанной массы, которая используется для удобрения. Полученный биогаз подвергается очистке (удалению сероводорода, углекислого газа, паров воды) и поступает в газгольдер. Давление газа в газгольдере создается тяжелым металлическим газгольдером. Затем газ поступает в двигатель внутреннего сгорания или котельную установку, где сжигается и его энергия преобразуется в электрическую энергию или тепло.

### **3.4. Порядок расчета экономической эффективности**

**Порядок расчета экономической эффективности** биогазовых комплексов регламентируется техническим кодексом установившейся практики ТКП 17-02.05.2011 «Охрана окружающей среды и природопользование. Порядок расчета экономической эффективности биогазовых комплексов». Экономическая эффективность строительства биогазовых комплексов включает: энергетическую эффективность, экологическую и агротехническую эффективность.

Энергетическая эффективность – это выгода от сжигания полученного биогаза для выработки электрической и тепловой энергии за вычетом расходов на собственные нужды биогазового комплекса. Это энергия, которая может быть использована для собственных нужд предприятия или для продажи другим предприятиям или энергосистеме. Эта выгода оценивается стоимостью сэкономленного природного газа или сэкономленной электрической и тепловой энергии.

## Простой срок окупаемости биогазового комплекса

$$T_{\text{OK}} = \frac{K}{S} = \frac{K}{(S_{\text{эл}} + S_{\text{тепл}}) + \sum S_i - \sum Z_i} = \frac{K}{(S_{\text{эл}} + S_{\text{тепл}}) \cdot (1 + k_S - k_z)}, \text{ лет,}$$

где  $K$  – полные капитальные затраты, определяются по данным заводов-изготовителей или по удельным капитальным затратам на внедрение, которые могут быть приняты в пределах 2 500–3 500 долл. за кВт установленной электрической мощности с учетом затрат на ДГА с устройством очистки биогаза, причем с увеличением установленной мощности удельные капитальные затраты снижаются, долл.;

$S_{\text{эл}}$  – стоимость выработанной и используемой для собственных нужд предприятия или для продажи другим предприятиям или энергосистеме электроэнергии за вычетом расхода на собственные нужды комплекса (приводных электродвигателей механизмов), долл.;

$S_{\text{тепл}}$  – стоимость выработанной и используемой для собственных нужд предприятия или для продажи другим предприятиям или энергосистеме тепловой энергии за вычетом расхода на собственные нужды комплекса (нагрев массы в биогазогенераторе, потери через ограждающие поверхности), долл.;

$\sum S_i$  – дополнительная выгода от сокращения выброса парниковых газов, увеличения продажи удобрений, увеличения урожайности, снижения количества применяемых минеральных удобрений, уменьшения стоков, долл.;

$\sum Z_i$  – дополнительные суммарные затраты на обслуживание комплекса, закупку сырья, амортизационные расходы, налоги, долл.

В упрощенных расчетах полагаем

$$\frac{\sum S_i - \sum Z_i}{S_{\text{эл}} + S_{\text{тепл}}} = k_S - k_z, \text{ о.е.},$$

где  $k_S = 5 - 25\%$  или  $0,05 - 0,25$  о.е. – коэффициент, учитывающий дополнительную выгоду от внедрения биогазового комплекса;

$k_z = 5 - 25 \%$ , или  $0,05 - 0,25$  о.е. – коэффициент, учитывающий дополнительные затраты при внедрении биогазового комплекса.

Тип установки биогазогенератора, емкость бака, номинальная мощность ДГА, годовая выработка электроэнергии и тепла определяются по количеству и виду биомассы, суточной производительности, режиму и времени сбраживания (например, термофилический режим – 3,5 сут).

Суточное энергосодержание биогаза в навозе одного животного

$$\mathcal{E}_C = G_C^i C C_B, \frac{\text{МДж}}{\text{сут}}.$$

Суточная выработка электроэнергии при сжигании этого биогаза ДГА с учетом соотношения  $1 \text{ МДж} = 0,28 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$

$$W_C = 0,28 \eta_{\text{эл}} \mathcal{E}_C, \frac{\text{кВт}\cdot\text{ч}}{\text{сут}}.$$

Номинальная электрическая мощность

$$P^i = \frac{W_C}{24}, \text{ кВт}.$$

Суточная выработка тепловой энергии устройством утилизации уходящих дымовых газов ДГА с учетом соотношения  $1 \text{ Гкал} = 1162,8 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$

$$Q_C = \frac{0,28 \eta_{\text{тепл}} \mathcal{E}_C}{1162}, \frac{\text{Гкал}}{\text{сут}},$$

где  $G_C$  – выход навоза от 1 животного в зависимости от его возраста и назначения, кг/сутки;

$G_C^i$  – содержание сухого сбраживаемого материала в навозе одного животного, кг/сутки;

$C$  – выход биогаза из сухой массы, м<sup>3</sup>/кг;  
 $\eta_{эл}, \eta_{тепл}$  – КПД двигатель-генераторного агрегата по электрической и по тепловой энергии, соответственно;  
 $C_B$  – теплота сгорания биогаза, МДж/м<sup>3</sup>.

### 3.5. Перспективы энергетики биомассы в Беларуси

Расчеты показывают, что для условий Беларуси суммарный технически доступный объем биотоплива в балансе ТЭР Беларуси сегодня составляет 4,0 млн т у.т./г. или в пересчете на электроэнергию 16,3 млрд кВт·ч или 40 % потребляемой в стране электроэнергии. Удельные капиталовложения в строительство биогазовых комплексов составляют 2 500–3 500 долл./кВт. Срок окупаемости в Беларуси – менее 8 лет.

Постановлением Совета Министров Беларуси от 9 июня 2010 г. № 885 была утверждена программа строительства биогазовых комплексов на 2010–2012 гг. До конца 2012 г. в стране планировалось построить 39 биогазовых установок общей мощностью 40,4 МВт для предприятий сельского хозяйства и жилищно-коммунального сектора. Согласно Национальной программе развития местных и возобновляемых энергоисточников на 2011–2015 г., в Беларуси за 5 лет планировалось ввести в строй биогазовые установки общей электрической мощностью до 90 МВт, работающие на отходах животноводства и птицеводства, мясопереработки, сточных вод, сахарных заводов. Кроме того, разработана программа на 2012–2015 г., согласно которой в стране должно быть дополнительно построено еще 32 биогазовых комплекса.

Однако на 1.07.2013 года было введено в эксплуатацию всего 10–12 биогазовых комплексов на птицефабриках, мусорозаводах, сельскохозяйственных предприятиях с использованием в качестве сырья отходов крупного рогатого скота, на гидролизных заводах, на свалочном газе.

Введен в строй биогазовый комплекс в СПК «Рассвет» Могилевской области мощностью 4,8 МВт. Стоимость оборудования для проекта составляет около 11 млн 300 тыс. евро. Срок окупаемости – 3 года. Биогазовый комплекс является самым мощным в стране и вторым по мощности в Европе. Установка в СПК «Рассвет» пред-



ставляет собой 4 гидролизера, куда загружается биомасса, состоящая из навоза, сенажа, силоса и других компонентов. Затем из гидролизеров при помощи специальных насосов биомасса подается на разложение, где выделяется газ, перерабатываемый в тепловую и электрическую энергию. СПК планирует часть электроэнергии отдавать на продажу во внешние сети, а тепловую использовать на нужды хозяйства, в первую очередь на отопление теплиц и на работу зерносушильных комплексов. Введение в строй биогазовой установки даст возможность экономить в зимнее время на обогреве теплиц до 70 тыс. м<sup>3</sup> газа. Биогазовый комплекс производит биогаз и биоудобрения. Биогаз сжигается в генерирующих установках, а полученная электроэнергия направляется в электрическую сеть.

Технические характеристики биогазовых станций на навозных стоках и прайс-лист представлены в табл. 3.2 и 3.3.

Таблица 3.2

Технические характеристики биогазовой станции на навозных стоках (крупный рогатый скот, свиньи, влажность 89 %) фирмы «Zorg Biogas AG» Kreuzstrasse 54, CH-8008 Zurich

Характеристики, ед. изм.	Значение			
Производительность по сырью, т/сутки	150	300	450	600
Выход биогаза, м <sup>3</sup> /сутки	3 600	7 200	10 800	14 400
Потребляемая электр. Мощность, кВт	20	40	60	80
Потребляемая тепловая мощность (при -15 °С), кВт	200	400	600	800
Количество основных реакторов, шт.	1	2	3	4
Обслуживающий персонал, человек	1	1	1	1
Занимаемая площадь, га	0,4	0,8	1,2	1,6
Выход твердых биоудобрений (70 % вл.), т/сутки	14	28	42	56
Выход жидких биоудобрений (99 % вл.), т/сутки	130	260	390	520

Таблица 3.3

Прайс-лист на биогазовые станции на навозных стоках  
 «Zorg Biogas AG» Kreuzstrasse 54, CH-8008 Zurich

Биогазовые станции на навозных стоках						ДГА с установкой очистки биогаза		Всего биогазовый комплекс	
Производительность по сырью, т/сутки	Проектная документация, долл.	Наладка, обучение, монтаж, долл.	Оборудование, долл.	Строительство, долл.	Стоимость биогазовой станции, долл.	Расчетная установленная электрическая мощность, кВт	Стоимость ДГА и установки очистки биогаза, долл. (500–600 долл./кВт)	Капитальные затраты ВСЕГО, долл.	Удельные капитальные затраты ВСЕГО, включая ДГА, долл./кВт
150	48 100	26 000	559 000	442 000	1 075 100	375	225 000	1 300 100	3467
300	54 600	26 000	923 000	663 000	1 666 600	750	450 000	2 116 600	2822
450	61 100	26 000	1 287 000	858 000	2 232 100	1125	675 000	2 907 100	2584
600	67 600	26 000	1 651 000	1 053 000	2 797 600	1500	900 000	3 697 600	2465

### Вопросы и задачи

1. Что такое биоэнергетика и каков энергетический потенциал биомассы Беларуси?
2. Что такое фотосинтез?
3. Назовите основные источники биомассы в Беларуси?
4. Назовите основные способы переработки биомассы для извлечения энергии?
5. Какова эффективность сжигания биотоплива? Как ее можно повысить?
6. В чем заключается сущность пиролиза?
7. Схема и порядок работы установки пиролиза.
8. В чем универсальность топлива получаемого при пиролизе?
9. Какие вещества получают при пиролизе? Каков состав и характеристики генераторного газа, получаемого при пиролизе?

10. В чем заключается процесс гидрогенизации?
11. Какой продукт получают в результате спиртовой ферментации?
12. В чем сущность процесса спиртовой ферментации?
13. В чем сущность анаэробного сбраживания? Виды анаэробных бактерий.
14. Как работает биогазовая установка и биогазовый комплекс?
15. Какова эффективность анаэробной переработки навоза?
16. Определите количество электрической и тепловой энергии, которое в среднем можно получить за сутки при анаэробной переработке навоза одного крупного рогатого животного при термофильском режиме сбраживания с использованием биогазового комплекса с ДГА с устройством утилизации уходящих дымовых газов, и круглосуточную электрическую мощность, если:
  - 1) время цикла сбраживания 3,5 сут при температуре 55 °С;
  - 2) выход навоза (фекалий) от 1 животного в зависимости от его возраста и назначения –  $G_C = 25 - 40 - 55$  кг/сутки с содержанием сухого сбраживаемого материала соответственно  $G_C^/ = 4,0 - 5,2 - 6,4$  кг/сутки;
  - 3) выход биогаза из сухой массы  $C = 0,25 - 0,3 - 0,35$  м<sup>3</sup>/кг;
  - 4) КПД ДГА по электроэнергии  $\eta_{эл} = 35\%$ , по тепловой энергии  $\eta_{тепл} = 52\%$ ;
  - 5) теплота сгорания биогаза с содержанием метана 65 %  $C_B = 24,7$  МДж/м<sup>3</sup>.

**Решение:** Суточное энергосодержание биогаза в навозе одного животного

$$\mathcal{E}_C = G_C^/ C C_B = 5,2 \cdot 0,3 \cdot 24,7 = 38,5 \frac{\text{МДж}}{\text{сут}}$$

Суточная выработка электроэнергии при сжигании этого биогаза ДГА с учетом соотношения 1 МДж = 0,28 кВт·ч

$$W_C = 0,28 \eta_{эл} \mathcal{E}_C = 0,28 \cdot 0,35 \cdot 38,5 = 3,74 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{сут}}$$

Номинальная электрическая мощность

$$P' = \frac{W_C}{24} = \frac{3,74}{24} \approx 0,156 \text{ кВт.}$$

Суточная выработка тепловой энергии устройством утилизации уходящих дымовых газов ДГА с учетом соотношения 1 Гкал = 1162,8 кВт·ч

$$Q_C = 0,28\eta_{\text{тепл}} \Theta_C = 0,28 \cdot 0,52 \cdot 38,5 = 5,56 \frac{\text{кВт}\cdot\text{ч}}{\text{сут}} \text{ или } 0,0048 \frac{\text{Гкал}}{\text{сут}}.$$

17. Выбрать тип биогазового комплекса на навозных стоках для животноводческого комплекса на 3 750 голов крупного рогатого скота примера 1, определить номинальную электрическую мощность ДГА  $P_H$ , годовую выработку электрической  $W$  и тепловой  $Q$  энергии, полагая КПД выработки электрической энергии ДГА комплекса 35 %, КПД выработки тепловой энергии 52 %. Цикл сбраживания при температуре 55 °С 3,5 сут.

**Решение:** По производительности установки по сырью, равной  $V_B = G_C N = 40 \cdot 3750 \cdot 10^{-3} = 150$  т/сут, выбираем установку фирмы «Zorg Biogas AG» Kreuzstrasse 54, CH-8008 Zurich производителем с мощностью  $G = 150$  т/сут. При термофилическом режиме сбраживания в течение 3,5 суток объем бака биогазогенератора

$$V_{\text{ГГ}} = 3,5V_B = 3,5 \cdot 150 = 525 \text{ т.}$$

Номинальная мощность ДГА

$$P_H = 0,156 \cdot 3750 = 585 \text{ кВт,}$$

годовая выработка электроэнергии

$$W = P_H T = 585 \cdot 8760 = 5,125 \cdot 10^6 \frac{\text{кВт}\cdot\text{ч}}{\text{г}},$$

годовая выработка тепла

$$Q = 0,0048 \cdot 3\,750 \cdot 365 = 6\,570 \frac{\text{Гкал}}{\text{г}}.$$

18. Определите простой срок окупаемости биогазового комплекса на навозных стоках производительностью по сырью  $G = 150$  т/сут, фирмы «Zorg Biogas AG» Kreuzstrasse 54, CH-8008 Zurich примеров 1 и 2, если собственные нужды комплекса по электроэнергии составляют 10–20 % вырабатываемой электроэнергии; собственные нужды по тепловой энергии – 20–70 % вырабатываемой тепловой энергии; тариф на электроэнергию на производственные нужды производителей сельскохозяйственной продукции 0,105 долл./кВт·ч; тариф на тепловую энергию 7,4 долл./Гкал; удельные капитальные затраты на установку очистки биогаза и ДГА комплекса – 500–600 долл./кВт; коэффициент учитывающий дополнительную выгоду от сокращения выброса парниковых газов  $k_s = 0$ , коэффициент, учитывающий дополнительные эксплуатационные затраты  $k_z = 0,25$  о.е.

**Решение:** Срок окупаемости

$$T_{\text{OK}} = \frac{K}{(S_{\text{эл}} + S_{\text{тепл}}) \cdot (1 + k_s - k_z)} =$$
$$= \frac{1\,075\,100 + 585 \cdot 600}{(0,8 \cdot 5,125 \cdot 10^6 \cdot 0,105 + 0,3 \cdot 6570 \cdot 7,4) \cdot (1 + 0 - 0,25)} = 4,3 \text{ г.}$$

19. Определите количество электрической и тепловой энергии, которое можно получить за сутки при анаэробной переработке навоза 1 свиньи при термофильском режиме сбраживания с использованием биогазового комплекса с двигатель-генераторным агрегатом и электрическую мощность агрегата, если:

1) время цикла сбраживания 3,5 сут при температуре 55 °С;

2) выход навоза от 1 животного в зависимости от его возраста и назначения составляет 5,0–15,3 кг/сут при средней влажности 89 %;

- 3) выход биогаза (метан 65 %) из сухой массы 0,34–0,58 м<sup>3</sup>/кг;
- 4) электрический КПД ДГА 35 %, тепловой КПД 52 %;
- 5) теплота сгорания биогаза (метан 65 %) – 24,7 МДж/м<sup>3</sup>.

**Решение.** Суточное энергосодержание биогаза в навозе одного животного

$$\mathcal{E}_C = G_C^I C C_B = \frac{(5 + 15,3) \cdot (1 - 0,89)}{2} \cdot 0,46 \cdot 24,7 = 12,7 \frac{\text{МДж}}{\text{сут}}$$

Суточная выработка электроэнергии при сжигании этого биогаза ДГА

$$W_C = 0,28 \eta_{\text{эл}} \mathcal{E}_C = 0,28 \cdot 0,35 \cdot 12,7 = 1,23 \frac{\text{кВт}\cdot\text{ч}}{\text{сут}}$$

Номинальная электрическая мощность

$$P = \frac{W_C}{24} = \frac{1,23}{24} = 0,05 \text{ кВт.}$$

Суточная выработка тепловой энергии

$$Q_C = 0,28 \eta_{\text{тепл}} \mathcal{E}_C \frac{1}{1162,8} = \frac{0,28 \cdot 0,52 \cdot 12,7}{1162,8} = 0,0016 \frac{\text{Гкал}}{\text{сут}}$$

20. По результатам предыдущего примера определите номинальную электрическую мощность и годовую выработку электрической и тепловой энергии ДГА биогазового комплекса на свиноферме на 30 000 голов. По приведенной таблице на основании расчетной суточной производительности при среднесуточном выходе экскрементов от одного животного 7,0 кг/сут, выберите тип биогазового комплекса на навозных стоках фирмы «Zorg Biogas AG» Kreuzstrasse 54, CH-8008 Zurich. Определите простой срок окупаемости комплекса, если собственные нужды комплекса по электроэнергии составляют 10–20 %, собственные нужды по тепловой энергии – 20–70 %, та-

риф на электроэнергию на производственные нужды производителей сельскохозяйственной продукции 0,105 долл./кВт·ч, тариф на тепловую энергию 7,4 долл./Гкал, удельные капитальные затраты на двигатель-генераторный агрегат комплекса 555 долл./кВт, коэффициент учитывающий дополнительную выгоду от сокращения выброса парниковых газов  $k_s = 0$ , коэффициент, учитывающий дополнительные эксплуатационные затраты  $k_z = 0,25$  о.е.

**Решение:** Годовая выработка электроэнергии

$$W = W_c \cdot 365 \cdot 30000 = 1,23 \cdot 365 \cdot 30000 = 13,5 \cdot 10^6 \frac{\text{кВт}\cdot\text{ч}}{\text{г}}.$$

Номинальная электрическая мощность установки

$$P = 0,05 \cdot 30\,000 = 1\,500 \text{ кВт}.$$

Годовая выработка тепловой энергии

$$Q = 0,0016 \cdot 365 \cdot 30\,000 = 17\,520 \frac{\text{Гкал}}{\text{г}}.$$

Расчетной производительности по сырью  $G = 30\,000 \cdot 3,5 \cdot 10^{-3} = 105$  т/сут соответствует (с запасом) биогазовый комплекс фирмы «Zorg Biogas AG» паспортной производительностью 150 т/сут. Срок окупаемости комплекса с ДГА

$$T_{\text{OK}} = \frac{K}{(S_{\text{эл}} + S_{\text{тепл}}) \cdot (1 + k_s - k_z)} =$$

$$= \frac{1\,075\,100 + 1\,500 \cdot 600}{(0,8 \cdot 13,5 \cdot 10^6 \cdot 0,105 + 0,3 \cdot 17\,520 \cdot 7,4) \cdot (1 + 0 - 0,25)} = 2,9 \text{ г}.$$

21. Определите количество электрической и тепловой энергии, которое можно получить за сутки при анаэробной переработке по-

мета 1 000 кур при термофилическом режиме сбраживания с использованием биогазового комплекса с ДГА и электрическую мощность агрегата, если:

- 1) время цикла сбраживания 3,5 сут при температуре 55 °С;
- 2) выход помета от 1 птицы в зависимости от ее возраста и назначения составляет 0,18–0,4 кг/сут при средней влажности 72 %;
- 3) выход биогаза (метан 65 %) из сухой массы 0,31–0,62 м<sup>3</sup>/кг;
- 4) электрический КПД ДГА 35 %, тепловой КПД 52 %;
- 5) теплота сгорания биогаза (метан 65 %) – 24,7·10<sup>-3</sup> МДж/л или 24,7 МДж/м<sup>3</sup>.

**Решение:** Суточное энергосодержание биогаза в помете 1 000 птиц

$$\mathcal{E}_C = NG_C^l CC_B = 1000 \cdot 0,29 \cdot \frac{100 - 72}{100} \cdot 0,465 \cdot 24,7 = 932,6 \frac{\text{МДж}}{\text{сут}}$$

Суточная выработка электроэнергии при сжигании этого биогаза ДГА

$$W_C = 0,28\eta_{\text{эл}} \mathcal{E}_C = 0,28 \cdot 0,35 \cdot 932,6 = 90,7 \frac{\text{кВт}\cdot\text{ч}}{\text{сут}}$$

Номинальная электрическая мощность агрегата

$$P = \frac{W_C}{24} = \frac{90,7}{24} = 3,8 \text{ кВт.}$$

Суточная выработка тепловой энергии

$$Q_C = 0,28\eta_{\text{тепл}} \mathcal{E}_C \cdot \frac{1}{1162,8} = 0,28 \cdot 0,52 \cdot 932,6 \cdot \frac{1}{1162,8} = 0,116 \frac{\text{Гкал}}{\text{сут}}$$

22. По результатам примера 6 определите возможную годовую выработку электрической и тепловой энергии на биогазовых комплексах птицефабрик и птицеферм республики, если поголовье птицы на птицефабриках и птицефермах составляет 33,6 млн голов.



**Решение:** Годовая выработка электроэнергии

$$W = W_C 10^{-3} N 365 = 90,7 \cdot 10^{-3} \cdot 33,6 \cdot 10^6 \cdot 365 = 1,11 \cdot 10^9 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{г}},$$

чему соответствует расход биотоплива  $0,31 \cdot 10^6 \frac{\text{т У.Т.}}{\text{г}}$ .

Суммарная установленная электрическая мощность генераторов  $P = 3,8 \cdot 10^{-3} \cdot 33,6 \cdot 10^6 = 127$  тыс. кВт.

23. поголовье скота во всех категориях хозяйств Беларуси составляет: крупного рогатого скота 4,25 млн голов (в том числе 4,1 млн голов на крупных фермах и комплексах), свиней 4,0 млн. голов (в том числе 3,1 млн голов на крупных фермах и комплексах), птицы 39,9 млн голов (в том числе 33,6 млн голов на крупных фермах и птицефабриках). Определите потенциал биомассы отходов животноводства для возможной выработки электрической энергии в биогазовых комплексах при условии использования для этой цели отходов животноводства крупных ферм и комплексов. Круглосуточная электрическая мощность, которая может быть обеспечена при сжигании биогаза из навоза одного крупного рогатого животного – 0,16 кВт, из навоза свиньи – 0,05 кВт, из помета 1 птицы – 0,004 кВт.

**Решение:** Полагая возможным внедрение биогазовых комплексов с использованием биомассы крупного рогатого скота, свиней и птицы в крупных животноводческих хозяйствах, определяем условный потенциал биомассы отходов животноводства

$$\begin{aligned} W &= (4,1 \cdot 10^6 \cdot 0,16 + 3,1 \cdot 10^6 \cdot 0,05 + 33,6 \cdot 10^6 \cdot 0,004) \cdot 8760 = \\ &= 8,11 \cdot 10^9 \text{ кВт} \cdot \text{ч} \end{aligned}$$

или  $8,11 \cdot 10^9 \cdot 0,28 \cdot 10^{-3} = 2,27 \cdot 10^6$  т у.т./г.

24. Оцените электроэнергетический потенциал биомассы в Беларуси (без учета дров, используемых населением как традиционное

местное топливо) при КПД преобразования энергии топлива 43,88 %, если 1 тыс. кВт·ч эквивалентна 0,28 т у.т. Энергосодержание условного топлива 1 т у.т. = 29 300 МДж. Потенциал биомассы:

1) отходы лесоразработок и отходы переработки древесины при годовом объеме заготовок древесины 10 млн м<sup>3</sup> составляют 1,5 млн т у.т. в год;

2) отходы производства зерновых и других, продовольственных и технических культур, энергетическое растениеводство – 0,8 млн т у.т.;

3) отходы животноводства (крупный рогатый скот, свиньи, птица) при использовании только половины энергетического потенциала биомассы – 1,1 млн т у.т.;

4) городские стоки, мусор – 0,7 млн т у.т.

**Решение:**

$$W = \frac{T_{\text{ут}} \cdot 10^3}{0,28} = \frac{(1,5 + 0,8 + 1,1 + 0,7) \cdot 10^9}{0,28} = 14,6 \cdot 10^9 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

## 4. ГИДРОЭНЕРГЕТИКА

### 4.1. Общие сведения

Гидроэнергетика использует энергию падающей воды. Эта энергия преобразуется с помощью гидроагрегатов гидравлических электрических станций (ГЭС) в механическую энергию в гидротурбине и в электрическую в гидрогенераторе. Мощность, отдаваемая падающей водой турбине

$$P = 10^{-3} \rho g H Q, \text{ кВт},$$

где  $\rho = 10^3 \text{ кг/м}^3$  – плотность воды;  
 $g = 9,81 \text{ м/с}^2$  – ускорение силы тяжести;  
 $H$  – высота падения воды, м;  
 $Q$  – расход воды,  $\text{м}^3/\text{с}$ .

Потери при этом преобразовании невелики и затрачиваются только на удаление воды из турбины. КПД современных гидротурбин достигает 90 %.

При определении гидроэнергетического потенциала местности, района, области годовая выработка электроэнергии ГЭС может составить

$$W = 0,28 \eta_T \eta_G k_1 k_2 \rho g \sum (H Q_G) \cdot 10^{-6}, \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

где  $\eta_T, \eta_G$  – КПД турбины и генератора, о.е.;

$k_1, k_2$  – сток выпадающих осадков в реки, о.е., и реки, на которых возможно строительство плотин, о.е., соответственно;

$H$  – перепад высот, минимальной над уровнем моря и расчетной 100–300 м над ней, м;

$Q_G$  – годовой сток с расчетной площади:

$$Q_G = S_p h, \text{ м}^3/\text{Г.},$$

где  $S_p$  – расчетная площадь территории, расположенной на высоте 100–300 м над минимальной высотой;

$h$  – годовое количество осадков, м.

Целесообразно использовать гидроэнергии в данной местности при достаточно большом годовом стоке и перепаде высот не менее

250–300 м; при годовом уровне осадков не менее 0,4 м; при равномерном распределении осадков в течение года; при подходящем рельефе местности и наличии мест для водохранилищ.

Гидроагрегат состоит из гидротурбины и гидрогенератора, соединенных общим валом.

Гидротурбина преобразует механическую энергию воды в энергию вращающегося вала. По принципу действия гидротурбины делятся на реактивные радиально-осевые и осевые турбины и активные ковшовые гидротурбины.

По расположению вала рабочего колеса гидроагрегаты делятся на вертикальные, горизонтальные и наклонные. Горизонтальные гидроагрегаты с пропеллерными гидротурбинами могут выполняться в виде капсульных гидроагрегатов.

На общем валу с гидротурбиной находится гидрогенератор, электрическая машина, в которой механическая энергия вращающегося вала преобразуется в электрическую энергию. Конструкции синхронных гидрогенераторов рассматриваются в курсе «Электрические машины». Конструктивная схема гидроагрегата с реактивной гидротурбиной и синхронным гидрогенератором представлена на рис. 4.1.

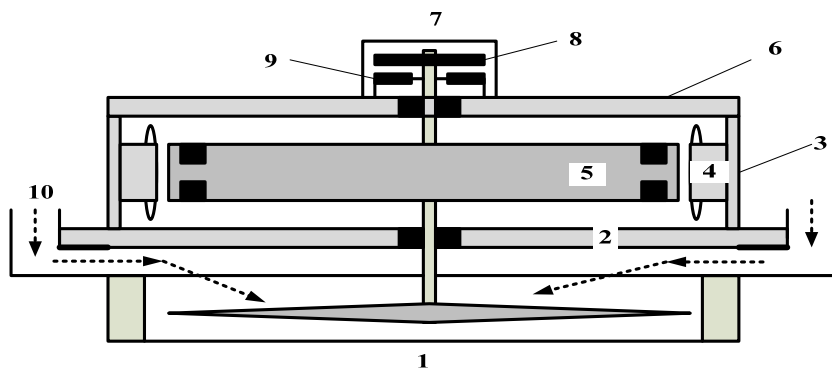


Рис. 4.1. Конструктивная схема гидроагрегата с реактивной гидротурбиной и синхронным гидрогенератором:

1 – гидротурбина; 2 – нижняя крестовина гидрогенератора с нижним направляющим подшипником; 3 – корпус гидрогенератора; 4 – статор гидрогенератора с трехфазной обмоткой якоря; 5 – ротор (индуктор) гидрогенератора с обмоткой возбуждения постоянного тока и контактными кольцами; 6 – верхняя крестовина гидрогенератора с верхним направляющим подшипником; 7 – корпус подпятника турбогенератора с масляной ванной и системой охлаждения масла; 8 – опорная пятая, укрепленная на валу; 9 – подпятник; 10 – направляющий аппарат гидротурбины и рабочий поток воды

**Реактивная радиально-осевая гидротурбина** представлена на рис. 4.2. Ротором гидротурбины является рабочее колесо, соединенное с валом турбины. Рабочее колесо состоит из ступицы, комплекта лопастей и обода. Ступица колеса соединяется с валом турбины. Колесо является рабочим органом турбины, преобразующим энергию водяного потока в механическую. В реактивных турбинах вода подводится к рабочему колесу через направляющий аппарат. Проточная часть реактивной гидротурбины состоит из спиральной камеры гидротурбины, направляющего аппарата, регулирующего расход воды, рабочего колеса и отсасывающей трубы, отводящей воду от гидротурбины. По способу регулирования мощности реактивные гидротурбины бывают одинарного и двойного регулирования. Гидротурбины одинарного регулирования содержат направляющий аппарат с поворотными (регулирующими) лопатками, через который вода подводится к рабочему колесу. У гидротурбины двойного регулирования вокруг своих осей могут поворачиваться лопасти рабочего колеса и лопатки направляющего аппарата. Гидротурбины одинарного регулирования применяются при напорах до 150 м. Радиально-осевые гидротурбины двойного регулирования применяют при напорах до 500–600 м. Мощность до 700 МВ.

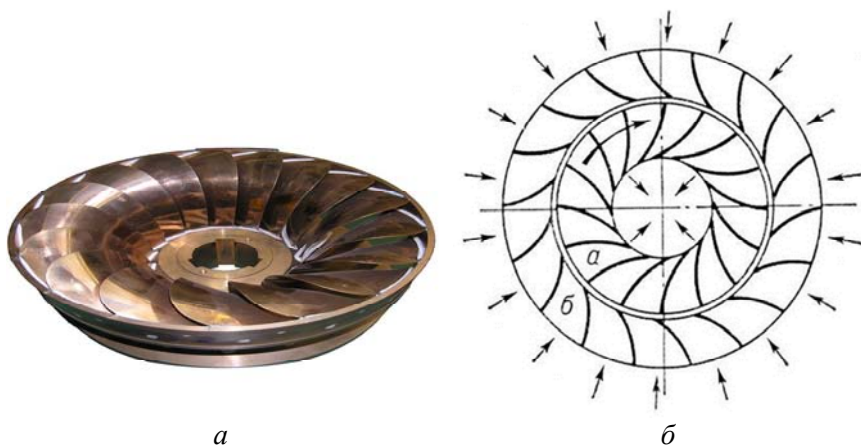


Рис. 4.2. Схема реактивной радиально-осевой гидротурбины:  
*а* – рабочее колесо; *б* – направляющий аппарат

Статором турбины является несущий элемент проточной части турбины, содержащий направляющий аппарат, который придает необходимое направление потоку воды. Направляющий аппарат турбины является рабочим органом, изменяющим закрутку потока и регулирующим расход турбины за счет поворота лопаток. Снаружи к статору подсоединяется спиральная камера, которая предназначена для подвода воды к направляющему аппарату турбины. Особая форма камеры с уменьшающимися сечениями служит для равномерного распределения потока по всей окружности статора. Отвод воды от рабочего колеса осуществляется через отсасывающую трубу.

В рабочем колесе поток сначала движется радиально (от периферии к центру), а затем в осевом направлении (на выход). Основным преимуществом турбин данного типа является самый высокий КПД из всех существующих типов.

Широкое распространение получили обратимые гидроагрегаты для гидроаккумулирующих и приливных электростанций, состоящие из насосо-турбины (гидромашины, способной работать как в насосном, так и в турбинном режимах) и двигатель-генератора (электромашины, работающей как в двигательном, так и в генераторном режимах). В качестве обратимых гидроагрегатов применяются только реактивные агрегаты. Для приливных электростанций используются капсульные гидроагрегаты.

В реактивной осевой пропеллерной гидротурбине рабочий поток в рабочем колесе движется в осевом направлении. Рабочее колесо реактивной осевой пропеллерной турбины показано на рис. 4.3. Над рабочим колесом находится направляющий аппарат. Пройдя сквозь его лопатки, вода попадает на лопасти рабочего колеса и, отдав им свою энергию, стекает вниз. Преобразование энергии в пропеллерных турбинах и регулирование их мощности происходит так же, как в радиально-осевых. Пропеллерные турбины быстроходны, просты и дешевы. Для повышения КПД этих турбин их выполняют с возможностью поворота лопастей. С помощью специального механизма, находящегося внутри втулки рабочего колеса, лопасти могут поворачиваться, причем поворачиваются они одновременно с поворотом лопаток направляющего аппарата. При изменении направления и скорость потока воды, выходящего из направляющего аппарата, лопасти рабочего колеса этой турбины всегда бывают повернуты наиболее выгодным образом. Поворотно-лопастные турбины

применяются обычно при малых напорах и относительно больших расходах воды. Это самые распространенные турбины крупных ГЭС. Единичные мощности гидроагрегатов на крупнейших ГЭС находятся в пределах 700 МВт.



Рис. 4.3. Рабочее колесо реактивной осевой пропеллерной гидротурбины

Реактивная турбина может работать при реверсировании генератора как насос и использоваться на гидроаккумулирующих станциях в двух режимах, турбинном и насосном.

**Активные гидротурбины** – это в основном ковшовые турбины. Они применяются при напорах выше 500–600 м. В них вода к рабочему колесу подводится в виде струй через одно или несколько сопел и поэтому одновременно работает одна или несколько лопастей рабочего колеса. В активных гидротурбинах отсасывающие трубы и спиральные камеры отсутствуют, роль регулятора расхода выполняют сопловые устройства с иглами, перемещающимися внутри сопел и изменяющими площадь выходного сечения. Крупные гидротурбины снабжаются автоматическими регуляторами скорости.

**Ковшовая активная гидравлическая турбина** (рис. 4.4) используется при очень больших напорах. Рабочее колесо активной гидротурбины, вращается в воздухе натекающей на его лопасти или ковши струей воды, т. е. кинетической энергией этого потока. В ковшовых

турбинах в отличие от наиболее распространенных реактивных гидротурбин вода подается через сопла по касательной к окружности, проходящей через середину ковша. При этом вода, проходя через сопло, формирует струю, летящую с большой скоростью и ударяющую о лопатку турбины, после чего колесо проворачивается, совершая работу. После отклонения одной лопатки под струю подставляется другая. Процесс использования энергии струи происходит при атмосферном давлении, а производство энергии осуществляется только за счет кинетической энергии воды. Лопатки турбины имеют двояковогнутую форму с острым лезвием посередине; задача лезвия – разделять струю воды с целью лучшего использования энергии и предотвращения быстрого разрушения лопаток. На рабочем колесе может быть установлено до 40 лопаток. Рабочее колесо с лопатками может быть установлено как на горизонтальном, так и на вертикальном валу. При горизонтальном расположении вала к каждому рабочему колесу может подводиться до двух форсунок (поскольку пропускная способность каждой форсунки ограничена); при больших расходах воды применяют установку на одном валу двух рабочих колес либо используют вертикальную турбину. К последней может подводиться до шести форсунок. Скорость потока воды из форсунок зависит от напора и может достигать значительных величин, порядка 500–600 км/ч. Скорость вращения турбины – до 3 000 об. мин. Ковшовые гидротурбины применяются при напорах более 200 м, при расходах до 100 м<sup>3</sup>/с. Мощность наиболее крупных ковшовых турбин может достигать 200–250 МВт и более. При напорах до 700 м ковшовые турбины конкурируют с радиально-осевыми, при больших напорах их использование безальтернативно. Как правило, ГЭС с ковшовыми турбинами построены не по плотинной а по деривационной схеме.

Ковшовые турбины применяются на малых ГЭС, сооружаемых на небольших реках с большими падениями в горных районах. Преимуществами ковшовых турбин является возможность использования очень больших напоров при небольших расходах воды. Недостатки турбины — неэффективность при небольших напорах, невозможность использования как насоса, высокие требования к качеству подаваемой воды (различные включения, такие как песок, вызывают быстрый износ турбины).



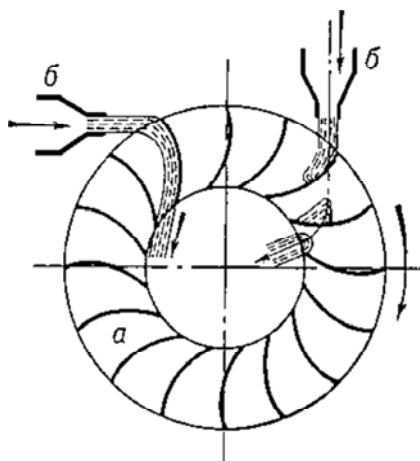


Рис. 4.4. Ковшовая активная гидравлическая турбина:  
 а – рабочее колесо ковшовой турбины; б – сопло турбины

Крупнейшие в мире ковшовые турбины мощностью 423 МВт установлены на швейцарской ГЭС *Bieudron*.

Гидроэнергетика обеспечивает производство 63 % возобновляемой и 19 % всей электроэнергии в мире, установленная мощность ГЭС достигает 780 ГВт (2009 г.). Ими производится более 2,7 трлн кВт·ч электроэнергии в год. Потенциальные возможности гидроэнергетики составляют еще 1,5 млрд кВт не считая малых рек и маломощных установок, суммарная мощность которых может быть значительной.

***Крупнейшие в мире гидроэлектростанции:***

1. Три ущелья – Китайская народная республика – р. Янцзы – 22,4 млн кВт, 32 турбины по 0,7 млн кВт. Окончание строительства 2012 г. (рис. 4.5);
2. Итайпу – Бразилия – Парагвай – р. Парана – 14 млн кВт – 20 турбин;
3. Гури – Венесуэла – р. Карони – 10,3 млн кВт – 20 турбин;
4. Гранд Кули – США – р. Колумбия – 6,5 млн кВт – 13 турбин;
5. Саяно-Шушенская ГЭС – СССР – Россия – р. Енисей – 6,4 млн кВт;
6. Красноярская ГЭС – СССР – Россия – р. Енисей – 6 млн кВт – 12 турбин.



Рис. 4.5. Гидроэлектростанция «Три ущелья»

Лидерами по выработке гидроэнергии в абсолютных значениях являются Китай, Канада, Бразилия, на душу населения – Норвегия, Исландия и Канада.

Наиболее активное гидростроительство на начало XXI века ведет Китай, для которого гидроэнергия является основным потенциальным источником энергии – в этой стране размещено до половины малых гидроэлектростанций мира, крупнейшая ГЭС мира «Три ущелья» на р. Янцзы, а также строится крупнейший в мире каскад ГЭС общей мощностью более 100 млн кВт.

Еще более крупная ГЭС «Гранд Инга» мощностью 39 млн кВт планируется к сооружению на р. Конго в Демократической Республике Конго.

Крупная ГЭС «Великая плотина возрождения Эфиопии» мощностью 6 млн кВт строится на реке Голубой Нил в Эфиопии.

ГЭС большой мощности не всегда экологически чистые. При их строительстве происходит затопление значительных площадей, лесных массивов, полей, заболачивание, заиливание. Меняются режимы рек, морей, условия жизни рыбы, животных. Приходится переселять и менять жизнь сотням тысяч людей. Примеры: строительство ГЭС на реках Сибири, гибель Аральского моря.

В качестве примера приведем данные двух ГЭС на Ниле.

Одна из них хорошо известна. Это Асуанская ГЭС в Египте мощностью 2,1 млн кВт. В ее составе 12 турбин с производством электроэнергии 10 млрд кВт·ч в год. Год постройки 1970. ГЭС строилась в 60-е годы для решения социально важных экономических задач, возникших перед Египтом. Эти задачи станция помогла решить: расширились площади орошаемых земель почти на 1 млн га, улучшилось судоходство, была ликвидирована опасность засух и наводнений. Почти вдвое увеличился отбор воды для ирригации. Однако строительство ГЭС привело к значительным потерям: произошло заболачивание местности вокруг водохранилища, засоление сельскохозяйственных площадей в дельте Нила, ухудшение плодородия почвы и увеличение количества используемых в сельском хозяйстве минеральных удобрений, возникла опасность нависания огромной массы воды над всем Египтом (водохранилище имеет 500 км в длину, 22 км в ширину и 90 метров в глубину).

Другая ГЭС на Ниле малоизвестна. Это ГЭС на голубом Ниле в районе Великих Водопадов Нила в Эфиопии. Это деривационная ГЭС небольшой мощности (2 турбины по 4,6 МВт). Водовод пробит в скале рядом с водопадом и подает воду к турбинам без создания водохранилищ и нарушения режима реки.

Предметом данного курса являются только экологически чистые малые ГЭС, не требующие затопления больших площадей и не нарушающие экологического равновесия в природе.

## **4.2. Гидроэнергетика Беларуси**

В 1950–1960-е гг. в Беларуси работало около 180 малых ГЭС общей мощностью 21 тыс. кВт, со средней годовой выработкой 88 млн кВт·ч электроэнергии, большинство из которых впоследствии были законсервированы или разрушены.

В настоящее время действует 41 малая ГЭС мощностью 16,1 тыс. кВт, крупнейшими из которых являются: Вилейская ГЭС на р. Виляя – 2 000 кВт, Осиповичская ГЭС на р. Свислочь в Могилевской области – 2 175, Чигиринская ГЭС на р. Друть в Могилевской области – 1 500. Остальные ГЭС – мощностью от 100 до 600 кВт. В 2013 г. закончено строительство Гродненской ГЭС мощностью 17 тыс. кВт. Суммарная выработка электроэнергии ГЭС в 2008 г.

составила 39 млн кВт·ч, в 2009 г. – 44 млн. В 2015 г. выработка электроэнергии составила более 100 млн кВт·ч.

Программа строительства в 2011–2016 гг. ГЭС в Республике Беларусь (Постановление СМ РБ от 17.12.2010 г. № 1838) оценивает потенциальную мощность всех водотоков страны (очевидно в месяцы максимального водотока во время весеннего половодья) 850 тыс. кВт. Технически доступная мощность (также в месяцы максимального водотока) составляет 520 тыс. кВт, экономически целесообразная мощность (тоже в месяцы максимального водотока) – 250 тыс. кВт.

Это означает, что электрическая мощность с учетом КПД гидротурбин (80 %) и гидрогенераторов (90 %) составляет: технически доступная – 374 тыс. кВт, экономически целесообразная – 180 тыс.

Это также означает, что возможная выработка электроэнергии при коэффициенте использования номинальной мощности гидрогенераторного оборудования 40 % составляет: технически доступная – 1,31 млрд кВт·ч, экономически целесообразная – 0,63 млрд.

Наибольший потенциал гидроэнергетики сосредоточен в Гродненской, Витебской и Могилевской областях на участках бассейнов Немана, Западной Двины и Днепра.

Признано целесообразным строительство двух ГЭС суммарной мощностью 37 тыс. кВт на Немане (Гродненская ГЭС (рис. 4.6) мощностью 17 тыс. кВт уже построена, Немновская 20 тыс. кВт – проектируется), четырех ГЭС на Западной Двине (Полоцкая, Витебская, Бешенковичская, Верхнедвинская) общей мощностью 125 тыс. кВт, четырех ГЭС на Днепре общей мощностью 20,3 тыс. кВт.

Фактические капитальные затраты на строительство Гродненской ГЭС мощностью 17 тыс. кВт составили с учетом размеров водохранилища, объемов земляных работ, затрат на само строительство станции составляют 118,4 млн долл.

Ведутся работы по возведению Витебской ГЭС на Западной Двине. На строительство ГЭС будет затрачено 289 млн долл. Мощность Витебской гидроэлектростанции составит 40 тыс. кВт. Это позволит вырабатывать около 140 млн кВт·ч электроэнергии в год.

Начаты работы по строительству Полоцкой ГЭС мощностью 21,6 тыс. кВт. Стоимость работ оценивается в 100 млн долл.



Рис. 4.6. Гродненская гидроэлектростанция

В 2011–2016 годах планируется реконструкция 33 ГЭС общей мощностью 102 тыс. кВт, с суммарной годовой выработкой электроэнергии 463 млн кВт·ч.

Предполагаемая выработка электроэнергии ГЭС к 2020 г. составит 860 млн кВт·ч.

Капитальные затраты на строительство ГЭС в Беларуси составляют 4 000–7 000 долл. на 1 кВт установленной мощности. Срок службы 50–60 лет.

Гидроэнергетический потенциал – это не установленная мощность электростанций и не мощность водотока, а возможная выработка электроэнергии, при которой в определенные сроки окупаются затраты на строительство ГЭС, на создание водохранилища, окупается потеря земли, затраты на переселение людей и на ликвидацию ущерба, нанесенного природе. Гидроэнергетический потенциал Беларуси достаточно невелик, тем более, что водосток малых рек очень нестабилен: малые реки пересыхают жарким летом и промерзают холодной зимой.

В любом случае в Беларуси недопустим залив больших площадей. Особенно в низменной части страны, в Полесье, где уже был проведен один неудачный эксперимент с осушением болот. Ошибка

в концепции разработки гидроэнергетических ресурсов чревата серьезными последствиями для жизни людей, а не только потерей денег, в отличие от ветроэнергетики, где просчет или ошибка может стать причиной лишь финансовых потерь, да и то достаточно ограниченных. Каскады гидроэлектростанций негде строить. Большинство рек течет по равнине.

### Вопросы и задачи

1. Поясните принцип действия активной гидротурбины.
2. Поясните принцип действия и устройство реактивной гидротурбины.
3. Расскажите о перспективах развития гидроэнергетики в стране.
4. К каким негативным последствиям может привести строительство гидроэлектростанций? Почему их, тем не менее, строят?
5. Назовите и охарактеризуйте 3 крупнейшие в мире ГЭС.
6. Назовите и охарактеризуйте крупнейшую действующую в Беларуси ГЭС.
7. Какова суммарная мощность и выработка электроэнергии действующих в Беларуси ГЭС?
8. Каковы перспективы развития гидроэнергетики в Беларуси?
9. Определите гидроэнергетический потенциал страны (возможную выработку электроэнергии и мощность гидроэлектрических агрегатов), если: территория страны составляет 206,7 тыс. км<sup>2</sup>, минимальная высота над уровнем моря около 90 м, площадь территории, расположенная на высоте:
  - 1) 100–150 м над уровнем моря 91 741 км<sup>2</sup>;
  - 2) 150–200 м над уровнем моря 9 421 км<sup>2</sup>;
  - 3) 200–250 м над уровнем моря 3 907 км<sup>2</sup>;
  - 4) 250–300 м над уровнем моря 283 км<sup>2</sup>;
  - 5) 300–350 м над уровнем моря 208 км<sup>2</sup>.

Годовое количество осадков 0,5–0,7 м, сток выпадающих осадков в реки 25–50 %, реки, на которых возможно строительство плотин 25–50 %, КПД турбин 80 %, КПД генераторов 90 %, коэффициент использования номинальной мощности гидроагрегатов 0,4. Стимулирующий тариф в течение первых 10 лет эксплуатации – 0,13 долл./кВт·ч. Дополнительный годовой экономический эффект от снижения выбросов парниковых газов 0,05 о.е. стоимости элект-

роэнергии, годовые затраты на собственные нужды, техническое обслуживание, погашение кредитов, эксплуатацию электрических сетей, налоги 0,25 о.е.

**Решение:**

Оценка гидроэнергетического потенциала Беларуси

Наименование	ГЭС
Территория страны, км <sup>2</sup>	206 700
Минимальная высота над уровнем моря, м	90
Максимальная высота над уровнем моря, м	345
Территория, расположенная на высоте	
150–200 м, км <sup>2</sup>	9421
200–250	3907
250–300	283
300–350	208
Годовое количество осадков, м	0,70
Сток выпадающих осадков в реки, %	50,0
Годовой сток в реки с площади, расположенной на высоте	
150–200 м, млн м <sup>3</sup>	3297,4
200–250 млн м <sup>3</sup>	1367,5
250–300 м, млн м <sup>3</sup>	99,1
300–350 м, млн м <sup>3</sup>	72,8
Гидроэнергетический потенциал территории, расположенной на высоте	
150–200 м, млрд кВт·ч	0,988
200–250 м, млрд кВт·ч	0,429
250–300 м, млрд кВт·ч	0,057
300–350 м, млрд кВт·ч	0,052
Гидроэнергетический потенциал водотоков, млрд. кВт·ч	1,525
Реки, на которых возможно строительство плотин, %	30,0
КПД гидротурбин, %	80,0
КПД гидрогенераторов, %	90,0
Электроэнергетический потенциал гидроэнергетики, млрд кВт·ч	0,329

Наименование	ГЭС
Электроэнергетический потенциал гидроэнергетики при возможности двухкратного использования гидроресурса реки, млрд кВт·ч	0,659
Коэффициент использования номинальной мощности	0,400
Установленная мощность гидроэлектростанций, млн кВт	0,188
Стимулирующий тариф на электроэнергию в первые 5 лет эксплуатации, долл./кВт·ч	0,130
Капитальные удельные затраты, долл./кВт	7000
Срок службы, лет	50
Дополнительный годовой экономический эффект от снижения выбросов парниковых газов, о.е. стоимости электроэнергии	0,05
Годовые затраты на СН, ТО, погашение кредитов, экспл. электрических сетей, налоги о.е. от стоимости электроэнергии	0,25
Срок окупаемости ГЭС, лет	19,2

10. Определите возможную мощность малой ГЭС на р. Свислочь возле Минска и годовую выработку электроэнергии. Средняя ширина реки составляет 10 м, глубина – 1,2 м, скорость течения – 0,5 м/с, высота плотины – 5 м. КПД гидротурбины 90 %, КПД генератора 91 %. Коэффициент использования номинальной мощности ГЭС – 0,3.

11. Определите выработку электроэнергии  $W_B$  Гродненской ГЭС мощностью 17 тыс. кВт за время весеннего половодья, полагая, что в течение 3 месяцев генераторы работают с полной номинальной нагрузкой, а также годовую выработку электроэнергии  $W$ , коэффициент использования номинальной мощности  $K_i$ , если сток реки по сезонам составляет: весеннее половодье 62,0 %, летний и осенний периоды 28,0 %, зима 10,0 %.

**Решение:** выработка электроэнергии за время весеннего половодья

$$W_B = 17\,000 \text{ кВт} \cdot 90 \text{ дней} \cdot 24 \text{ ч} = 36,72 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч},$$

годовая выработка электроэнергии

$$W = \frac{W_B}{0,62} = \frac{36,72 \cdot 10^6}{0,62} = 59,23 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч},$$



коэффициент использования номинальной мощности

$$K_i = \frac{W}{P_H \cdot 8760} = \frac{59,23 \cdot 10^6}{17\,000 \cdot 8760} = 0,4.$$

12. Определите удельные капитальные затраты на строительство Гродненской ГЭС мощностью 17 тыс.кВт, если фактические суммарные капитальные затраты составляют 118,4 млн долл. Определите срок окупаемости затрат при стимулирующем тарифе на электроэнергию 0,13 долл./кВт·ч. Дополнительный годовой экономический эффект от снижения выбросов парниковых газов 0,05 о.е. стоимости электроэнергии, годовые затраты на собственные нужды, техническое обслуживание, погашение кредитов, эксплуатацию электрических сетей, налоги 0,25 о.е. Определите годовую выработку электроэнергии.

**Решение:** удельные капитальные затраты

$$C_K = \frac{K_{ГЭС}}{P_H} = \frac{118,4 \cdot 10^6}{17\,000} \approx 7\,000 \text{ долл./кВт},$$

срок окупаемости затрат без учета процентов по кредиту и затрат собственных средств

$$\begin{aligned} T_{ГЭС} &= \frac{C_K}{(1 + k_s - k_z) \cdot 8760 C_A K_i} = \\ &= \frac{7\,000}{(1 + 0,05 - 0,25) \cdot 0,13 \cdot 8\,760 \cdot 0,4} = 19,2 \text{ г.}, \end{aligned}$$

годовая выработка электроэнергии

$$W_{ГЭС} = 8\,760 P_H K_i = 17\,000 \cdot 8\,760 \cdot 0,4 = 59,6 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч}.$$

13. Определите капитальные затраты на строительство предполагаемой Гродненской ВЭС мощностью 17 тыс. кВт, если капитальные затраты на строительство ВЭС на высотах Беларуси при мощности отдельной ВЭУ 2 000 кВт, высоте установки 110 м, расчетной скорости ветра для этих установок 11 м/с составляют 2 000 долл. за 1 кВт установленной мощности. Определите срок окупаемости затрат при стимулирующем тарифе на электроэнергию 0,13 долл./кВт·ч. Дополнительный годовой экономический эффект от снижения выбросов парниковых газов 0,05 о.е. стоимости электроэнергии, годовые затраты на собственные нужды, техническое обслуживание, погашение кредитов, эксплуатацию электрических сетей, налоги 0,25 о.е. Определите годовую выработку электроэнергии. Среднегодовую скорость ветра на площадках под строительство ВЭУ примите 4,5 м/с, высота установок 110 м, среднее значение коэффициента использования номинальной мощности 0,375.

**Решение:** капитальные затраты

$$K_{\text{ВЭС}} = C_{\text{к}} P_{\text{н}} = 17\,000 \cdot 2\,000 = 34,0 \text{ млн долл.},$$

срок окупаемости

$$\begin{aligned} T_{\text{ВЭС}} &= \frac{C_{\text{к}}}{8\,760 C_{\text{А}} K_i (1 + k_s - k_z)} = \\ &= \frac{2\,000}{0,13 \cdot 0,375 \cdot 8\,760 \cdot (1 + 0,05 - 0,25)} = 5,9 \text{ г.}, \end{aligned}$$

годовая выработка электроэнергии

$$W_{\text{ВЭС}} = 8\,760 P_{\text{н}} K_i = 17\,000 \cdot 8\,760 \cdot 0,375 = 55,845 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч}.$$

## 5. ЭНЕРГИЯ ОКЕАНОВ

Основные формы энергии океана, которые доступны человеку на современном уровне технического развития или будут доступны в ближайшем будущем – это энергия волн, энергия приливов и тепловая энергия воды, а также энергия биомассы океана, химическая энергия соленой воды, энергия подводных вулканов.

Доступная энергия волн в океане и прибрежных волн оценивается в  $80 \cdot 10^{12}$  кВт·ч/год, энергия приливов и течений морей и океанов –  $200 \cdot 10^{12}$  кВт·ч/год, энергия температурного градиента морской воды (разница температур воды у поверхности и на глубине океана)  $10 \cdot 10^{12}$  кВт·ч/год.

### 5.1. Энергия волн

Мощность, переносимая волнами на глубокой воде, пропорциональна квадрату их амплитуды и периоду. Длиннопериодные волны ( $T \approx 10$  с) с большой амплитудой ( $A \approx 2$  м) позволяют снимать с единицы длины гребня до 50 кВт/м.

Проекты использования энергии волн разрабатываются в Японии, Великобритании, в Скандинавских странах. Разрабатываются объекты с единичными модулями 1 000 кВт с длиной вдоль фронта волны около 50 м. Такие установки могут быть конкурентоспособны с дизель – генераторами при электроснабжении удаленных поселков на островах.

Сложности создания волновых энергоустановок обусловлены нерегулярностью волн по амплитуде, частоте, направлению, возможностью 100-кратных перегрузок при штормах и ураганах, расположением на глубокой воде, вдали от берега, сложностью согласования низкой частоты волн (0,1 Гц) и высокой частоты электрического генератора (50 Гц).

Волновые энергоустановки используют следующие принципы: принцип «колеблющегося водяного столба», принцип «колеблющегося поплавка», принцип «перелива».

Принцип «колеблющегося водяного столба» заключается в том, что набегающая волна заставляет воду двигаться «вверх-вниз» в специальной камере, заполненной сжатым воздухом. Потоки морской

воды вытесняют воздух из камеры, а тот в свою очередь, в результате возникающего давления, начинает вращать лопасти турбин и генерировать электрическую энергию. Первые волновые турбинные электростанции были установлены в прибрежных районах Шотландии, Португалии и Японии.

Волновая энергоустановка, использующая колеблющийся водяной столб, рис. 5.1, размещается на грунте. Она состоит из нижней вертикальной камеры, сообщающейся с морем и имеющей два отверстия с клапанами, и воздушной камеры 3 с двумя отверстиями с клапанами 5 и 6, с диффузором и турбиной 8, соединенной валом с электрическим генератором 9.

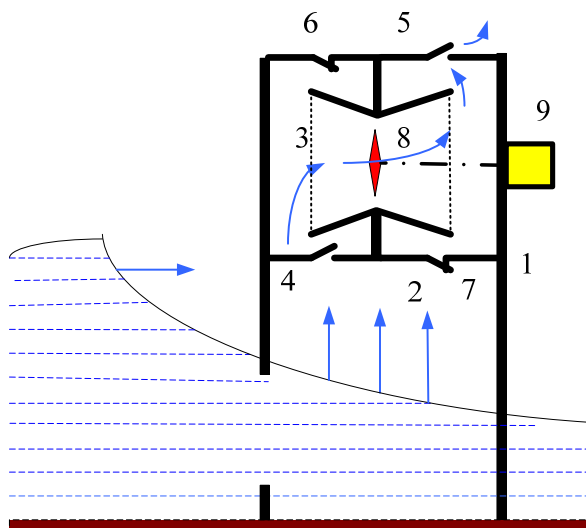


Рис. 5.1. Волновая энергоустановка, использующая колеблющийся водяной столб:  
 1 – корпус волновой энергоустановки; 2 – нижняя вертикальная камера; 3 – воздушная камера; 4, 7, 5 и 6 – отверстия с клапанами; 9 – диффузор; 8 – турбина;  
 9 – электрический генератор

При набегании волны на частично погруженную полость нижней камеры, открытую под водой, столб воды в полости колеблется, и изменяет давление воздуха над жидкостью. С помощью клапанов воздушный поток регулируется так, что проходит через турбину в одном направлении. При набегании волны воздушный поток из

нижней камеры под давлением проходит через клапан 4 в верхнюю камеру, через диффузор, приводит во вращение турбину и выходит наружу через клапан 5. При сбегании волны клапаны 4 и 5 закрыты. Под действием разрежения, возникающего в нижней камере, воздух засасывается снаружи в верхнюю камеру, проходит через диффузор в прежнем направлении и через клапан 7 попадает в нижнюю камеру. На этом принципе действуют энергоустановки, внедренные в Японии, Великобритании, Норвегии (500 кВт).

Возможны другие конструкции энергоустановок, например, подводное устройство, которое состоит из плавучего корпуса – поплавка, закрепленного под водой на опорах, установленных на грунте. Под воздействием подповерхностного движения вод он совершает колебательные движения, которые преобразуются в движение поршневого насоса. Жидкость подается на генераторную станцию по трубопроводам.

Принцип «колеблющегося поплавок» заключается в том, что электроэнергия образуется за счет поступательного движения рабочего элемента от волнения морской воды. Специальный поплавок поднимается и опускается или раскачивается из стороны в сторону, в зависимости от направления движения волны. На других установках, работающих по принципу «колеблющегося тела», вместо поплавка используются подвижные элементы, которые двигаются относительно друг друга, образуя тем самым гидравлическое давление в масле. Разогретое масло вынуждает вращать лопасти турбин, а те в свою очередь генерируют электроэнергию.

Принцип «перелива» основан на естественной закачке воды при набегании волн в резервуар, который установлен выше уровня моря. Набегающие волны поступают в резервуар, а из него вода падает на лопасти турбины, приводя ее во вращение.

## **5.2. Энергия приливов**

Приливные колебания уровня в океанах происходят периодически: суточные с периодом 24 ч 50 мин и полусуточные с периодом 12 ч 25 мин. Разность уровней самого высокого и самого низкого – это высота прилива. Она колеблется от 0,5 до 10–11 м. Во время приливов и отливов возникают приливные течения, скорость которых в проливах между островами достигает 4–5 м/с. Причиной

возникновения приливов является гравитационное взаимодействие Земли 1 с Луной 2 и Солнцем, рис. 5.2. Гравитационные же силы удерживают воду на поверхности вращающейся Земли. Плоскость вращения Луны относительно Земли имеет наклон относительно плоскости эклиптики (в которой Земля вращается относительно Солнца) и дважды в течение солнечных суток Луна проходит через экваториальную плоскость.

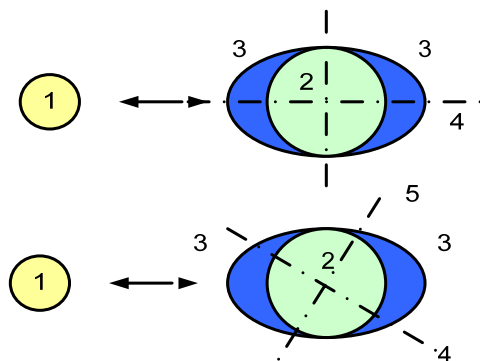


Рис. 5.2. Возникновение приливов:

1 – Земля; 2 – Луна; 3 – пик; 4 – экваториальная плоскость; 5 – земная ось

Если Луна находится в экваториальной плоскости Земли, океанские воды втягиваются в пики 3 в точках – максимально приближенной и удаленной от Луны. В ближайшей к луне точке действует увеличенная сила лунного притяжения и уменьшенная центробежная сила, в наиболее удаленной точке – уменьшенная сила лунного притяжения и увеличенная центробежная сила.

Это полусуточные приливы. Они наблюдаются в любой точке два раза в сутки. Обычно Луна не находится в экваториальной плоскости Земли. Поэтому приливы в этой точке возникают также 1 раз в сутки. Это суточные приливы.

На величину возникающих приливов оказывает влияние меняющееся расстояние между Луной и Землей, совпадение или несовпадение лунных и солнечных приливов, место, в котором наблюдается прилив, открытый океан или вблизи побережья, в устьях рек и прочие.

Приливная электростанция (ПЭС) может быть расположена непосредственно в приливном течении, рис. 5.3, 5.4.

Рис. 5.3. Приливная энергоустановка



Рис. 5.4. Приливная электростанция

Другой вариант расположения ПЭС – бассейн, отделенный от океана дамбой или плотиной. Во время прилива вода в бассейне поднимается на максимальную высоту. При отливе масса воды пропускается через турбину, вырабатывая электроэнергию.

Развитие приливной энергетики возможно в местах с большими высотами приливов и большими потенциалами приливной энергии, например, на побережье Северной Америки (9–11 м), в западной Африке (5 м), на побережье Белого и Баренцева морей, во Франции

(Бретань), Великобритании (Северн), Ирландии, Австралии. Приливные энергоустановки характеризуются большими капитальными затратами. Капитальные затраты на строительство ПЭС могут быть снижены решением комплексных хозяйственных задач: одновременным строительством дорог вдоль дамб, улучшением условий судоходства, снижением расхода дорогого дизельного топлива и т. д.

Принцип работы приливной электроустановки во многом напоминает работу гидроэлектростанции, за исключением того, что потоки воды не поднимаются и не стекают вниз, а движутся «вперед-назад» под воздействием приливов и отливов. Приливная энергия, в отличие от других разновидностей морской энергии, довольно успешно используется в коммерческих целях в течение продолжительного времени. Так, например крупнейшая приливная электростанция «*La Rance*» была построена в 1966 г. на месте впадения реки в Атлантический океан в городе Сент-Мало в северной Франции. Во время прилива водная масса направляется на лопасти турбинного генератора, а при отливе устремляется обратно в океан. Мощность электростанции «*La Rance*» составляет 240 тыс. кВт. За последние 15–20 лет похожие установки были построены в Китае, Канаде и России. В Великобритании разрабатывается проект по строительству крупнейшей электростанции, работающей на приливной энергии. Строительство запланировано на 2015 г. на р. Северн между Уэльсом и Англией.



Рис. 5.5. Приливная электростанция Ла Ранс



### ***Крупнейшие приливные электростанции:***

1. Ла Ранс – Франция – 240 000 кВт – 24 турбины – 1967 г.;
2. Аннаполис – Канада – 20 000 кВт – 1 турбина – 1984 г.;
3. Джянгксия – Китай – 3 900 кВт – 6 турбин – 1986 г.;
4. Байсхакоу – Китай – 640 кВт – 4 турбины – 1985 г.;
5. Кислогубская – Россия – 400 кВт – 1 турбина – 1968 г.,  
1 700 кВт – 2009 г.

### **5.3. Преобразование тепловой энергии океана**

Солнечная энергия, поглощенная океаном, преобразуется в тепло, причем, верхние слои воды нагреваются больше нижних придонных слоев на 18–22 °С. «Горячая» вода на поверхности океана имеет температуру около 30 °С, «холодная» вода на дне – 8–10 °С. Преобразование тепловой энергии океана в электрическую возможно с помощью тепловой машины, использующей перепад температур между поверхностными и глубинными водами океана, рис. 5.6.

Рабочая жидкость тепловой машины циркулирует по замкнутому контуру, отбирает тепло от «горячей» воды в теплообменнике 8 испарителя, в паровой фазе приводит в действие турбину 2 и электрический генератор 3, а затем конденсируется в охлаждаемом холодной водой конденсаторе 4. Из-за низкого температурного перепада и низкой температуры «горячей» воды в качестве рабочей жидкости применяют фреон или аммиак, имеющие низкую точку кипения.

В идеальной системе мощность, отдаваемая теплой водой пропорциональна ее плотности  $\rho$ , удельной теплоемкости  $c$ , расходу воды  $Q_B$  и перепаду температур  $\Delta\theta$ :

$$P = \rho c Q_B \Delta\theta.$$

Максимальная механическая мощность на валу турбины

$$P_T = P \eta_T,$$

где  $\eta_{\Gamma} = \frac{\Delta\theta}{\theta_{\Gamma}}$  – КПД идеальной тепловой машины, работающей при перепаде температур  $\Delta\theta = \theta_{\Gamma} - \theta_{\text{X}} = 30 + 273 - 8 + 273 = 22$  °К. Он равен  $\eta_{\Gamma} = \frac{22 \cdot 100}{30 + 273} = 7,3$  %.

Для идеальной тепловой машины выходная механическая мощность на валу турбины:

$$P_{\Gamma} = \frac{\rho c Q_{\text{B}} (\Delta\theta)^2}{\theta_{\Gamma}}$$

Требуемый расход воды для идеальной тепловой машины мощностью 1 000 кВт

$$Q_{\text{B}} = \frac{P_{\Gamma} \theta_{\Gamma}}{\rho c (\Delta\theta)^2} = \frac{1000 \cdot 10^3 \cdot (30 + 273) \text{К}}{10^3 \cdot 4,2 \cdot 10^3 (22)^2} = 0,18 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Таким образом, даже для идеальной машины при максимально возможном перепаде температур в океане расход воды очень значителен. А максимальный перепад температур 18–22 °С бывает только в тропиках.

Хорошие условия для строительства океанической тепловой электростанции существуют на Гавайских островах, вблизи полуострова Флорида, США, а также вблизи острова Науру (центральная часть Тихого океана, 0° северной широты, 166° восточной долготы). В 1 000 м от берега глубина океана уже 700 м, а температурный перепад составляет 22 °С. Электростанция может быть установлена на берегу, а не в океане. Судя по детальным характеристикам этого места, здесь создана экспериментальная океанская термальная станция мощностью 1 000 кВт. По имеющимся данным удельные затраты на строительство такой станции составляют до 40 000 долл. на 1 кВт установленной мощности и размеры установки – значительны.

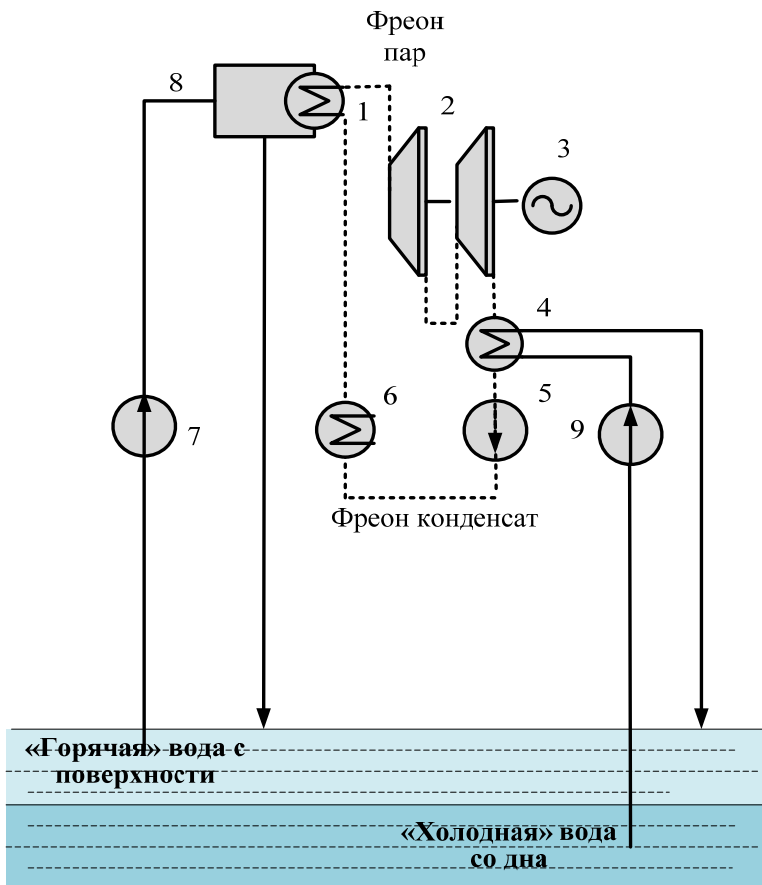


Рис. 5.6. Использование тепловой энергии океана для производства электроэнергии:  
 1, 8 – теплообменник-парогенератор, передающий тепло «горячей воды» фреону;  
 2 – паровая турбина, работающая на парах фреона; 3 – электрический генератор,  
 4 – конденсатор, в котором происходит конденсация фреона с отбором тепла  
 «холодной» водой; 5 – конденсатный насос; 6 – подогреватель питательного фреона;  
 7 – насос «горячей» воды; 9 – насос «холодной» воды

В реальных условиях теплообмена не все тепло «горячей» воды передается рабочей жидкости из-за низкой теплопроводности морской воды, большого сопротивления теплопередаче в теплообменнике слоя накипи, биообрастаний. Поэтому расход воды и размеры теплообменников – значительно больше, чем в идеальном случае.

Трубопроводы холодной воды подвергаются воздействию волн, течений и собственного веса, особенно если станция располагается на плавучей платформе в открытом море. В этом случае существуют также сложности в соединении станции с берегом (длинные высоковольтные кабели). Мощность насосов затрачивается на преодоление сил сопротивления в самом трубопроводе и на подъем воды над уровнем океана. Для преодоления сопротивления трубопровода длиной 1 000 м и диаметром 1 м при расходе воды 0,5 м<sup>3</sup>/с в станции мощностью 1 000 кВт, при перепаде температур 20 °С нужна мощность насосов всего 5 кВт. Если эта вода поднимается к теплообменнику, расположенному на высоте Н над уровнем океана, нужна дополнительная мощность 5 кВт на каждый метр подъема. На это также расходуется мощность самой станции (собственные нужды).

Океанические тепловые электростанции создаются и в Арктике. Арктические станции используют в качестве «горячего» источника тепла воду из океана, в качестве холодного источника – морозный воздух. Рабочим телом в основном контуре станции служит фреон, пары которого приводят в движение турбину с электрогенератором.

## Вопросы

1. От каких факторов зависит мощность, переносимая волнами и какова ее величина?
2. В чем сложности создания волновых энергоустановок?
3. Поясните устройство и принцип действия волновой энергоустановки, использующей колеблющийся водяной столб.
4. В чем причина возникновения приливов? Какова бывает высота приливов?
5. Принцип создания приливной энергоустановки?
6. Какие места на Земле наиболее перспективны для создания приливных электростанций? Назовите действующие приливные электростанции.
7. Как можно использовать тепло воды в океане? Как устроена тепловая машина для использования тепловой энергии воды в океане?
8. В чем сложности использования тепловой энергии воды в океане?
9. В каких местах на Земле можно использовать тепловую энергию воды океана?

## 6. ГЕОТЕРМАЛЬНАЯ ЭНЕРГИЯ

Геотермальная энергия это внутренняя энергия земных недр, обусловленная ядерными и химическими реакциями, происходящими в ядре Земли, с выделением огромного количества тепла. Внутренняя структура Земли содержит: рис. 6.1.

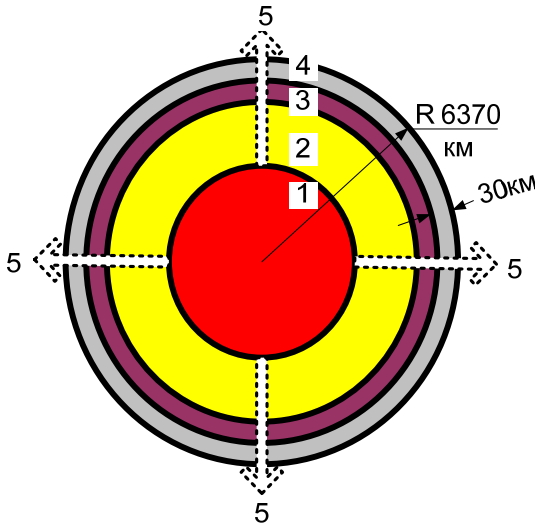


Рис. 6.1. Внутренняя структура Земли и поток геотермальной энергии:  
1 – раскаленное внутреннее ядро; 2 – наружное ядро; 3 – мантия;  
4 – кора толщиной Земли

Земная кора получает тепло от раскаленного предположительно до  $5\,500\text{--}6\,700\text{ }^{\circ}\text{C}$  ядра, где происходят эти реакции. Разность температур между внешней и внутренней поверхностями земной коры около  $1\,000\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Кора состоит из твердых пород и имеет невысокую теплопроводность. Геотермальный поток 5 через нее в среднем  $0,06\text{ Вт/м}^2$  при температурном градиенте  $30\text{ }^{\circ}\text{C/км}$ . Выход тепла через твердые породы суши и океанского дна происходит за счет теплопроводности (геотермальное тепло) и в виде конвективных потоков расплавленной магмы или горячей воды.

В районах с повышенными градиентами температуры эти потоки составляют  $10\text{--}20\text{ Вт/м}^2$  и там могут быть созданы геотермальные энергетические (электрические) станции (Гео ТЭС).

Температурный градиент повышается в зонах с плохо проводящими тепло или насыщенными водой породами. Особенно высокое тепловое взаимодействие мантии с корой наблюдается по границам материковых платформ. В этих районах велик потенциал геотермальной энергии. Градиент температуры достигает  $100\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{км}$ . Это районы с повышенной сейсмичностью, с вулканами, гейзерами, горячими ключами. Такими районами являются: Камчатка в России, Калифорния (Сакраменто) в США, а также зоны в Новой Зеландии, Италии, Мексике, Японии, Филиппинах, Сальвадоре, Исландии и других странах.

Сведения о геотермальных структурах получают при геологической съемке, проходке шахт, скважин (при глубоком бурении – 6 км и более). Технология бурения скважин до 15 км остается такой же как и до 6 км, поэтому при строительстве Гео ТЭС эта проблема может считаться решенной.

Геотермальные районы подразделяют на 3 класса:

– гипертермальные с температурным градиентом более  $80\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{км}$  расположены в зонах вблизи границ континентальных платформ (Тоскана в Италии);

– полутермальные ( $40\text{--}80\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{км}$ ) расположены вдали от границ платформ, но связаны с аномалиями, например, глубокими естественными водоносными пластами или раздробленными сухими породами (район Парижа);

– нормальные – менее  $40\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{км}$ , где тепловые потоки составляют  $0,06\text{ Вт}/\text{м}^2$ . В этих районах извлечение геотермального тепла – пока нецелесообразно.

Тепло получается благодаря:

1) естественной гидротермальной циркуляции, при которой вода проникает в глубокие слои, нагревается, превращается в сухой пар, пароводяную смесь или просто нагревается и образует гейзеры, горячие источники;

2) искусственному перегреву, связанному с подачей воды в нагретые слои коры с охлаждением застывающей лавы и охлаждению сухих скальных пород.

Сухие скальные породы в течение миллионов лет накапливали тепло. Отбор тепла от них возможен прокачкой воды через искусственно созданные разрывы, скважины и др.

Созданные ГеоТЭС работают на естественной гидротермальной циркуляции (рис. 6.2), а также на искусственном перегреве за счет извлечения тепла из сухих скальных пород. Геотермальные энергостанции располагаются в гипертермальных районах, вблизи естественных гейзеров и пароводяных источников.

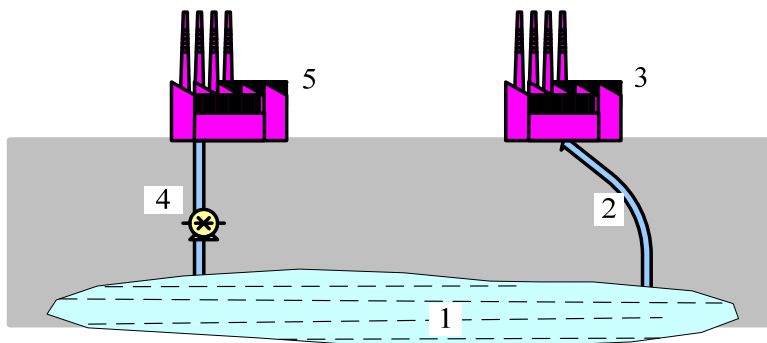


Рис. 6.2. Использование потока геотермальной энергии:

1 – источник с температурой воды и пара 200–280 °С; 2 – естественный выход тепла; 3 – энергостанция; 4 – специально пробуренная скважина; 5 – энергостанция

Геотермальная энергия обладает низкими термодинамическими свойствами. Это энергия низкого качества (35 %) и низкой плотности (0,06 Вт/м<sup>2</sup>), с низкой температурой теплоносителя. Наилучший способ ее использования – комбинированное применение для обогрева и выработки электроэнергии. При потребности в тепле с температурой до 100 °С целесообразно ее использовать только для обогрева, если температура теплоносителя ниже 150 °С. При температуре теплоносителя 300 °С и выше целесообразно ее комбинированное использование. Тепло целесообразно использовать вблизи места добычи, для обогрева жилищ и промышленных зданий, особенно в зонах холодного климата. Такие геотермальные системы используются, например, в Исландии. Тепло также используется для обогрева теплиц, сушки пищевых продуктов и т. д. Применение геотермальной энергии определяется капитальными затратами на сооружение скважин. Их стоимость существенно возрастает с увеличением глубины бурения.

Общее количество тепла, извлекаемого от теплоносителя, может быть увеличено за счет повторной закачки в скважины, тем более,

что нежелательно оставлять на поверхности эти сильно минерализованные воды по экологическим причинам.

Схема извлечения тепла из сухих горных пород для отопления здания или группы зданий представлена на рис. 6.3. Скала на глубине пробуренной скважины дробится гидровзрывом с помощью холодной воды, нагнетаемой под давлением в скважину. После предварительного дробления пород вода нагнетается через нагнетательную скважину, фильтруется через скальные породы в глубине при температуре 200–280 °С, нагревается, а теплая вода возвращается на поверхность через водозаборную скважину и подается в систему отопления. Отработанная вода насосом 4 возвращается обратно в подземный источник.

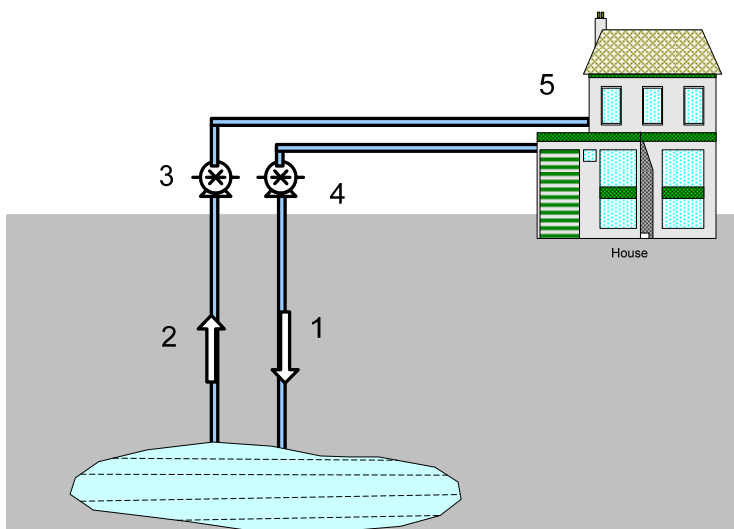


Рис. 6.3. Схема извлечения тепла из сухих горных пород:  
1 – нагнетательная скважина; 2 – водозаборная скважина;  
3, 4 – насосы; 5 – отапливаемые здания

Электроэнергия из геотермальной энергии может быть получена по схеме двухконтурного теплового двигателя или теплового двигателя с прямым паровым циклом.

Двухконтурный тепловой двигатель показан на рис. 6.4. При использовании низкотемпературного геотермального источника для



приведения в действие турбины в турбинном контуре вместо воды применяют жидкости с более низкой температурой парообразования, например, фреон или аммиак. Особые трудности возникают с теплообменниками из-за высокой концентрации химических веществ в воде из скважин.

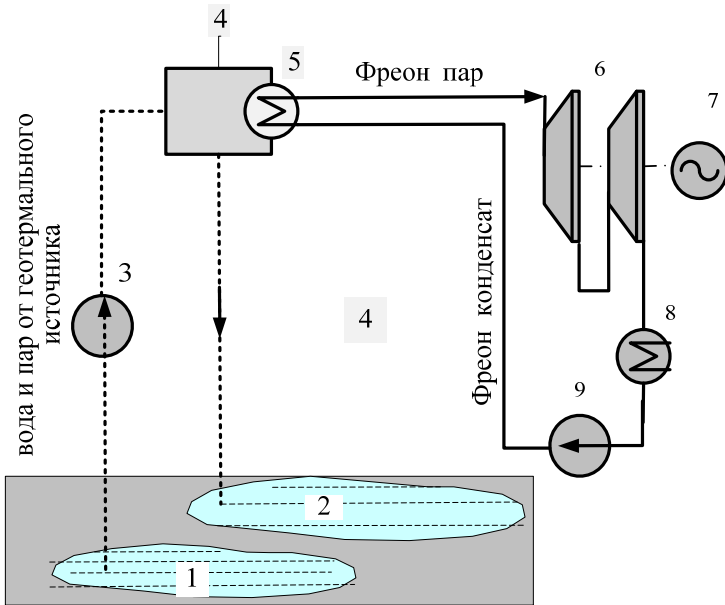


Рис. 6.4. Использование геотермальной энергии для производства электроэнергии в двухконтурном тепловом двигателе:

- 1 – геотермальный источник; 2 – подземная полость для слива отработанной воды; 3 – насос для подачи воды и пара; 4, 5 – теплообменник (парогенератор), где геотермальное тепло передается фреону, нагревает и испаряет его; 6 – турбина; 7 – генератор; 8 – конденсатор; 9 – конденсатный насос

Схема теплового двигателя с прямым паровым циклом представлена на рис. 6.5. Она содержит: насос, пароводяной сепаратор, турбину, генератор, конденсатор, конденсатный насос. Вода с паром от геотермального источника подается в пароводяной сепаратор, где пар отделяется от воды и поступает в турбину. Вода возвращается под землю. Отработанный в турбине пар конденсируется, и конденсат также закачивается под землю.

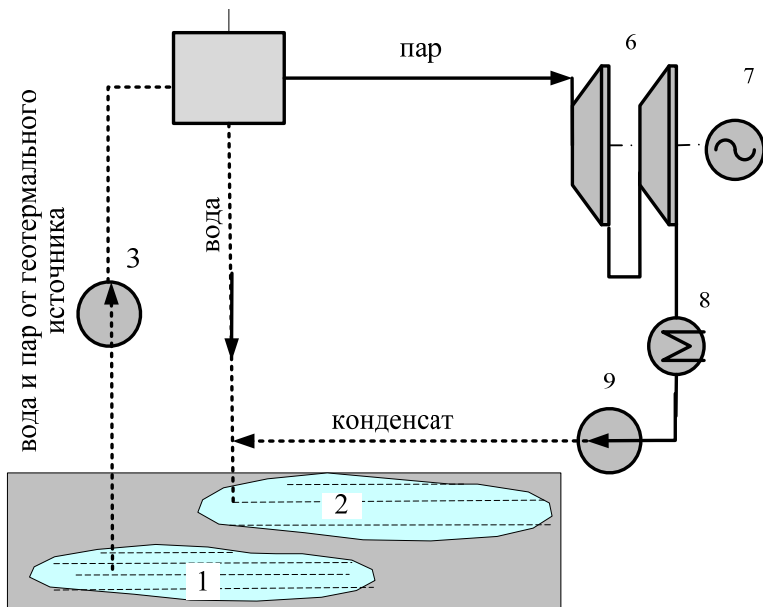


Рис. 6.5. Использование геотермальной энергии для производства электроэнергии в тепловом двигателе с прямым паровым циклом:

1 – геотермальный источник; 3 – насос для подачи пара и воды; 4 – пароводяной сепаратор; 6 – турбина; 7 – генератор; 8 – конденсатор; 9 – конденсатный насос

### ***Крупнейшие геотермальные электростанции:***

1. Гейзеры – США – 1 596 тыс. кВт – 22 агрегата – 1985 г. постройки;
2. Серро-Прието – Мексика – 620 тыс. кВт – 9 агрегатов – 1987 г. постройки;
3. Тиви – Филиппины – 330 тыс. кВт – 6 агрегатов – 1982 г. постройки;
4. Макилинг-Банахао – Филиппины – 330 тыс. кВт – 6 агрегатов – 1984 г. постройки;
5. Ларделло – Италия – 185 тыс. кВт – 11 агрегатов – 1949 г. постройки;
6. Уайракей – Новая Зеландия – 140 тыс. кВт – 8 агрегатов – 1978 г. постройки;
7. Камоджанг – Индонезия – 140 тыс. кВт – 3 агрегата – 1988 г. постройки;

8. Паужетская-Камчатка – Россия – 11 тыс. кВт – 3 агрегата – 1980 г. постройки.

Капитальные затраты на строительство ГеоТЭС в настоящее время доходят до 40 000 долл. на 1 кВт установленной мощности.

### **Вопросы**

1. Расскажите о внутреннем строении Земли. Каковы размеры и температуры коры, мантии, наружного и внутреннего ядра?

2. Каковы источники геотермальной энергии и какова плотность ее потока в среднем и в районах с повышенным потоком?

3. Назовите районы с повышенным потоком геотермальной энергии.

4. Как подразделяют геотермальные районы по величине температурного градиента.

5. Как и где целесообразно использовать геотермальную энергию?

6. Как используется геотермальная энергия для производства электроэнергии? Опишите прямой паровой цикл теплового двигателя с одним рабочим телом.

7. Опишите турбинный цикл теплового двигателя с одним рабочим телом.

8. Назовите крупнейшие геотермальные электростанции?

## 7. ВОДОРОДНАЯ ЭНЕРГИЯ

*Водородная энергетика* основана на использовании водорода для аккумуляции, транспортировки и потребления энергии в производстве, на транспорте, в быту. Водород – наиболее распространенный элемент на Земле и в космосе с высокой теплотой сгорания. Продукт сгорания водорода – вода.

Водород является самым простым элементом космического пространства. Из этого простого элемента состоит 90 % всей исследованной части Вселенной. Водород бесцветен, не имеет запаха, не ядовит и в 14,4 раза легче воздуха. При температуре – 252,77 °С он переходит в жидкое состояние. Он является основным источником энергии во всей Вселенной. Водород не встречается в природе в виде свободного элемента, а является частью сложных элементов, и в первую очередь воды. Водород имеет максимальный объем энергии на единицу массы среди всех известных видов топлива

Наименование топлива	Теплота сгорания, МДж/кг
водород	120,9
бензин	47
этиловый спирт $C_2H_5OH$	30
метан $CH_4$	55

Водород – очень чистый источник энергии. При использовании водорода для получения тепла или электроэнергии продуктом горения является вода или водяной пар.

Водород может использоваться как самостоятельное топливо для двигателей внутреннего сгорания или как присадка к углеводородному топливу, а также как компонент топливных элементов.

Как самостоятельное топливо водород в смеси с воздухом имеет высокую скорость сгорания и отличается трудноконтролируемым процессом воспламенения и чрезмерно высоким максимальным давлением. Самовоспламенение в дизеле не происходит. Требуется применение запальной порции углеводородного топлива. Экологическая чистота водородного топлива при этом ухудшается.

Применение водорода как присадки к обычному углеводородному топливу улучшает характеристики топлива, повышает его энергосодержание, уменьшает выбросы углекислого газа и других вредных веществ, но не устраняет их полностью.

Водород, а точнее его изотопы дейтерий и тритий, могут использоваться как топливо для получения энергии в термоядерных реакциях в термоядерных реакторах. Но это применение водорода не является предметом рассмотрения нашего курса. Также как применение ядерных реакций в атомных электростанциях. Выход энергии в термоядерных энергоустановках огромен, запасы водорода бесконечны, но существует постоянная опасность выхода этих установок и процессов из-под контроля, возникновения радиоактивного загрязнения, катастроф, опасности для жизни на планете. Кроме того, до настоящего времени управляемый термоядерный синтез еще не осуществлен в промышленных масштабах.

### 7.1. Производство водорода

Процесс химического преобразования топлива с целью получения водорода называется реформингом, а соответствующее устройство — реформером. После реформинга дальнейшая промышленная обработка, подготовка водорода к использованию (сжатие) происходит в процессе компримирования.

***Производство водорода из природного газа.*** Водяной пар при температуре 700–1000 С смешивается с метаном под давлением в присутствии катализатора.

***Производство водорода из угля путем его газификации.*** Уголь нагревают в газогенераторе до температуры 800–1 300 °С без доступа воздуха. Первый газогенератор был построен в Великобритании в 40-х г. XIX века. США предполагают построить электростанцию, которая будет работать на продуктах газификации угля. Мощность станции должна составить 275 МВт. Электричество будет вырабатывать топливные элементы, используя в качестве горючего водород, получающийся в процессе газификации угля.

***Производство водорода из атомной энергии.*** Использование атомной энергии для производства водорода возможно в химических процессах, процессах электролиза воды и высокотемпературного электролиза. Ведутся работы по созданию атомных электростанций нового поколения, обеспечивающих попутное производство водорода. По прогнозам, один энергоблок такой атомной электростанции будет производить ежедневно водород, эквивалентный 750 000 литров бензина.

**Производство электролитического водорода** основано на процессе разложения воды постоянным электрическим током на ее составные части – водород и кислород. Электрический ток через ячейку электролизера переносится заряженными частицами – ионами. Чистая вода, в которой ионов очень мало, обладает ничтожной электропроводностью, и подвергать ее непосредственно электролизу нельзя. В качестве электролита используется водный раствор щелочи, например гидроокиси калия (KOH). В растворе щелочи при разложении воды, образуется много частиц – положительно заряженных ионов щелочного металла (калия) и отрицательно заряженных гидроксильных ионов. Первые называются катионами, потому что под влиянием электрического поля направляются к катоду, вторые – анионами. Чем больше в растворе заряженных частиц, тем легче он проводит ток, тем меньше его электрическое сопротивление. При прохождении постоянного тока на стороне катода выделяется водород, на стороне анода – кислород. На электродах происходит распад молекул по следующей схеме:

на катоде	$4\text{H}_2\text{O} + 4\text{e}^- = 2\text{H}_2 + 4\text{OH}$
на аноде	$4\text{OH} + 4\text{e}^- = \text{O}_2 + \text{H}_2\text{O}$

В результате электролиза у катода происходит концентрирование гидрата калия, а у анода – разбавление электролита образующейся водой. Ион калия не разряжается на катоде, являясь только переносчиком тока. Водород из воды получают также при высокотемпературном нагреве. При этом электрический потенциал, необходимый для разложения воды, снижается. В качестве электролита для получения водорода может быть морская вода. Сложность возникает из-за выделения хлора на «кислородном» электроде. Чистый водород можно получить, если поддерживать на электролизной ячейке напряжение 1,8 В, но это снижает плотность и ведет к увеличению площади электродов. Эффективность электролиза составляет 60 % из-за образования пузырьков газа вблизи электродов, которые препятствуют перемещению ионов и увеличивают электрическое сопротивление. Применение в качестве электродов пористых материалов увеличивает эффективность электролиза до 80 %.

Из электролизеров водород и кислород поступают вместе с электролитом в разделительные колонки. Электролит охлаждается и возвращается в электролизеры.

Газы из колонок поступают в регуляторы-промыватели или регуляторы давления, которые соединены между собой в нижней части. Выше регуляторов устанавливаются уравнивательные баки, из которых самотеком вода поступает в жидкостную систему регуляторов давления.

Электролит готовят в баке и насосом закачивают в электролизер.

После электролизерной установки водород и кислород поступают на очистку и осушку, хранение в емкостях, компремирование и наполнение в баллоны, а также на сжижение и далее потребителю.

Преимущество электрохимического способа получения водорода – простота и непрерывность технологического процесса, экологическая безопасность, отсутствие потребности в сырье, получение водорода высокой чистоты (очистка только от кислорода).

Один литр водорода весит 0,0846 г. Затраты электроэнергии на получение 1 000 л или 84,6 г водорода составляют 4–6 кВт·ч. Удельные затраты электроэнергии на получение 1 кг водорода

$$w_{\text{затр}} = \frac{4,0}{84,6} \cdot 10^3 \cdot 3600 \cdot 10^{-3} = 170,2 \frac{\text{МДж}}{\text{кг}}.$$

Удельная теплота сгорания водорода составляет 120,9 МДж/кг. Полученное при сжигании этого водорода количество электроэнергии с учетом КПД теплового двигателя и генератора

$$w_{\text{получ}} = 120,9 \cdot 0,44 = 53,2 \frac{\text{МДж}}{\text{кг}}.$$

**Получение водорода из биомассы.** Водород из биомассы получается термохимическим или биохимическим способом. При термохимическом методе (пиролизе) биомассу нагревают без доступа кислорода до температуры 500°–800° (для отходов древесины), что намного ниже температуры процесса газификации угля. В результате процесса выделяется H<sub>2</sub>, СО и СН<sub>4</sub>. Современные установки производят электричество из биомассы с КПД более 30 %. В биохимическом процессе водород вырабатывают анаэробные бактерии.

**Другие способы получения водорода.** В настоящее время исследуется получение водорода путем использования некоторых видов водорослей, которые фотосинтезируют водород.

Водород широко применяется в технологических процессах производства бензина и аммиака. В США например, ежегодно произ-

водится около 11 млн т водорода, что достаточно для годового потребления примерно 35–40 млн автомобилей.

На сегодняшний день, однако, в установках промышленного электролиза затраты электроэнергии на получение водорода в 2–3 раза больше, чем может быть получено электроэнергии при сжигании этого водорода. Электроэнергию, полученную при сгорании углеводородного топлива, можно превратить в тепло или в работу. Тепло, полученное при сгорании водорода полностью ни в электроэнергию, ни в работу превратить невозможно. Получение водорода как топлива пока экономически не выгодно.

## 7.2. Принцип действия топливных элементов

*Топливный элемент* является электрохимическим генератором. Он преобразует химическую энергию топлива (водорода) в электрическую энергию в процессе электрохимической реакции напрямую, в отличие от традиционных технологий, при которых используется сжигание твердого, жидкого и газообразного топлива. Прямое электрохимическое преобразование топлива очень эффективно и привлекательно с точки зрения экологии, поскольку в процессе работы выделяется минимальное количество загрязняющих веществ, а также отсутствуют сильные шумы и вибрации.

Существует три типа топливных элементов:

- топливный элемент с полимерной протонообменной мембраной;
- метаноловый топливный элемент прямого действия;
- твердооксидный топливный элемент.

Внешне топливный элемент напоминает обычную гальваническую батарею. Отличие заключается в том, что изначально батарея заряжена, т. е. заполнена «топливом». В процессе работы «топливо» расходуется и батарея разряжается. В отличие от батареи топливный элемент для производства электрической энергии использует топливо, подаваемое от внешнего источника. Для производства электрической энергии может использоваться не только чистый водород, но и другое водородосодержащее сырье, например, природный газ, аммиак, метанол или бензин. В качестве источника кислорода, также необходимого для реакции, используется воздух. При использовании чистого водорода в качестве топлива продуктами реакции помимо электрической энергии являются тепло и вода (или водяной



пар), т. е. в атмосферу не выбрасываются газы, вызывающие загрязнение воздушной среды или вызывающие парниковый эффект. Если в качестве топлива используется водородосодержащее сырье, например, метанол или природный газ, побочным продуктом реакции будут и другие газы, например, окислы углерода и азота, однако их количество значительно ниже, чем при сжигании такого же количества природного газа. Процесс химического преобразования топлива с целью получения водорода называется реформингом, а соответствующее устройство — реформером.

Рассмотрим принцип действия топливного элемента на примере простейшего топливного элемента с протонообменной мембраной, рис. 7.1.

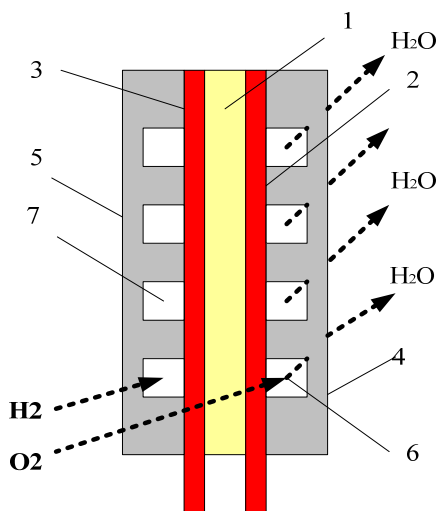


Рис. 7.1. Схема топливного элемента с протонообменной мембраной:

1 – полимерная мембрана; 2 – анод с анодным катализатором (по отношению к внешней электрической цепи); 3 – катод с катодным катализатором; 4 – металлическая пластина; 5 – металлическая пластина, подводящая молекулы водорода к аноду по каналам; 6, 7 – металлическая пластина, подводящая кислород к катоду через каналы и отводящая тепло, воду и электрическую энергию

Такой элемент состоит из полимерной мембраны 1, помещенной между катодом (по отношению к внешней электрической цепи) 3 и анодом 2 с катодным и анодным катализаторами. Протонообменная мембрана представляет собой тонкую твердую пластину из органического полимерного материала. Она работает как электролит: разде-

ляет вещество на положительно и отрицательно заряженные ионы. На аноде происходит окислительный процесс, а на катоде – восстановительный. Анод и катод сделаны из пористого материала, представляющего собой смесь частичек углерода и платины. Платина выступает в роли катализатора, способствующего протеканию реакции диссоциации молекул. Анод и катод выполнены пористыми для свободного прохождения сквозь них водорода и кислорода соответственно. Анод и катод помещены между двумя металлическими пластинами 4 и 5, которые подводят к катоду водород, а к аноду кислород, а отводят тепло и воду, а также электрическую энергию. Молекулы водорода сквозь каналы 7 в пластине 5 поступают на катод 2, где происходит разложение молекул на отдельные атомы. Затем в присутствии катализатора атомы водорода, отдавая каждый по одному электрону  $e^-$ , превращаются в положительно заряженные ионы водорода  $H^+$ , т. е. протоны. Протоны через мембрану диффундируют к аноду, а поток электронов направляется к аноду через внешнюю электрическую цепь, к которой подключена нагрузка (потребитель электрической энергии). Кислород, подается на анод через каналы 6 пластины 4, и в присутствии катализатора вступает в химическую реакцию с ионами водорода из протонообменной мембраны и электронами из внешней электрической цепи. В результате химической реакции образуется вода. Поток электронов во внешней цепи представляет собой постоянный ток, который является током нагрузки. Размыкание внешней цепи или прекращение движения ионов водорода останавливает химическую реакцию. Реакции

на катоде	$H_2 = 2 e^- + 2H^+$
на аноде	$4H^+ + 4 e^- + O_2 = 2H_2O$

Водород, используемый в качестве топлива в топливном элементе, получают предварительно в процессе реформинга и заправляют в топливный бак. Вместо кислорода чаще всего используют воздух.

Количество электрической энергии, производимой топливным элементом, зависит от типа топливного элемента, геометрических размеров, температуры, давления газа. Отдельный топливный элемент обеспечивает ЭДС 0,6 В (по другим данным – до 1,1 В). Для получения нужного напряжения и тока топливные элементы соединяют в батареи и модули.

В топливном элементе часть энергии химической реакции выделяется в виде тепла.

Принцип действия метанолового топливного элемента прямого действия и твердооксидного топливного элемента – аналогичен. Метаноловый топливный элемент прямого действия работает на смеси метанола и воды. Он является разновидностью топливного элемента с протонообменной мембраной, в котором топливо, метанол, предварительно не разлагается с выделением водорода, а напрямую поступает в топливный элемент. Работа топливных элементов этого типа основана на реакции окисления метанола на катализаторе в двуокись углерода. Вода выделяется на катоде. Протоны ( $H^+$ ) проходят через протонообменную мембрану к катоду, где они реагируют с кислородом и образуют воду. Электроны проходят через внешнюю цепь от катода к аноду, снабжая энергией внешнюю нагрузку. Ток во внешней электрической цепи при этом протекает от анода к катоду. Реакции

на катоде	$CH_3OH + H_2O \rightarrow CO_2 + 6H^+ + 6e^-$
на аноде	$1,5O_2 + 6H^+ + 6e^- \rightarrow 3H_2O$

Поскольку метанол поступает в топливный элемент напрямую, каталитический реформинг (разложение метанола) не нужен. Хранить метанол гораздо проще, чем водород, поскольку нет необходимости поддерживать высокое давление, так как метанол при атмосферном давлении является жидкостью. Энергетическая емкость (количество энергии в данном объеме) у метанола выше, чем в таком же объеме сильно сжатого водорода.

Метанол ядовит, поэтому использование этих топливных элементов в бытовой технике может быть опасным. Необходимость применения платиновых катализаторов существенно удорожает топливные элементы и получаемую от них электрическую и тепловую энергию.

Твердооксидные топливные элементы используют различные виды топлива, содержащие метан и водород. Химическая реакция в топливных элементах других типов (например, с кислотным электролитом, в качестве которого используется раствор ортофосфорной кислоты  $H_3PO_4$ ) идентична химической реакции в топливном элементе с протонообменной мембраной.

**Область применения топливных элементов:** стационарные установки, портативные установки, микроустройства, мобильные установки.

**Стационарные установки** номинальной мощностью 5–250 кВт используются как автономные источники тепло- и электроснабжения жилых, общественных и промышленных зданий, источники бесперебойного питания, резервные и аварийные источники электроснабжения. В 2005 г. в мире было установлено около 900 новых малых стационарных водородных энергетических установок. В 2006 г. эксплуатировалось около 5 000 малых стационарных водородных электростанций, в 2007 г. – 8 000 стационарных установок мощностью до 10 кВт для производства тепла и горячей воды. Домашние комбинированные (электричество + тепло) установки имеют высокий КПД, малые выбросы CO<sub>2</sub>, легко могут быть встроены в существующую инфраструктуру. Такая энергетическая установка компактна и может работать на природном газе.

**Портативные установки** мощностью 1–50 кВт используются как источники питания дорожных указателей, автомобильных и железнодорожных холодильников, инвалидных колясок.

**Мобильные установки** мощностью 25–150 кВт применяются для привода автомобилей. Опытные образцы автомобилей и автобусов созданы фирмами «Daimler-Crysler», «FIAT», «Ford», «General Motors», «Honda», «Hyundai», «Nissan», «Toyota», «Volkswagen», ВАЗ, «MAN», «Neoplan», «Renault». Предполагается внедрение их в других транспортных средствах, военных кораблях, подводных лодках. Компании *Toyota*, *Honda* и *Hyundai* планируют начать производство автомашин на топливных элементах, работающих на водороде (2013 г.). Машины на водородных топливных элементах имеют массу преимуществ перед электромобилями и обычными бензиновыми авто. Это отсутствие вредных выбросов, большой запас хода, чем у электрических, и большая мощность. Кроме того, на сегодняшний день самый дешевый источник водорода – это природный газ. При производстве водорода из природного газа выбросы диоксида углерода в два раза меньше, чем выбросы от автомобилей с бензиновым двигателем. В отличие от аккумулятора топливный элемент вырабатывает электричество из водорода. Внутри топливного элемента находится катализатор из платины, который способствует реакции между водородом и кислородом. В ходе реакции вырабатывается электроэнергия и побочный продукт – водяной пар.

**Микроустройства мощностью 1–500 Вт** используются в мобильных телефонах, карманных компьютерах, различных бытовых электронных устройствах.

Возможно химическое аккумулирование водорода в виде металлогидридов, из которых он затем извлекается при нагревании до 50 °С, что удобно в эксплуатации и позволяет хранить большие запасы водорода. Металлогидрид Fe Ti H<sub>1,7</sub> при нагревании выделяет H<sub>2</sub>, а в самом гидриде содержание водорода уменьшается. Эта реакция обратима, поэтому гидридные аккумуляторы можно подзарядать на заправочных станциях. При зарядке выделяется тепло, которое можно использовать в местных теплосетях. Гидридные аккумуляторы могут быть использованы как топливные баки. Водород можно передавать по трубопроводам или использовать непосредственно для получения электроэнергии в топливных элементах.

**Факторы, сдерживающие внедрение водородных технологий:**

- отсутствие водородной инфраструктуры;
- несовершенные технологии хранения водорода;
- отсутствие стандартов безопасности, хранения, транспортировки, применения; большого объема топливных баков по сравнению с бензином;
- опасность использования водорода как топлива из-за высокой летучести, легкости воспламенения и возможности взрыва в смеси с воздухом;
- сложность водородного двигателя внутреннего сгорания и сложность его обслуживания;
- отсутствие опыта эксплуатации водородного транспорта;
- сложность быстрой дозаправки в пути, отсутствие сети заправочных станций;
- высокая летучесть водорода затрудняет его хранение в жидком виде, транспортировку и использование в баке;
- при производстве водорода расходуется дорогая электроэнергия, производимая на тепловых, атомных и других электростанциях путем сжигания топлива с выбросом парниковых газов, окислов серы и т. д.;
- затраты электроэнергии на производство водорода значительно превышают количество электроэнергии, которое можно получить при его сжигании.

## 8. СЛАНЦЕВЫЙ ГАЗ

В последнее время всеми энергозависимыми странами активно развиваются технологии по производству возобновляемого топлива: ветро- и солнечная энергетика, энергетика биомассы, гидроэнергетика, энергетика генетически модифицированных энергетических растений и др., а также атомная энергетика и сланцевый газ.

Сланцевый газ — это разновидность природного газа, хранящегося в толще сланцевого слоя осадочной породы Земли в небольших газовых образованиях, коллекторах. Спорным вопросом считается версия о возобновляемости сланцевого газа, связанная с гипотезой о водородной дегазации Земли. Согласно гипотезе, метан в сланцах образуется постоянно, начиная с глубокой древности до современности, в связи с реакцией водорода, поднимающегося из глубин Земли.

Запасы отдельных газовых коллекторов невелики, но в совокупности они огромны и требуют специальных технологий добычи. Сланцевые залежи встречаются на всех континентах на территории многих стран. Энергоресурс сланцевого газа вызывает интерес благодаря совмещению в себе качеств ископаемого топлива и возобновляемого источника. Некоторые эксперты предполагают, что запасы сланцевого газа неисчерпаемы.

Природный газ является наиболее перспективным видом ископаемого топлива, так как обладает высокими энергетическими показателями и обеспечивает самый низкий из топлив выброс в атмосферу углекислоты. Промышленно-развитые страны с каждым годом попадают во все большую зависимость от природного газа.

Основными мировым поставщиком природного газа являются: Россия, США, Канаду, Алжир, Иран и страны Персидского залива, а также Туркмения, Азербайджан и Казахстан. На сегодняшний день поставка природного газа к потребителям осуществляется по системе магистральных трубопроводов и посредством терминалов в сжиженном состоянии. Самой крупной газотранспортной системой является европейская система транснациональных трубопроводов, существенное влияние на которую имеет Россия. К наиболее значимым трубопроводам в Евразии относятся: единая европейская газовая инфраструктура, российская газовая инфраструктура, газотранспортная система Украины и др.

Первой страной, использовавшей у себя потенциал добычи сланцевого газа, стали США, которые нарушили планы ОАО «Газпром» и в 2009 г. ненадолго забрали у России пальму первенства крупнейшего мирового газодобытчика.

**Технология добычи сланцевого газа.** Технология добычи сланцевого газа уже существует на протяжении 100 лет. Ее актуальность в США была признана в результате устойчивого увеличения спроса на природный газ, недостатка ресурса и, соответственно, увеличения стоимости. В настоящий момент эксперимент с добычей сланцевого газа проводится в Европе, надеющейся повторить опыт США. Потенциальные возможности сланцевого газа как энергоресурса являются предметом спора многих экспертов, которые пытаются прогнозировать ситуацию на рынке газа.

Сланцевый газ является разновидностью природного газа, образовавшегося в недрах земли в результате анаэробных химических процессов. Он является смесью газов: метана и тяжелых углеводородов этана, бутана, пропана и неуглеродных соединений (сероводород, водород, диоксид углерода, гелий, азот). Каждое месторождение имеет свой уникальный химический состав газа.

Первая коммерческая добыча газа из сланцевого месторождения была осуществлена в 1821 г. в США. Промышленная добыча сланцевого газа в США начата в начале 2000-х г. Газовые отложения в сланце сконцентрированы в небольших газовых коллекторах, которые рассредоточены по всему сланцевому пласту. Сланцевые месторождения имеют большие площади, а объемы газа зависят от толщины и площади сланцевого пласта.

Высокая себестоимость добытого газа из сланца первоначально была связана с тем, что для поиска бурились многочисленные вертикальные скважины, проводился гидроразрыв пласта и откачивался газ. Сочетание вертикального и горизонтального бурения начали использовать только с 1992 г. Применение горизонтального бурения значительно снизило себестоимость добытого газа.

Современная технология добычи сланцевого газа, рис. 8.1, подразумевает бурение одной вертикальной скважины глубиной до 4 000–5 000 м и нескольких горизонтальных скважин длиной до 1 500–2 000 м. В пробуренные скважины под давлением 60–70 МПа при температуре более 150 °С закачивается смесь воды, песка и хи-

микатов. Расход воды – 7 500 т на одну скважину, расход химикатов – 80–300 т. В результате гидроудара разрушаются стенки газовых коллекторов, и весь доступный газ через разрыв и пробуренную скважину откачивается на поверхность.

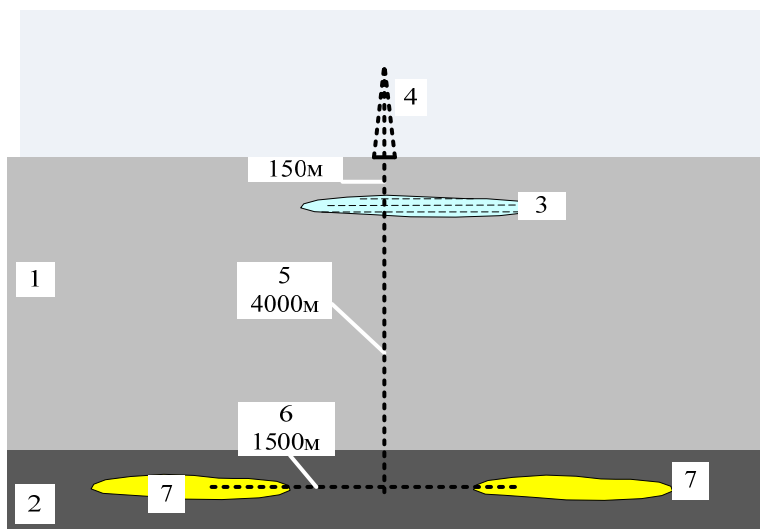


Рис. 8.1. Технология добычи сланцевого газа:  
 1 – верхний слой осадочных пород земной коры; 2 – сланцевый слой;  
 3 – подземные воды; 4 – буровая вышка; 5 – вертикальная скважина;  
 6 – горизонтальные скважины; 7 – гидроразрывы

Гидравлический разрыв пласта широко используется для интенсификации работы нефтяных и газовых скважин. Метод заключается в создании высокопроводящей трещины в целевом пласте для обеспечения притока добываемого газа, воды, конденсата, нефти. После проведения гидравлического разрыва дебит скважины, как правило, резко возрастает. Метод позволяет «оживить» простаивающие скважины, на которых добыча нефти или газа традиционными способами уже невозможна или малорентабельна. Гидравлический разрыв широко применяется многими нефте- и газодобывающими компаниями как метод интенсификации добычи нефти и газа. Он также применяется для добычи сланцевого газа и газа уплотненных песчаников.



При добыче сланцевого газа гидравлический разрыв позволяет соединить поры плотных пород и обеспечить возможность высвобождения природного газа.

Во время проведения гидроразрыва в скважину закачивается специальная смесь. Состав химических веществ смеси: вещества для подавления коррозии, понизители трения, стабилизаторы глин, вещества для подавления образования отложений, вещества для разрушения эмульсий, разжижитель, химреагент для подавления водных бактерий, загустители и др.

Химическая смесь составляет около 1,5 % от общего раствора и включает: соляную кислоту, формальдегид, уксусный ангидрид, пропаргиловый и метиловые спирты, хлорид аммония. В целом, в смеси для добычи газа используется около 85 токсичных веществ, некоторые из них имеют следующее назначение:

- соляная кислота способствует растворению минералов;
- этиленгликоль противостоит отложениям на внутренних стенках труб;
- изопропиловый спирт и борная кислота используются в качестве загустителей и веществ, поддерживающих вязкость;
- глутаральдегид и формамид противостоят коррозии;
- нефть в легких фракциях используется для снижения трения;
- хлорид калия препятствует химическим реакциям между жидкостью и грунтом;
- карбонат натрия или калия обеспечивает баланс кислот.

Для того чтобы при гидравлическом разрыве не допустить утечки жидкости из скважины в почву или подземные воды, необходимо применение надежной изоляции пластов (цементирования) с использованием сверхпрочных материалов. Тем не менее, гидравлический разрыв пласта приводит к появлению в скважинной воде множества примесей, вредных для человека, включая бензол, толуол, этилбензол и диметилбензолы. В местах, где используется гидравлический разрыв, вода становится непригодной для питья, люди чаще болеют, у животных выпадает шерсть, ухудшается качество воздуха.

Существует целый набор геохимических параметров, которые обуславливают условия добычи сланцевого газа, а, соответственно, определяют себестоимость и стоимость результирующего продукта. Прежде всего, существенно влияет на себестоимость добычи содержание глины в жестких песках, которая поглощает энергию гидро-

разрыва, что требует увеличения объема используемых химикатов. Каждое месторождение имеет уникальный объем диоксида серы, поэтому, чем ниже этот показатель, тем выше цена реализации газа.

Наиболее выгодными считаются «хрупкие» сланцы с большим содержанием диоксида кремния, эти месторождения содержат естественные переломы и трещины.

#### ***Особенности добычи сланцевого газа:***

– разработку сланцевых месторождений с использованием глубинного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах нельзя проводить в густозаселенных районах, хотя значительные сланцевые месторождения газа находятся в непосредственной близости от конечных потребителей;

– добыча сланцевого газа сопровождается потерей метана и других парниковых газов;

– технология гидроразрыва пласта требует крупных запасов воды вблизи месторождений, для одного гидроразрыва используется смесь воды (7 500 т), песка и химикатов. В результате вблизи месторождений скапливаются значительные объемы отработанной загрязненной воды, которая не утилизируется добытчиками с соблюдением экологических норм;

– сланцевые скважины имеют гораздо меньший срок эксплуатации, чем скважины обычного природного газа;

– формулы химического коктейля для гидроразрыва в компаниях, добывающих сланцевый газ, являются конфиденциальными. По отчетам экологов добыча сланцевого газа приводит к значительному загрязнению грунтовых вод толуолом, бензолом, диметилбензолом, этилбензолом, мышьяком и др. Некоторые компании используют соляно-кислотный раствор, загущенный с помощью полимера, для одной операции гидроразрыва используется до 300 т химикатов;

– добыча сланцевого газа рентабельна только при наличии спроса и высоких цен на газ.

Вред, наносимый экологии региона сланцевого бассейна носит характер экологической катастрофы. Именно экологическая проблема наряду с использованием большого количества воды для осуществления гидроразрыва является наиболее острой для развития сланцевой добычи в густонаселенных районах. Несмотря на то, что гидроразрывы проводятся гораздо ниже уровня грунтовых вод, токсичными веществами заражаются почвенный слой, грунтовые воды

и воздух. Это происходит за счет просачивания химических веществ через трещины, образовавшиеся в толще осадочных пород, в поверхностные слои почвы.

Наиболее богатые сланцевые месторождения имеют большую глубину залегания и отличаются высоким уровнем гамма-излучения, который связан с возрастом сланцевого месторождения. В результате гидроразрыва радиация попадает в верхний слой осадочных пород, в районах сланцевой добычи газа наблюдается повышение радиационного фона.

Все сказанное требует большой осторожности при выдаче разрешений на добычу сланцевого газа. В США, согласно закону о чистой воде от 2005 г., компании, добывающие газ из сланцевых месторождений, обязаны раскрыть формулу химических коктейлей и снизить химическую нагрузку на экологию региона. Франция уже в 2012 г. ввела 5-летний запрет на использование технологии гидроразрыва для разработки запасов сланцевого газа. Возможно введение запрета в других европейских странах.

1 сентября 2011 г. в Брюсселе опубликован отчет Агентства по охране окружающей среды США, в котором отмечается, что выбросы парниковых газов при добыче сланцевого газа больше, чем у угля, нефти и обычного газа. Общий объем потерь метана при добыче газа доходит до 7,9 %. Исследования подчеркивают необходимость совершенствования технологии добычи сланцевого газа с целью контроля выбросов метана, загрязнения почвы и грунтовых вод. Поэтому в настоящее время сланцевый газ пока не сможет стать альтернативой природному газу, так как не соответствует современным экологическим требованиям к энергоресурсу. Перспективы крупной добычи сланцевого газа в настоящее время имеются только в слабозаселенных районах и в странах, которые согласны на снижение экологической безопасности.

По некоторым оценкам залежи сланцевого газа в недрах Земли огромны. По другим оценкам (например, по оценке Международного энергетического агентства) запасы сланцевого газа составляют всего 4 % от доказанных запасов природного газа. Мнения экспертов по отношению к оценке мировых запасов сланцевого газа и перспектив развития этого направления очень противоречивы.

С учетом приведенных доказательств, несмотря на негативные факторы, связанные с несовершенной технологией добычи и загряз-

нением окружающей среды, сланцевый газ все равно является наиболее перспективным энергоресурсом в долгосрочной перспективе.

Общий объем сланцевого газа в мире оценивается в 456 трлн м<sup>3</sup>, технически извлекаемые запасы – 187 трлн м<sup>3</sup> (табл. 8.1).

Прогноз добычи сланцевого газа в мире – 0,180 трлн м<sup>3</sup> в год.

Таблица 8.1

Доказанные запасы и добыча природного газа  
и технически извлекаемые запасы сланцевого газа

Регион/страна	Доказанные запасы природного газа, трлн м <sup>3</sup>	Добыча природного газа, трлн м <sup>3</sup> в год	Технически извлекаемые запасы сланцевого газа, трлн м <sup>3</sup>
Евразия	63,1	0,4514 + 0,677	16,04
Северная и Южная Америка	17,23	0,3805 + 0,651	64,95
Ближний Восток	76,2	0,6678	*
Африка	14,8	0,0557	29,3
Азиатско-Тихоокеанский регион	16,2	0,4770	50,5
Всего в мире	187,5	3,3605	187,4
В том числе:			
Россия	44,38	0,677	*
США	6,93	0,651	24,4
Европейский Союз	4,31	0,182	14,33
Канада	1,75	0,160	10,98
Катар	25,37	0,151	*
Иран	29,61	0,149	*
Норвегия	2,05	0,106	*
КНР	2,46	0,103	36,08
Франция	0,0056	0,000877	3,056
Украина	0,98	0,0182	1,188
Польша	0,11	0,0043	5,292
* нет данных, возможно исследования не проводились.			

Основные промышленно разрабатываемые газосланцевые месторождения сосредоточены в США. Объем доказанных технически извлекаемых месторождений сланцевого газа в США составляет 7,1–24,4 трлн м<sup>3</sup>. Также были разработаны и технологии добычи сланцевого газа. Это связано с относительно небольшими доказанными запасами природного газа и большими объемами его добычи, в результате чего ресурс природного газа в США составляет всего 10 лет. Ведется разведка месторождений в Канаде, Европе, Австралии, Израиле, а также других странах. Наиболее активные действия в области разведки сланцевого газа наблюдаются в тех странах, которые не имеют достаточных запасов собственного природного газа, таких как Украина, Польша. Интерес к сланцевому газу проявляется и в Беларуси.

### Вопросы

1. Что такое «сланцевый газ»? Каковы его характеристики? Почему его относят к возобновляемым источникам энергии?
2. Чем и в каких странах вызван интерес к сланцевому газу?
3. Каковы запасы и технически извлекаемые запасы сланцевого газа в мире?
4. Где на планете имеются залежи сланцевого газа?
5. Какова технология добычи сланцевого газа?
6. В опасность существующей технологии добычи сланцевого газа? Какие меры принимаются в различных странах для защиты природы от нарушений экологии?
7. Почему именно США придают такое большое значение разработке сланцевых месторождений газа?
8. В чем опасность разработки газосланцевых месторождений для Европейских стран при существующих технологиях добычи?
9. Почему Россия, Катар, Иран не придают большого значения проблеме добычи сланцевого газа?

## 9. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

### 9.1. Основные понятия

*Энергосбережение* – это реализация правовых, организационных, научных, производственных, технологических и экономических мер, направленных на эффективное использование энергетических ресурсов с вовлечением в хозяйственный оборот возобновляемых источников энергии. Энергосбережение в технике осуществляется при изготовлении, эксплуатации, ремонте, утилизации изделий, выполнении работ.

*Энергоемкость* – это количественная характеристика затрат энергии (топлива) на основные технологические процессы изготовления, ремонта, утилизации, выполнения работ. Энергоемкостью оценивается энергетическая рациональность конструкций в части их *энергопотребления*.

*Энергопотребление* – это затраты энергии (топлива) при использовании изделий, установок и т. д. по назначению. *Энергозатраты* включают все расходы энергоресурсов по данному технологическому или хозяйственному объекту, приведенные к условному топливу.

По энергозатратам изделие или технологический процесс может быть *энергоэкономичным* или *неэкономичным*, а использование энергоресурсов *эффективным* (энергоэффективная технология) или *неэффективным*. При несоблюдении требований стандартов, технических условий и паспортных данных возможен *непроизводительный расход* энергоресурсов.

*Энергопотребляющие изделия* и процессы характеризуются *энергетической эффективностью* (энергетическим КПД), которая подразделяется на *классы*, определяемые *индексами энергетической эффективности*.

*Показатели энергосбережения* дают количественную характеристику мер по энергосбережению и основываются на показателях *энергопотребления* и *энергоёмкости*. Они могут быть абсолютными, удельными, относительными, сравнительными.

В качестве основного *относительного показателя* обычно используется коэффициент полезного действия (КПД).

К *абсолютным показателям* энергосбережения относятся: расход топлива или энергии, потребляемая мощность, потери мощно-

сти, падение напряжения в номинальном режиме, потери холостого хода и короткого замыкания.

К **удельным показателям** энергосбережения относятся: КПД, удельный расход топлива или энергии на единицу продукции (или энергии), отношение потерь к номинальной мощности, коэффициент использования.

Плановый расчетный показатель усредненного расхода энергии или топлива при изготовлении, эксплуатации, ремонте, утилизации изделий представляет собой *норму расхода энергоресурсов*. Различают нормы: индивидуальные и групповые, технологические.

Норматив – это норма расхода энергоресурсов применительно к конкретным условиям, конкретному объекту, процессу.

Требования по энергосбережению должны устанавливаться стандартами (ГОСТ), техническими условиями (ТУ), конструкторской документацией (КД) на все изделия и процессы при использовании которых потребляется энергия или топливо. Эти изделия и процессы подразделяются на: 1) потребляющие энергию (топливо) для производства продукции, выполнения работ; 2) для преобразования одних видов энергии в другие; 3) для создания энергоносителей.

**Энергосбережение** характеризуется:

1) *показателями энергопотребления* (например, энергопотребление бытового холодильника 0,5 кВт·ч в сутки);

2) *показателями энергоемкости* (например, при изготовлении бытового холодильника расходуется 80 кВт·ч электроэнергии, 20 кг условного топлива и т. д.);

3) *показателями энергосодержания* (например, энергосодержание 1 м<sup>3</sup> биогаза, получаемого при пиролизе навоза, составляет 24,7 МДж, или энергосодержание 1 кг биогаза, составляет 28 МДж, или энергосодержание 1 кг бензина, получаемого при перегонке нефти, составляет 47 МДж).

*Показатели энергопотребления* должны использоваться:

1) для изделий, потребляющих различные виды **топлива** для производства энергии (котельная, дизель-генератор), для выполнения работ (автомобиль, тепловоз), для производства продукции (плавильная печь);

2) для изделий, потребляющих различные виды энергии для преобразования в другие виды энергии (газовая турбина, электродвига-

тель), для выполнения работы, производства продукции (насос, бу-  
ровая установка, фасовочный автомат, холодильник);

3) для изделий, участвующих в передаче и распределении энер-  
гии (трансформатор, ЛЭП, трубопровод, редуктор).

*Показатели энергоёмкости* операций по изготовлению, ремонту,  
утилизации выражаются количеством топлива (энергии), израсхо-  
дованного на основные технологические процессы, без учета расхо-  
дов на отопление, освещение и т. д.

Для учета расхода всех топливно-энергетических ресурсов их пере-  
считывают на *условное топливо* с теплотой сгорания 29,3 МДж/кг.

## 9.2. Энергосбережение в системе электроснабжения

Полная система электроснабжения включает в себя электри-  
ческие станции, электрические системы и сети (линии электропере-  
дачи, трансформаторные подстанции) и потребителей электриче-  
ской энергии.

*Эффективность использования топлива*, его потенциальной хи-  
мической или атомной энергии очень низкая. Велики затраты топ-  
лива на добычу, на само производство топлива (крекинг-процесс,  
обогащение урана) и на его доставку к потребителям (предположи-  
тельно не менее 20 % запасенной в топливе энергии).

КПД теплового двигателя, турбины или двигателя внутреннего  
сгорания, не превышает 40–45 %. В конденсационных электростан-  
циях он составляет всего 30 %, в ТЭЦ – достигает 80 %.

КПД электропередачи с учетом потерь в линиях, трансформато-  
рах, расходов энергии на собственные нужды электростанций, со-  
ставляет 85–90 %. Огромны потери выработанной тепловой энергии  
при ее передаче на расстояние.

КПД потребителей энергии – очень низкий. Лампы накаливания,  
основной потребитель электроэнергии коммунально-бытового сек-  
тора имеют КПД всего 5–7 %, КПД люминесцентных «энергосбере-  
гающих» ламп доходит до 17 %. Велики потери энергии при экс-  
плуатации электропечей, плавильных и термических, промышлен-  
ных и бытовых. Несколько выше КПД приводных электродвига-  
телей – 75–85 %.

Общий КПД использования топлива при выработке электроэнер-  
гии на конденсационной электростанции, с учетом затрат энергии



на производство и доставку топлива, на передачу электроэнергии, потерь энергии у потребителей, составляет 1,6–25,9 %.

Все это объекты для энергосбережения в системе электроснабжения.

Мероприятия по энергосбережению в системе электроснабжения организует и стимулирует энергосистема путем установления соответствующих тарифов (двухставочный тариф, дневной, ночной тариф и т. д.), путем принудительных включений-отключений, заданием своих требований к графикам нагрузки и т. д.

***Нерациональные расходы электроэнергии*** возникают:

– при несоответствии используемого устаревшего оборудования характеру и объему производства в изменившихся условиях;

– при использовании электронагревателей для нагрева помещений, воды и т. д. при наличии других источников тепла (пар или горячая вода от котельных или ТЭЦ, солнечная энергия, энергия ветра);

– при отсутствии или плохом качестве теплоизоляции электропечей, электроплит, кухонного оборудования;

– при отсутствии или недостаточной или избыточной мощности компенсирующих устройств;

– при плохом состоянии механического оборудования (дефекты конструкции, выработанные подшипники, ненадлежащая смазка);

– при плохом качестве ремонта электродвигателей;

– при завышенной мощности электродвигателей;

– при завышенной или заниженной мощности электронагревателей;

– при отсутствии автоматического управления и регулирования технологических процессов горения в котельных, подачи воды, воздуха, отсоса дымовых газов, частоты вращения в механизмах в зависимости от требуемой нагрузки, температуры и т. д.;

– при отсутствии контроля расхода электроэнергии в подразделениях и отсутствии систем материального стимулирования энергосбережения;

– при плохом качестве или отсутствии теплоизоляции сетей сжатого воздуха.

***Снижение потерь энергии в системе электроснабжения*** достигается:

– уменьшением потерь в трансформаторах – правильным выбором их мощности, числа, рационального режима работы, исключением холостых ходов при малых нагрузках, выбором числа одно-

временно работающих трансформаторов, подбором компенсирующих устройств, применением автотрансформаторов;

- уменьшением потерь в линиях, шинопроводах, реакторах;

- регулированием графиков нагрузки;

- компенсацией реактивной мощности, правильным выбором мощности и расположения компенсирующих установок;

- применением для компенсации реактивной мощности батарей статических конденсаторов на напряжениях 0,38 и (или) 6–10 кВ, применение синхронных двигателей, работающих в режиме перевозбуждения или с  $\cos \varphi_H = 1$ , применение синхронных конденсаторов на крупных подстанциях.

***Снижение потерь совершенствованием технологического процесса*** достигается:

- рациональным выбором самого технологического процесса, имея в виду, что расход энергии, например, при строгании в 1,5 раза больше, чем при токарной обработке одних и тех же деталей, а при сверлении в 1,3 раза больше, чем при строгании и т. д.;

- совмещением операций, увеличением подач;

- увеличением загрузки двигателей, заменой незагруженных двигателей двигателями меньшей мощности, переключением незагруженных двигателей с треугольника на звезду;

- автоматизацией операций, например, подвод-отвод инструмента;

- повышением качества ремонта асинхронных двигателей (нежелательность проточки роторов, своевременная замена подшипников, перемотка обмоток без нарушения технических условий и т. д.);

- регулированием частоты вращения электродвигателей для снижения расхода насосов компрессоров, вентиляторов, вместо регулирования задвижкой, выбором числа параллельно работающих механизмов;

- регулированием и своевременным отключением электрического отопления, освещения, кондиционирования при окончании работы, в зависимости от состояния окружающей среды;

- регулированием напряжения в допустимых ГОСТ пределах – 5–10 % номинального.

***Снижение потерь в осветительных установках*** достигается:

- применением современных экономичных источников света – галогенных, люминесцентных ламп с КПД = 20 %, светодиодов взамен ламп накаливания с КПД = 5–7 %;

- максимальным использованием естественного освещения путем проектирования производственных зданий, организацией рабочего времени, содержанием в чистоте прозрачных потолков, окон;
- автоматическим или ручным отключением ненужного освещения в светлое время или снижением освещенности, когда это возможно;
- уменьшением мощности ламп там, где это не мешает технологическому процессу заменой ламп или снижением напряжения с помощью трансформатора или в схеме с однополупериодным выпрямителем.

### Вопросы и задачи

Что такое энергосбережение?

1. Охарактеризуйте понятия энергоемкость, энергопотребление, энергосодержание.
2. Назовите известные вам показатели энергосбережения, назовите их величины.
3. Что такое нормы расхода энергоресурсов? Кто их устанавливает и как?
4. В каких случаях используются показатели энергопотребления?
5. В каких случаях используются показатели энергоемкости?
6. Перечислите элементы системы электроснабжения, в которых происходят потери энергии. Назовите ориентировочную величину КПД теплового двигателя, синхронного генератора, трансформатора, электропередачи, КПД электродвигателей, ламп накаливания, люминесцентных и галогенных ламп.
7. Кратко оцените возможности экономии энергии в системе электроснабжения от генератора электрической станции до заводских и цеховых подстанций.
8. Суточный график нагрузки трансформатора ТМН-1000/35:

Время, ч	Нагрузка, кВА	cos φ	Время, ч	Нагрузка, кВА	cos φ
0–6	0		12–18	425	0,8
6–12	1000	0,9	18–24	200	0,6

Номинальные данные трансформатора:  $S_n = 1\ 000$  кВА,  $U_n = 35/0,4$  кВ,  $Y/Y_0 - 0$ ,  $P_0 = 2,1$  кВт,  $P_k = 11,6$  кВт,  $U_k = 6,5$  %,  $i_0 = 1,4$  %.

Определите: номинальный КПД трансформатора (при  $\cos \varphi_H = 1$ ), максимальный КПД, среднесуточный (энергетический) КПД. При каком соотношении потерь и при какой нагрузке в о.е. от номинальной КПД трансформатора имеет максимальное значение?

**Решение:** КПД при номинальной нагрузке

$$\eta = \frac{S_H \cos \varphi_H K_{\text{НГ}}}{S_H \cos \varphi_H K_{\text{НГ}} + P_0 + P_K K_{\text{НГ}}^2} = \frac{1000 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 100}{1000 \cdot 1 \cdot 1 + 2,1 + 11,6 \cdot 1^2} = 98,65 \%$$

оптимальная нагрузка трансформатора

$$K_{\text{НГmax}} = \sqrt{\frac{P_0}{P_K}} = \sqrt{\frac{2,1}{11,6}} = 0,425;$$

максимальный КПД

$$\eta_{\text{max}} = \frac{1000 \cdot 1 \cdot 0,425 \cdot 100}{1000 \cdot 1 \cdot 0,425 + 2,1 + 11,6 \cdot 0,425^2} = 99,02 \%$$

энергетический КПД при суточной нагрузке по заданному графику нагрузки

$$\eta = \frac{\sum (S_H \cos \varphi_i K_{\text{НГ}i} t_i)}{\sum (S_H \cos \varphi_i K_{\text{НГ}i} t_i) + P_0 \cdot 24 + \sum P_K K_{\text{НГ}i}^2 t_i} = \frac{8160 \cdot 100}{8160 + 50,4 + 114,5} = 98,0 \%$$

где

$$\begin{aligned} \sum (S_H \cos \varphi_i K_{\text{НГ}i} t_i) &= 0 \cdot 6 + 1000 \cdot 0,9 \cdot 6 + 425 \cdot 0,8 \cdot 6 + 200 \cdot 0,6 \cdot 6 = \\ &= 81,60 \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \end{aligned}$$

$$P_0 \cdot 24 + \sum P_K K_{\text{НГ}i}^2 t_i = 50,4 \text{ кВт}\cdot\text{ч},$$

$$\sum P_K K_{\text{НГ}i}^2 t_i = 11,6 \cdot \left[ 0 + \left( \frac{1000}{1000} \right)^2 \cdot 6 + \left( \frac{425}{1000} \right)^2 \cdot 6 + \left( \frac{200}{1000} \right)^2 \cdot 6 \right] = 114,5 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

10. Проанализируйте технологическую схему насосной установки системы водоснабжения. Система включает: всасывающий трубопровод, приводной электродвигатель, редуктор, насос, напорный трубопровод, вентили, краны потребителей и т. д.). Укажите возможные источники потерь воды и электроэнергии и пути энергосбережения. Определите потери воды в секунду, мощность потерь и годовые потери электроэнергии и их стоимость от утечек в системе водоснабжения города, с населением 2 млн человек, полагая, что в городе из 100 тыс. кранов капает по 1 капле (1 мл) в секунду круглые сутки. Стоимость 1 кВт·ч электроэнергии для систем водоснабжения – 0,1 долл./кВт·ч. Мощность насосов определите по формуле

$$P = \frac{\rho g Q H}{\eta_H \eta_D \eta_T},$$

где  $\rho = 10^3 \text{ кг/м}^3$  – плотность воды;

$g = 9,8 \text{ м/с}^2$  – ускорение свободного падения;

$H$  – полный напор с учетом высоты всасывания:  $H = 100 \text{ м}$ ;

$Q$  – производительность насосов,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;

$\eta_H = 0,7$  – КПД насоса, о.е.;

$\eta_T = 0,95$  – КПД передачи, о.е.;

$\eta_D = 0,95$  – КПД электродвигателя, о.е.

**Решение:** Утечка воды в секунду  $Q = 100\,000 \cdot 1 \cdot 10^{-6} = 0,1 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Мощность потерь электроэнергии в насосах из-за потерь воды

$$P = \frac{10^3 \cdot 9,81 \cdot 0,1 \cdot 100 \cdot 10^{-3}}{0,7 \cdot 0,95 \cdot 0,95} = 155 \text{ кВт.}$$

Потери электроэнергии из-за потерь воды

$$W = P T = 155 \cdot 8\,760 = 1,36 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Стоимость потерь электроэнергии

$$S = 1,36 \cdot 10^6 \cdot 0,1 = 0,136 \cdot 10^6 \text{ долл.}$$

11. Определите годовой расход электроэнергии и экономический эффект в кВт·ч от замены малонагруженного асинхронного двигателя номинальной мощностью 200 кВт, с частотой вращения 980 об/мин, номинальным КПД 94 %, КПД при 40-процентной загрузке 92 %, используемого для привода механизма со статическим моментом нагрузки на валу 800 Нм, с частотой вращения 980 об/мин при годовом числе часов работы 4 000, двигателем мощностью 90 кВт, частотой вращения 980 об/мин, КПД 92,5 % и  $\cos \varphi_H = 0,89$ .

**Решение:** Расход электроэнергии до и после замены электродвигателя, экономия от замены

$$W' = \frac{M_{с\omega}}{\eta} T = \frac{800 \cdot 2 \cdot 3,14 \cdot \frac{980}{60}}{0,92} \cdot 4\,000 = 356\,777 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$W'' = \frac{800 \cdot 2 \cdot 3,14 \cdot \frac{980}{60}}{0,925} \cdot 4\,000 = 354\,848 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W = 356\,777 - 354\,848 = 1\,929 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$S = 1\,929 \cdot 0,1 = 192,9 \text{ долл./год.}$$

12. Определите расход электроэнергии на нагрев 100л воды от 10 до 100 °С в баке с электронагревателем мощностью 8 кВт, полагая средние тепловые потери, равными 1 кВт. Сравните с расходом электроэнергии при уменьшении мощности нагревателя до 4 кВт, полагая мощность тепловых потерь неизменной. Теплоемкость воды 1 ккал/кг·град, соотношение 1 ккал = 1/860 кВт·ч. Сделайте выводы.

**Решение:** Расход электроэнергии на нагрев 100 л воды от 10 °С до 100 °С

$$W = cm(\theta_{Г} - \theta_{Х}) \cdot \frac{1}{860} = \frac{1 \cdot 100 \cdot (100 - 10)}{860} = 10,5 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

время нагрева и расход электроэнергии с учетом потерь при мощности нагревателя 8 кВт

$$T_1 = \frac{10,5}{8-1} = 1,5 \text{ ч}, \quad W_1 = 10,5 + 1 \cdot 1,5 = 12 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

время нагрева и расход электроэнергии с учетом потерь при мощности нагревателя 4 кВт

$$T_2 = \frac{10,5}{4-1} = 3,5 \text{ ч}, \quad W_2 = 10,5 + 1 \cdot 3,5 = 14 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Снижение мощности устройства не всегда снижает расход электроэнергии.

13. Оцените эффективность «энергосберегающего» устройства для нагрева жидкости по патенту Республики Беларусь ВУ 682 С1 по заявке 359 А от 14.6.93 г. Устройство состоит из центробежного насоса с приводным асинхронным электродвигателем и замкнутого контура для движения жидкости. Замкнутый контур выполнен с переменным гидравлическим сопротивлением. В нем происходит попеременное ускорение и торможение движения жидкости, в результате которого жидкость нагревается. В качестве рабочей жидкости используется вода. Расход воды при нагревании воды в замкнутом контуре составляет 0,45 м<sup>3</sup>/с, напор – 6,0 м. Расход воды при подаче воды потребителям – 0,055 м<sup>3</sup>/с, напор – 6 м. Определите: мощность электродвигателя насоса устройства для нагрева жидкости при работе насоса на замкнутый контур, мощность на валу электродвигателя для перекачки горячей воды потребителям, суммарную номинальную мощность электродвигателя, выберите электродвигатель, полагая номинальную частоту вращения насоса 1 440–1 500 об/мин.

**Решение:** Мощность на валу насоса, расходуемая на нагрев воды

$$P' = \frac{\rho g Q H}{\eta_H \eta_D \eta_T} = \frac{10^3 \cdot 9,81 \cdot 0,45 \cdot 6 \cdot 10^{-3}}{0,8} = 33 \text{ кВт};$$

мощность на валу насоса на перекачку воды

$$P^{//} = \frac{10^3 \cdot 9,81 \cdot 0,055 \cdot 6 \cdot 10^{-3}}{0,8} = 4 \text{ кВт};$$

номинальная мощность электродвигателя

$$P = P^I + P^{//} = 4 + 3 = 37 \text{ кВт}.$$

Двигатель 4А200М4 (номинальная мощность 37 кВт, синхронная частота вращения 1 500 об. мин, КПД 91 %).

14. Определите эффективность «энергосберегающего» устройства по задаче 13: потери мощности в двигателе при номинальной его нагрузке, потери в насосе при максимальном КПД, равном 80 %, полезную мощность, идущую непосредственно на нагрев, полную полезную мощность установки, затрачиваемую непосредственно на нагрев и перекачку, полную потребляемую мощность, КПД такого преобразования мощности.

**Решение:** Потери мощности в насосе

$$\Delta P_{\text{НАС}} = P_{\text{Н}} (1 - \eta_{\text{НАС}}) = 37(1 - 0,8) = 7,4 \text{ кВт};$$

полезная мощность насоса в номинальном режиме

$$P_2 = P_{\text{Н}} - \Delta P_{\text{НАС}} = 37 - 7,4 = 29,6 \text{ кВт}.$$

Мощность, расходуемая на нагрев

$$P_{\text{НАГР}} = P_{\text{Н}} - \Delta P_{\text{НАС}} - P_{\text{НАС}} = 37 - 7,4 - 4 = 25,6 \text{ кВт}.$$

Потребляемая двигателем электрическая мощность

$$\Delta P = \frac{P_{\text{Н}}}{\eta_{\text{НАС}}} - P_{\text{Н}} = \frac{37}{0,8} - 37 = 33 \text{ кВт}.$$



КПД установки

$$\eta_{\text{ДВ}} = \frac{P_2}{P_1} = \frac{29,6}{40,7} \cdot 100 = 72,7 \%$$

15. Определите эффективность установки для нагрева воды по задаче 13, 14 с нагревательным устройством в виде ТЭНа, установленного в специальном теплоизолированном баке с водой и с насосом, используемым только для перекачки воды с приводным двигателем 4А100L4УЗ (4кВт, КПД 84 %). Определите: потери мощности в двигателе при номинальной его нагрузке, потери в насосе при максимальном КПД, равном 80 %, полезную мощность, идущую на нагрев и перекачку воды, полную потребляемую мощность установки, затрачиваемую непосредственно на нагрев и перекачку, КПД такого преобразования мощности. Сделайте заключение об «эффективности» рассмотренного устройства.

**Решение:** Потери мощности в двигателе насоса и насосе в номинальном режиме

$$\Delta P_{\text{ДВ}} = \frac{P_{\text{Н}}}{\eta_{\text{ДВ}}} - P_{\text{Н}} = \frac{4}{0,84} - 4 = 0,76 \text{ кВт},$$

$$\Delta P_{\text{НАС}} = P_{\text{Н}} (1 - \eta_{\text{НАС}}) = 4(1 - 0,8) = 0,8 \text{ кВт}.$$

Полезная мощность на нагрев и перекачку воды и полная потребляемая мощность установки

$$P_2 = (P_{\text{Н}} - \Delta P_{\text{НАС}}) + P_{\text{НАГР}} = (4 - 0,8) + 25,6 = 28,8 \text{ кВт},$$

$$P_1 = (P_{\text{Н}} + \Delta P_{\text{ДВ}}) + P_{\text{НАГР}} = (4 + 0,76) + 25,6 = 30,36 \text{ кВт},$$

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} \cdot 100 = \frac{28,8}{30,36} = 94,9 \%$$

Таким образом, КПД «устройства» на 22,1 % ниже, чем КПД нагревательной установки с ТЭНом по задаче 14.

## 10. ЛИТЕРАТУРА

1. Твайделл, Дж. Возобновляемые источники энергии / Дж. Твайделл, А. Уэйр. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 391 с.
2. Шефтер, Я. И. Использование энергии ветра / Я. И. Шефтер. – М. : Энергоатомиздат, 1983.
3. Олешкевич, М. М. Нетрадиционные источники энергии : учебно-методическое пособие для студентов высших учебных заведений специальности 1 43 01 03 «Электроснабжение» / М. М. Олешкевич. – Минск : БНТУ, 2007. – 157 с.
4. Олешкевич, М. М. Перспективы ветроэнергетики в Беларуси / М. М. Олешкевич // Энергетика. Известия вузов и ЭО СНГ. – 1999. – № 1.
5. Олешкевич, М. М. Анализ характеристик роторных ветроэнергетических установок / М. М. Олешкевич, Ю. В. Макошко // Энергетика. Известия вузов и ЭО СНГ. – 2000. – № 6.
6. Олешкевич, М. М. Моделирование квазиустановившихся режимов работы асинхронного генератора системного ветроагрегата / М. М. Олешкевич, Ю. В. Макошко // Энергетика. Известия вузов и ЭО СНГ. – 2003. – № 3. – С. 29–42.
7. Олешкевич, М. М. Комбинированные энергетические установки на возобновляемых источниках энергии / М. М. Олешкевич [и др.]. // Энергетика. Известия вузов и ЭО СНГ. – 2000. – № 5. – С. 23–30.
8. Олешкевич, М. М. Ядерная энергетика и возобновляемые источники энергии / М. М. Олешкевич, Ю. В. Макошко, В. М. Олешкевич // Энергетика и ТЭК. – 2007. – № 2. – С. 16–17, 21.
9. Олешкевич, М. М. Ветроэнергетика – будущее белорусской энергетики / М. М. Олешкевич, Ю. В. Макошко, В. М. Олешкевич // Энергетика. Известия вузов и ЭО СНГ. – 2007. – № 3. – С. 17.
10. Олешкевич, М. М. Состояние и перспективы ветроэнергетики в странах Балтийско-Черноморского региона и Беларуси / М. М. Олешкевич // Энергоэффективность. – 2007. – С. 5.
11. Олешкевич, М. М. Возобновляемые источники энергии в электроэнергетике Беларуси / М. М. Олешкевич // Энергетика / Известия ВУЗов и ЭО СНГ. – 2014. – № 322. – С. 49–62.
12. Олешкевич, М. М. Технико-экономическая оценка проекта «Электродом» / М. М. Олешкевич, Ю. В. Макошко // Известия ВУЗов и ПО СНГ. – 2011. – № 6.

13. Синхронная машина : пат. 3465 Республики Беларусь / М. М. Олешкевич, В. М. Олешкевич, Ю. В. Макоско. – заявл. № 20060929; опубл. 01.03.2007 // Афіцыйны бюл. / Нац. цэнтр інтэлектуал. уласнасці. – 2007.

14. Синхронная электрическая машина с постоянными магнитами : пат. 10776 Республики Беларусь / В. М. Олешкевич, М. М. Олешкевич. – заявл. 20030828; опубл. 01.03.2007 // Афіцыйны бюл. / Нац. цэнтр інтэлектуал. уласнасці. – 2007.

15. Синхронная электрическая машина с постоянными магнитами : пат. 14108 Республики Беларусь / В. М. Олешкевич, М. М. Олешкевич. – заявл. № 20081055; опубл. 25.11.2010; МКИ, H02K 21/00 // Афіцыйны бюл. / Нац. цэнтр інтэлектуал. уласнасці. – 2010. – С. 148.

16. Комплекс теплоэлектрогенераторный : пат. 6265 Республики Беларусь / В. М. Олешкевич, М. М. Олешкевич. – опубл. 02.03.2019; F22B 33/00 // Афіцыйны бюл. / Нац. цэнтр інтэлектуал. уласнасці. – 2010.

17. Паротурбинная установка : пат. 17801 Республики Беларусь / М. М. Олешкевич, В. М. Олешкевич, Ю. В. Макоско. – заявл. 20101684; опубл. 09.09.2013 // Афіцыйны бюл. / Нац. цэнтр інтэлектуал. уласнасці. – 2013.

18. Паротурбинная установка : пат. 7807 Республики Беларусь / М. М. Олешкевич, В. М. Олешкевич; заявл. 20110401, опубл. 30.08.2012 // Афіцыйны бюл. / Нац. цэнтр інтэлектуал. уласнасці. 2012.

19. Абсорбционный холодильник : пат. 9838 Республики Беларусь / М. М. Олешкевич, А. С. Руденя. – заявл. 20130202; опубл. 30.12.2013; МКИ, F25B 15/00, F25B 29/00 // Афіцыйны бюл. / Нац. цэнтр інтэлектуал. уласнасці. – 2013. – С. 225.

20. Абсорбционный холодильник : пат. 10397 Республики Беларусь / М. М. Олешкевич, А. С. Руденя. – заявл. 20140055; опубл. 30.12.2014; МКИ, F25B 15/00 F 25B 29/00 // Афіцыйны бюл. / Нац. цэнтр інтэлектуал. уласнасці. – 2014. – С. 213.

21. Лаврентьев, Н. А. Развитие белорусской ветроэнергетики. Опыт Занарочи / Н. А. Лаврентьев, Д. Д. Жуков // Энергия и ТЭК. – 2004. – № 8. – С. 43–45.

22. Выморочков, Б. М. Геотермальные электростанции / Б. М. Выморочков. – М.-Л. : Энергия, 1986.

23. Коробков, В. А. Преобразование энергии океана / В. А. Коробков. – Л. : Судостроение, 1986.

24. Мак-Вейг, Д. Применение солнечной энергии / Д. Мак-Вейг. – М. : Энергоатомиздат, 1981.

25. Сассон, А. Биотехнология: свершения и надежды / А. Сассон. – М. : Мир, 1967.

26. Копытов, Ю. В. Экономия электроэнергии в промышленности / Ю. В. Копытов, Б. А. Чуланов. – М. : Энергия, 1982.

### **Директивные документы по энергосбережению в Республике Беларусь**

27. О развитии малой и нетрадиционной энергетики : пост. Совета Министров Республики Беларусь от 24 апреля 1997 г. № 400: с изм. 28.2.2002.

28. О порядке формирования тарифов на электроэнергию, покупаемую у объектов малой и нетрадиционной энергетики : пост. Совета Министров Республики Беларусь от 22 мая 1997 г. № 45.

29. Об энергосбережении : Закон Республики Беларусь от 15 июля 1998 г. № 190-3.

30. Государственная комплексная программа модернизации основных производственных фондов Белорусской энергетической системы, энергосбережения и увеличения доли использования в республике собственных топливно-энергетических ресурсов на период до 2011 года : Указ Президента Республики Беларусь от 15 ноября 2007 г. № 575.

31. Концепция энергетической безопасности Республики Беларусь : Указ Президента Республики Беларусь от 17 сентября 2007 г. № 433.

32. Концепция национальной безопасности Республики Беларусь : Указ Президента Республики Беларусь от 17 июля 2001 г. № 390.

33. Экономия и бережливость – главные факторы экономической безопасности государства : директива Президента Республики Беларусь от 14 июня 2007 г. № 3.

34. О порядке разработки, утверждения и пересмотра норм расхода топлива и энергии : пост. Совета Министров Республики Беларусь № 1582 от 16 октября 1998 г.

35. Положение о нормировании расхода топлива, тепловой и электрической энергии в народном хозяйстве Республики Беларусь : пост. Комитета по энергоэффективности при Совете Министров Республики Беларусь от 19 ноября 2002 г. № 9.

36. Положение о проведении энергетического обследования предприятий, учреждений и организаций : пост. Совета Министров Республики Беларусь № 1583 от 16 октября 1998 г.

37. Положение о порядке проведения энергетического обследования организаций : пост. Совета Министров Республики Беларусь № 964 от 29 июля 2006 г.

38. Инструкция по нормированию расходов топливно-энергетических ресурсов для котельных номинальной производительностью 0,5 Гкал/ч и выше : комитет по энергоэффективности при Совете Министров Республики Беларусь. – Минск, 2003 г.

39. Охрана окружающей среды и природопользование. Правила размещения и проектирования ветроэнергетических установок : ТКП 17-02.02.2010.

40. Охрана окружающей среды и природопользование. Порядок расчета экономической эффективности биогазовых комплексов : ТКП 17-02.05.2011.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	3
ПОНЯТИЕ О НЕТРАДИЦИОННЫХ (ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ) ИСТОЧНИКАХ ЭНЕРГИИ.....	3
1. ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА .....	21
1.1. Характеристики ветра, ветроэнергетические установки. Состояние ветроэнергетики .....	21
1.2. Производство электроэнергии с помощью ветроэнергетических установок.....	39
1.3. Генераторы ветроэнергетических установок.....	50
1.4. Ветро-дизель-генераторная установка для питания автономных потребителей .....	60
1.5. Перспективы ветроэнергетики в Беларуси .....	62
2. СОЛНЕЧНАЯ ЭНЕРГЕТИКА .....	77
2.1. Характеристики солнечного излучения .....	77
2.2. Солнечные нагревательные системы .....	83
2.3. Солнечные системы для получения электроэнергии на основе термодинамического принципа .....	93
2.4. Фотоэлектрические генераторы.....	107
3. БИОЭНЕРГЕТИКА. БИОМАССА КАК ИСТОЧНИК ЭНЕРГИИ .....	116
3.1. Прямое сжигание и пиролиз .....	116
3.2. Спиртовая ферментация.....	119
3.3. Анаэробное сбраживание.....	120
3.4. Порядок расчета экономической эффективности .....	124
3.5. Перспективы энергетики биомассы в Беларуси .....	127
4. ГИДРОЭНЕРГЕТИКА .....	138
4.1. Общие сведения.....	138
4.2. Гидроэнергетика Беларуси .....	146
5. ЭНЕРГИЯ ОКЕАНОВ .....	154
5.1. Энергия волн.....	154
5.2. Энергия приливов.....	156
5.3. Преобразование тепловой энергии океана .....	160
6. ГЕОТЕРМАЛЬНАЯ ЭНЕРГИЯ .....	164
7. ВОДОРОДНАЯ ЭНЕРГИЯ .....	171
7.1. Производство водорода .....	172
7.2. Принцип действия топливных элементов .....	175
8. СЛАНЦЕВЫЙ ГАЗ – возобновляемый источник энергии?.....	181
9. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	189
9.1. Основные понятия .....	189
9.2. Энергосбережение в системе электроснабжения.....	192
ЛИТЕРАТУРА.....	201

Учебное издание

**ОЛЕШКЕВИЧ** Марк Михайлович

## **НЕТРАДИЦИОННЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ**

Учебно-методическое пособие для студентов  
специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение»

Редактор *О. В. Ткачук*

Компьютерная верстка *Н. А. Школьниковой*

Подписано в печать 30.12.2016. Формат 60×84 <sup>1</sup>/<sub>16</sub>. Бумага офсетная. Ризография.

Усл. печ. л. 11,97. Уч.-изд. л. 9,36. Тираж 100. Заказ 597.

Издатель и полиграфическое исполнение: Белорусский национальный технический университет.  
Свидетельство о государственной регистрации издателя, изготовителя, распространителя  
печатных изданий № 1/173 от 12.02.2014. Пр. Независимости, 65. 220013, г. Минск.