

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное образовательное  
учреждение высшего образования  
«СЕВАСТОПОЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

А.В. Горпинченко

**УПРАВЛЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ  
ЭНЕРГОКОМПЛЕКСОВ  
С ВОЗОБНОВЛЯЕМЫМИ  
ИСТОЧНИКАМИ ЭНЕРГИИ.  
КУРС ЛЕКЦИЙ**

**Учебно-методическое пособие**

Севастополь  
СевГУ  
2018

**УДК 621.311.2-5(075.8)**  
**ББК 31.6-08я73**  
**Г70**

**Р е ц е н з е н т:**

**В.В. Кувшинов** - кандидат технических наук, доцент кафедры  
«Возобновляемые источники энергии и электрические системы и сети»  
ФГАОУ ВО «Севастопольский государственный университет»

**Горпинченко А.В.**

**Г70** Управление и эксплуатация энергокомплексов с возобновляемыми источниками энергии. Курс лекций: учеб.-метод. пособие / А.В. Горпинченко. – Севастополь: СевГУ, 2018. – 90 с.

Курс лекций содержит вопросы освоения и развития энергетики на нетрадиционных и возобновляемых источниках энергии, описания основных мероприятий управления и эксплуатации оборудования солнечных электростанций, ветростанций, микрогидроэлектростанций, геотермальных электростанций, энергокомплексов с ВИЭ, основные сведения о системе противоаварийного управления.

Пособие предназначено для студентов магистратуры направления подготовки 13.04.02 “Электроэнергетика и электротехника”, по профилю - “Нетрадиционная и возобновляемая энергетика”.

УДК 621.311.2-5(075.8)  
ББК 31.6-08я73

Рассмотрено и одобрено на заседании кафедры «Возобновляемые источники энергии и электрические системы и сети» Института ядерной энергии и промышленности ФГАОУ ВО «Севастопольский государственный университет», протокол № 1/18 от 22 января 2018 г.

Рассмотрено и рекомендовано к изданию на заседании учёного совета Института ядерной энергии и промышленности ФГАОУ ВО «Севастопольский государственный университет», протокол № 3 от 28 февраля 2018 г.

© Горпинченко А.В., 2018  
© ФГАОУ ВО «Севастопольский  
государственный университет», 2018

## ПРЕДИСЛОВИЕ

Мировой опыт освоения ресурсов возобновляемых источников энергии (ВИЭ) показывает, что использование только одного вида ВИЭ в системах энергоснабжения автономных потребителей не всегда позволяет обеспечить надежное и бесперебойное энергоснабжение из-за физических особенностей самих ВИЭ. В связи с этим, как правило, энергоснабжение автономного потребителя за счет ВИЭ стараются обеспечить путем комбинации разных видов ВИЭ в так называемых энергетических комплексах (ЭК). В их состав, обычно, входят как энергоустановки на базе ВИЭ, так и дизельные (бензиновые) энергоустановки (ДЭУ, БЭУ), а. также разного вида системы аккумуляции энергии.

На сегодняшний день наиболее изученными и надежными комплексами являются ветродизельные энергетические комплексы (ВДЭК). Подобные комплексы эксплуатируются во многих странах мира и являются надежным источником электрической энергии для тысяч автономных потребителей.

В курсе лекций изложен материал по основным понятиям, описаниям мероприятий управления и эксплуатации оборудования солнечных электростанций, ветростанций, микрогидроэлектростанций, геотермальных электростанций, энергокомплексов с ВИЭ, основные сведения о системе противоаварийного управления.

Курс нацелен на формирование у студентов навыков:

- эксплуатации и проведения технического обслуживания технологического оборудования энергетических комплексов с ВИЭ;
- принятия решения во время управления энергетическими комплексами на базе ВИЭ с учетом энерго- и ресурсосбережения;
- определения эффективных производственно-технологических режимов работы оборудования энергетических комплексов с ВИЭ;
- организации проверки технического состояния и профилактических осмотров технологического оборудования энергетических комплексов с ВИЭ.

# **Глава 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МАЛЫХ ЭНЕРГОЭКОНОМИЧНЫХ КОМПЛЕКСАХ С ВОЗОБНОВЛЯЕМЫМИ ИСТОЧНИКАМИ ЭНЕРГИИ**

## **1.1. Понятие о малых энергоэкономичных комплексах**

В 1974 году в Манчестере (штат Нью-Хемпшир, США) было построено первое из энергоактивных зданий, целью строительства которого заключалась в выявлении суммарного эффекта энергосбережения от использования инженерных решений, направленных на экономию энергетических ресурсов.

В Российской Федерации в последние годы начало осуществляться массовое строительство малоэтажных жилых зданий (коттеджей), доступных по цене большим группам граждан со средними доходами.

В большинстве случаев индивидуальные дома не обеспечены инженерной инфраструктурой — отсутствуют централизованное тепло-, водо-, а в ряде случаев и электроснабжение. Такое строительство требует решения задачи эффективного энергоэкономичного и экологически чистого инженерного оборудования коттеджей, т. е. создания малых энергоэкономичных комплексов (МЭК).

Аналогичные задачи возникают и при строительстве ряда других, как правило, автономных объектов, к числу которых можно отнести фермерские хозяйства, туристические и санаторно-курортные комплексы и некоторые другие объекты.

Учитывая природно-климатические условия, наличие топливно- энергетических ресурсов, особенности систем водо- и электроснабжения, могут быть применены различные МЭК, существенно отличающиеся по характеру и способу использования различного вида энергоресурсов в различных системах инженерного обеспечения малоэтажных зданий.

Сравним основные характеристики энергосистем на ВИЭ и топливные энергоресурсы (ТЭР). Такое сравнение по данным приведено в табл. 1.1. Как видно из этой таблицы, энергосистемы с ВИЭ обладают несколькими несомненными преимуществами, к числу которых относятся: повсеместность местонахождения, неисчерпаемость, бесплатность, экономичность малых систем, безопасность эксплуатации, самообеспеченность источниками энергии, минимальное влияние на окружающую среду (экологическая чистота) и достаточно высокая эстетичность.

Следует отметить и некоторые недостатки энергосистем с ВИЭ, к числу которых относятся: низкая интенсивность потока энергии с плотностью не более  $300 \text{ Вт/м}^2$ , высокая стоимость оборудования — порядка 2000 дол. США за 1 кВт установленной мощности, и низкая стабильность выходной мощности.

Таблица 1.1

**Сравнение характеристик энергосистем на возобновляемых источниках энергии  
и топливных энергоресурсах**

| <b>№<br/>п/п</b> | <b>Характеристика<br/>энергосистемы</b> | <b>На возобновляемых<br/>источниках энергии</b>                                                       | <b>На топливных<br/>энергоресурсах</b>                                                |
|------------------|-----------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|
| 1                | Примеры источника                       | Ветер, солнце, биогаз                                                                                 | Уголь, нефть, газ                                                                     |
| 2                | Местонахождение                         | Окружающая природная среда                                                                            | Сосредоточенные месторождения                                                         |
| 3                | Естественная форма существования        | Потоки энергии                                                                                        | Потенциальная, связанная энергия                                                      |
| 4                | Начальная интенсивность                 | Низкая интенсивность, рассеянная энергия с плотностью 300 Вт/м <sup>2</sup> и ниже                    | Высокая интенсивность до 100 кВт/м <sup>2</sup> и выше                                |
| 5                | Время истощения                         | Бесконечное                                                                                           | Конечное                                                                              |
| 6                | Стоимость потребляемой энергии          | Бесплатно                                                                                             | Составляет около 0,01 дол. США за 1 кВт/ч и непрерывно возрастает                     |
| 7                | Стоимость оборудования                  | Высокая, примерно 2000 \$ за 1 кВт установленной мощности                                             | Средняя, примерно 500 дол. США за 1 кВт                                               |
| 8                | Стабильность и управляемость            | Стабильность выходной мощности низкая, лучший метод управления — управление нагрузкой с прямой связью | Стабильность высокая, лучший метод управления — управление расходом с обратной связью |
| 9                | Ограничения для использования           | Особенности местных условий и спроса на энергию                                                       | Без ограничений                                                                       |
| 10               | Размеры                                 | Небольшие системы экономичны, в больших возникают трудности                                           | Крупные системы обычно предпочтительнее                                               |
| 11               | Области применения                      | Строительство, жилищно-коммунальное хозяйство, сельское хозяйство                                     | Промышленность                                                                        |
| 12               | Безопасность эксплуатации               | Во время работы есть опасные зоны, в выключенном состоянии обычно безопасны                           | Без специальных мер защиты опасность высокая, особенно при холостом режиме            |
| 13               | Автономность                            | Самообеспечены источниками энергии                                                                    | Зависят от поставок топлива                                                           |
| 14               | Влияние на окружающую среду             | Обычно небольшое, особенно на небольших установках                                                    | Как правило, окружающая среда загрязняется, особенно воздух и вода                    |
| 15               | Эстетичность                            | Обычно достаточно эстетичны, хотя возможны исключения                                                 | Эстетичны только сравнительно небольшие установки                                     |

Таким образом, сравнение энергосистем с ВИЭ и ТЭР позволяет сделать вывод о том, что ВИЭ в большинстве случаев, особенно при использовании небольших энергоустановок, предпочтительнее с энергетической, экономической и экологической точек зрения. Некоторые недостатки ВИЭ можно практически свести к минимуму, используя концентраторы и аккумуляторы энергии, а стоимость оборудования может быть существенно снижена при применении более совершенных систем преобразования ВИЭ и их рациональном агрегировании в автономные энергокомплексы.

Наряду с решением задачи экономии топливно-энергетических ресурсов в системах водо-, тепло- и электроснабжения встает также и вопрос о выборе наиболее экологически чистого оборудования различных объектов и оптимизации структуры этих энергокомплексов.

Следует отметить, что удельные затраты тепловой энергии на отопление и вентиляцию особенно велики для малоэтажных зданий, т.к. удельные теплопотери с уменьшением объемов зданий существенно увеличиваются. Соответственно увеличиваются и удельные выбросы загрязняющих веществ, при использовании газовых отопительных и водонагревательных агрегатов, не имеющих достаточно высоких труб для рассеивания этих выбросов. Поэтому весьма целесообразно в МЭК вместо ТЭР применять практически экологически чистые ВИЭ.

Таким образом, весьма актуальной в рамках общей проблемы создания энергоэкономичных и энергоэффективных зданий представляется разработка МЭК с ВИЭ, позволяющих не только получить значительную экономию традиционных энергоресурсов, но и существенно уменьшить загрязнение окружающей среды.

## **1.2. Классификация малых энергоэкономичных комплексов**

МЭК могут быть классифицированы по разным признакам, например, по типам объектов, на которых они используются, по степени централизации энергосистем, по видам систем инженерного оборудования, входящего в состав МЭК, по типам энергоресурсов, а также по видам используемых источников энергии каждого из типов энергоресурсов. Классификация различных типов МЭК приведена в табл. 1.2.

Для отдельных коттеджей и целых коттеджных поселков, построенных в городской черте, наиболее типичной будет частично централизованные МЭК с централизованным водо-, газо- и электроснабжением. Для них возможно применение солнечных систем горячего водоснабжения (ССГВ), пассивных систем солнечного отопления (ПССО), ветроэнергоустановок (ВЭУ), утилизаторов тепла сточных вод (УТСВ) и тепловых насосов (ТН).

Таблица 1.2

**Классификация малых энергоэкономичных комплексов**

| Типы объектов                     |                                 |                                           |                                                  |
|-----------------------------------|---------------------------------|-------------------------------------------|--------------------------------------------------|
| Коттедж,<br>коттеджный поселок    | Фермерское<br>хозяйство         | Туристическая<br>база                     | Санаторий                                        |
| Степень централизации             |                                 |                                           |                                                  |
| Централизованные                  | Частично централизованные       |                                           | Автономные                                       |
| Системы инженерного оборудования  |                                 |                                           |                                                  |
| Отопление                         | Горячее водоснабже-<br>ние      | Газоснабжение                             | Электроснабжение                                 |
| Типы энергоресурсов               |                                 |                                           |                                                  |
| Топливные                         | Возобновляемые                  | Вторичные                                 | Тепловые насосы                                  |
| Виды источников энергии           |                                 |                                           |                                                  |
| Газообразное<br>Жидкое<br>Твердое | Солнечная<br>Ветровая<br>Биогаз | Сточные воды<br>Вентиляционные<br>выбросы | Компрессионные<br>Абсорбционные<br>Адсорбционные |

Для фермерских хозяйств возможно полностью автономное водо-, тепло-, газо- и электроснабжение с использованием ССГВ, ПССО для тепло-снабжения, многофункциональное применение ВЭУ для водо-, тепло- и электроснабжения, УТСВ, ТН, а также биогазовых установок (БГУ) для газо-, тепло- и электроснабжения.

Для санаториев в курортных городах, имеющих полностью централизованные системы инженерного оборудования, возможно применение всех тех типов энергоресурсов, что и для коттеджей. Предпочтение ВИЭ и ВЭР будет отдано не только из-за достаточно высоких затрат на транспортировку ТЭР, но и, главным образом, потому, что для этих объектов очень важным будет требование экологической чистоты применяемых энергоресурсов.

Основные параметры и характеристики МЭК определяются параметрами и характеристиками преобразователей ВИЭ, ВЭР и ТЭР, аккумуляторов энергии и энергопроводов.

### **1.3. Общие принципы преобразования и использования возобновляемых источников энергии**

Общие принципы преобразования и использования ВИЭ достаточно хорошо освещены в литературе. Схематично процессы преобразования, аккумулирования и использования ВИЭ показаны на рис. 1.1.

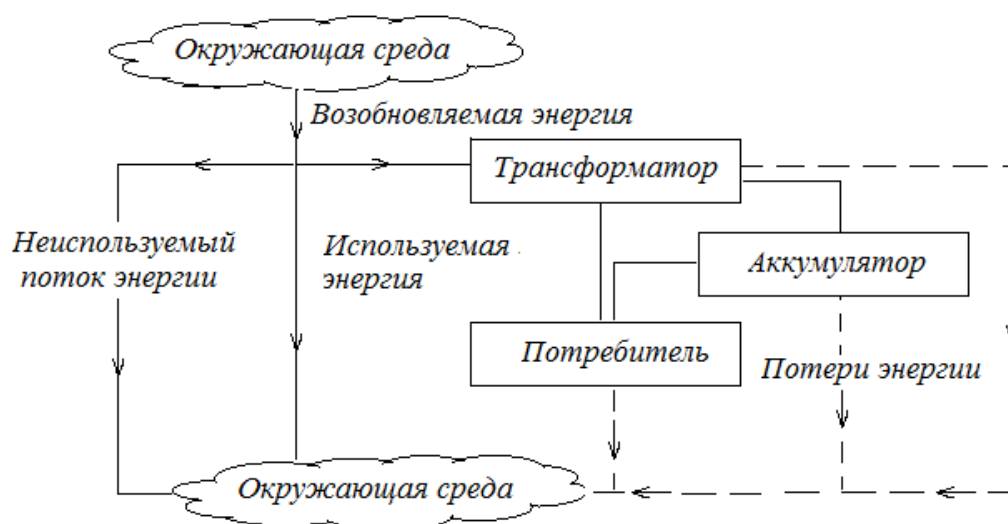


Рис. 1.1. Схема процессов преобразования, аккумулирования и использования ВИЭ

Для этого на пути потока энергии - солнечной, ветровой, геотермальной и др., самопроизвольно поступающей от такого источника в атмосферу Земли или на поверхность ее суши или водоема, — устанавливается преобразователь (трансформатор) энергии, в котором происходит улавливание, преобразование, а при необходимости и концентрация первичной возобновляемой энергии.

Далее, преобразованная в энергию какого-либо другого вида (тепловую, электрическую, механическую и др.), она направляется потребителю, а если в данный момент в ней нет необходимости, то в аккумулятор энергии, откуда ее по мере необходимости подают по энергопроводам в системы инженерного оборудования, например, в системы отопления, горячего водоснабжения, вентиляции и др.

При преобразовании, аккумулировании и потреблении энергии часть преобразованной энергии, полученной из окружающей среды, теряется и в форме тепловой энергии поступает в окружающую среду. Следовательно, использование ВИЭ не увеличивает поступления энергии на поверхность Земли и не приводит к дополнительному тепловому загрязнению окружающей среды.

Для сравнения на рис. 1.2 показан процесс преобразования невозобновляемой энергии, получаемой при сжигании ТЭР (газообразного, жидкого или твердого топлива). В этом случае первичная энергия из источника, не связанного с окружающей средой, преобразуется в энергоустановке (трансформаторе энергии) и направляется потребителю. При преобразовании, транспортировании и потреблении часть энергии теряется в окружающую среду в форме тепловой энергии (тепловое загрязнение среды).

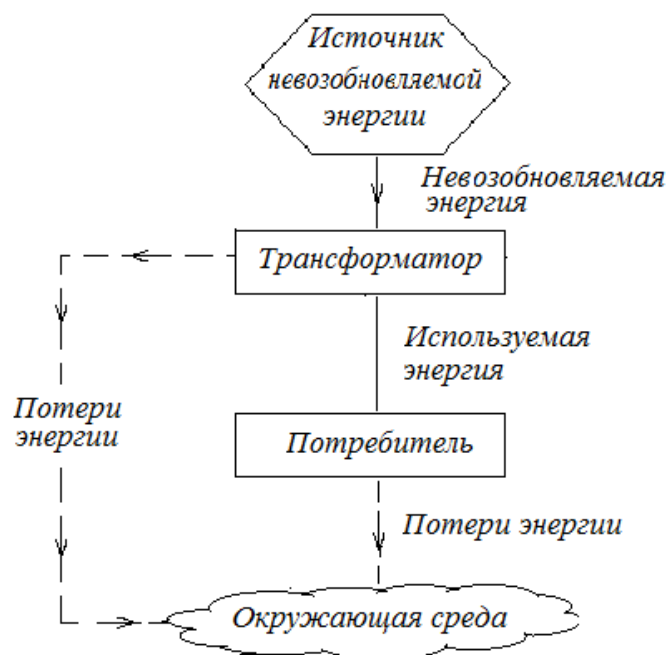


Рис. 1.2. Схема процессов преобразования и использования невозобновляемой энергии

Таким образом, использование возобновляемой энергии в отличие от невозобновляемой энергии не приводит к дополнительному тепловому загрязнению окружающей среды. В большинстве случаев при использовании ВИЭ отсутствуют вредные выбросы в атмосферу и другие вредные воздействия на окружающую среду, имеющие место при использовании невозобновляемых видов энергии. Это делает ВИЭ практически экологически чистыми источниками энергии. Следует, однако, отметить, что ни один ВИЭ не является универсальным, подходящим для использования в любых энергосистемах. Это всегда определяется конкретными природными условиями и потребностями общества, т. е. конкретной ситуацией. В этом смысле энергетика на ВИЭ подобна сельскохозяйственному производству, в котором рентабельность возделывания той или иной культуры зависит от качества почвы, природных условий и рыночного спроса на нее. Для применения ВИЭ необходимо: во-первых, глубоко исследовать природно-климатические условия конкретного региона, во-вторых, изучить потребности этого региона в энергии для строительства, жилищно-коммунального и сельского хозяйства. Характерный размер региона, в рамках которого разумно планировать энергетику на ВИЭ, как показывает большой зарубежный опыт, не может быть очень большим и составляет величину порядка 250 км<sup>2</sup>. ВИЭ являются неотъемлемой частью окружающей среды и поэтому целесообразно комплексное применение их в различных отраслях народного хозяйства. Например, на Филиппинах, в Китае и Индии отходы животноводства используются для производства

биогаза, а также жидкого и твердого топлива, а в целом — для производства удобрений и высокоэффективного ведения сельского хозяйства.

Малая плотность потока возобновляемой энергии и невозможность регулирования режимов ее поступления не позволяют ориентировать развитие энергетики исключительно на ВИЭ. Так, например, периодичность и неравномерность притока солнечной радиации, высокая стоимость оптической системы делают солнечные электростанции (СЭС) пока неконкурентоспособными с традиционными ТЭС на органическом топливе. Себестоимость отпускаемой электроэнергии на действующих и проектируемых СЭС оказывается на порядок выше, чем на ТЭС и АЭС.

При работе же комбинированной солнечно-тепловой электрической станции мощностью 300 МВт, в которой мощность за счет солнечной радиации достигает 100 МВт, с дополнительным аккумулированием теплоты капиталовложения и себестоимость энергии могут быть снижены до 500... 540 руб./кВт. Поэтому наиболее разумным в мощных источниках электрической и тепловой энергии представляется сочетание использования традиционных источников энергии с ВИЭ.

Аналогичная ситуация наблюдается и в автономных системах энергоснабжения. Так, например, при существующих ценах на газ и дизельное топливо, а также ценах на гелиоколлекторы, ветроэнергоустановки, газовые теплогенераторы и дизель-электрогенераторы в настоящее время наиболее экономически эффективными представляются варианты совместного применения ТЭР и ВИЭ для получения тепловой и электрической энергии.

Следует отметить, что с ростом цен на ТЭР, ужесточением экологических требований к энергоисточникам и совершенствованием систем преобразования и аккумулирования ВИЭ доля последних в энергобалансах автономных энергокомплексов будет возрастать. Эти автономные энергокомплексы, по-видимому, будут эволюционировать и в перспективе трансформируются в МЭК с ВИЭ.

#### **1.4. Согласование работы энергоустановок с потребителями энергии**

При использовании ВИЭ весьма важной представляется задача согласования их с потребителями. Анализ позволяет сделать некоторые выводы о согласовании работы энергоустановок (трансформаторов возобновляемой энергии) с потребителями энергии, а в ряде случаев и с централизованной энергосистемой. Эти выводы справедливы как для отдельных энергоустановок, использующих ВИЭ, так и для энергокомплексов, использующих несколько ВИЭ (солнечную, ветровую, биогаз и др.). Согласование предполагает выполнение следующих пяти условий.

1. Энергоустановки должны максимально эффективно использовать ВИЭ. Сопротивления потокам энергии, а также потери (сброс энергии) в окружающую среду должны быть минимальны (рис. 1.3, а). В этом случае будут сведены к минимуму затраты на энергетическое оборудование.

2. Использование систем управления с отрицательной обратной связью между потребителем и источником энергии невыгодно, так как приходится сбрасывать в окружающую среду часть выработанной преобразователем энергии (рис. 1.3, б). Такое регулирование оправдано только в случае крайней необходимости или когда удовлетворены все возможные потребители энергии. Следует заметить, что неэффективность принципа регулирования с обратной связью в энергетических установках на возобновляемой энергии является следствием постоянного существования в окружающем пространстве потоков этой энергии. Для невозобновляемого источника энергии, использующего ископаемые виды топлива, регулирование с обратной связью выгодно, так как уменьшает его расход.

3. Потребление энергии колеблется, как и ее производство энергоустановками на возобновляемой энергии. Согласовать потребление и производство энергии в энергокомплексах, не завышая при этом мощность энергоустановки, можно только, включив в энергосистему аккумуляторы энергии (рис. 1.3, в). Хорошие аккумуляторы энергии достаточно дороги, особенно если разрабатывать их приходится для уже существующей энергосистемы.

4. Если согласовать энергоустановку на возобновляемой энергии с потребителями очень сложно, от решения этой задачи отказываются (рис. 1.3, г). В этом случае эту установку подключают к более крупной и универсальной по составу источников энергии системе. Если такие системы имеют аккумуляторы энергии (например, гидравлические или тепловые), их эффективность повышается и становится возможным увеличить в них долю установок на возобновляемой энергии.

5. Наиболее эффективная система использования ВИЭ показана на рис. 1.3, д. При такой схеме к источнику энергии в каждый момент времени подключается такое количество потребителей, при котором суммарная нагрузка соответствует текущей мощности источника. При этом отдельные потребители могут в свою очередь иметь аккумуляторы энергии или подстраиваться под изменяющиеся параметры источника. В таких схемах используется регулирование с прямой связью.

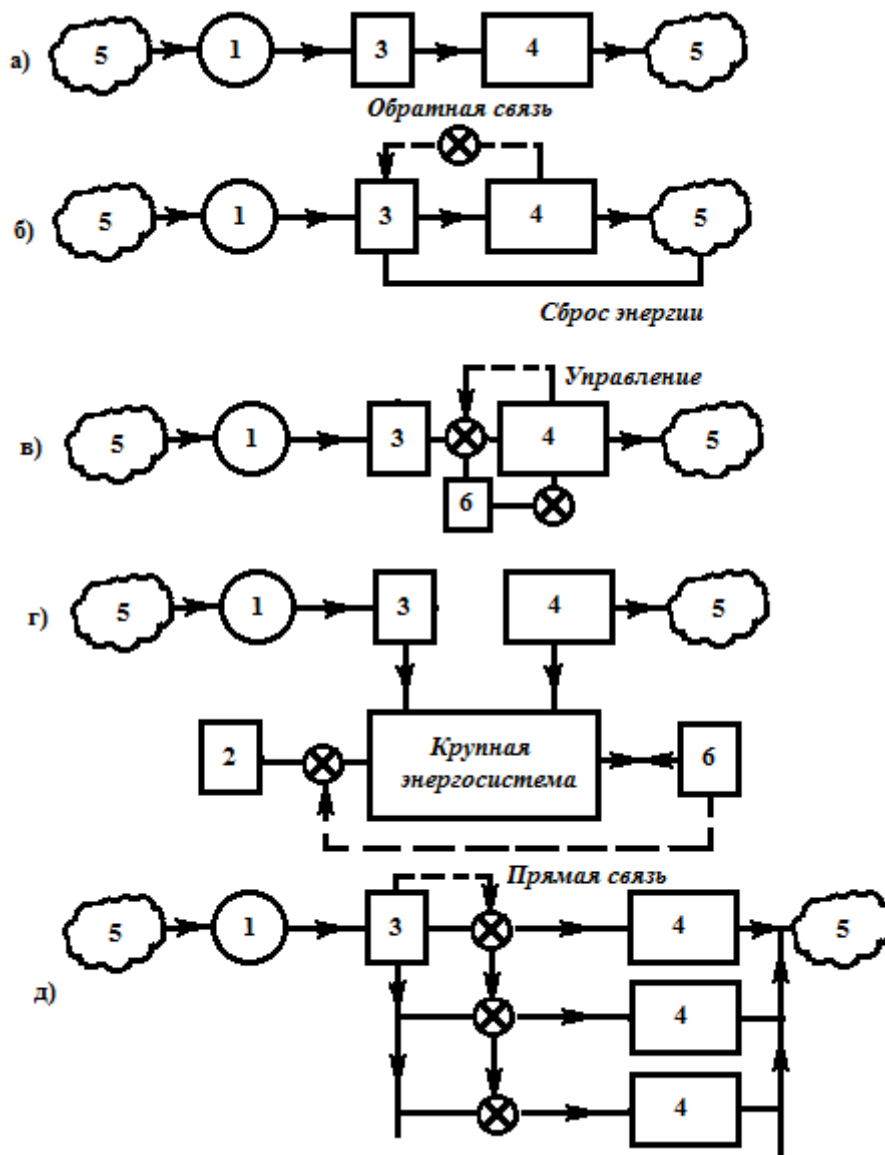


Рис. 1.3. Согласование ВИЭ с потребителями:

- а) чем меньше сопротивления отдельных участков в цепи расходования энергии, тем меньше размеры и стоимость энергетического оборудования; б) управление с отрицательной обратной связью сопряжено с дополнительными потерями энергии; в) использование аккумуляторов энергии позволяет сдвигать (развязывать) во времени производство и потребление энергии; г) развязывание источника энергии и потребителя с помощью более крупной энергосистемы; д) управление с прямой связью с нагрузкой, при котором число потребителей можно все время согласовывать с располагаемым потоком энергии: 1 - ВИЭ; 2 - источник ископаемой энергии; 3 - трансформатор энергии; 4 - потребитель; 5 - окружающая среда; 6 - аккумулятор энергии

Для согласования источников энергии с потребителями используются различные методы управления. Из изложенного следует, что в энергосистемах с ВИЭ и в МЭК с ВИЭ можно использовать три метода управления, основанные на сбросе излишков энергии, аккумуляровании энергии и из-

менении нагрузки. Эти методы могут быть реализованы различными способами применительно ко всей энергосистеме или ее частями и иллюстрируются такими примерами.

*Система со сбросом излишков энергии.* Потоки энергии возобновляемых источников существуют постоянно, и если их не использовать, они будут безвозвратно потеряны. Тем не менее, метод управления, основанный на сбросе части этой энергии, может оказаться самым простым и дешевым. Такой метод управления используется, например, на гидроэлектростанциях, в системах обогрева зданий солнечным излучением с управляемыми заслонками, в ветроколесах.

*Системы с аккумуляторами энергии.* Аккумуляторы могут накапливать (запасать) энергию возобновляемых источников как в ее исходном, непретворенном виде, так и в претворенном виде после энергоустановки. В первом случае управление запасами возобновляемой энергии такое же, как и запасами невозновляемой энергии.

Основной недостаток систем регулирования с такими аккумуляторами — их относительно высокая стоимость, сложность использования в небольших энергоустановках и при реализации дистанционного управления.

В качестве накопителей претворенной энергии можно использовать баки-аккумуляторы теплоты, газгольдеры, аккумуляторные батареи и другие аккумуляторы. Такие аккумуляторы особенно выгодны на небольших энергоустановках, которые могут быть использованы в автономных энергокомплексах.

*Системы с регулированием нагрузки.* Такие системы поддерживают соответствие между спросом и предложением энергии за счет включения и выключения необходимого числа потребителей. Такое регулирование может применяться в любых системах, но наиболее выгодно оно при наличии большого числа разнородных потребителей. Его преимущество при использовании в энергосистемах с ВИЭ заключается в следующем:

- 1) подключение или отключение потребителей в соответствии с располагаемой мощностью источника позволяет избегать потерь возобновляемой энергии; в многоканальной системе регулирования могут учитываться потребности различных потребителей и их приоритеты, при этом, например, потребители с низким приоритетом, которые отключаются первыми, могут снабжаться энергией по низкой цене или, например, как нагревательные установки могут питаться непостоянными по величине напряжением;

- 2) потребители, сами обладающие аккумулярующими свойствами (водогрейные баки, кондиционеры), могут с выгодой использовать эти свойства, отключаясь в те периоды времени, когда энергия более дорогая, и включаясь в те периоды времени, когда энергия становится более дешевой; в таких системах регулирования можно использовать надежные, точ-

ные, малоинерционные и недорогие электронные и микропроцессорные устройства.

Регуляторы нагрузки с прямой связью особенно удобны для применения на автономных ВЭУ. Скорость ветра может колебаться очень сильно, и для поддержания максимальной мощности ВЭУ необходимо регулировать частоту вращения ветроколеса. Электронные регуляторы нагрузки с прямой связью в отличие от механических регуляторов позволяют наиболее просто и дешево решать эту задачу.

Таким образом, рассмотрение общих принципов преобразования и использования ВИЭ и сопоставление их с традиционными невозобновляемыми источниками энергии позволяет сделать следующие выводы.

Применение ВИЭ в энергосистемах и энергокомплексах всегда определяется конкретными природно-климатическими условиями и потребностями конкретного региона в энергии для различных отраслей народного хозяйства.

Использование ВИЭ не приводит к дополнительному тепловому загрязнению окружающей среды, при использовании ВИЭ практически отсутствуют и другие вредные воздействия на окружающую среду, что делает их высокоценными, практически экологически чистыми источниками энергии.

В настоящее время в небольших автономных энергокомплексах экономически наиболее эффективными представляются варианты совместного применения ТЭР и ВИЭ. С ростом цен на ТЭР, ужесточением экологических требований к энергоисточникам и совершенствованием систем преобразования ВИЭ их доля в энергобалансах будет возрастать, эти энергокомплексы смогут эволюционировать и, в конечном счете, трансформироваться в МЭК с ВИЭ.

В МЭК с ВИЭ, как и в энергосистемах с ВИЭ, в зависимости от конкретных условий можно использовать три метода управления, основанные на сбросе излишков энергии, аккумулировании энергии и изменении нагрузки.

Для автономных МЭК с ВИЭ наиболее целесообразным представляется метод управления с аккумулированием энергии, эффективность которого во многом зависит от характеристик аккумулирующих систем.

### **1.5. Общие сведения об аккумуляторах возобновляемых источников энергии**

Как уже отмечалось ранее, необходимость аккумулирования тепловой и электрической энергии, а также биогаза в МЭК связана с неравномерностью поступления ВИЭ (солнечной, ветровой, биогаза и др.) и неравно-

мерностью потребления энергии в системах водо-, тепло-, газо- и электро-снабжения.

Аккумуляторы тепловой энергии гелиосистем относятся к регенеративным теплообменникам, для которых характерен циклический характер работы. Каждый цикл работы включает в себя два периода: зарядки аккумулятора тепловой энергией и его разрядки. В зависимости от длительности цикла различают часовые, суточные и сезонные аккумуляторы теплоты.

В качестве аккумуляторов тепловой энергии в МЭК могут быть использованы емкости с водой или другим теплоаккумулирующим материалом (ТАМ). Системы аккумулирования теплоты работают на основе накопления явной или скрытой теплоты. В первом случае накопление тепла происходит только путем нагрева без изменения агрегатного состояния. В теплоаккумуляторах второго типа подводимое тепло расходуется на плавление теплоаккумулирующего материала, т.е. на осуществление фазового перехода практически без повышения температуры ТАМ.

Аккумуляторы классифицируют также по температурному диапазону: в системах воздушного отопления рабочая температура аккумулятора составляет  $t_A = 30\text{ }^{\circ}\text{C}$ , в системах горячего водоснабжения  $t_A = 45\ldots 60\text{ }^{\circ}\text{C}$ , в системах отопления  $t_A = 90\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Конструкции аккумуляторов тепловой энергии гелиосистем приведены на рис. 1.4.

На рис. 1.4, а изображена схема жидкостного аккумулятора тепловой энергии гелиосистем. В качестве жидкостного ТАМ используют воду, водные растворы солей и антифризов. Он представляет собой теплоизолированный бак 1 с горячей водой 3. Трубопроводами 4 аккумулятор соединен с коллектором солнечной энергии (КСЭ), а трубопроводами 5 — с потребителем тепловой энергии (ПТЭ). Теплоноситель, воспринявший тепло в КСЭ, вводится в верхнюю часть коллектора, проходит по змеевику 2, отдавая тепло ТАМ, опускается вниз и вновь идет в КСЭ. Движение теплоносителя может быть принудительным, под действием циркуляционных насосов, или совершаться за счет разности плотностей холодной и горячей жидкости. Емкость обычно выполняется в виде вертикального цилиндрического бака при соотношении его высоты и диаметра  $h/d = 3 - 5$ .

По высоте бака устанавливают перфорированные перегородки 6, необходимые для стратификации по высоте аппарата жидкости разной температуры: вверху более нагретой, внизу более холодной. Стратификация достигается за счет отсутствия перемешивания жидкости в объеме аккумулятора. При этом от ПТЭ и к КСЭ идет вода с наименьшей температурой, а от КСЭ и к ПТЭ — с наибольшей, что повышает КПД гелиоколлектора и теплоиспользующего аппарата.

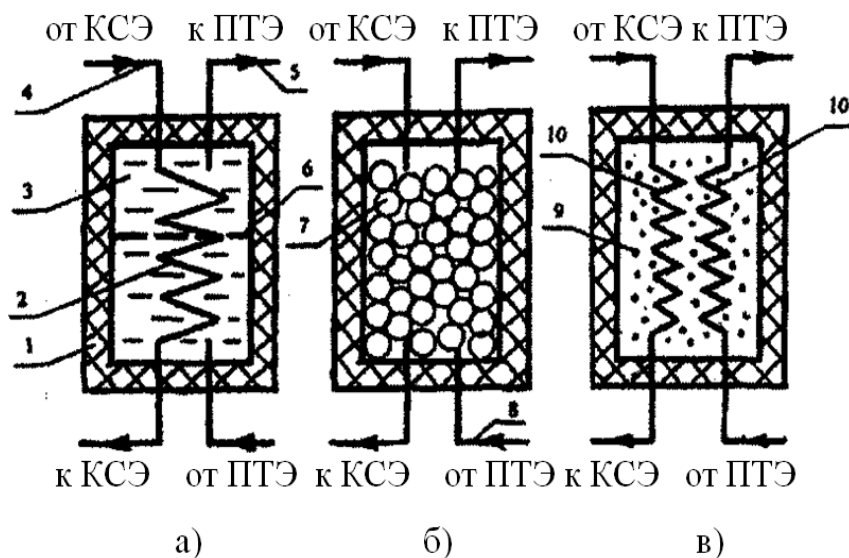


Рис. 1.4. Аккумуляторы тепловой энергии гелиосистем:

- а) с жидкостным ТАМ; б) с твердой насадкой; в) с легкоплавким ТАМ;  
 1 - теплоизолированный бак; 2 - змеевик; 3 - горячая вода; 4, 5, 8 - трубопроводы;  
 6 - перфорированная перегородка; 7 - пористая насадка;  
 9 - легкоплавкое вещество; 10 - теплообменник

Схема аккумулятора с твердой насадкой, приведена на рис. 1.4, б. В качестве пористой насадки 7 в емкостных аккумуляторах используются природный камень, галька и другие материалы, а в качестве теплоносителя служит воздух. В процессе зарядки аккумулятора через насадку продувается воздух, прошедший предварительно через КСЭ и воспринявший там энергию солнечного излучения. После нагрева насадки до температуры, близкой к температуре горячего воздуха, его подача в аккумулятор прекращается, зарядка последнего на этом заканчивается, а теплота, отданная воздухом, сохраняется в насадке. Для передачи ее потребителю через насадку продувается холодный воздух из системы воздушного отопления, подводимый к аккумулятору по трубопроводу 8.

Воздух нагревается, а насадка охлаждается, и требуется новая зарядка для приведения аккумулятора в рабочее состояние.

На рис. 1.4, в изображена схема аккумулятора второго рода с легкоплавким ТАМ, в котором используется теплота фазового перехода (плавление-затвердевание). Перед зарядкой аккумулятора вещество находится в твердом виде. При подводе тепла от КСЭ с помощью теплообменника 10 ТАМ сначала нагревается от начальной температуры до температуры плавления, затем плавится, а после, уже в жидком виде, нагревается до конечной температуры, превышающей температуру плавления.

Системы аккумулирования теплоты характеризуются энергоемкостью, мощностью потоков подводимой и отводимой теплоты, объемной плотностью энергии, диапазоном температур, КПД и рядом других

параметров. Основные характеристики теплоаккумулирующих материалов по данным приведены в табл. 1.3.

Таблица 1.3

**Теплофизические характеристики теплоаккумулирующих материалов**

| ТАМ                                                   | Тпл,<br>°С | Плотность,<br>г/см |                | Теплопро-<br>водность,<br>Вт/(м*К) |                | Теплоем-<br>кость,<br>кДж/(кг*К) |                  | Энтальпия<br>фазового пе-<br>рехода Δi |                        |
|-------------------------------------------------------|------------|--------------------|----------------|------------------------------------|----------------|----------------------------------|------------------|----------------------------------------|------------------------|
|                                                       |            | ρ <sub>т</sub>     | ρ <sub>ж</sub> | λ <sub>т</sub>                     | λ <sub>ж</sub> | С <sub>т</sub>                   | С <sub>р ж</sub> | кДж/<br>кг                             | МДж/<br>м <sup>3</sup> |
| Бетон                                                 |            | 2200               |                | 0,9-1,8                            |                | 0,96                             |                  |                                        |                        |
| Грунт (мелкие куски)                                  |            | 2560               |                | 0,52                               |                | 0,84                             |                  |                                        |                        |
| Галька, гранит                                        |            | 2640               |                | 1,7-4,0                            |                | 0,88                             |                  |                                        |                        |
| Вода                                                  |            |                    | 1000           |                                    | 0,7            |                                  | 4,19             |                                        |                        |
| Расплав калиево- на-<br>триевых солей                 |            |                    | 1735           |                                    | 0,57           |                                  |                  |                                        |                        |
| CaCl <sub>2</sub> + 6H <sub>2</sub> O                 | 29,2       | 1,62               | 1,5            | 0,6                                | 0,3            |                                  |                  | 172,5                                  | 258,1                  |
| Na <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> +10 H <sub>2</sub> O  | 32,4       | 1,46               | 1,4            | 0,5                                | 0,3            |                                  |                  | 251,0                                  | 345,2                  |
| Na <sub>2</sub> HPO <sub>4</sub> +12 H <sub>2</sub> O | 35,2       | —                  | 1,42           | 0,5                                | —              |                                  |                  | 279,6                                  | 403,2                  |
| Каприновая кислота                                    | 31,5       |                    | 0,89           |                                    | 0,15           |                                  |                  | 153,0                                  | 136,0                  |
| Лауриновая кислота                                    | 44,0       | —                  | 0,91           | 0,4                                | 0,2            | —                                | —                | 175,3                                  | 159,6                  |
| Миристиновая кисло-<br>та                             | 54,1       | —                  | 0,87           | —                                  | —              | 1,60                             |                  | 1,56                                   | 162,8                  |
| Пальмитиновая кисло-<br>та                            | 65,0       | —                  | 0,88           | —                                  | —              | 1,80                             | 1,47             | 1,47                                   | 162,9                  |
| Стеариновая кислота                                   | 70,0       | —                  | 0,94           |                                    | 0,17           |                                  | 1,76             | 3,31                                   | 191,0                  |
| Парафин 2                                             | 42,0       | 0,91               | 0,77           | —                                  | —              | 2,08                             | 1,55             | 3,18                                   | 144,0                  |
| Октадекан                                             | 28,0       | —                  | 0,79           | —                                  | 0,1            | 2,10                             |                  |                                        | 194,1                  |
| Н-Эйкозан                                             | 36,7       | 0,86               | 0,78           | —                                  | 0,2            | 2,01                             | 2,21             | 247,0                                  | 192,0                  |

При суточном аккумулировании теплоты удельный объем водяного бака-аккумулятора для жидкостных солнечных систем теплоснабжения принимается равным 0,05...0,15 м<sup>3</sup>, а галечного аккумулятора для воздушных систем солнечного теплоснабжения — 0,15...0,35 м<sup>3</sup> на 1 м<sup>2</sup> площади поверхности КСЭ.

Применение ТАМов фазового перехода (плавление-затвердевание) обеспечивает большую объемную плотность аккумулируемой энергии и позволяет существенно уменьшить их массу и объем (см. табл. 1.4). Так, например, объем аккумулятора, заполненного глауберовой солью, будет в 9,4 раза меньше, чем объем эквивалентного по аккумулированному значению теплоты водяного аккумулятора. При наличии достаточно дешевых ТАМов фазового перехода, например, на химических и нефтехимических

предприятиях, их применение совместно с солнечными системами тепло-снабжения может быть вполне экономически целесообразным. В ряде случаев при соответствующем технико-экономическом обосновании эти ТАМы могут быть применены в тепловых аккумуляторах и в МЭК с ВИЭ.

Таблица 1.4

**Сравнение различных ТАМов для аккумуляирования 1 ГДж теплоты при разности температур в аккумуляторе теплоты 10 °С**

| № п/п | ТАМ             | Масса, кг | Объем, м <sup>3</sup> |
|-------|-----------------|-----------|-----------------------|
| 1     | Галька          | 113 636   | 71,74                 |
| 2     | Вода            | 23 866    | 23,9                  |
| 3     | Парафин         | 4 794     | 5,27                  |
| 4     | Глауберова соль | 3 723     | 2,55                  |

Аккумуляирование энергии ветра — основа высокой эффективности работы и ВЭУ. Так как в большинстве случаев современные ВЭУ вырабатывают электроэнергию, то наиболее широко применяются электрические аккумуляторы. Капитальные затраты на электрические батареи составляют 25 – 50 % от общих затрат на ВЭУ.

Емкость батарей ВЭУ должна быть рассчитана на период работы до 3-4 сут. В случае расчета на экстремальные безветренные периоды емкость батарей должна обеспечить запас энергии не меньше, чем на 6 сут. Это означает, что при выборе резервного источника по стоимости предпочтение должно быть отдано батарее, а не вспомогательной дизельной установке.

При использовании свинцово-кислотных батарей между генератором и батареями необходимо предусмотреть включение специальных защитных устройств, которые должны предохранять батареи от перегрузки, способной привести к разрушению пластин и выходу батарей из строя. Еще один недостаток кислотных батарей заключается в том, что в холодную погоду они могут потерять до 50 % своей емкости, они плохо отдают тепло при большой силе тока, содержат кислоту и при неаккуратном обращении могут вызывать ожоги тканей, к тому же они имеют большие размеры и массу. Кроме того, кислотные батареи выделяют горючие газы и поэтому пожароопасны.

Даже с учетом всех перечисленных недостатков эти аккумуляторные батареи являются одним из наиболее экономичных средств накопления энергии. Если к их установке и эксплуатации проявить необходимое внимание, их можно сделать и достаточно безопасными в эксплуатации. Основными операциями в эксплуатации кислотных батарей являются периодический долив дистиллированной воды и проверка плотности электролита.

Никель-кадмиевые батареи имеют большую емкость, чем кислотные, однако они стоят значительно дороже. Они меньше по размерам, легче и не теряют емкости при низких температурах. Эти батареи быстрее заряжаются и более устойчивы к большим токам, не боятся перегрузок и поэтому не требуют включения в схему предохранительных устройств. Если эти батареи использовать с генераторами переменного тока, то после их полной зарядки генератор будет давать только ток минимальной величины, которая не сможет повредить батарее.

При использовании электрических батарей энергия ветра преобразуется в постоянный ток, который может обеспечить работу осветительных приборов, нагревательных элементов и большинства щеточных электродвигателей. Остальные электрические приборы потребляют переменный ток напряжением 220 В (в ряде стран 110 и 127 В) с частотой 50 Гц (в ряде стран 60 Гц). В настоящее время существуют два метода преобразования постоянного тока в переменный. Первый способ называется динамическим и состоит в том, что двигатель постоянного тока служит приводом для генератора переменного тока. Этот способ имеет КПД преобразования около 60 %. Другой способ заключается в использовании специального электронного преобразователя (конвертора) постоянного тока в переменный и имеет КПД около 80 %.

Вследствие переменчивого характера ветра емкость аккумуляторов, применяемых в системе, имеет огромное значение для всей системы. Из-за сложности и наличия промежуточных элементов стоимость аккумулирующих систем весьма велика.

Существует метод, который позволяет исключить аккумулирующие устройства, но он требует подсоединения к силовой линии. Ветроэлектрогенератор, который может быть подсоединен непосредственно к силовой линии, должен вырабатывать ток с постоянной частотой. Можно установить реверсивный счетчик для определения количества энергии, подаваемый ветроэлектрогенератором в силовую линию.

Энергию, получаемую с помощью ветроагрегатов, можно накапливать, используя для этого резервуары с водой. В то время когда ветрогенератор производит избыточное количество энергии, ее используют для того, чтобы поднять воду в специальный резервуар, установленный на некоторой высоте. В случае необходимости этот запас применяют для выработки энергии с помощью воды.

Для небольших установок воду можно накапливать в резервуарах, а для более крупных установок необходимо устройство специальной накопительной емкости (на горе или на холме). Еще одно преимущество этой системы в том, что если основная цель состоит в подъеме воды, то это гораздо более эффективно можно сделать с помощью электроэнергии, полученной от ветродвигателя, чем с помощью механического насоса, рабо-

тающего от такого же двигателя, установленного непосредственно над скважиной или колодцем.

Другой способ преобразования энергии ветра — пневмокомпрессионные установки. Сжатый воздух легко накапливается в ресиверах, а затем используется для приведения в действие электрического генератора с пневмоприводом.

Наконец, последний тип аккумулятора ветровой энергии — маховик (маховое колесо). Предел аккумулирующей способности маховика определяется значением центробежной силы, при которой он может разрушиться. Таким образом, аккумулирующая способность маховика зависит от прочности материала, из которого он изготовлен.

За последнее время разработаны материалы, которые обладают очень высокой прочностью по одному из направлений, например, на разрыв. В некоторых из этих материалов применяется усиление по радиальному направлению, выполненное из прочных струн графита, волокнистых материалов. Использование новых материалов для создания маховых колес позволяет делать более легкие и компактные аккумуляторы энергии. Разрабатываются маховики, которые имеют аккумулирующую способность, приходящуюся на единицу массы, в 4 раза превышающую этот показатель современных кислотных аккумуляторов.

Сравнительная характеристика различных аккумулирующих систем приведена в табл. 1.5.

Таблица 1.5

**Характеристика различных аккумулирующих систем**

| Тип аккумулятора                    | Емкость, МДж/кг | КПД, % | Цена, дол./МДж |
|-------------------------------------|-----------------|--------|----------------|
| Резервуар с водой (при высоте 30 м) | 0,106           | 67     | 0,059          |
| Электрическая батарея               | 7,6-14,8        | 70     | 0,042          |
| Маховик                             | 8,5-38,2        | 35     | 0,030          |
| Сжатый воздух                       | 42,4            | 67     | 0,042          |

Как видно из табл. 1.5, наименьшей стоимостью единицы аккумулированной энергии, полученной из ветровой — 0,03 дол. — при достаточно большой емкости аккумулятора обладают маховики.

В настоящее время наиболее широко применяются электрические аккумуляторы, которые также достаточно эффективны (аккумулирующая способность — до 15 МДж/кг, стоимость единицы аккумулированной энергии — 0,042 дол./МДж) и к тому же имеют наибольший для всех известных типов аккумуляторов КПД = 70 %.

В перспективе при решении проблемы создания электрических аккумуляторов с аккумулирующей способностью до 150 МДж/кг эти типы аккумуля-

ляторов смогут наряду с маховиками найти наиболее широкое применение в автономных системах энергоснабжения.

Для аккумулирования биогаза могут быть использованы газгольдеры различных систем и конструкций. Могут быть использованы газгольдеры высокого давления, мокрые газгольдеры низкого давления колокольного типа, сухие газгольдеры низкого давления и газгольдеры-баллоны низкого давления.

Газгольдер высокого давления представляет собой сферический резервуар вместимостью 10...100 тыс. м<sup>3</sup> с рабочим давлением 0,8...1,0 МПа. Мокрые газгольдеры низкого давления колокольного типа имеют номинальный объем 500...300 000 м<sup>3</sup>. Такой тип газгольдеров наиболее часто применяется в биогазовых установках. Их недостаток — возможность замораживания зимой.

Сухой газгольдер низкого давления может быть дискового или магнитного типа. Номинальный объем таких газгольдеров от 2 000 до 300 000 м<sup>3</sup>, но выпускаются и газгольдеры меньшего объема — от 50 м<sup>3</sup>. Рабочее давление составляет 2...5 кПа.

Газгольдер низкого давления — цилиндрический или сферический баллон, изготавливается из многослойной синтетической ткани. Рабочее давление не превышает 2 кПа, а объем 5...300 м<sup>3</sup>.

Метан, находящийся в биогазе, можно растворить под давлением в жидком углеводороде (пропан-бутане). При этом запас биогаза в том же объеме будет в 4 - 6 раз больше, чем при использовании другого способа, под тем же давлением.

Некоторые из рассмотренных систем аккумулирования ВИЭ пока дорогостоящи, технически сложны и нереальны, но они отражают направления поисков и разработок в области создания энергетически и экономически эффективных способов аккумулирования энергии. В перспективе при существенном улучшении технико-экономических показателей эти системы аккумулирования также смогут быть применены в МЭК с ВИЭ.

### **Вопросы для самоконтроля**

1. Каковы преимущества и недостатки энергосистем с ВИЭ?
2. Как классифицируются малые энергоэкономичные комплексы?
3. Какие методы управления используют в энергосистемах с ВИЭ?
4. Какие условия предполагают согласование работы энергоустановок с потребителями энергии?
5. С чем связана необходимость аккумулирования тепловой и электрической энергии, а также биогаза в МЭК?
6. Как классифицируются аккумуляторы энергокомплексов с ВИЭ?

### **Список литературы главы 1:**

1. Шишкин Н.Д. Малые энергоэкономичные комплексы с возобновляемыми источниками энергии / Н.Д. Шишкин. – М.: Готика, 2000.
2. Агеев В.А. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии / В.А. Агеев. – М.: Энергоатомиздат, 2004.
3. Сибикин Ю.Д. Нетрадиционные возобновляемые источники энергии: учебное пособие / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. – М.: Радиософт, 2009.

## **Глава 2. УПРАВЛЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭНЕРГОКОМПЛЕКСОВ С ВЕТРОЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ УСТАНОВКАМИ**

### **2.1. Техническая документация по организации эксплуатации и техническому обслуживанию ВЭУ, ВЭС, ВДЭС**

На каждой ВЭУ, ВЭС, ВДЭС должны быть следующие документы:

- акты отвода земельных участков;
- генеральный план участка (участков) с нанесенными зданиями и сооружениями, включая подводные сооружения (для ВЭС морского базирования) и подземное хозяйство для ветродизельных электростанций;
- геологические, гидрогеологические и другие данные о территории с результатами испытаний грунтов и анализа грунтовых вод;
- акты заложения фундаментов с разрезами шурфов;
- акты приемки скрытых работ;
- первичные акты об осадках зданий, сооружений и фундаментов под оборудованием;
- первичные акты испытания устройств, обеспечивающих взрывобезопасность, пожаробезопасность, молниезащиту и противокоррозионную защиту сооружений;
- первичные акты испытаний внутренних и наружных систем водоснабжения, пожарного водопровода, канализации, отопления и вентиляции;
- первичные акты индивидуального опробования и испытаний оборудования;
- акты государственной и рабочих приемочных комиссий;
- утвержденная проектная документация со всеми последующими изменениями;
- технические паспорта зданий, сооружений, технологических узлов и оборудования;
- исполнительные рабочие чертежи оборудования и сооружений, для ВЭУ, ВЭС морского базирования – чертежи подводных сооружений, при наличии подземного хозяйства – чертежи всего подземного хозяйства;
- исполнительные рабочие технологические схемы;
- чертежи запасных частей к оборудованию;
- оперативный план пожаротушения;
- оперативный план эвакуации обслуживающего и ремонтного персонала из гондолы;
- документация в соответствии с требованиями специально уполномоченных органов федеральной исполнительной власти;

- комплект действующих и отмененных инструкций по эксплуатации оборудования, зданий и сооружений, должностных инструкций для всех категорий специалистов и для рабочих, относящихся к дежурному персоналу, и инструкций по охране труда.

Комплект указанной выше документации должен храниться в техническом архиве со штампом «Документы» и при изменении собственника передаваться в полном объеме новому владельцу, который обязан обеспечить ее постоянное хранение.

На каждой ВЭУ, ВЭС, ВДЭС в зависимости от специфических особенностей электростанций и используемого оборудования должен быть установлен перечень необходимых инструкций, руководств и технологических схем, утвержденный руководителем предприятия, включающий:

- руководство по эксплуатации,
- должностные инструкции на каждого работника,
- инструкции по охране труда,
- схемы сложных переключений.

Комплекты необходимых схем должны находиться у начальника (старшего) смены электростанции.

Руководство по эксплуатации ВЭУ, ВЭС, ВДЭС в своей основе должно иметь руководство по эксплуатации, предоставленное производителем оборудования, и быть дополнено, в случае необходимости, специфическими данными, выявленными в период ввода в эксплуатацию, относящимися как к оборудованию, так и к местным условиям.

Ответственный дежурный по ВЭС должен вести оперативную документацию:

- Оперативную исполнительную схему ВЭУ, ВЭС, ВДЭС;
- Журналы по техническому обслуживанию и эксплуатации;
- Журнал заявок диспетчеру на вывод из работы оборудования, находящегося в ведении диспетчера;
- Журнал заявок ответственному дежурному на вывод из работы оборудования, не находящегося в ведении диспетчера;
- Журнал технологических защит и автоматики;
- Журнал учета работы по нарядам и распоряжениям;
- Журнал дефектов и неполадок с оборудованием.

В зависимости от местных условий объем оперативной документации может быть изменен по решению технического руководителя ВЭУ, ВЭС, ВДЭС.

Оперативная документация, диаграммы регистрирующих контрольно-измерительных приборов, магнитные записи оперативных и диспетчерских переговоров, компьютерные базы данных АСУ ТП, диски относятся к документам строгого учета и подлежат хранению в установленном порядке:

- записи показаний регистрирующих приборов и копии компьютерных баз данных АСУ ТП ВЭС – 3 года;
- записи оперативных переговоров в нормальных условиях – 10 суток, если не поступит указание о продлении срока;
- записи оперативных переговоров при авариях и других нарушениях в работе – 3 месяца, если не поступит указание о продлении срока.

## **2.2. Системы управления и защиты ветроэлектрических установок**

Эксплуатация ВЭУ должна быть автоматизирована. В обязательный объем автоматизации входят:

- ограничение частоты вращения ветроколеса на заданном уровне при высоких скоростях ветра;
- автоматическая ориентация ветроколеса по направлению ветра (при ветроагрегате с горизонтально-осевым ветродвигателем);
- защита электрических цепей от токов короткого замыкания и перегрузок.

ВЭУ, работающие совместно с дизель-электрическими агрегатами и источниками электроэнергии других типов, а также входящие в состав ВЭС, работающих на стационарную электрическую сеть, должны иметь следующий минимальный объем дополнительной автоматизации:

- автоматическое включение на параллельную работу при достижении минимальной рабочей скорости ветра при соблюдении ограничений по току включения;
- автоматическое отключение и останов ВЭУ при снижении скорости ниже минимальной, выходе из строя токосъемного устройства или при предельно допустимом закручивании кабеля (для ВЭУ с горизонтальной осью ветроколеса);
- возможность дистанционного управления ВЭУ мощностью выше 30 кВт;
- автоматическое отключение и останов ВЭУ при скорости ветра выше максимальной рабочей скорости, а также при возникновении недопустимо высокого уровня вибраций основных частей ветроагрегата;
- автоматический пуск в работу (страгивание и разгон до синхронной частоты вращения).

Управление ВЭУ средней и большой мощности, обеспечение безопасности ее функционирования должно осуществляться системами управления и защиты.

### **2.2.1. Система управления ВЭУ средней и большой мощности**

Система управления ВЭУ должна обеспечивать управление процессом эксплуатации как пассивными, так и активными способами и удерживать рабочие параметры в их расчетных пределах.

В случае выбора одного какого-либо вида управления, например, технического обслуживания, должны быть заблокированы все другие виды управления за исключением кнопки аварийного останова.

В процессе эксплуатации система управления должна осуществлять управление следующими функциями и параметрами:

- ограничением мощности;
- частотой вращения;
- подключением электрической нагрузки;
- процедурами нормального включения и выключения;
- отключением в случае отключения электрической сети или электрической нагрузки;
- ограничением закручивания кабеля;
- установкой по ветру.

### **2.2.2. Система защиты ветроэлектрических установок**

Система защиты должна срабатывать в случае отказа системы управления или в результате внутренних или внешних отказов и повреждений, а также в случае возникновения опасных ситуаций, при которых рабочие параметры ВЭУ не могут быть удержаны в расчетных пределах. После включения система защиты ВЭУ должна удерживать ВЭУ в безопасном состоянии.

Величина порога включения системы защиты должна быть установлена таким образом, чтобы не превысить пределы проектных значений.

Система защиты должна включаться в следующих случаях:

- превышение наибольшей расчетной частоты вращения ветроколеса;
- перегрузка генератора или его отказ;
- превышение допустимого уровня вибраций;
- невозможность выполнения нормального отключения в случае отказа в сети управления, отключения от внешней сети или потери электрической нагрузки;
- превышение допустимого закручивания кабеля для горизонтально осевых ВЭУ (в механизме поворота гондолы вследствие установки гондолы на ветер).

Система защиты должна в процессе эксплуатации реализовывать принцип безотказности. Основная цель системы защиты состоит в обеспечении защиты ВЭУ от любого единичного отказа или повреждения в сис-

теме питания, узле или детали с ограниченным сроком службы в самой системе защиты.

Состояние всех основных компонентов системы защиты должно проверяться в соответствии с инструкциями разработчика, изготовителя и местными инструкциями по эксплуатации на соответствие всем функциональным требованиям.

## **2.3. Оперативное управление ВЭУ, ВЭС, ВДЭС**

### **2.3.1. Организация управления**

На ВЭУ, ВЭС, ВДЭС должно быть организовано круглосуточное оперативное управление оборудованием в соответствии с Правилами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике правилами, задачами которого являются:

- осуществление мониторинга величины ветропотенциала, состояния оборудования и систем, обеспечение хранения данных;
- разработка и ведение режимов работы ВДЭС, обеспечивающих заданные условия энергоснабжения потребителей;
- планирование и подготовка ремонтных работ;
- выполнение требований к качеству электрической энергии;
- обеспечение экономичности работы ВЭУ, ВЭС, ВДЭС и рационального использования энергоресурсов при соблюдении режимов потребления;
- предотвращение и ликвидация технологических нарушений при производстве электрической энергии.
- исполнение указаний вышестоящих субъектов оперативно-диспетчерского управления по регулированию технологических режимов работы электростанции (оперативных диспетчерских команд и распоряжений) - для ВЭУ, ВЭС, ВДЭС, подключенных к энергосистеме.

Ответственным дежурным работником по электростанции назначается, в зависимости от мощности ВЭУ, ВЭС, ВДЭС, начальник смены, дежурный механик или старший дежурный машинист.

Ответственный дежурный является оперативным руководителем эксплуатации электростанции и уполномочен на осуществление в отношении ВЭУ, ВЭС, ВДЭС:

- мероприятий, обеспечивающих их эксплуатацию;
- переключений, пусков и отключений в соответствии с установленным порядком «Правилами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике»;
- локализации технологических нарушений и восстановления технологического режима работы;
- подготовки к проведению ремонта.

В случае если устройства управления технологическими режимами работы ВЭУ, ВЭС, ВДЭС находятся непосредственно в диспетчерском центре, то соответствующие функции по управлению технологическими режимами электростанции выполняет диспетчер этого диспетчерского центра.

ВЭУ, ВЭС, ВДЭС, автономно функционирующая в составе технологически изолированной территориальной электроэнергетической системы, самостоятельно, без участия системного оператора, организует и осуществляет оперативно-диспетчерское управление в соответствующей энергосистеме в соответствии с Правилами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике правилами и стандартами.

### **2.3.2. Планирование режима работы ветроэлектрических установок, ветро- и ветродизельных электростанций**

Вся электрическая энергия, выработанная ВЭУ, ВЭС, ВДЭС должна поступать в энергетическую систему, к которой ВЭУ, ВЭС подключена.

Планирование (прогнозирование) энергетического режима ВДЭС, подключенной к энергосистеме, осуществляется на основании полученных от вышестоящего диспетчерского центра параметров энергетического режима энергосистемы таким образом, чтобы обеспечить выполнение указанных параметров.

При планировании энергетического режима работы ВЭУ, ВЭС, ВДЭС должны быть обеспечены:

- сбалансированность графиков потребления и нагрузки ВДЭС с учетом прогнозируемой величины энергии ветра, энергоресурсов, состояния оборудования, пропускной способности электрических и тепловых связей;
- эффективность оперативного управления режимом и функционированием систем противоаварийной и режимной автоматики ВЭУ, ВЭС, ВДЭС;
- надежность и экономичность производства и передачи электрической энергии (для ВДЭС дополнительно тепловой энергии);
- выполнение годовых графиков ремонта основного оборудования.

Планирование режима должно осуществляться на основе:

- данных непрерывных, постоянных метеорологических наблюдений в режиме реального времени, метеорологических прогнозов, данных многолетних метеорологических наблюдений с учетом сезонных изменений;
- данных суточных ведомостей и статистических данных электростанции за предыдущие дни и периоды;
- прогноза нагрузки на планируемый период;
- данных о вводе новых генерирующих мощностей и сетевых объектов;

- данных об изменении нагрузок с учетом заявок потребителей;
- данных о предельно допустимых нагрузках оборудования;
- данных гидравлического расчета тепловых сетей для ВДЭС.

Долгосрочное планирование режима ВЭУ, ВЭС, ВДЭС должно осуществляться для характерных периодов года (годовой максимум и минимум ветровой активности, годовой максимум и минимум нагрузок, летнее время, отопительный период).

Долгосрочное планирование должно предусматривать:

- составление годовых, квартальных, месячных балансов энергии и баланса мощности на часы максимума нагрузок;
- составление сезонных балансов прогнозируемой мощности ветровой энергии, (располагаемой энергии теплоисточников и присоединений тепловой нагрузки - для ВДЭС);
- определение и выдачу значений максимума электрической нагрузки и потребления электрической энергии, располагаемой мощности ВЭУ, ВЭС, ВДЭС (и теплоисточников для ВДЭС) с учетом заданного коэффициента эффективности использования установленной мощности и наличия энергоресурсов по месяцам года;
- составление годовых и месячных планов ремонта основного оборудования ВЭУ, ВЭС, ВДЭС, тепловых сетей ВДЭС, устройств релейной защиты и автоматики;
- разработку схем соединений электростанции, тепловых сетей (для ВДЭС) для нормального и ремонтных режимов;
- расчеты нормальных, ремонтных и послеаварийных режимов с учетом ввода новых генерирующих мощностей и выбора параметров настройки средств противоаварийной и режимной автоматики;
- расчеты токов короткого замыкания, проверку соответствия схем и режимов электродинамической и термической устойчивости оборудования и отключающей способности выключателей, а также выбор параметров противоаварийной и режимной автоматики;
- расчеты технико-экономических характеристик ВЭУ, ВЭС, ВДЭС, электрических сетей (для ВДЭС дополнительно: теплоисточников и тепловых сетей) для оптимального ведения режима;
- уточнение инструкций для оперативного персонала по ведению режима и использованию средств противоаварийной и режимной автоматики;
- определение потребности в расширении ВЭС, ВДЭС.

Краткосрочное планирование режима ВЭУ, ВЭС, ВДЭС должно производиться с упреждением от суток до недели и должно предусматривать:

- прогноз суточной электрической нагрузки;
- метеорологический прогноз;

- решения по заявкам на вывод в ремонт или включение в работу оборудования с учетом мероприятий по ведению режима, изменению параметров настройки противоаварийной и режимной автоматики;
- прогноз суточной тепловой нагрузки, а также расхода теплоносителя в тепловых сетях для ВДЭС.

Графики капитальных, средних и текущих ремонтов основного оборудования и сооружений ВЭУ, ВЭС, ВДЭС на предстоящий год должны быть составлены с учетом сезонных климатических изменений, на основании нормативов и заданных значений ремонтной мощности по месяцам года, согласованы и утверждены в установленном порядке.

### **2.3.3. Управление режимом работы ВЭУ, ВЭС, ВДЭС**

Управление режимом работы каждой ВЭУ (в том числе входящих в состав ВЭС, ВДЭС) должно обеспечивать нормальные условия эксплуатации и обеспечивать коэффициент использования установленной мощности, предусмотренный проектом.

ВДЭС должна в нормальных условиях обеспечивать выполнение заданий по рабочей мощности, поддержание заданных нагрузки и резервов мощности.

Управление режимом работы энергоустановок ВЭУ, ВЭС, ВДЭС должно осуществляться автоматически на основании суточных графиков, метеорологических данных в режиме реального времени, краткосрочных, среднесрочных и долгосрочных метеорологических прогнозов.

О вынужденных отклонениях от графика оперативный персонал ВДЭС должен немедленно сообщать соответствующему руководителю для принятия необходимых мер.

ВДЭС, подключенная к энергосистеме, по распоряжению вышестоящего оперативного персонала обязана повышать нагрузку до полной рабочей мощности или снижать ее до технического минимума со скоростью, определяемой соответствующими инструкциями.

Ограничение рабочей мощности ВДЭС или отклонение минимально допустимых нагрузок агрегатов от установленных норм должно быть оформлено оперативной заявкой.

Запрос на изменение технологического режима или эксплуатационного состояния (за исключением вывода в резерв и вывода из резерва по оперативной диспетчерской команде) ВЭУ, ВЭС, ВДЭС, а также на проведение испытаний осуществляется путем оформления и подачи заявки в вышестоящий диспетчерский центр.

Ответственный дежурный по ВДЭС для устранения отклонения от графика нагрузки ВДЭС и обеспечения надежности и экономичности работы имеет право изменить режим работы агрегатов, а также время пуска и остановки агрегатов по сравнению с ранее заданным. О причинах от-

клонения ответственный дежурный обязан сделать запись в оперативном журнале.

Частота переменного тока должна непременно поддерживаться в соответствии с ГОСТ 13109 (Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения), СТО 70238424.27.100.059-2009 (Ветроэлектростанции. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования).

Контроль поддержания нормальной частоты при параллельной работе электростанции с энергосистемой осуществляет диспетчер Системного оператора (территориально изолированной энергосистемы), а при автономной работе ВЭУ, ВЭС, ВДЭС - осуществляется системой управления, при этом ответственный дежурный по электростанции осуществляет мониторинг данного процесса.

Ответственный дежурный ВДЭС должен немедленно принять меры к восстановлению частоты при ее снижении (ниже установленных пределов), явившимся результатом перегрузки агрегатов или вызванным другими причинами. Восстановление частоты осуществляется за счет включения в работу резервных агрегатов, а при отсутствии их - за счет ограничения отпуска электроэнергии некоторым потребителям в соответствии со специальным графиком ограничения, утвержденным в установленном для данной электростанции порядке.

После изменения нагрузки, вызванного изменением частоты, дежурный персонал электростанции вправе воздействовать на нагрузку только в следующих случаях:

- после восстановления частоты 50 Гц;
- с разрешения вышестоящего диспетчерского персонала;
- в случае выхода нагрузки за допустимые при данном состоянии оборудования пределы.

Для автономно работающих ВДЭС действует, предусмотренная проектом, автоматическая частотная разгрузка, которая осуществляет поочередное, последовательное отключение потребителей.

При подключении ВЭУ, ВЭС, ВДЭС к электрическим сетям должны быть обеспечены:

- показатели напряжения - по ГОСТ 13109 и СТО 70238424.27.100.059-2009;
- соответствие уровня напряжения значениям, допустимым для оборудования электрических станций и сетей;
- необходимый запас устойчивости энергосистем.

#### **2.3.4. Управление оборудованием**

Оборудование ВЭУ, ВЭС, ВДЭС, принятое в эксплуатацию, должно находиться в одном из четырех оперативных состояний: работе, резерве, ремонте или консервации.

Вывод оборудования, устройств релейной защиты и автоматики, а также средств диспетчерского и технологического управления (СДТУ) из работы и резерва в ремонт и для испытания, в том числе по утвержденному плану, должен быть оформлен заявкой.

Заявки должны быть утверждены техническим руководителем электростанции.

Заявки делятся на плановые, соответствующие утвержденному плану ремонта и отключений, и срочные для проведения непланового и неотложного ремонта.

Срочные заявки на неплановые и неотложные ремонты разрешается подавать в любое время суток непосредственно оперативному (дежурному) персоналу по ВЭУ, ВЭС, ВДЭС, в управлении или ведении которого находится отключаемое оборудование.

При необходимости немедленного отключения оборудование должно быть отключено дежурным персоналом ВЭУ, ВЭС, ВДЭС, в соответствии с требованиями производственных инструкций с предварительным, если это возможно, или последующим уведомлением вышестоящего оперативного персонала.

После останова оборудования оформляется аварийная заявка с указанием причины ориентировочного срока ремонта.

Время операций, связанных с выводом в ремонт и вводом в работу оборудования, должно быть включено в срок ремонта, разрешенный по заявке.

Если по какой-либо причине оборудование не было отключено в намеченный срок, длительность ремонта должна быть сокращена, а дата включения оставаться прежней.

Дежурный персонал ВЭУ, ВЭС, ВДЭС, работающей в энергосистеме, не имеет права без разрешения диспетчера осуществлять отключения, включения, испытания и изменения уставок автоматики, а также средств диспетчерского и технологического управления, находящихся в управлении диспетчера.

Оперативный (дежурный) персонал ВЭУ, ВЭС, ВДЭС при изменениях схем электрических соединений должен проверить и привести в соответствие новому состоянию этих схем настройку защит, систему противоаварийной и режимной автоматики.

### **2.3.5. Оперативный (дежурный) персонал ВЭУ, ВЭС, ВДЭС**

На ВЭУ, ВЭС, ВДЭС должно быть организовано круглосуточное дежурство.

Оперативный персонал электростанции, осуществляющий дежурство, несет ответственность за эксплуатацию оборудования, находящегося в его оперативном управлении или ведении, в соответствии со стандартом, заводскими и местными инструкциями, охраной труда и другими руководящими документами, а также за безусловное выполнение указаний вышестоящих субъектов оперативно-диспетчерского управления в случае подключения ВЭУ, ВЭС, ВДЭС к энергосистеме.

Оперативный персонал должен немедленно принять меры к восстановлению нормального режима работы, ликвидации технологического нарушения и предотвращению развития аварии:

- при нарушении режима работы;
- повреждениях оборудования и конструкций;
- возникновении пожара;
- обнаружении дефектов, угрожающих повреждением оборудования.

О происшедшем оперативный персонал должен сообщить вышестоящему оперативному лицу и лицам из руководящего административно-технического персонала в соответствии с утвержденным списком.

Оборудование, находящееся в оперативном управлении вышестоящего оперативного персонала, не может быть включено в работу или выведено из работы без разрешения названного персонала, за исключением случаев явной опасности для людей и оборудования.

Лица оперативного персонала находящиеся в резерве могут быть привлечены к выполнению работ по обслуживанию электростанции в рамках должностной инструкции и только с разрешения оперативного руководителя (ответственного дежурного) с записью в соответствующих документах.

Каждый работник из числа оперативного персонала, заступая на рабочее место, должен принять смену от предыдущего работника, а после окончания работы сдать смену следующему по графику работнику. Уход с дежурства без сдачи смены запрещается.

При приемке смены работник из числа оперативного персонала должен:

- ознакомиться с состоянием, схемой и режимом работы оборудования, находящегося в его оперативном управлении или ведении, в объеме, определяемом соответствующими инструкциями;
- получить сведения от сдавшего смену об оборудовании, за которым необходимо вести особо тщательное наблюдение, для предупреждения нарушений в работе, и об оборудовании, находящемся в резерве и ремонте;

- выяснить, какие работы выполняются по заявкам, нарядам и распоряжениям на закрепленном за ним участке;
- проверить и принять инструмент, материалы, ключи от помещений, оперативную документацию и документацию рабочего места;
- ознакомиться со всеми записями и распоряжениями за время, прошедшее с его предыдущего дежурства;
- принять рапорт от подчиненного персонала и доложить непосредственному начальнику по смене о вступлении в дежурство и недостатках, выявленных при приемке смены;
- оформить приемку-сдачу смены записью в оперативном журнале или ведомости за своей подписью и подписью сдающего смену.

Оперативный персонал должен периодически в соответствии с местной инструкцией и руководством по эксплуатации проверить работу метеорологического оборудования, опробовать действие устройств автоматики, сигнализации, СДТУ, а также проверять правильность показаний часов на рабочем месте.

Оперативный персонал ВДЭС должен по утвержденным графикам осуществлять переход с рабочего на резервное оборудование, производить опробование и профилактические осмотры оборудования.

#### **Вопросы для самоконтроля:**

1. Что включает перечень необходимых инструкций, руководств и технологических схем, утвержденных руководителем предприятия?
2. Какую оперативную документацию должен вести ответственный дежурный по ВЭС?
3. Что входит в обязательный объем автоматизации процесса эксплуатации ВЭУ?
4. Какими функциями и параметрами системы управления должно осуществляться управление в процессе эксплуатации?
5. В каких случаях должна включаться система защиты ВЭУ, ВЭС, ВДЭС?
6. Что является задачами круглосуточного оперативное управление оборудованием на ВЭУ, ВЭС, ВДЭС?
7. На основе чего должно осуществляется планирование режима ВЭУ, ВЭС, ВДЭС?
8. Каковы действия работника из числа оперативного персонала при приемке смены?

### **Список литературы главы 2:**

1. СТО 70238424.27.100.061-2009 Ветроэлектростанции. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования
2. ГОСТ Р 51237-98 Нетрадиционная энергетика. Ветроэнергетика. Термины и определения.
3. ГОСТ Р 51991-2002 Нетрадиционная энергетика. Ветроэнергетика. Установки ветроэнергетические. Общие технические требования.
4. ГОСТ 13109 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.
5. СТО 70238424.27.100.063-2009 Ветроэлектростанции. Охрана труда (правила безопасности) при эксплуатации и техническом обслуживании. Нормы и требования.

## **Глава 3. ПРАВИЛА ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ ВЕТРОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**

### **3.1. Особенности эксплуатации ветровых электрических станций**

Особенности ветровых электрических станций, заключаются:

- в большом количестве ветроэлектрических установок, размещенных на больших территориях под открытым небом и не имеющих ограждения;
- расположении основного оборудования ВЭУ на высоте;
- высокой степени автоматизации управления работой ветроэлектрического оборудования;
- зависимости работы ВЭС от скорости ветра требуют специальных решений в обеспечении энергетического производства и организации эксплуатации оборудования.

При эксплуатации ВЭС должны быть обеспечены:

- надёжная, безопасная и эффективная работа всего оборудования ВЭС;
- максимальная выработка электроэнергии;
- оперативно-диспетчерская дисциплина.

На ВЭС, территориально отдалённых от пунктов энергетического управления и населённых пунктов, должны быть обеспечены:

- максимальная автономность и необходимые условия для обслуживающего персонала, включая соблюдение санитарных норм;
- надёжная связь с диспетчерским пунктом энергосистемы, службами пожаротушения и оказания скорой медицинской помощи;
- полный объем нормативной и эксплуатационной документации, средств безопасного проведения работ для оперативного решения текущих технических задач.

Качество электроэнергии на границе балансовой принадлежности электрических сетей ВЭС и энергосистемы должно соответствовать требованиям действующего ГОСТ Р 54149-2010 “Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения”.

Техническое и оперативное руководство ВЭС осуществляется соответствующими её подразделениями и должно подчиняться производственным подразделениям энергосистемы в части выдачи мощности в сеть энергосистемы.

Каждая ВЭС должна быть укомплектована, согласно штатного расписания, утверждённого вышестоящей организацией или её владельцем, которое устанавливается на основании типовых положений и отраслевых нормативов, обеспечивающее эксплуатацию ВЭС в соответствии с требованиями руководящих документов.

Структурными единицами ВЭС являются оперативные, ремонтные, наладочные и другие специализированные подразделения, обеспечивающие энергопроизводство.

Взаимоотношения, а также распределение функций и обязанностей между подразделениями ВЭС, устанавливаются её руководством и отражаются в положениях и должностных инструкциях.

Профилактическое и текущее техническое обслуживание ветроэлектростановок должно, как правило, осуществляться разъездными бригадами, каждая из которых состоит не менее чем из двух человек.

Такие бригады создаются в зависимости от количества и мощности ВЭУ, и должны обеспечиваться специальным транспортом, комплектом специальных инструментов и приборов, а также комплектом запасных частей к приборам серийного производства.

Работа бригад по обслуживанию ВЭУ ведется в дневное время суток.

Для каждой ВЭС, приказом вышестоящей организации, в системе которой она сооружается, или её владельца, должен быть назначен руководитель, на которого возлагается ответственность за организацию эксплуатации всего комплекса оборудования и сооружений.

На ВЭС, оснащённых ВЭУ с асинхронными генераторами, должна осуществляться компенсация реактивной мощности, потребляемой генераторами.

В зависимости от экономических показателей конденсаторные установки должны быть или на отдельных ВЭУ, или сгруппированы для всей ВЭС.

Эксплуатация ВЭС без необходимой компенсации реактивной мощности не допускается.

Управление ВЭУ на ВЭС должно осуществляться с помощью АСУ ВЭС.

При отказе АСУ ВЭС должна сохраняться возможность работы ВЭУ под управлением собственной автоматики.

При небольшом количестве ВЭУ (менее 5) в зависимости от местных условий допускается их эксплуатация без АСУ ВЭС.

Центральные пункты управления ВЭС должны иметь средства связи с диспетчерскими пунктами энергосистемы в объеме, согласованном с этими энергосистемами. Объемы, содержание и адреса направления информации должны быть согласованы с энергосистемой.

Устройства проводной связи и средства радиосвязи должны быть защищены от опасных влияний электроустановок высокого напряжения в соответствии с действующими НД.

Перечень устройств и оборудования, обслуживаемых производственными работниками ВЭС, должен быть согласован администрацией ВЭС и энергосистемой, с указанием границ обслуживания.

Средства диспетчерского и технологического управления ВЭС должны быть обеспечены гарантированным электропитанием, для них должны вестись эксплуатационно-технические документы в соответствии с нормативными требованиями.

### **3.2. Ветровые электроустановки**

Эксплуатация ВЭУ должна обеспечивать их бесперебойную работу в допустимых режимах, надёжное функционирование устройств контроля, защиты и автоматики, у синхронных генераторов - систем возбуждения. При этом должны соблюдаться требования заводской инструкции по эксплуатации.

При эксплуатации ВЭУ должны соблюдаться следующие условия:

- выполнение мер безопасности при работе с данным типом ВЭУ;
- техническое обслуживание ВЭУ осуществляется только производственным персоналом данной ВЭС, прошедшим специальную подготовку;
- для каждой ВЭУ должны быть заведены формуляры или журналы результатов профилактических осмотров и технического обслуживания;
- снятие пломб с оборудования, опломбированного заводом-изготовителем, разрешается только с его согласия и в присутствии его представителя;
- в период гарантийного срока эксплуатации в случае выхода из строя элементов составных частей направляются рекламации заводу-изготовителю.

При эксплуатации ВЭУ должны строго соблюдаться все её режимные параметры по преобразованию энергии ветра в электрическую энергию промышленной частоты и условия её непосредственного подключения к промышленной сети через трансформаторный пункт в составе ВЭС.

Проверка систем управления ВЭУ мгновенным сбросом нагрузки должна производиться путём отключения ее от сети в следующих случаях:

- при приёме ВЭУ в эксплуатацию после монтажа или капитального ремонта;
- после ремонта или модернизации системы регулирования.

Пуск ВЭУ запрещается:

- при скорости ветра, превышающей значение скорости выключения, установленное заводом-изготовителем;
- при граде;
- при сейсмических воздействиях, превышающих их данные, предусмотренные техническим заданием;
- при сильном снегопаде, среднем и сильном обледенении;
- после аварийного отключения ВЭУ, если причины отключения не выяснены;

- при неисправностях в системе диагностики, технологических и электрических защит.

Ветровая электроустановка должна быть немедленно отключена действием защит или дежурным персоналом и остановлена в следующих случаях:

- повышения уровня вибрации отдельных узлов сверх допустимого;
- повышения температуры отдельных узлов сверх допустимой;
- обнаружения течи масла;
- повышения частоты вращения ротора ВЭУ сверх допустимой величины;
- при скорости ветра, превышающей значение скорости выключения, установленное заводом-изготовителем;
- возникновения коротких замыканий в системе генерирования;
- перегрузки сверх допустимых значений;
- возникновения пожара;
- возникновения ситуации, опасной для обслуживающего персонала;
- возникновения внешних условий указанных выше.

Ветровая электроустановка должна быть отключена от сети и остановлена по решению технического руководителя ВЭС в случаях:

- обнаружения неисправностей в её механизмах и системах;
- получения сообщения о прогнозируемом сейсмическом воздействии;
- выхода из строя отдельных каналов защиты и диагностики;
- возникновения внешних условий, опасных для эксплуатации ВЭУ.

В процессе эксплуатации на основании наблюдений и показаний средствами измерительной техники (СИТ) должна проводиться параметрическая диагностика ВЭУ, включающая:

- определение соответствия мощности скорости ветра;
- контроль параметров работы генератора;
- контроль температурного режима отдельных узлов, а также воздуха в гондоле ВЭУ, если это предусмотрено ее конструкцией.

На ВЭС должен быть установлен регламент технического обслуживания ВЭУ и другого оборудования, технология и периодичность регламентных работ.

Техническое обслуживание общестанционного электрического и вспомогательного оборудования ВЭС должно совмещаться с техническим обслуживанием ВЭУ.

Регламент технического обслуживания должен предусматривать:

- визуальный осмотр оборудования;
- контроль крепления оборудования и узлов;
- проверку исправности систем автоматики, защит и диагностики (включая тестирование), состояния СИТ;

- проведение специальных измерений, проверок, регулировка и смазка узлов, учет выработки ресурса отдельных деталей;
- замену масла, деталей или узлов, износившихся в процессе эксплуатации;
- восстановление лакокрасочных покрытий при их повреждении;
- проверку и испытание электрического оборудования.

Оборудование ВЭУ и способ включения генератора в сеть не должны ограничивать количество пусков ВЭУ. Допустимые условия работы генераторов ВЭУ определяются их изготовителем.

Устройство схемы управления сетевых ВЭУ должно исключать возможность запуска и подключения ВЭУ к электрической сети при отсутствии напряжения со стороны энергосистемы.

### **3.3. Метеорологическое обеспечение**

В задачи метеорологического обеспечения ВЭС должно входить:

- получение текущих и прогнозируемых метеоданных опорной метеостанции Росгидромета;
- измерение и регистрация фактических метеоданных на площадке ВЭС.

На основании метеоданных осуществляется ведение оптимального режима работы ВЭУ и ВЭС в целом, накопление статистических данных о ветропотенциале местности, принимаются меры к предотвращению и уменьшению ущерба от стихийных действий.

Ветровые электростанции должны регулярно получать от органов Росгидромета следующие данные:

- скорость и направление ветра;
- температура и атмосферное давление;
- количество и вид осадков;
- образование гололеда;
- штормовые предупреждения.

Объем метеорологических прогнозов и сроки их предоставления должны быть установлены для каждой ВЭС по согласованию с Росгидрометом.

Каждая ВЭС должна быть оборудована приборами для определения скорости и направления ветра (при необходимости - температуры воздуха и атмосферного давления) устанавливаемыми на специальной метеовышке.

Количество метеовышек для ВЭС должно быть определено проектом, и они должны быть рассредоточены на площадке ВЭС в наиболее характерных точках с учетом обеспечения возможности доступа всех направлений ветра в данной местности с минимальным аэродинамическим затенением.

Высота метеовышки должна быть такой, чтобы приборы были расположены на высоте ступицы ротора ВЭУ.

Приборы метеорологического обеспечения, устанавливаемые на специальных метеовышках ВЭС, должны иметь выход, обеспечивающий возможность автоматического управления ВЭУ через АСУ ВЭС.

### **3.4. Механическое оборудование ВЭУ, ВЭС, ВДЭС**

#### **3.4.1 Общие требования**

Эксплуатация механического оборудования ВЭУ осуществляется в соответствии с местными инструкциями по эксплуатации, разработанными на основе инструкций по эксплуатации, предоставленными изготовителями оборудования ВЭУ.

Для ВЭУ любого исполнения и назначения, в том числе для работающих под управлением автоматической дистанционной системы управления, осуществляется контроль ручной, выборочной и местной блокировки первичного вала в соответствии с инструкциями по эксплуатации.

Для обеспечения безопасности персонала, осуществляющего осмотры и техническое обслуживание ВЭУ, ВЭС, ВДЭС, должны осматриваться, проверяться и содержаться в состоянии, предусмотренном инструкциями по эксплуатации:

- проходы и рабочие места, обеспечивающие безопасный доступ к оборудованию;
- защитные средства и устройства для предотвращения случайного соприкосновения персонала с вращающимися деталями и подвижными элементами конструкции;
- индивидуальные средства связи,
- средства индивидуальной защиты от падения с высоты, и средства эвакуации персонала, выполняющего верхолазные работы или работы на высоте, в случае аварии, пожара, урагана, землетрясения, обледенения и прочих чрезвычайных ситуаций, при невозможности эвакуации обычным способом;
- устройства блокировки и безопасной разблокировки вращения ветроколеса и механизма установки на ветер (рыскания) гондолы, а также для блокировки и безопасной разблокировки прочих механических движений на период технического обслуживания;
- предупреждающие надписи для токоведущих частей, находящихся под напряжением;
- устройства для освобождения от аккумулированной электрической энергии, а при использовании гидравлики и пневматики, соответствующие устройства для безопасной разгрузки от запасенной энергии;
- предусмотренные инструкцией по эксплуатации средства пожарной защиты персонала и оборудования.

На случай аварийной эвакуации оперативно-ремонтный персонал должен быть обеспечен страховочными устройствами, конструкция которых не должна допускать травмирования персонала.

Выполнение операций по осуществлению технического обслуживания закрытых рабочих пространств, таких как втулка (ступица) ветроколеса или внутреннее пространство лопасти, требует обеспечения работника специальным прибором безопасности, гарантирующим немедленное предупреждение о состоянии работника и предусматривающее его спасение в случае любой опасности.

### **3.4.2 Механические системы**

В процессе эксплуатации должен осуществляться контроль состояния механических систем ВЭУ и проводиться испытания, предусмотренные инструкцией по эксплуатации:

- элементов трансмиссии: коробки (коробок) передач, вала (валов), соединительной муфты (муфт);
- вспомогательных устройств: тормоза, привода управления лопастями, привода управления механизмом поворота (рысканием).

Для исключения возможности возникновения опасных состояний ВЭУ вследствие неправильной повторной сборки деталей и узлов, для гарантии безошибочности, правильности и качества повторной сборки, если правильность сборки названных элементов невозможно гарантировать конструктивными методами, рекомендуется на этих элементах или на их кожухах делать (поддерживать в надлежащем состоянии) соответствующие надписи.

Должна быть предусмотрена цветная маркировка (нумерация) и надписи на русском языке на трубах, шлангах, клеммных колодках и прочих аналогичных элементах.

На подвижных частях ВЭУ или на их кожухах должны быть сделаны соответствующие надписи и указано направление движения, чтобы исключить возможность нанесения ущерба здоровью обслуживающего персонала или повреждений оборудованию ВЭУ.

Прочая необходимая информация указывается в инструкции по эксплуатации.

### **3.4.3. Гидравлическая и пневматическая системы**

В процессе эксплуатации должен осуществляться контроль состояния вспомогательных устройств, имеющих гидравлический или пневматический привод:

- устройств, изолирующих и разгружающих от накопленной энергии;

- трубок и/или шлангов, по которым циркулирует рабочее тело (гидравлическая жидкость или сжатый воздух), а также присоединяющихся к ним деталей.

В процессе эксплуатации должны осуществляться все виды работ и испытаний, предусмотренные инструкцией по эксплуатации, с целью исключения потенциальной опасности, возникающей при использовании гидравлических или пневматических устройств.

Должны быть приняты меры, снижающие до минимума риск повреждения ВЭУ вследствие разрушений в гидравлических и пневматических устройствах.

#### **3.4.4 Масляное хозяйство**

Масляное хозяйство ВЭУ, ВЭС, ВДЭС должно обеспечивать:

- получение от поставщика, доставку и слив свежего и отработанного смазочного и изоляционного масла;
- хранение свежего и отработанного смазочного и изоляционного масла;
- выдачу свежих смазочного и изоляционного масел в цехи ВЭУ, ВЭС, ВДЭС;
- надежная работа масляных систем агрегатов и электрического маслонаполненного оборудования;
- сохранение эксплуатационных свойств масел;
- сбор отработанного масла для отправки на регенерацию и последующее повторное его использование.

Запас смазочного масла на ВЭУ, ВЭС, ВДЭС должен быть не менее максимального месячного расхода.

Применяемость и показатели качества моторных масел на ВДЭС должны соответствовать государственным стандартам.

Все масла, принимаемые от поставщиков, должны иметь сертификаты качества или паспорта и быть подвергнуты лабораторному анализу в целях определения их соответствия требованиям ГОСТ или ТУ, в соответствии с которым они производятся. Масла, не отвечающие требованиям ГОСТ или ТУ, в соответствии с которым они производятся, применять в оборудовании запрещается.

Отбор масел из транспортных емкостей осуществляется в соответствии с требованиями ГОСТ 2517.

В процессе хранения и эксплуатации смазочное масло должно периодически подвергаться визуальному контролю и сокращенному анализу. В него входит определение кислотного числа, наличия механических примесей, шлама и воды.

Периодичность проведения сокращенного анализа моторных масел:

- не позднее чем через один месяц после заливки в масляные системы;
- в процессе эксплуатации - не реже одного раза в три месяца, или одного раза в два месяца, в зависимости от величины кислотного числа (массовой доли гидроокиси калия).
- при обнаружении в масле шлама или механических примесей во время визуального контроля должен быть проведен внеочередной сокращенный анализ;
- находящееся в резерве смазочное масло должно подвергаться сокращенному анализу не реже одного раза в три года и перед заливкой в оборудование.

Получаемые промышленные масла и пластичные смазки должны быть визуально проверены на содержание механических примесей и воды. Промышленное масло, кроме того, должно быть испытано на вязкость для контроля соответствия этого показателя национальному стандарту или техническим условиям.

Для вспомогательного оборудования и механизмов на ВЭУ, ВЭС, ВДЭС должны быть установлены нормы расхода, периодичность контроля качества и смены смазочных материалов.

На каждой ВДЭС должен храниться постоянный запас смазочных материалов для вспомогательного оборудования не менее 45-дневной потребности.

Сведения о залитом моторном масле должны быть внесены в машинный журнал и включать:

- идентификационный номер национального стандарта или технических условий,
- название завода-изготовителя,
- результаты испытания масла,
- тип и станционный номер двигатель-генератора,
- сведения о вводе присадок и количестве долитого масла.

### **3.5. Электрическое оборудование ВЭУ, ВЭС, ВДЭС**

В состав главной электрической схемы ВЭУ, ВЭС, ВДЭС входит электрическое оборудование каждой ВЭУ, включенной в состав ВЭС, электрического измерительного оборудования, которое постоянно установлено на ВЭУ для выполнения различного рода измерений, всех элементов системы сбора и выдачи мощности, включая шины подключения *ВВОД-ВЫВОД*, трансформаторы, кабели, ВЛ.

Эксплуатация электрооборудования ВЭУ осуществляется в соответствии с местными инструкциями по эксплуатации, разработанными на осно-

ве инструкций по эксплуатации, предоставленных производителями электрооборудования ВЭУ.

Эксплуатация прочего электрооборудования ВЭС, ВДЭС, включая дизель-генераторы, силовые трансформаторы, электродвигатели собственных нужд, устройства заземления, распределительные устройства, силовые кабельные линии, должна осуществляться в соответствии с местными инструкциями по эксплуатации, разработанными на основе инструкций по эксплуатации производителей электрооборудования.

#### **Вопросы для самоконтроля:**

1. В чем заключаются особенности ветровых электрических станций?
2. На кого возлагается ответственность за организацию эксплуатации всего комплекса оборудования и сооружений ВЭС?
3. Какие условия при эксплуатации ВЭУ должны соблюдаться?
4. При каких условиях пуск ВЭУ запрещен?
5. Когда ветровая электроустановка должна быть немедленно отключена действием защит или дежурным персоналом и остановлена?
6. Какие данные должны регулярно получать ветровые электростанции от органов Росгидромета?
7. Контроль состояния и проведения испытаний каких устройств ВЭУ, в процессе эксплуатации должен осуществляться?
8. Какова периодичность проведения сокращенного анализа моторных масел на ВДЭС?
9. Какие сведения о залитом моторном масле должны быть внесены в машинный журнал?

#### **Список литературы главы 3:**

1. СТО 70238424.27.100.061-2009 Ветроэлектростанции. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования.
2. ГОСТ Р 51991-2002 Нетрадиционная энергетика. Ветроэнергетика. Установки ветроэнергетические. Общие технические требования.
3. ГОСТ Р 54149-2010 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.
4. СТО 70238424.27.100.063-2009 Ветроэлектростанции. Охрана труда (правила безопасности) при эксплуатации и техническом обслуживании. Нормы и требования.

## **Глава 4. УПРАВЛЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭНЕРГОКОМПЛЕКСОВ С ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ УСТАНОВКАМИ**

### **4.1. Солнечные фотоэлектрические батареи**

Солнечные фотоэлектрические батареи – системы для преобразования солнечного света в электричество. Обычно под термином «солнечная панель» подразумевается несколько объединённых фотоэлектрических преобразователей (фотоэлементов) – полупроводниковых устройств, прямо преобразующих солнечную энергию в постоянный электрический ток.

В отличие от солнечных коллекторов, производящих нагрев материала-теплоносителя, солнечная батарея производит непосредственно электричество. Однако для производства электричества из солнечной энергии используются и солнечные коллекторы: собранную тепловую энергию можно использовать и для вырабатывания электричества. Крупные солнечные установки, использующие высококонцентрированное солнечное излучение в качестве энергии для приведения в действие тепловых и др. машин (паровой, газотурбинной, термоэлектрической и др.), называются Гелиоэлектростанции (ГЕЭС).

Различные устройства, позволяющие преобразовывать солнечное излучение в тепловую и электрическую энергию, являются объектом исследования гелиоэнергетики. Производство фотоэлектрических элементов и солнечных коллекторов развивается быстрыми темпами в самых разных направлениях. Солнечные батареи бывают различного размера: от встраиваемых в микрокалькуляторы до занимающих крыши автомобилей и зданий.

Принцип действия солнечных батарей состоит в прямом преобразовании солнечного света в электрический ток. При этом генерируется постоянный ток. Энергия может использоваться как напрямую различными нагрузками постоянного тока, так и запасаться в аккумуляторных батареях для последующего использования при необходимости. Также, аккумуляторные батареи обеспечивают питание пиковой нагрузки, т.е. ток нагрузки обеспечивается суммой токов от солнечной батареи и от аккумулятора. Если необходимо получить 220 В переменного тока, то необходимо использовать преобразователи постоянного тока в переменный ток – инверторы.

Энергетические характеристики солнечных батарей определяются полупроводниковым материалом, конструктивными (структурными) особенностями солнечных элементов, количеством элементов в батарее.

Достоинства солнечных батарей – их простота, надёжность и долговечность, малая масса и миниатюрность солнечных элементов, генерирование энергии без загрязнения окружающей среды.

Главное применение солнечных батарей нашли в космонавтике, где они занимают доминирующее положение среди др. источников автономного энергопитания. Солнечные батареи снабжают электроэнергией аппаратуру спутников и системы жизнеобеспечения космических кораблей и станций, а также заряжают электрохимические аккумуляторы, используемые на теневых участках орбиты. В земных условиях солнечные батареи используют для питания устройств автоматики, переносных радиостанций и радиоприёмников, для катодной антикоррозионной защиты нефте- и газопроводов и др.

## 4.2. Типы солнечных коллекторов

**Солнечный коллектор** — устройство для сбора тепловой энергии Солнца (гелиоустановка), переносимой видимым светом и ближним инфракрасным излучением. В отличие от солнечных батарей, производящих непосредственно электричество, солнечный коллектор производит нагрев материала-теплоносителя. Обычно применяются для нужд горячего водоснабжения и отопления помещений.



Рис. 4.1. Конструкция плоского солнечного коллектора

Плоский коллектор (рис. 4.1) состоит из элемента, поглощающего солнечное излучение (абсорбер), прозрачного покрытия и термоизолирующего слоя. Поглощающий элемент называется абсорбером; он связан с теплопроводящей системой. Он покрывается чёрным цветом либо спецраствором, для повышения эффективности. Прозрачный элемент (стекло) обычно выполняется из закалённого стекла с пониженным содержанием

металлов, либо особого рифлёного поликарбоната. Задняя часть панели покрыта изоляционным материалом (утеплителем). Трубки, по которым распространяется вода, изготавливаются из сшитого полиэтилена (РЕХ) либо меди. Сама панель является воздухонепроницаемой, для чего отверстия в ней заделываются силиконовым герметиком. При отсутствии разбора тепла (застое) плоские коллекторы способны нагреть воду до 190...200 °С. Чем больше падающей энергии передаётся теплоносителю, протекающему в коллекторе, тем выше его эффективность.

Вакуумный коллектор. Возможно повышение температур теплоносителя вплоть до 250...300 °С в режиме ограничения отбора тепла. Добиться этого можно за счёт уменьшения тепловых потерь в результате использования многослойного стеклянного покрытия, герметизации или создания в коллекторах вакуума (рис. 4.2).

Фактически солнечная тепловая труба имеет устройство схожее с бытовыми термосами. Только внешняя часть трубы прозрачна, а на внутренней трубке нанесено высокоселективное покрытие, улавливающее солнечную энергию, между внешней и внутренней стеклянной трубкой находится вакуум. Именно вакуумная прослойка даёт возможность сохранить около 95 % улавливаемой тепловой энергии.

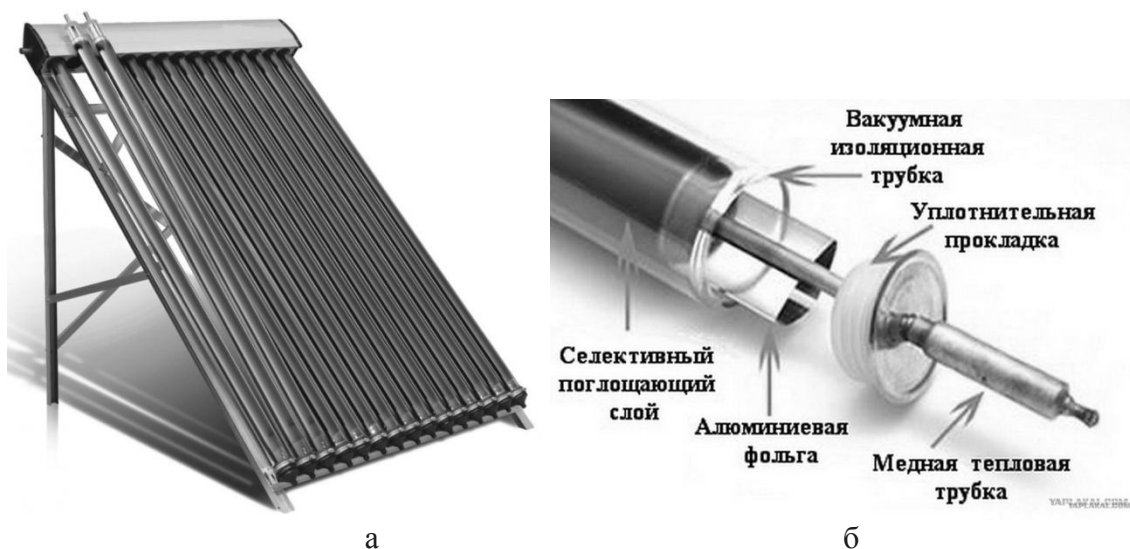


Рис. 4.2. Конструкция вакуумного солнечного коллектора:  
а – общий вид коллектора; б – конструкция солнечной тепловой трубы

Кроме того, в вакуумных солнечных коллекторах нашли применение тепловые трубки, выполняющие роль проводника тепла. При облучении установки солнечным светом, жидкость, находящаяся в нижней части трубки, нагреваясь, превращается в пар. Пары поднимаются в верхнюю часть трубки (конденсатор), где, конденсируясь, передают тепло коллектору. Использование данной схемы позволяет достичь большего КПД (по

сравнению с плоскими коллекторами) при работе в условиях низких температур и слабой освещенности. Современные бытовые солнечные коллекторы способны нагревать воду вплоть до температуры кипения даже при отрицательной окружающей температуре.

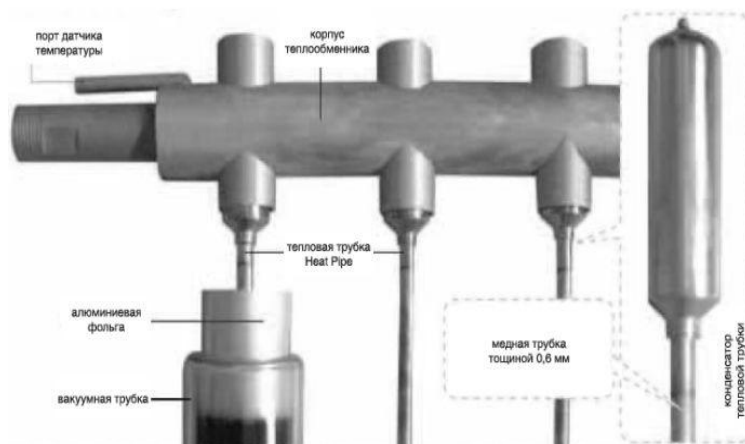


Рис. 4.3. Подключение конденсаторов тепловых трубок к теплообменнику

#### 4.3. Классификация солнечных электростанций и особенности их применения в децентрализованном электроснабжении

Принципиально солнечные электростанции (СЭС) могут быть двух типов: термодинамические и фотоэлектрические. Термодинамические СЭС основаны на нагревании теплоносителя солнечным излучением с помощью специальных оптических систем с дальнейшим преобразованием тепловой энергии в механическую и далее в электрическую.

Фотоэлектрические станции используют эффект прямого преобразования солнечного излучения в электроэнергию, открытый в 1839 году французским физиком Беккерелем. Фотоэлементы в большинстве случаев представляют собой кремниевые полупроводниковые фотодиоды. При поглощении света полупроводниковой структурой энергия фотонов передается электронам материала, что вызывает появление свободных носителей заряда. Носители заряда создают потенциальный градиент в области *p-n*-перехода, под воздействием которого возникает электрический ток через электроприёмники. Типичная величина разности потенциалов – 0,5 В, плотность фототока – 200 А/м<sup>2</sup> при удельной мощности солнечного излучения 1 кВт/м<sup>2</sup>.

Концепция термодинамических СЭС была разработана в 50-х годах прошлого века. Практическая реализация таких электростанций получила распространение в 70–80 годах.

Преобразование солнечного излучения в тепловую энергию теплоносителя может быть осуществлено по трём принципам: применение рассе-

доточенных коллекторов, использование системы с центральной солнечной башней, построение солнечного коллектора с центральной трубой.

Солнечные электростанции с рассредоточенными коллекторами имеют на сегодняшний день наибольшее распространение. Преобразование солнечного излучения в тепловую энергию теплоносителя осуществляется множеством сравнительно небольших концентрирующих коллекторов, каждый из которых независимо ориентируется на солнце.

Концентраторы имеют зеркальную отражательную поверхность и параболлической формы. В фокусе концентраторов устанавливается приемное устройство, в котором солнечная энергия передаётся жидкости теплоносителю. Нагретая жидкость от всех коллекторов консолидируется, и ее тепловая энергия используется для получения механической энергии в соответствующих тепловых двигателях.

В качестве теплоносителя может использоваться вода, которая под воздействием концентрированного солнечного излучения преобразуется в пар, используемый в паровой турбине. Часто теплоносителями в солнечном контуре являются различные химические вещества с высокой теплоемкостью и температурой кипения (например, натрий, диссоциированный аммиак, углеводородный оксид дифениля и др.). В последнем случае в состав СЭС входит теплообменник, предназначенный для получения водяного пара во вторичном контуре. Далее пар высокого давления поступает на лопатки турбины, которая вращает турбогенератор. Использованный пар после турбины концентрируется и возвращается в энергетический блок, где вода вновь преобразуется в пар.

В течение летних месяцев СЭС, построенная южнее  $45^{\circ}$  северной широты, может работать по 10–12 часов в день с номинальной мощностью. Однако темное время суток и сезонные колебания продолжительности светового дня определяют необходимость дублирующих энергетических установок на органическом топливе.

Часто для согласования мощностей СЭС и потребителей электроэнергии, в состав станции вводят накопители тепловой энергии, позволяющие эффективно покрывать энергопотребление в часы максимальных нагрузок.

СЭС с параболическими зеркалами на сегодня представляют самый распространенный тип электростанций, мощность которых достигает 80 МВт с ближайшей перспективой строительства станций на мощности 160 и 320 МВт.

В солнечных электростанциях башенного типа оптическая система представляет собой комплекс однотипных, автономно ориентируемых зеркал-гелиостатов. Приемник концентрированного солнечного излучения устанавливается на башне. Дальнейшие преобразования тепловой энергии в электрическую осуществляются аналогично энергопреобразованию на тепловых электростанциях.

Основными путями совершенствования термодинамических СЭС сегодня являются:

- увеличение единичной мощности станций;
- улучшение их экологических характеристик, достигаемых путем замены дублирующих ТЭС накопителями тепловой энергии;
- повышение энергоэффективности основных элементов солнечных электростанций, что в конечном итоге определяет снижение стоимости производимой ими электроэнергии.

В целом СЭС термодинамического типа целесообразны для применения в «большой» системной энергетике. Такие станции производят достаточно дешевую электроэнергию (8–10 центов за кВт·ч), сопоставимую по цене с электроэнергией экологически чистых ТЭС.

**Солнечные фотоэлектрические электростанции** могут быть классифицированы следующим образом:

1. Автономные системы электроснабжения с солнечными батареями:
  - солнечные батареи с аккумуляторами;
  - гибридные электростанции.
2. Соединенные с сетью фотоэлектрические станции:
  - без аккумуляторов;
  - с аккумуляторами.

Автономные полностью независимы от сетей внешнего электроснабжения. За исключением некоторых специальных применений, в которых энергия от солнечных батарей напрямую используется потребителями (например, водоподъемные установки, солнечная вентиляция и т.п.), все автономные системы должны иметь в своем составе аккумуляторные батареи. Энергия от аккумуляторов используется во время недостаточной солнечной радиации или когда нагрузка превышает генерацию солнечных батарей.

При электрификации нескольких объектов и малых поселков, как правило, совместно с ФЭС применяются другие источники энергии: ветроустановки, гидроэлектростанции, дизельные электрогенераторы и т.д.

В случае гибридной электростанции требования к емкости аккумуляторной батареи могут быть существенно ниже, так как в периоды недостаточного прихода солнечной энергии появляется возможность электроснабжения потребителей от альтернативных и резервных источников. В настоящее время в качестве резервных источников применяются в основном дизельгенераторы, в будущем возможно использование для этих целей топливных элементов.

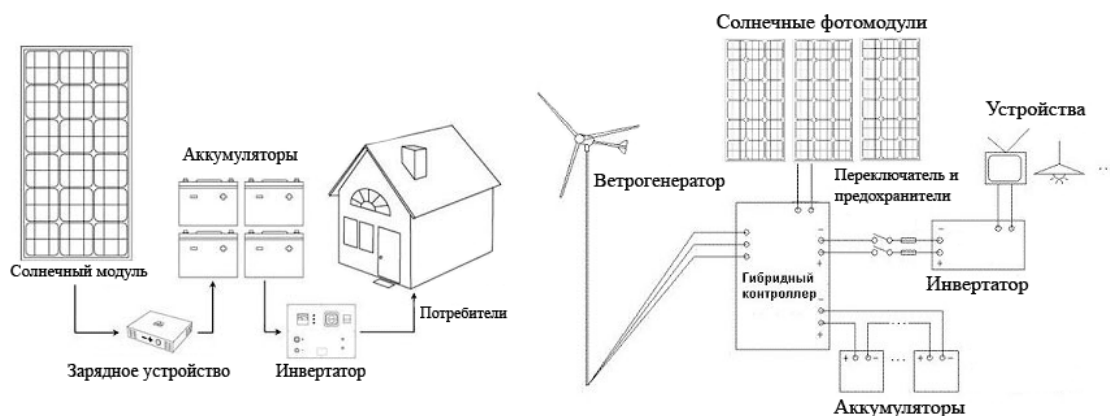


Рис. 4.4. Автономные фотоэлектрические электростанции

ФЭС Соединенные с сетью (с аккумуляторами и без них). Если объект подключен к сети централизованного электроснабжения, солнечные батареи могут использоваться для генерации собственного электричества. Избыток электрической энергии обычно продается электросетям (точнее, счетчик считает в обратную сторону). Таким образом можно обеспечить не только нулевые расходы по затратам на электроэнергию в течение года, но и нулевое потребление электроэнергии за год (летом избыток энергии поставляется сетям, а зимой, при недостатке солнца, дом питается в основном от сетей).

### **Солнечная батарея (с аккумуляторами) и коммутация с сетью**

Добавление аккумуляторов увеличивает надежность системы в случае аварий в сетях централизованного электроснабжения. Также аккумуляторы являются необходимым элементом в маломощных автономных фотоэлектрических электростанциях.



Рис. 4.5. Фотоэлектрическая электростанция с аккумуляторами, соединенная с сетью

АВР (Автоматический ввод резерва) позволяет переключить питание объекта при отсутствии солнца и полном разряде аккумуляторов на электросеть. Эта же схема может использоваться и наоборот – солнечная батарея, как резервный источник питания. В этом случае АВР переключает потребителей на аккумуляторные батареи при потере питания от электросети.

### Солнечная батарея (без аккумуляторов) и коммутация с сетью

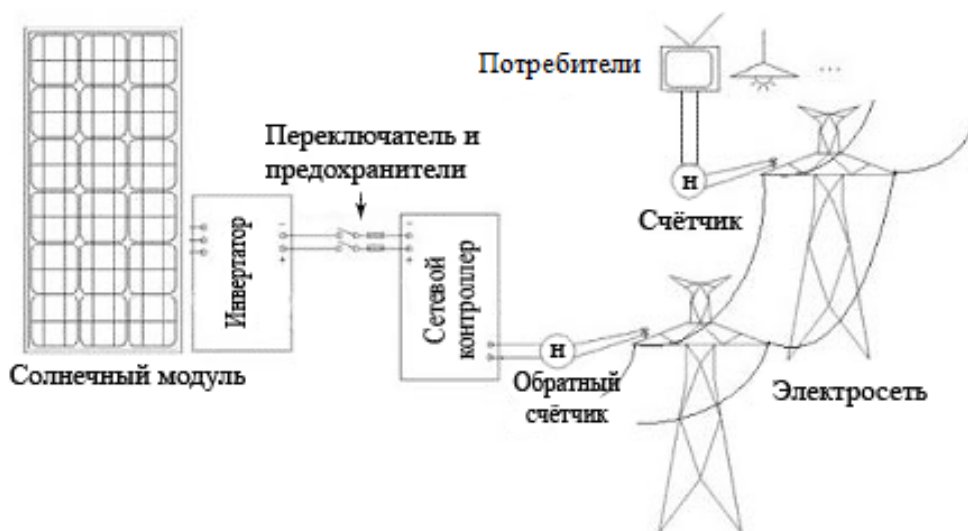


Рис. 4.6. Фотоэлектрическая электростанция без аккумуляторов, соединенная с сетью

Самая простая из всех систем. Она состоит из солнечных батарей или ветроагрегата или работающие в параллельно солнечные батареи с ветроагрегатом, а также инвертора, подключенного к сети. Вся вырабатываемая электроэнергия отдаётся в сеть. В такой системе нет аккумуляторных батарей, поэтому они не могут использоваться в качестве резервных систем. Когда сеть пропадает, то и выработка электроэнергии солнечными батареями также прекращается. Это может быть ограничением такой системы, но основное её преимущество – высокая эффективность, низкая цена (за счет отсутствия аккумуляторных батарей и менее дорогого сетевого инвертора) и высокая надежность.

Резервные системы. Фотоэлектрическая система подключается к сетям плохого качества. В случае отключения сети или недостаточного качества сетевого напряжения, для покрытия нагрузки используется солнечная система. В этом случае обычно требуются аккумуляторы, ББП или, в случае больших мощностей, другой источник – например, генератор. В последнем случае, за счет солнечной энергии существенно сокращается потребление топлива во время перерывов в электроснабжении. В случае отсутствия солнца и разряде аккумуляторных батарей происходит автомати-

ческий запуск резервного генератора с подзарядкой аккумуляторной станции.

В то время, когда сеть есть, обычно система работает как соединенная с сетью.

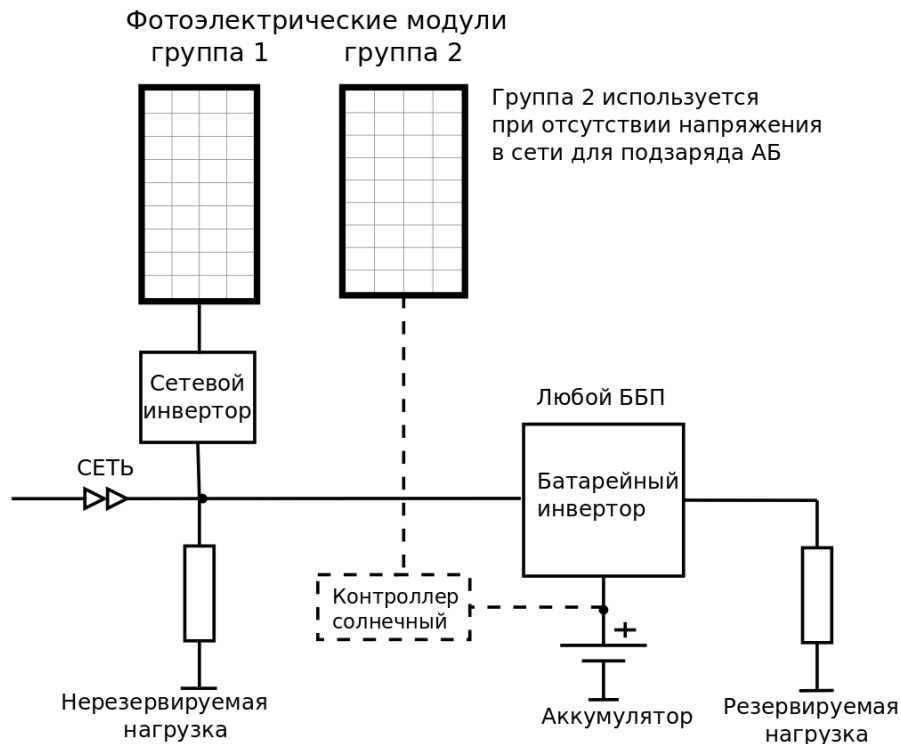


Рис. 4.7. Резервная фотоэлектрическая система, подключенная к сети

Эффективность фотоэлектрической системы зависит от уровня солнечной радиации. Основной составляющей фотоэлектрических систем являются модули, в которые объединяются фотоэлементы. Модули бывают рассчитаны на любое напряжение, вплоть до нескольких сотен вольт. При выборе фотоэлементов для автономной солнечной энергосистемы необходимо знать КПД того или иного вида фотоэлементов. Известно, что КПД фотоэлемента представляет собой отношение энергии, попадающей на фотоэлемент к электроэнергии, поступившей к потребителям электроэнергии. Существует практическое значение КПД, теоретическое и лабораторное. Ниже приведены значения практического КПД фотоэлементов промышленного производства:

- фотоэлементы из монокристаллического кремния: 16 - 17 %;
- фотоэлементы из поликристаллического кремния: 14 - 15 %;
- фотоэлементы из аморфного кремния: 8 - 9 %.

**Вопросы для самоконтроля:**

1. Дайте определение солнечным фотоэлектрическим батареям.
2. Каковы достоинства солнечных батарей?
3. Что такое солнечный коллектор?
4. Какие виды солнечных коллекторов Вы знаете?
5. Как классифицируются солнечные фотоэлектрические электростанции?
6. Каковы значения практического КПД фотоэлементов промышленного производства?

**Список литературы главы 4:**

1. Лукутин Б.В. Возобновляемые источники электроэнергии: учеб. пособие / Б.В. Лукутин. – Томск: Томский политехнический университет, 2008.
2. Лукутин Б.В. Системы электроснабжения с ветровыми и солнечными электростанциями: учеб. пособие / Б.В. Лукутин, И.О. Муравлев, И.А. Плотников. – Томск: Томский политехнический университет, 2015.

## Глава 5. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СОЛНЕЧНЫХ БАТАРЕЙ

### 5.1. Воздействие окружающей среды на работу солнечных батарей

В рабочих условиях батареи подвергаются воздействию окружающей среды: солнечного излучения, климатических и биологических факторов.

Окружающая среда состоит из отдельных элементов. Некоторые из них взаимосвязаны, другие действуют обособленно. Взаимосвязь элементов окружающей среды может быть синергитической и антисинергитической. При синергизме результат совместного действия превосходит суммарный эффект, который наблюдался бы при действии каждого элемента по отдельности. Антисинергизм, наоборот, смягчает влияние отдельных элементов.

Длительное пребывание в естественной среде обычно ведет к снижению работоспособности солнечных батарей. Важно защитить батареи от сильных ветров, снега и оледенения, коррозии, развитию которой способствуют влага, высокая температура и загрязнения, вносимые из воздуха. Значительное снижение срока службы батарей вызывает циклическое изменение температуры, связанное с перерывами в облучении. Такие перерывы возникают при появлении облачности, с наступлением ночного времени. Существует и много других явлений, оказывающих отрицательное влияние на солнечные батареи.

Благоприятно сказываются на работе батарей низкая температура воздуха и умеренный ветер. В этих условиях к.п.д. солнечных элементов повышается.

**Температура.** Температура солнечных батарей, определяется температурой воздуха, количеством теплоты, которую приносит с собой солнечное излучение, и зависит от площади поверхности батареи, переизлучающей тепловую энергию в окружающее пространство. В фотоэлектрические системы можно ввести устройства принудительного охлаждения. В общем случае различные части поверхности батареи имеют равную температуру. Ее распределение зависит от качества герметизации, способа коммутации солнечных элементов, расположения крепежных и установочных деталей, рам, опор, несущих конструкций и механизмов слежения. Температура поверхности не обязательно соответствует температуре окружающего воздуха: она зависит от механизма теплопередачи, который эффективнее отводит теплоту.

**Влажность.** Содержание влаги в атмосфере определяется относительной влажностью, т. е. отношением давления водяного пара в воздухе к его давлению в насыщенном состоянии при той же температуре. С ростом температуры при постоянном содержании водяного пара относительная влажность снижается.

Солнечные элементы с незащищенными контактами из серебра и титана чувствительны к влаге, поэтому при работе с ними необходимо обращать особое внимание на влажность внутри помещения.

*Влияние влажности на свойства клеящих составов.* В процессе изготовления солнечных элементов может оказаться необходимым поддерживать влажность на определенном уровне. Некоторые клеящие составы обладают наилучшими свойствами в сухой атмосфере, другие, наоборот, требуют высокой влажности для качественного соединения. В связи с этим важно тщательно выполнять рекомендации, которые приведены в инструкции по применению соответствующего клея.

*Воздействие влаги.* Коррозия, протекающая при высокой температуре и повышенной влажности, очень интенсивно причиняет батареям наибольшие неприятности. Однако и другие явления, возникающие при повышенной влажности, нельзя не принимать во внимание, например рост грибков, а также образование поверхностных пленок, к которым легко пристаёт пыль и грязь.

При снижении температуры до точки росы и ниже влага будет конденсироваться тонким слоем или капельками на поверхности батареи. При дальнейшем падении температуры произойдет оледенение поверхности и образование льда в трещинах, что, в конце концов, может привести к отслаиванию герметизирующих слоев.

Атмосферные осадки. Осадки могут выпадать в виде дождя, града, снега, выделяться непосредственно из воздуха в виде льда (иней).

Лед и снег обычно пропускают значительный поток излучения Солнца, так что даже под толстым покровом снега и льда выходная мощность батареи достаточно высока. Реальная опасность оледенения заключается в другом: большие куски льда, которые отрываются при таянии от элементов конструкции, расположенных над батареями, при падении могут разбить солнечные элементы.

**Песок, пыль, грязь.** Песок состоит из свободных кремнистых частиц размером от 0,008 до 1,00 мм. Пыль включает в себя множество самых разнообразных частичек диаметром от 0,1 до 80 мкм. Пылевые частицы обычно растворимы в воде и хорошо проводят электрический ток.

Песок и пыль вызывают наиболее тяжелые последствия в районах с низкой влажностью. Поднимаясь в воздух даже при слабом ветре, пыль может оставаться во взвешенном состоянии в виде облака многие часы. Во время сильных ветров частички пыли проникают практически в любое герметически не закрытое место.

Действие песка и пыли на оборудование и материалы может быть разнообразным. Попадая между поверхностями скольжения, частицы вызывают повышенное трение и усиленный износ, что влечет за собой выход из строя соответствующего механизма. Песок и пыль могут приводить к де-

градации материалов, применяемых для герметизации, засорять отверстия, загрязнять смазочные материалы, вызывать эрозию красок, покрытий, стекла и пластмасс и даже приводить к короткому замыканию электрических цепей. Поскольку пыль гигроскопична, то ее наличие на металлических поверхностях может усугублять коррозию.

Небольшая запыленность солнечных элементов практически не влияет на пропускание солнечного излучения к элементам. Густой слой пыли способен на 10 – 20 % уменьшить выходные параметры батареи, поэтому необходимо периодически их протирать.

**Сила тяжести.** Учет собственной массы важен в основном для панелей большого размера. Панели батарей могут потребовать дополнительных устройств, чтобы предотвратить чрезмерный изгиб, особенно при работе в горизонтальном положении.

**Атмосфера.** Низкая плотность воздуха на больших высотах может служить причиной возникновения электрической дуги между проводниками тока. Падение напряжения, связанное с наличием дуги, зависит от формы и размера проводников, температуры воздуха, наличия солнечного излучения и корпускулярной радиации, конфигурации изоляторов и т.д. Для оценки последствий возможного дугообразования недостаточно определить интенсивность электрического поля и потенциал ионизации воздуха на заданной высоте. За критерий лучше принять допуск на падение напряжения, связанное с наличием дуги: например при снижении давления воздуха до некоторого установленного уровня допускается падение напряжения на 10 % его значения на уровне моря.

**Атмосферное электричество.** Некоторые атмосферные явления могут представлять опасность не только для персонала, но и для отдельных узлов наземного фотоэлектрического генератора, даже если он не подключен к потребительской сети. Это электрические заряды, наведенные в панелях солнечных батарей и элементах конструкций, и прямые удары молнии. Грозы с молниями следует ожидать практически в любом месте на Земле, даже там, где это явление случается очень редко. Разряд молнии происходит в тот момент, когда напряженность электрического поля превышает критическое значение, составляющее для воздуха около  $3 \cdot 10^6$  В/м. Пиковый ток в среднем равен 10 000 А, но изредка бывают токи в 100 000 А. Примерно за 20 мкс проходит электрический заряд, равный 25...100 Кл. Электрический ток, протекающий в земле после удара молнии, создает такой высокий градиент напряжения на поверхности, что он может оказаться смертельным для человека и животных. В электрических цепях после разряда молнии может индуцироваться довольно высокое напряжение.

Заряды статического электричества создают в воздухе поле, напряженность которого в ясные дни составляет около 300 В/м. В период фор-

мирования кучевой облачности и во время гроз напряженность существенно увеличивается, в результате на оборудовании могут наводиться электрические заряды. В этом случае даже при отсутствии молнии в элементах конструкции протекают токи порядка нескольких миллиампер и ампер. Часто при высоких электрических потенциалах происходит разряд в виде короны.

**Коррозия.** Коррозией называют повреждение или разрушение материала, потерю им полезных свойств. В зависимости от типа протекающего процесса различают химическую, электрохимическую (гальваническую), электролитическую окислительную, восстановительную, атмосферную и другие виды коррозии. Коррозионному разрушению подвергаются преимущественно металлы и в меньшей степени другие материалы. В условиях повышенной температуры и влажности при одновременном действии значительных механических нагрузок, при высокой концентрации ионов соединений, участвующих в реакции, процесс коррозии ускоряется. Одна из наиболее серьезных проблем по защите батарей от окружающей среды связана с устранением электрохимической коррозии, которая возникает при непосредственном контакте двух разнородных металлов. Это бывает, когда, например, стальными болтами соединяют алюминиевые детали или медный провод крепится к стальному или алюминиевому корпусу с помощью латунных винтов. Все металлы располагаются в определенном порядке — в так называемом электрохимическом ряду.

Положение металла в этом ряду зависит от разности потенциалов, возникающей при его погружении в электролит, относительно нормального водородного электрода, принятого в качестве эталона. Электрохимический ряд следует отличать от гальванического, который построен на основе оценки реакции металлов, погруженных в морскую воду.

**Атмосферная коррозия.** Различные компоненты атмосферы вызывают окисление и коррозию многих металлов. При наличии влаги процесс окисления ускоряется, коррозия же может происходить только во влажной среде. В атмосфере всегда присутствует небольшое количество веществ, способных к ионизации. На влажной поверхности металла эти вещества, растворяясь в воде, создают электролит. В тех местах, где соприкасаются между собой разнородные металлы, образуется гальванический элемент. Электрический ток, возникающий в элементе, протекает от одного металла который (согласно данным *электрохимического ряда*) представляет собой анод к другому, служащему катодом.

**Коррозия контактов солнечных элементов.** Во влажной среде у солнечных батарей наиболее легко поддаются коррозии контакты кремниевых элементов, выполненные из титана и серебра (Ti—Ag). Уже при температуре выше 40 °С и относительной влажности более 60 % наблюдается ухудшение свойств этих контактов. Повышение уровня влажности и

температуры и наличие небольшого числа ионизирующих веществ (например, солей) значительно ускоряют процесс коррозии.

Недавно обнаружено, что тонкий слой палладия между серебром и титаном существенно повышает сопротивляемость контактов коррозии. В настоящее время в солнечных элементах используют луженые контакты или контакты на основе системы  $Ti-Pd-Ag$ .

**Защита от коррозии.** Избежать применения разнородных металлов в конструкциях высокоэффективных солнечных батарей с большим сроком службы пока еще не представляется возможным. Поэтому детали и узлы батарей приходится специально защищать от воздействия окружающей среды, чтобы коррозию по возможности не допустить совсем или свести до минимума.

Батареи, конструируют таким образом, чтобы солнечные элементы и электрические цепи были герметично изолированы от атмосферы. Все внешние детали либо изготавливают из коррозионно-стойких материалов, либо на их поверхность наносят защитные покрытия: например окрашивают или гальваническим методом наносят соответствующие пленки.

Часто при длительном хранении для этой цели используют пластиковые пакеты, внутри которых относительная влажность не должна превышать 50 %. Хранение батарей более 5 лет в контролируемых условиях не приводит к изменению их электрических параметров и механической деградации. Срок хранения батарей в чистом воздухе при комнатной температуре и низкой влажности практически не ограничен.

**Озон.** Атмосферный озон  $O_3$  образуется, главным образом, при фотохимическом действии коротковолнового (короче 0,2537 мкм) УФ-излучения на молекулы кислорода  $O_2$ . Он может возникать и от молнии во время грозы. Над крупными промышленными районами озон создается в результате работы УФ-источников света, двигателей и генераторов (искрение щеток), а также фотохимических процессов, приводящих к появлению смога. УФ-излучение солнечных имитаторов создает довольно значительное местное повышение концентрации озона.

Высокие концентрации озона токсичны и взрывоопасны: одна миллионная часть озона в воздухе для человека смертельна. В установках, имитирующих солнечное излучение, озон должен удаляться с помощью вентиляции.

При одновременном действии механической нагрузки озон вызывает растрескивание натурального каучука, бутадиенового стирола, бутадиенового акрилонитрила и других эластомеров. Стойкость эластомеров к растрескиванию зависит от длительности воздействия, температуры, уровня механической нагрузки, влажности воздуха и концентрации озона. Для увеличения стойкости эластомеров в них могут добавляться антиозонные вещества, препятствующие растрескиванию.

При выборе материалов для батарей необходимо учитывать стойкость изоляции внешних проводов и герметизирующих элементов.

### **Грибки и бактерии.**

При высокой влажности и температуре на некоторых материалах создаются благоприятные условия для развития различных микроорганизмов — грибков, плесени, бактерий. Наибольший рост микроорганизмов наблюдается при относительной влажности от 75 до 95 % и температуре от 20 до 40 °С. Грибки и бактерии могут появляться на древесине, коже, органических клеях, синтетических каучуках, некоторых пластиках, красках и даже на металлах. Кислые выделения секреторной деятельности этих организмов приводят к усилению коррозии. Большие массы микроорганизмов снижают освещенность солнечных элементов. Для замедления роста грибков и бактерий поверхности материалов обрабатываются специальными составами, однако для оптических поверхностей пользоваться этими составами нельзя.

**Водный аэрозоль, содержащий соли.** Ветры, проходящие над обширными массами соленой воды, срывают с ее поверхности мельчайшие капельки, которые могут подниматься на высоту до 3000 м. В течение длительного времени они остаются взвешенными в воздухе, переносятся вглубь суши на много километров и, оседая на различных поверхностях, создают слой соли, который снижает освещенность на солнечных батареях. Если влажность высокая, то на поверхностях образуется еще и сильнодействующий коррозионный раствор.

## **5.2. Эксплуатация солнечных батарей**

Мониторинг работы СЭС, позволяет улучшить обслуживание солнечных панелей и других элементов системы.

Мониторинг включает в себя несколько важных параметров оценки жизнедеятельности солнечной электростанции:

- крепления;
- фотоэлектрические модули;
- инверторы;
- систему заземления;
- электроизоляционные трубки;
- ландшафтную планировку.

- Состояние крепежных элементов системы солнечных панелей. Ослабление, отсутствие и коррозия креплений солнечных панелей может привести к выходу из строя системы.

Если крепежных деталей не достаточно или они ослаблены (например, из-за вибрации), то вся система либо отдельные ее модули в один неожиданный момент могут прийти в нерабочее состояние в результате воз-

никновения каких-либо механических дефектов. К таким же последствиям приводит и неправильная установка оборудования.

- Состояние каждой солнечной панели. При начальной инсталляции обязательно необходимо проверять каждый модуль на работоспособность.

Если допускается неисправность хотя бы одного из фотоэлектрических модулей, то резко падает суммарная производительная мощность системы солнечных батарей в целом. В принципе, ввод в эксплуатацию с неактивными модулями допускается, не исключено и функционирование системы с отдельными выключенными неработающими модулями, но регулирование процессов такой солнечной фермы не поддается стандартной алгоритмизации. В любом случае при первой возможности нужно восстановить работоспособность всех фотоэлектрических модулей, при необходимости заменить их.

- Инвертор, как основной силовой элемент системы, преобразующий постоянный ток от солнечных панелей в переменный, имеет свойство накапливать пыль и страдать от перегрева. Своевременная очистка инвертора от пыли и его вентиляторов охлаждения, способна существенно продлить жизнь системы солнечной электростанции и не снижать ее КПД. Это касается всех типов инверторов, в том числе и наружной установки, предназначенных даже для суровых климатических условий эксплуатации.

- Заземление: является важным элементом безопасности любой электрической системы. Проверка состояния контактов и изоляции проводников обязательно и регулярно нужно проводить на солнечной электростанции.

- Электропроводка: состояние проводов, надежность контактов в местах соединений, механические повреждения электроизоляционных трубок, в которых проложены электрические провода – существенно влияют на потери при генерации и эксплуатации солнечной электростанции.

- Важным моментом в эксплуатации солнечных батарей является постоянное поддержание тех ландшафтных условий, при которых они были установлены, настроены и хорошо функционировали. Факторы, влияющие на снижение производительности: возникновение затемнений (дефицит солнечных лучей), нарушение доступа источника энергии к модулям батареи, смещение модулей в результате вибрации или эрозии почвы.

Самая простая и ВАЖНАЯ часть мониторинга и эксплуатации – поддержание чистоты солнечных панелей системы генерации. Чистые солнечные панели дают 15 – 20 % прибавки генерации солнечной электростанции.

Важным условием правильной работы и окупаемости системы солнечной электростанции является наличие специалиста, ответственного за эксплуатацию и мониторинг системы.

Загрязнение пылью, копотью и пылью значительно снижает производительность солнечных электростанций. Потери энергии могут достигать 30 %. Ни дождь, ни ветер не могут полностью удалить грязь, и для обеспечения стабильной высокой энергоотдачи приходится регулярно проводить тщательную очистку солнечных панелей в основном с привлечением специалистов.

До недавнего времени чистку панелей производили ручным способом. Поскольку процесс ручной очистки достаточно дорогой, солнечные панели очищались лишь несколько раз в год.

Также существует риск повреждения хрупкого оборудования. Принято решение внедрять автоматические механизмы. В настоящее время используют роботов. Провели тестирование различных моделей. Приняли решение применять сухой способ и влажный способ в различных климатических условиях (рис. 5.1). Эти условия диктует географическое расположение электростанции, главное – экономическая целесообразность использования данного метода.

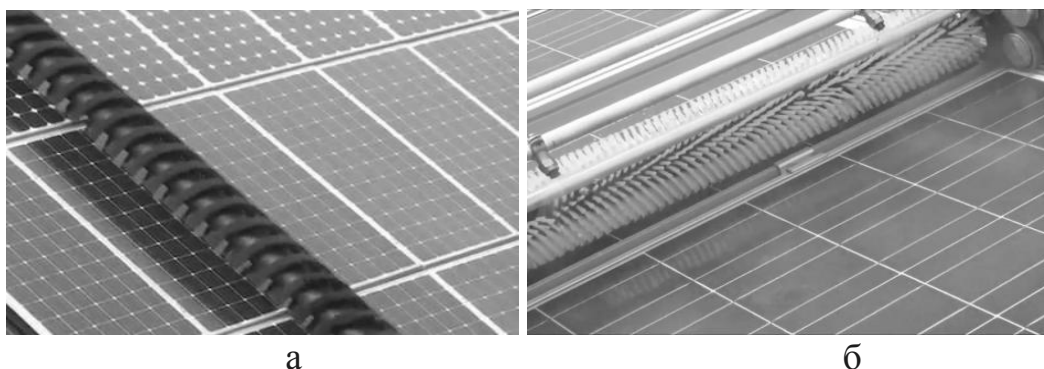


Рис. 5.1. Автоматические механизмы очистки солнечных панелей  
а) сухой способ, б) влажный способ

Производители рекомендуют проводить плановые работы по обслуживанию солнечных панелей и элементов системы не менее 2-х раз в год. Но реальное число работ зависит от условий расположения и эксплуатации солнечной электростанции.

#### **Вопросы для самоконтроля:**

1. Какие факторы окружающей среды ведут к снижению работоспособности солнечных батарей?
2. Как влияет песок и пыль на конструкцию солнечной батареи?
3. Какую опасность представляет атмосферное электричество?
4. Какую защиту от коррозии применяют в солнечных батареях?
5. Что включает в себя мониторинг работы солнечной электростанции?

### **Список литературы главы 5:**

1. Раушенбах Г. Справочник по проектированию солнечных батарей: пер. с англ. / Г. Раушенбах. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 360 с.
2. <http://generatorvolt.ru/alternativnye-istochniki/osobennosti-ehkspluatacii-solnechnykh-ehlektrostantsijj.html>. Особенности эксплуатации солнечных электростанций.

## **Глава 6. ЭКСПЛУАТАЦИЯ И ОБСЛУЖИВАНИЕ МИКРОГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**

### **6.1. Общие требования**

Эксплуатация и обслуживание микроГЭС должны осуществляться в соответствии с инструкцией по эксплуатации микроГЭС. В целях постоянного контроля за состоянием микроГЭС, а также параметрами воды, владельцы микроГЭС должны вести Журнал осмотра и наблюдений за микроГЭС. В данный журнал вносятся данные осмотров (наблюдений и измерений) оборудования и гидротехнических сооружений микроГЭС, параметров воды, как в реке, так и в гидросооружениях микроГЭС.

Инструкция по эксплуатации может быть предоставлена собственнику микроГЭС, как лицом (или организацией-подрядчиком), который построил этот объект, так и разработана непосредственно самим собственником (если строительство микроГЭС осуществлялось самостоятельно).

Инструкция по эксплуатации микроГЭС должна содержать следующую информацию:

- перечень гидротехнических сооружений, их назначение и эксплуатационные функции;
- перечень оборудования, его назначение и эксплуатационные функции;
- характеристику материалов гидротехнических сооружений (вид материала, из которого произведено сооружение и т.п.);
- технический паспорт и инструкцию по эксплуатации гидроагрегата (предоставляется производителем гидроагрегата);
- порядок эксплуатации микроГЭС: при нормальных условиях работы, при пропуске паводков и половодий, в морозный период, в аварийных условиях;
- требования техники безопасности при эксплуатации микроГЭС;
- порядок подготовки и проведения ремонта гидротехнических сооружений и гидроагрегата микроГЭС;
- примерные даты: начала и окончания половодья; появления шуги; замерзания воды в реке;
- расходные характеристики гидротурбины (гидротурбин);
- ведомость и схемы размещения всей контрольно-измерительных приборов (КИП);
- методику выполнения измерений по КИП.

Далее рассмотрим общие положения по порядку эксплуатации микроГЭС, которые содержат положения, применимые для большинства микроГЭС деривационного типа.

## **6.2. Запуск и остановка микроГЭС**

На момент запуска микроГЭС необходимо заполнить водой напорный бассейн до объема, обеспечивающего работу гидроагрегата, а также напорный трубопровод. На время заполнения водой, указанных гидросооружений не допускается подача воды на турбину.

Для заполнения водой гидросооружений необходимо открыть затвор (затворы) водозаборного сооружения и обеспечить забор воды в деривационный канал. Забор воды в деривационный канал обеспечивается таким открытием затвора водозаборного сооружения, которое дает необходимое наполнение деривационного канала и пропуск необходимого расхода воды.

В случае если деривационный канал и/или напорный бассейн содержат переливы или систему сброса излишков воды, то забор воды в такой деривационный канал может производиться при полностью поднятых затворах водозаборного сооружения. Однако в этом случае необходимо помнить, что пропуск большого расхода воды, может повлечь за собой размыв земляных гидросооружений.

Наполнение водозаборного сооружения водой до уровня, при котором возможна работа гидроагрегата микроГЭС, должна быть сигналом открытия подачи воды в турбинную камеру.

**ВАЖНО:** к моменту открытия подачи воды в турбинную камеру необходимо убедиться, что с водой из напорного бассейна в турбинную камеру не попадут мусор, песок и камни. Расход воды, подаваемый на турбину во время запуска не должен превышать 20 процентов от номинального расхода гидроагрегата с постепенным доведением расхода до 50 процентов от номинального расхода гидроагрегата. Такой расход подается на турбину в течение времени, указанного в инструкции по эксплуатации гидроагрегата. При этом гидроагрегат на время запуска работает без нагрузки.

### **6.2.1. Предэксплуатационная подготовка**

1) Проверить, на нужной ли глубине под водой (согласно требованиям к гидроагрегату) находится выходное отверстие отводящего канала.

2) Проверить, в подвижном ли состоянии находятся все крутящиеся детали.

3) Проверить, крепко ли закручены болты и гайки.

4) Проверить, на должном ли уровне (согласно требованиям к гидроагрегату) находится уровень масла.

5) Проверить, в достаточной ли мере смазаны все подлежащие смазке детали.

6) Проверить, не находятся ли вблизи агрегата предметы, которые могут блокировать движение отдельных ее деталей.

7) Проверить распределительный щит и электропроводку.

8) Открыть верхний затвор (шлюз) и проверить, не происходит ли протекания из мест соединений напорного трубопровода.

### **6.2.2. Запуск**

1) Открыть главный затвор, чтобы спиральная камера начала наполняться водой. Затем включить манометр и вакуумметр.

2) Медленно прокрутить ручной маховичок регулятора скорости, запустить направляющую лопасть, и дать агрегату поработать на холостом ходу для достижения необходимой скорости.

**ВНИМАНИЕ:** необходимо следить за тем, чтобы скорость не превышала допустимых пределов.

3) Посмотреть на частотомер: является ли его показатель стабильным на 50 Гц. По достижении агрегатом нормальных показателей, постепенно увеличить нагрузку и перевести регулятор скорости в режим самоконтроля.

4) Степень открытия водораспределителя должна быть согласована с нагрузкой электрогенератора. Она регулируется рычагом регулятора скорости, с учетом скорости вращения электрогенератора.

### **6.2.3. Тестовый запуск гидротурбины**

Перед вводом турбины в эксплуатацию, необходимо запустить ее в тестовом режиме и произвести наблюдение за слаженностью работы всех ее частей.

1) В соответствии с ходом запуска гидротурбины, дать сначала скорости вращения агрегата достигнуть половины от требуемой величины. Пустить турбину без нагрузки на 4 часа. Следить, не возникает ли непредусмотренных явлений в работе агрегата. Если все в норме, увеличить скорость оборотов до требуемой величины и оставить на непрерывную работу еще на 4 часа.

2) После успешного прогона турбины без нагрузки, постепенно увеличить нагрузку поочередно на 25 %, 50 %, 75 %, и вплоть до полной нагрузки. По достижении полной нагрузки, необходимо произвести тестовый прогон агрегата в течение 72 часов (в режиме полной нагрузки). Внимательно следить за функционированием всех частей агрегата. Ежечасно фиксировать состояние работы агрегата. Если все в норме – вводить агрегат в полную эксплуатацию. Если же обнаружатся непредвиденные явления в ходе тестового прогона, необходимо немедленно остановить агрегат, выявить и устранить их причину.

### **6.2.4. Остановка гидротурбины**

1) Закрыть водораспределительную систему.

2) Отключить потребителей.

3) Закрыть водозаборный вентиль.

- 4) Выключить манометр и вакуумметр.
- 5) Начисто протереть наружную часть агрегата.
- 6) При остановке агрегата на длительное время, или при его заледенении, необходимо открыть спускной клапан, находящийся в нижней части спиральной камеры, слить скопившуюся воду, вычистить скопление примесей.

#### **6.2.5. Аварийная остановка**

Если во время работы агрегата возникнут перечисленные ниже ситуации, необходимо немедленно приостановить его работу, и произвести соответствующую запись в рабочем журнале:

- 1) Мощность агрегата значительно понизилась.
- 2) Вышел из строя электрогенератор или регулятор скорости.
- 3) Резкие колебания агрегата, либо необычный шум.
- 4) Перегрелся подшипник.
- 5) Агрегат "бегает" в стороны (если регулятор скорости работает в режиме самоконтроля, довести работу до холостого хода, а затем остановить).

#### **6.3. Порядок эксплуатации при нормальных условиях работы**

Эксплуатация гидросооружений должна обеспечивать бесперебойную подачу воды из водозаборного сооружения в деривационный канал в объеме, обеспечивающем работу гидроагрегата в нагрузке. Существенное превышение объемов подачи воды в деривационный канал может привести к опасным размывам в нижнем бьефе.

В целях предотвращения повреждения деривационного канала (особенно если канал земляной) нельзя допускать очень быстрого изменения уровня воды в канале (к примеру, резко подать большой объем воды).

В целях предотвращения размыва берегов не допускается пропуск расходов воды сверх допустимого объема.

В целях исключения попадания воздуха в турбинную камеру нельзя допускать снижения установленного уровня воды в напорном бассейне. Попадание воздуха в турбинную камеру является очень опасным явлением и может привести к гидроудару турбины. В случае образования на поверхности воды в напорном сооружении воронок необходимо снизить расход воды, поступающий на турбину и/или увеличить забор воды на водозаборном сооружении.

В случае если водонапорный бассейн оборудован переливом воды и/или сбросным устройством, то подачу воды можно увеличить. Это позволит иметь запас воды на случай резкого увеличения потребления воды

гидроагрегатом и обеспечит частичную очистку от плавающего на поверхности сора.

Эксплуатация гидротурбины и уход за ней:

- 1) Периодически проверять герметичность различных частей агрегата.
- 2) Периодически проверять тугость затягивания всех гаек и болтов.
- 3) Следить за исправностью и подвижностью всех двигающихся деталей агрегата.
- 4) Периодически измерять давление воды в спиральной камере и вакуум в отводящем канале, при этом фиксируя данные измерений в рабочем журнале.
- 5) Следить, чтобы на лопастях рабочего колеса не образовалась кавитационная коррозия.
- 6) Регулярно производить заливку смазочного масла в необходимые места агрегата.
- 7) Рекомендуется производить технический осмотр и миниремонт агрегата раз в три месяца, и раз в год производить капитальный ремонт. Значительно чаще нужно проверять основные детали, такие как рабочее колесо, подшипники и т.п.
- 8) Запуск, эксплуатация и остановка агрегата должны производиться в строгом соответствии с предписанным порядком.
- 9) Если в ходе работы агрегата возникают неполадки, необходимо произвести первичную запись.
- 10) На производственной площадке необходимо поддерживать чистоту. В обязательном порядке должны присутствовать запасные детали, смазочные и расходные материалы, инструменты.

Лицо, осуществляющее эксплуатацию микроГЭС должно обеспечить ежедневный визуальный осмотр гидросооружений и гидроагрегата микроГЭС с внесением информации о результатах осмотра в Журнал осмотра и наблюдений за микроГЭС. Журнал должен содержать следующую информацию:

- дату проведения осмотра;
- данные об измерении уровня и объема воды в гидросооружениях;
- информацию о наличии мусора на сороудерживающих механизмах и необходимости очистки механизмов от сора;
- информацию о наличии в ловушках наносов и необходимости их очистки;
- информацию об обнаруженных повреждениях гидросооружений микроГЭС;
- дата остановки работы микроГЭС и основания, вызвавшие такую приостановку;
- иную информацию, предусмотренную к внесению в Журнал осмотра и наблюдений за микроГЭС в соответствии с инструкцией.

В зимний период в журнал должна вноситься информация об обледенении гидросооружений и наличии (или отсутствии) шуги.

#### **6.4. Защита напорного трубопровода и турбины от сора**

В процессе эксплуатации микроГЭС необходимо обеспечить защиту турбинного оборудования от плавающего сора (древесная растительность, трава, плавающий бытовой мусор и т.п.).

Система защиты микроГЭС от сора должна предусматривать установку сороздерживающих механизмов на всех гидросооружениях по пути движения воды от водозаборного сооружения к напорным трубопроводам. В целях защиты турбин микроГЭС от сора, попавшего в напорный бассейн, вода из напорного бассейна перед попаданием в напорный трубопровод должна проходить, через сороудерживающие решетки.

Проектирование и строительство водозаборного сооружения микроГЭС (в микроГЭС деривационного типа) производится таким образом, чтобы обеспечить очистку большей части сора током воды в реку, не допуская попадания сора в деривационный канал.

Конструкция напорного бассейна должна предусматривать систему организации воды таким образом, чтобы основной ток воды направлял сор в сбросной водовод.

Очистку сороудерживающих устройств необходимо проводить регулярно, чтобы не допускать уменьшения объема воды, подаваемого на турбину. На время паводка очистка сороудерживающих устройств должна проводиться чаще, чем это делается в период работы микроГЭС в обычном режиме.

Если в реке, на которой построена микроГЭС, в период паводков образуется большое количество мусора, то для исключения поломки микроГЭС допустима остановка работы микроГЭС до завершения периода паводков. В этом случае приостанавливается забор воды из водозаборного сооружения (данное действие, как правило, приемлемо только для микроГЭС деривационного типа) с остановкой работы оборудования микроГЭС.

Информация о проведении очистки гидросооружений от мусора вносится в журнал осмотра и наблюдений за микроГЭС.

#### **6.5. Борьба с наносами**

Затруднения в эксплуатации микроГЭС, нередко возникают из-за заиливания гидросооружений и значительного абразивного износа рабочих колес турбин. Проектирование и строительство гидросооружений микроГЭС должно предусматривать сооружение различного рода ловушек для камней ила и песка.

Основными мероприятиями по борьбе с наносами являются:

- проведение берегоукрепительных работ для предотвращения разрушения и эрозии берегов деривационного канала;
- установку ловушек для камней, песка и ила по пути следования воды от водозаборного сооружения до напорного бассейна;
- периодическое удаление наносов в ловушках, а в случае необходимости в соответствующих гидросооружениях.

В случае если проведение очистки от наносов может привести к попаданию песка, а тем более камней в напорный трубопровод, то необходимо на время очистки гидросооружений от наносов приостановить работу микроГЭС.

Очистка ловушек и гидросооружений от наносов должна проводиться регулярно. Периодичность проведения очистки зависит от скорости засорения гидросооружений и установленных на них ловушек наносов. Учитывая природные и гидрологические особенности рек, а также отличия микроГЭС друг от друга (отсутствие практически двух одинаковых микроГЭС) владелец микроГЭС должен самостоятельно определить периодичность очистки микроГЭС от наносов.

Информация о проведении очистки гидросооружений от наносов вносится в журнал осмотра и наблюдений за микроГЭС.

## **6.6. Пропуск паводков (половодий)**

Ежегодно, до наступления паводкового периода, собственник микроГЭС должен определить перечень мероприятий, необходимых для нормального прохождения весенних паводков (половодий).

В случае с ГЭС деривационного типа важным условием эффективного прохождения паводков является правильно спроектированное и построенное водозаборное сооружение. Установка водозаборного сооружения производится таким образом, чтобы он не находился на пути паводка. Оно должно быть расположено на внутреннем изгибе реки, таким образом, чтобы основной поток паводка ударялся в противоположный берег реки, а не прямо по водозаборному сооружению.

Разрушение гидросооружений паводками вследствие попадания в деривационный канал неконтролируемого расхода воды. Попадание неконтролируемого расхода воды в результате паводка может произойти при образовании нового (дополнительного) русла выше по течению от микроГЭС или в случае увеличения русла реки. Для недопущения такой ситуации необходимо провести работы по укреплению берега реки в местах возможных размывов, где может образоваться новое русло реки, которое приведет к разрушению гидросооружений и оборудования микроГЭС.

В случае с небольшими микроГЭС с относительно небольшим гидроагрегатом, имеет смысл его демонтировать и переместить в безопасное место.

Проектирование и строительство гидросооружений микроГЭС должно учитывать информацию о паводках, ранее имевшихся на реке, на которой предполагается строительство микроГЭС. Данная информация может быть получена от местного населения и соответствующих служб (МЧС, департамент водного хозяйства, службы ирригации). По мере накопления опыта прохождения паводков, в инструкцию по эксплуатации микроГЭС должны вноситься изменения порядка эксплуатации микроГЭС на время паводков.

После прохождения паводков, все гидротехнические сооружения, особенно крепления нижнего бьефа, а также оборудование, должны быть осмотрены, выявлены повреждения и определены сроки их устранения.

Информация о паводках, датах их начала и завершения, а также результаты их прохождения вносятся в журнал осмотра и наблюдений за микроГЭС.

### **6.7. Эксплуатация при отрицательных температурах**

Ежегодно до наступления периода отрицательных температур необходимо определить перечень мероприятий, для нормального прохождения указанного периода.

До наступления периода отрицательных температур необходимо проверить:

- готовность к действию затворов, предназначенных для работы в зимний период, а также исправности уплотнений;
- готовность шугосбросных устройств, решетко-очистительных механизмов (при их наличии);
- исправность устройств для обогрева и утепления затворов, решеток, пазов, закладных частей и механизмов подъема;
- исправность контрольно-измерительных приборов;
- инструменты и приспособления (грабли, лопаты и т.п.).

Также необходимо определить людей для круглосуточного удаления льда, шуги и подготовить к эксплуатации в зимний период помещения, в котором находится гидроагрегат, в целях недопущения промерзания оборудования и контрольно измерительных приборов

Затворы и гидросооружения, на период отрицательных температур, подлежат ежедневному осмотру на предмет промерзания.

Нельзя допускать образование даже минимальных заторов из-за льда и ледовых масс в деривационном канале и напорном бассейне. При обра-

зовании льда в гидросооружениях необходимо незамедлительно проводить работы по его удалению из сооружений.

Борьба с шугой и льдом должна вестись следующими способами:

- установка на зимний период решеток с большими пролетами между стержнями.
- удаление шуги и льда из напорного сооружения. Удаление может частично осуществляться через сбросной водовод (при его наличии), при этом необходимо следить, чтобы сбросной водовод не забился;
- удаление шуги и льда людьми с помощью различного рода приспособлений: грабли, вилы, лопаты и др.;
- возможна установка электрообогрева сороудерживающих решеток в целях недопущения образования льда на них.

Для предотвращения забивки решеток шугой и плавающим льдом, что может привести к уменьшению объема воды, поступающего на турбину, необходимо проводить постоянную очистку решетки. Допускается пропуск шуги через решетку.

Для беспрепятственного движения шуги по деривационному каналу необходимо выполнить следующие мероприятия:

- микроГЭС не должна работать при максимальной нагрузке;
- все препятствия, мешающие плавному и равномерному движению шуги, должны быть устранены для предупреждения образования заторов в деривации.

В журнале осмотра и наблюдений за микроГЭС должны быть указаны места на деривационном канале, где происходит быстрое оледенение, для своевременного скалывания льда в целях недопущения образования ледяного затора.

В случае остановки микроГЭС в период отрицательных температур необходимо:

- слить воду из турбинной камеры и напорного трубопровода;
- закрыть доступ воды в указанные сооружения и механизмы;
- закрыть затвор в водозаборном сооружении с прекращением подачи воды в деривационный канал.

Указанные мероприятия проводятся в целях недопущения выхода из строя гидроагрегата и напорного трубопровода.

## **6.8. Техническое обслуживание гидротехнических сооружений**

Задачами технического обслуживания являются:

- постоянный эксплуатационный уход за гидротехническими сооружениями (осмотры, устранение мелких дефектов, уборка мусора и растительности, расчистка канав, расчистка снега в зимнее время и т.д.);

- наблюдение за сооружениями, проведение необходимых обследований и исследований;
- выявление дефектов, устранение которых требует проведения ремонтных работ;
- ведение технической документации по оценке состояния сооружений.

В процессе эксплуатации микроГЭС, со временем, на бетонных поверхностях могут появляться кавитационные повреждения (повреждений, наносимых водой), в виде выемок, промоин, трещин и др. Это возникает по причине направленного воздействия потоков воды в определенные места. При проведении ремонтных работ на таких поверхностях, все возникшие повреждения должны быть устранены (сглажены стенки, выступившие арматурные части (вследствие откалывания кусков бетона) должны быть срезаны заподлицо с поверхностью бетона или заделаны до первоначального состояния.

При обнаружении трещин в теле сооружения необходимо определить причины их появления и провести ремонтные работы по их ликвидации.

При эксплуатации гидротехнических сооружения из грунтовых материалов возможно образование промоин, трещин, оползней, просадок, вымывания грунта необходимо определить причины их появления и провести соответствующие ремонтные работы.

На деривационных каналах необходимо устранять все препятствия, стесняющие рабочее сечение канала и вызывающие потери напора по каналу: неубранные остатки свай, опоры временных мостов, остатки ремонтных заграждений, перемычек, несрезанные выступы берегов и т.п.

Если канал пересекает населенные пункты, необходимо иметь спуски для бытового забора воды, оснащенные дополнительными средствами по условиям техники безопасности в случае падения людей в воду. Выбор пунктов водозабора должен быть согласован с эксплуатирующей организацией и местными органами власти.

Сооружения по трассе деривации (селедуки, селепроводы, ливнесбросы, нагорные каналы и другие) должны своевременно очищаться от наносов и заилений и поддерживаться в работоспособном состоянии.

Плановые остановки микроГЭС должны использоваться для осмотра гидросооружений, очистки их от наносов и мусора, а также для проведения ремонтных работ.

### **Вопросы для самоконтроля:**

1. Какие параметры должны вноситься в Журнал осмотра и наблюдений за микроГЭС?
2. Какая информация должна содержаться в Инструкции по эксплуатации микроГЭС ?

3. Как осуществляется запуск микроГЭС?
4. Как осуществляется остановка гидротурбины?
5. В каких случаях осуществляется аварийная остановка агрегата?
6. Что включает в себя процесс эксплуатации гидротурбины и ухода за ней?
7. Какие основные мероприятия выполняют при борьбе с наносами?
8. Каковы особенности эксплуатации микроГЭС при отрицательных температурах?
9. В чем состоят задачи технического обслуживания гидротехнических сооружений?

**Список литературы главы 6:**

1. Лукутин Б.В. Автономное электроснабжение от микрогидроэлектростанций: монография / Б.В. Лукутин, С.Г. Обухов, Е.Б. Шандарова. – Томск, 2001. – 104 с.
2. Липкин В.И., Микрогидроэлектростанции: пособие по применению / В.И. Липкин, Э.С. Богомбаев. – Бишкек, 2007. – 30 с.

## **Глава 7. УПРАВЛЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГЕОТЭС**

Под геотермальной энергией понимают теплоту вулканических очагов, парогидротерм глубоко залегающих горных пород, готовую для практического пользования.

Геотермальные ресурсы – это часть тепловой энергии земной коры, которую можно извлечь и использовать для теплоснабжения потребителей или производства электроэнергии.

### **7.1. Ресурсы геотермальной энергии**

Температура Земли увеличивается с глубиной, в среднем на 30...35 °С на каждую тысячу метров. В отдельных регионах планеты температурные слои залегают на малой глубине. Если через пористые породы и трещины земной коры в высокотемпературные слои затекает вода, на поверхность вырываются струи пара и горячей воды – гейзеры. Суммарная геотермальная энергия, поступающая из недр Земли к её поверхности, оценивается в 32 тысячи ГВт.

В 1904 году впервые в Италии пар геотермального происхождения был использован для выработки электроэнергии на паросиловой установке. В первые годы XXI столетия в 117 станций общей мощностью 2017 МВт. Более 40 % действующих мощностей приходится на долю США. На ГеоТЭС Филиппинских островов установленная мощность составляет около 900 МВт, в Мексике – 700, в Италии – 500.

Россия располагает большими потенциальными запасами геотермальной энергии в виде парогидротерм вулканических районов и энергетических термальных вод с температурой 60...200 °С в платформенных и предгорных районах. В 1967 г. на южной оконечности Камчатки была создана первая в стране Паужетская ГеоТЭС мощностью 5 МВт, доведенная впоследствии до мощности 11 МВт. Пробуренные в Паужетской геотермальной системе несколько десятков скважин в суммарном объёме производят пароводяную смесь в количестве, достаточном для расширения Паужетской ГеоТЭС до 25 МВт.

В 1989 г. на Северном Кавказе была создана опытная Ставропольская ГеоТЭС с использованием двухконтурных энергоустановок. В качестве теплоносителя применяется термальная вода с температурой 165 °С, добываемой с глубины 4,2 км. Технологическая схема ГеоТЭС была разработана в ЭНИН им. Кржижановского.

Мутновская геотермальная электростанция, расположенная в 140 км от г. Петропавловск-Камчатский у подножья действующего вулкана Мут-

новский. До начала строительства Мутновской ГеоТЭС там же ранее была введена в эксплуатацию Верхнее-Мутновская станция мощностью 12 МВт.

Первый блок Мутновской ГеоТЭС мощностью 25 МВт введен в эксплуатацию в 2001 году. Через год, с пуском второго энергоблока, мощность станции возросла до 50 МВт. Вторая очередь Мутновской ГеоТЭС вводится в эксплуатацию в 2007–2009 годах и увеличивает мощность станции на 100 МВт. Третья очередь мощностью более 100 МВт планируется на 2012 год. Мутновская ГеоТЭС на протяжении ряда лет демонстрирует устойчивую работу и производит дешевую электроэнергию, себестоимость которой составляет около 1,5 цента/кВт·ч. В целом, Мутновская ГеоТЭС во многом превосходит по своим техническим характеристикам зарубежные аналоги:

- экологическая чистота, которая достигается исключением прямого контакта геотермального теплоносителя с окружающей средой с последующей закачкой его обратно в земные пласты:

- проблема защиты оборудования станции от коррозии и солеотложений в значительной степени решена с помощью применения специальной технологии присадок пленкообразующих аминов:

- блочно-модульный принцип поставки оборудования, что позволило существенно сократить сроки строительства станции.

Уже сегодня геотермальная энергетика обеспечивает более 25 % потребности в электроэнергии Камчатки, что позволяет ослабить зависимость полуострова от поставок дорогостоящего топлива.

Кроме указанных геотермальных теплоэлектростанций разработан проект и выполнено технико-экономическое обоснование Океанской ГеоТЭС на о. Итуруп в Сахалинской области суммарной мощностью 1-й и 2-й очередей 30 МВт. Находится в эксплуатации Курильская ГеоТЭС мощностью 0,5 МВт.

Годовой топливный эквивалент геотермальных источников, годных для использования (с содержанием солей в теплоносителе менее 10 г на литр) на Кавказе и в Предкавказье оценивается в 2 млн т условного топлива, на Камчатке и Курилах в 1,8 млн т, в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке в 3,4 млн т, в Западной Сибири в 10 млн т.

Встречающиеся на мировой практике максимальные величины параметров геотермального пара на глубине 1500 метров составляет: температура 365 °С, давление 5,5 МПа. Для российских скважин глубиной от 500 м до 3 км пароводяные смеси имеют температуру до 250 °С и энтальпию в пределах 1500...2600 кДж/кг. Важным преимуществом геотермальной энергии является независимость от времени суток и года, климатической

зоны, метеорологических условий. К недостаткам геотермальной энергетики относятся минерализация пароводяной смеси, насыщенность газами (в том числе, ядовитым сероводородом), большим количеством мельчайших твёрдых частиц.

## 7.2. Одно- и двухконтурные ГеоТЭС

В одноконтурной установке паровая фракция выделяется из геотермальной пароводяной смеси в сепараторе и поступает на конденсационную турбину, работающую на насыщенном паре (рис. 7.1). Теплоноситель из скважины несёт в себе большое количество солей и вредных газов (в том числе, сероводород  $H_2S$ ), присутствие которых в паровом контуре недопустимо. Поэтому необходима сепарация пара. Использование гравитационного сепаратора обеспечивает на выходе влажность пара 0,01...0,05 %.

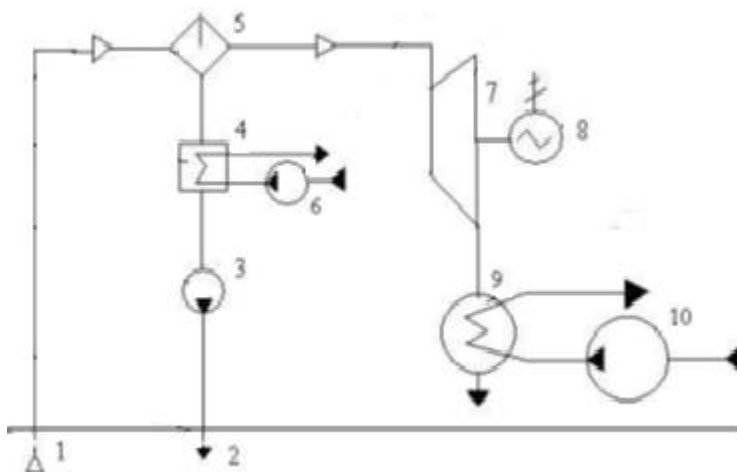


Рис. 7.1. Тепловая схема одноконтурной ГеоТЭС

Принцип работы одноконтурной ГеоТЭС следующий (см. рис 7.1): горячая геотермальная вода направляется из сепаратора пара 5 в сетевой подогреватель 4, где её теплота используется для теплофикации, и затем закачивается насосом 3 обратно в пласт по требованиям охраны окружающей среды и поддержания пластового давления. Обычно глубина таких обратных скважин 2 примерно такая же, как и у эксплуатационных скважин 1.

Пар из сепаратора поступает в турбину 7, приводящую в движение электрогенератор 8. Отработавший в турбине пар направляется в конденсатор 9, в который циркуляционным насосом 10 закачивается холодная вода из окружающей среды. Конденсат сливается в местные водоемы.

Место под строительство ГеоТЭС необходимо выбирать с возможно-

стью подачи холодной воды из окружающей среды в конденсатор паротурбинной установки. Существенным недостатком одноконтурных ГеоТЭС является присутствие в геотермальном паре неконденсирующихся газов, которые не отделяются в сепараторе. По этой причине в конденсаторе невозможно создать глубокий вакуум и теплоперепад в турбине оказывается заниженным.

В состав двухконтурной ГеоТЭС (рис. 7.2) входит парогенератор 4, в котором тепловая энергия геотермальной пароводяной смеси используется для нагрева и испарения питательной воды традиционной влажнопаровой паротурбинной установки 6 с электрогенератором 5. Отработавшая в парогенераторе геотермальная вода закачивается насосом 3 в обратную скважину 2. Химочистка питательной воды турбоустановки ведётся обычными методами. Питательный насос 8 возвращает конденсат из конденсатора 7 в парогенератор.

В двухконтурной установке неконденсирующиеся газы в паровом контуре отсутствуют, поэтому в конденсаторе обеспечивается более глубокий вакуум и термический КПД установки возрастает по сравнению с одноконтурной. На выходе из парогенератора остающаяся теплота геотермальных вод может, как и в случае одноконтурной ГеоТЭС, использоваться для нужд теплоснабжения.

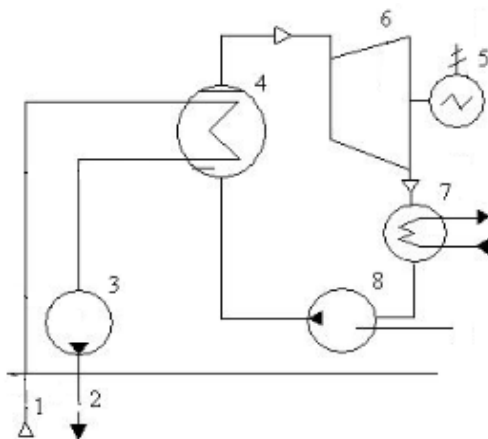


Рис. 7.2. Тепловая схема двухконтурной ГеоТЭС

Газы, в том числе сероводород, подаются из парогенератора в барботажный абсорбер и растворяются в отработанной геотермальной воде, после чего она закачивается в скважину захоронения.

### 7.3. Геотермальное теплоснабжение

Термальные воды — это в основном жёсткие (2,8...11,7 мг/экв/л и бо-

лее) и высокоминерализованные воды с содержанием солей 1...35 г/л и выше, температурой 30...90 °С (иногда более 200 °С). Они отвечают требованиям, предъявляемым к теплофикационным водам. Использование термальных вод в обычных системах теплофикации часто невозможно из-за высокой их минерализации, необходимости сброса при 50...70 °С, и вероятности наличия в них вредных веществ.

Геотермальную энергию в виде горячей воды и пара широко используют для обогрева жилищ и теплиц, в технологических процессах и для лечебных целей.

Водяные геотермальные источники находятся на глубине 2...6 км.

Высокую температуру водяные линзы или водоносные породы получают от мантии земли.

Петротермальные источники размещены в районах земной коры, где отсутствует вода. При температурном градиенте 20...40 °С на 1 км в толще земли на глубине 3 км достигаются температуры, достаточные для подогрева воды или получения пара.

Термальную воду используют для отопления по одной из следующих схем:

- воду из скважин непосредственно подают в отопительные устройства (одноконтурная схема для слабоминерализованных вод); воду предварительно обрабатывают (химическая подготовка воды);

- вода, циркулирующая в системе отопления или горячего водоснабжения, в промежуточном теплообменнике нагревается термальной водой (двухконтурная система). В большинстве случаев применяют вторую схему.

При наличии достаточных ресурсов геотермальных вод её параллельно дают на отопление и горячее водоснабжение; при ограниченных ресурсах воду последовательно дают на отопление, затем на горячее водоснабжение.

Если потребность в тепловой энергии превышает ресурсы термальных вод, тогда при любой схеме подачи (параллельная или непосредственная) при пиковых нагрузках термальные воды догревают. На рис. 7.3 – 7.6 приведены различные схемы подачи геотермальной воды на отопление и горячее водоснабжение.

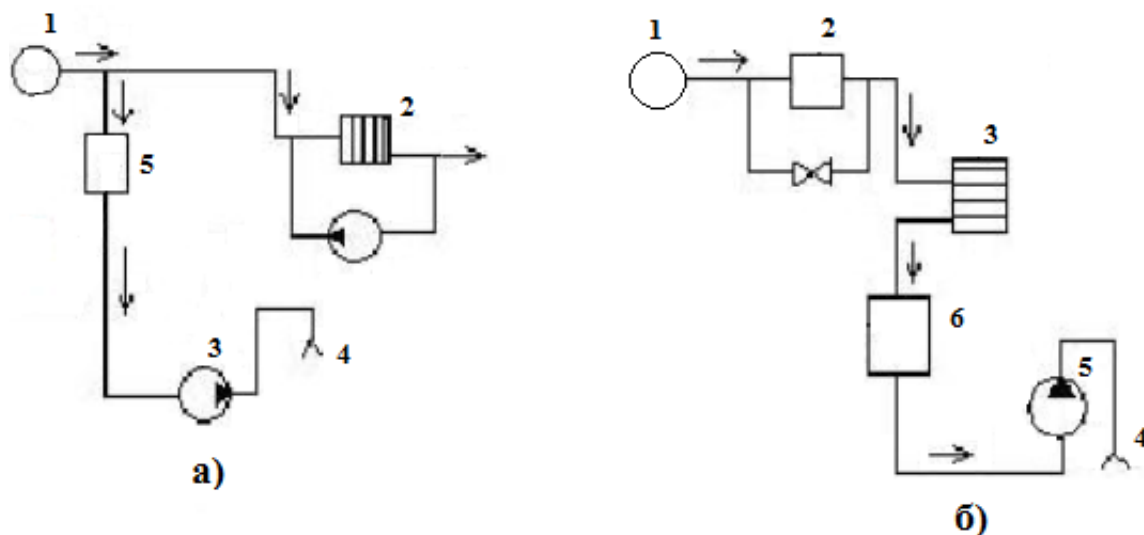


Рис. 7.3. Схема подачи геотермальной воды на отопление и горячее водоснабжение:

- а) параллельная: 1 – скважина; 2 – система отопления; 3 – насос;  
4 – система горячего водоснабжения; 5 – бак-аккумулятор;  
б) последовательная: 1- скважина; 2 – система отопления; 3 – устройство пикового догрева; 4 – система горячего водоснабжения; 5 – насос; 6 – бак горячей воды

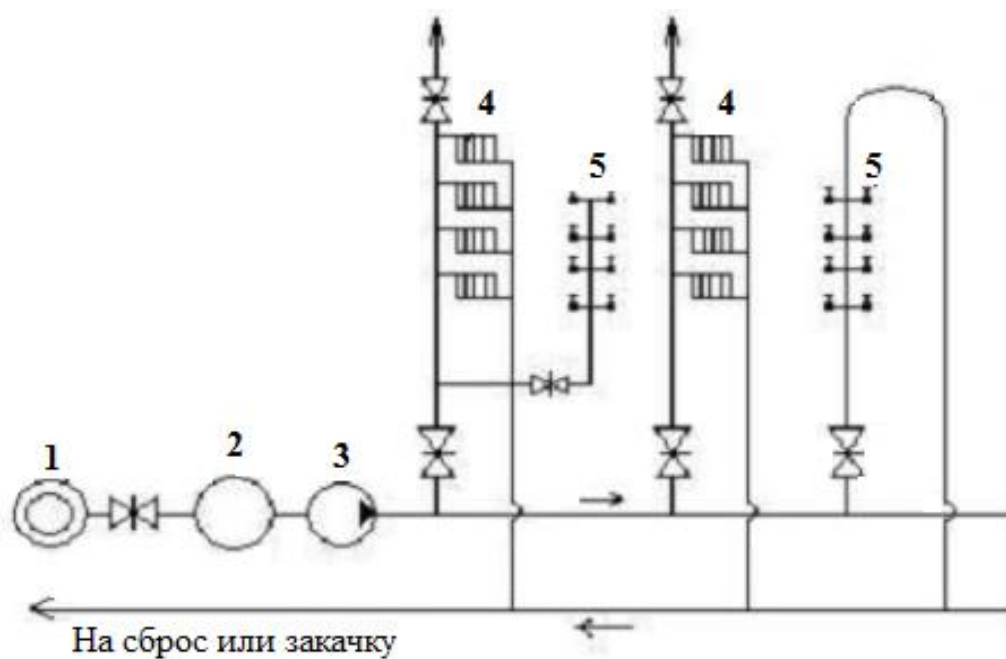


Рис. 7.4. Открытая двухтрубная геотермальная система теплоснабжения:

- 1 - скважина; 2 - бак-аккумулятор; 3 - сетевой насос;  
4 - отопительные приборы; 5 - водоразборный кран

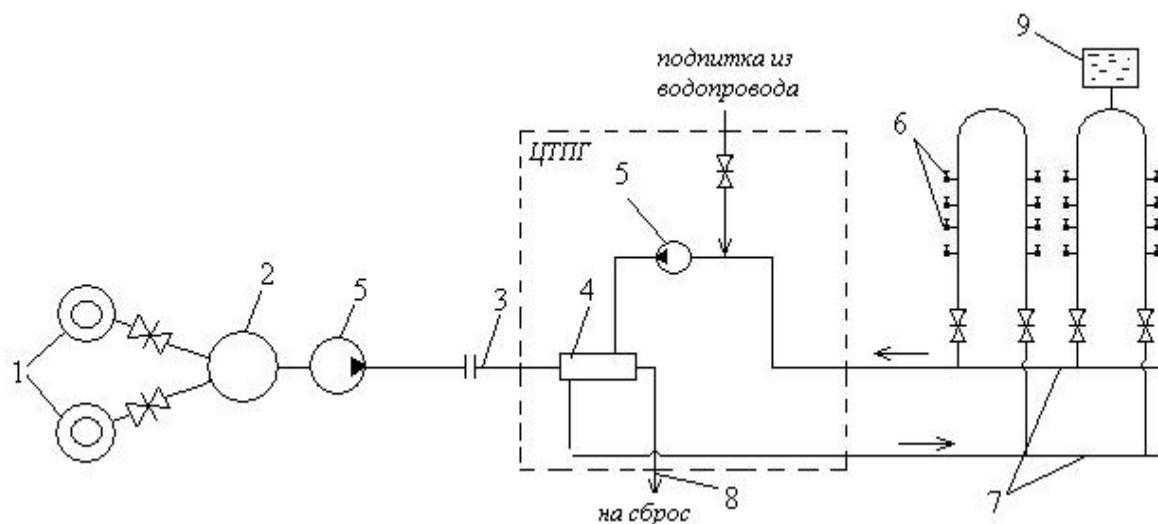


Рис. 7.5. Однотрубная закрытая геотермальная система горячего водоснабжения:

1 - геотермальные скважины термоводозабора; 2 - сборный бак-аккумулятор геотермальной воды; 3 - однотрубная транзитная теплотрасса; 4 - сетевой теплообменник; 5 - сетевые насосы; 6 - водоразборный кран; 7 - двухтрубная распределительная теплосеть; 8 - сбросная теплосеть; 9 - расширительный бак

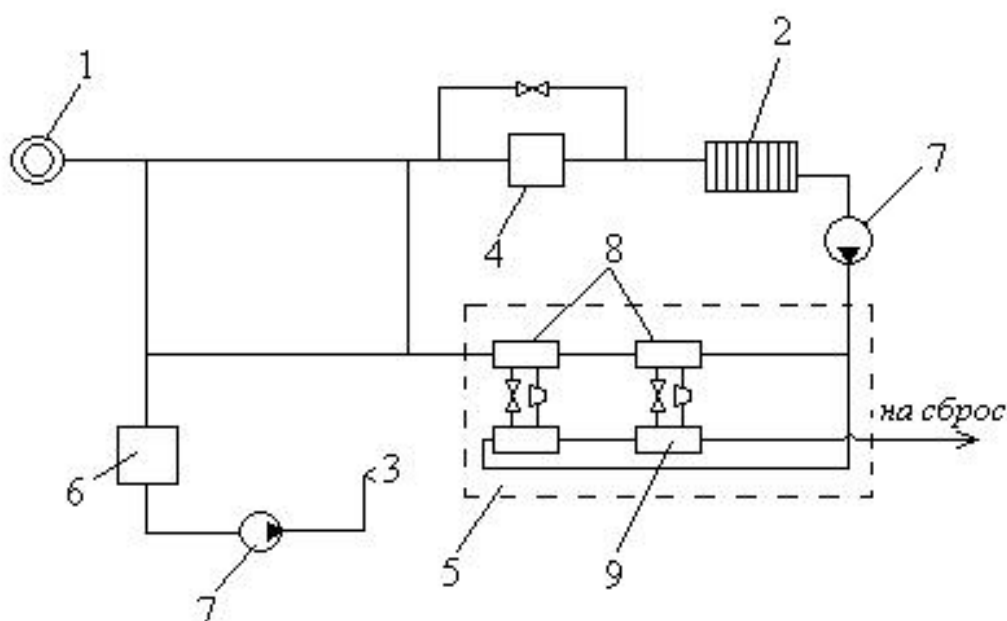


Рис. 7.6. Принципиальная схема системы геотермального теплоснабжения с применением пикового догрева и тепловых насосов:

1 - скважина; 2 - система отопления; 3 - система горячего водоснабжения; 4 - пиковая котельная; 5 - теплонасосная установка; 6 - бак-аккумулятор; 7 - насос; 8 - конденсаторы; 9 - испарители

На территории РФ на курорте “Нальчик” в Кабардино-Балкарской республике для отопления и горячего водоснабжения используется высокоминерализованная термальная вода с температурой более 80 °С. Применены промежуточные теплообменники. Кроме того охлаждённая в теплообменниках до температуры около 40 °С термальная вода подаётся в ванны и души бальнеолечебницы, попутно из неё получают бром, йод, редкоземельные элементы.

В г. Махачкала (Дагестан) используются геотермальные скважины, дающие слабоминерализованную воду с температурой около 65 °С, с давлением 0,6...0,8 МПа, дебит скважин 2...3 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Для целей теплофикации применяется пиковый подогрев в котлах на газе. Пиковая котельная работает незначительную часть отопительного сезона. В г. Кизляр (Дагестан) для теплофикации используется термальная вода с температурой 100...105 °С, подаваемая с глубины до 3000 метров, минерализация воды 10...12 г/л.

Себестоимость одной гигакалории теплоты в системе геотермального теплоснабжения примерно в 2 раза ниже, чем от топливных котельных.

В г. Омск скважины с глубины 2...2,5 км дают до 3 тыс. м<sup>3</sup>/сут. воды с температурой до 80 °С. Вода высоко минерализована (до 27 г/л солей), и несёт попутный метан. При температурном графике 10...50 °С использование метана в пиковых котлах позволит получать до 100 ГКал теплоты в сутки с одной скважины. Такой теплоты достаточно, чтобы обеспечить отопление и горячее водоснабжение примерно 20 тыс. м<sup>2</sup> жилой площади.

Перспективно использование теплоты термальных вод в тепличном хозяйстве. Себестоимость сбросной теплоты ГеоТЭС ничтожна, поэтому геотермальная энергетика обычно сопровождается развитием теплиц, парников, оранжерей. В Исландии в геотермальных теплицах выращивают даже бананы. В медицине широко применяется лечение минерализованными термальными водами.

В районах вечной мерзлоты, покрывающих более 50 % территории России, открытая разработка полезных ископаемых обычно ведется только в летнее время. Использование теплоты земных недр позволит вести горные работы круглый год.

Из термальных вод получают дешевые химические продукты – йод, бром, бор, литий, цезий, рубидий, стронций и др. Их извлечение из растворов не требует больших капитальных затрат на горные работы. Термальные воды легко обогащаются выпариванием.

Остановимся на проблемах, тормозящих развитие геотермальной энергетики.

На отдельных геотермальных месторождениях отмечено снижение дебита скважин в процессе эксплуатации. Так, на Паужетской ГеоТЭС через год после пуска станции дебит скважин уменьшился на 15 %. С другой

стороны, на ГеоТЭС Лордерелло (Италия) за 40 лет эксплуатации дебит скважин не менялся. По мировой практике, средний срок эксплуатации скважин составляет 25...30 лет. Геологоразведочные работы и разбуривание новых скважин повышают капитальные затраты геотермальной энергетики. Геотермальные месторождения недостаточно изучены с точки зрения геологии и геофизики, неясно, на каком расстоянии должны располагаться друг от друга скважины, почему соседние скважины иногда дают воду разной температуры и давления.

Высокая минерализация и растворенные в геотермальных водах газы вызывают интенсивное отложение накипи, повышенную коррозию оборудования. Приходится применять промежуточные теплообменники, в которых минерализованная, с высоким содержанием вредных газов вода из земных недр отдает теплоту сетевой воде второго контура. Приходится использовать дорогие коррозионностойкие конструкционные материалы, чаще прибегать к химпромывкам оборудования, что увеличивает эксплуатационные расходы. ЭНИНом разработаны пластинчатые теплообменники с пластинами из углеродистой стали, защищенными полимерным покрытием, применение которых позволит увеличить сроки эксплуатации оборудования. Разрабатываются композитные покрытия с повышенной теплопроводностью. Для борьбы с коррозией труб у скважин размещают емкости для удаления растворенных газов. Коррозия развивается главным образом на границе «воздух-вода», для ее подавления закачивают в скважины отработанные масла, парафины, которые растворяют газы и служат защитной подушкой на поверхности воды.

Геотермальные воды часто содержат токсичные вещества –  $H_2S$ ,  $SO_2$ ,  $HF$ ,  $HCl$  и др. Воды Паратунского месторождения содержат до  $0,6 \text{ г/м}^3$  мышьяка. Очистка теплоносителя от токсичных примесей ионообменными смолами и другими методами также увеличивает эксплуатационные расходы и требует применения дополнительных приборов контроля и сигнализации, индивидуальных и групповых средств защиты персонала.

#### **7.4. Управление режимом работы и оборудованием ГеоТЭС**

На ГеоТЭС должно обеспечиваться:

- соответствие технологического режима работы ГеоТЭС допустимым технологическим режимам работы и условиям работы электроэнергетического оборудования;
- баланс производства и потребления электрической энергии при соблюдении установленных параметров качества электрической энергии;
- соответствие технологических режимов работы генерирующих мощностей ГеоТЭС требованиям системной надежности;

- оптимизация режимов работы ГеоТЭС по критерию минимизации суммарных затрат покупателей электрической энергии. Указанная оптимизация должна обеспечиваться с учетом приоритетности производства электрической энергии: в объеме, предусмотренном обязательствами по двусторонним договорам купли-продажи электрической энергии в случаях, установленных правилами оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода.

На ГеоТЭС осуществляется непрерывное круглосуточное регулирование технологического режима работы станции по частоте электрического тока и мощности, обеспечивающее:

- выполнение заданных диспетчерских графиков мощности (нагрузки) ГеоТЭС;
- поддержание частоты электрического тока в установленных пределах.

Регулирование частоты электрического тока и мощности осуществляется совместным действием систем первичного и вторичного регулирования.

Первичное регулирование частоты электрического тока и мощности на ГеоТЭС представляет собой изменение мощности под воздействием автоматических регуляторов. Характеристики настроек указанных регуляторов устанавливаются системным оператором (в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе - соответствующим субъектом оперативно-диспетчерского управления).

Вторичное регулирование частоты электрического тока и мощности представляет собой изменение мощности ГеоТЭС, выделенной для этих целей путем выполнения соответствующих диспетчерских команд либо автоматически (с использованием систем автоматического регулирования частоты электрического тока и мощности).

При изменении мощности оборудования ГеоТЭС, вызванном действием автоматики, дежурные работники электростанции вправе осуществлять самостоятельное регулирование мощности только с разрешения диспетчера или в случае выхода мощности за допустимые при данном состоянии оборудования пределы.

При регулировании напряжения должны быть обеспечены:

- соответствие уровня напряжения значениям, допустимым для оборудования электрических станций и сетей (в соответствии с эксплуатационными характеристиками, установленными изготовителям);
- определяемый системным оператором (в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе – соответствующим субъектом оперативно-диспетчерского управления) запас устойчивости энергосистемы.

Для ГеоТЭС с контрольным пунктом, напряжение в котором контролируется вышестоящим диспетчерским центром, графики напряжения и характеристики его регулирования составляются на предстоящий квартал диспетчерскими центрами, в операционной зоне которых они расположены, и могут корректироваться вышестоящим диспетчерским центром.

Для ГеоТЭС с контрольным пунктом и оснащенных устройствами регулирования реактивной мощности, соответствующий диспетчерский центр, исходя из условий устойчивости электроэнергетического режима энергосистемы, устанавливает аварийные пределы снижения напряжения.

В случае, если напряжение в контрольном пункте ГеоТЭС снижается до аварийного предела, дежурные работники электростанции с устройствами регулирования реактивной мощности обеспечивают поддержание напряжения путем использования допустимых технологических режимов работы генераторов и устройств регулирования реактивной мощности.

Технологический режим работы устройств регулирования реактивной мощности определяется вышестоящим субъектом оперативно-диспетчерского управления.

При эксплуатации ГеоТЭС необходимо осуществлять контроль качества пара. Скрубберы (сепараторы второй ступени) при нормальных условиях эксплуатации должны выдавать на выходе пар следующих параметров:

|                                   |                 |
|-----------------------------------|-----------------|
| - сухость пара                    | $\geq 0,9995$ ; |
| - общее количество твердых частиц | $\leq 0,5$ ppm; |
| - кремний                         | $\leq 0,1$ ppm; |
| - хлориды                         | $\leq 0,1$ ppm; |
| - железо                          | $\leq 0,1$ ppm. |

При пиковых расходах пара, могущих образоваться при нестационарных режимах, допускается кратковременная работа при следующих параметрах:

|                                   |                 |
|-----------------------------------|-----------------|
| - сухость пара                    | $\geq 0,9990$ ; |
| - общее количество твердых частиц | $\leq 1,0$ ppm; |
| - кремний                         | $\leq 0,2$ ppm; |
| - хлориды                         | $\leq 0,2$ ppm; |
| - железо                          | $\leq 0,2$ ppm. |

Максимальный перепад давлений на каждом скруббере не должен превышать 0,2 бар при всех условиях эксплуатации.

Для поддержания нужного химического состава воды в водных системах охлаждения необходимо осуществлять и контролировать дозирование каустической соды для сохранения требуемого уровня pH, предусмотренного проектом.

Для защиты персонала и оборудования от воздействия сероводорода в установленные сроки проводить смену фильтрующих блоков для всех помещений, для которых предусмотрена подача воздуха, очищенного от  $\text{H}_2\text{S}$ .

Концентрация твердых частиц фильтрации не должна превышать  $30 \cdot 10^{-6} \text{ г/м}^3$ , а уровень загазованности не больше, чем:

- $\text{H}_2\text{S}$  - 0,003 частей на млн;
- $\text{Cl}_2$  - 0,002 частей на млн;
- $\text{SO}_2$  - 0,001 частей на млн.

Необходимо контролировать концентрацию сероводорода, рассеиваемого из градирни. Эта концентрация не должна превышать  $3 \text{ мл/м}^3$ . Измерения проводятся на высоте 1,5 м от уровня земли.

### **Вопросы для самоконтроля:**

1. Какие регионы России перспективны для освоения геотермальной энергии?
2. Как устроены одноконтурные ГеоТЭС?
3. Как устроены двухконтурные ГеоТЭС?
4. Почему необходимо закачивать в пласт воду, поступившую из геотермальных скважин?
5. На каких геотермальных месторождениях применяются паротурбинные установки с низкокипящим теплоносителем?
6. Что должны быть обеспечено при регулировании напряжения?
7. Какие должны быть параметры качества пара при нормальных условиях эксплуатации ГеоТЭС?

### **Список литературы главы 7:**

1. Эфендиев А.М. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии: учеб. пособие / А.М. Эфендиев. – Саратов: СГАУ, 2014. – 152 с.
2. Лабейш В.Г. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии: учеб. пособие / В.Г. Лабейш. – Санкт-Петербург, 2003. – 80 с.
3. Возобновляемые источники энергии: учеб. пособие / Ю.С. Васильев, В.В. Елистратов М.М., Мехаммедиев, Г.А. Претро. – СПб.: Издательство СПбГТУ, 1995. – 102 с.
5. СТО 70238424.27.100.062-2009 ГеоТЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования.
6. ГОСТ Р 55004-2012 Возобновляемая энергетика. Геотермальные электростанции. Сооружения. Требования безопасности. Основные положения

## СПИСОК УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АВР – автоматический ввод резерва;  
БГУ – биогазовые установки;  
БЭУ – бензиновые энергетические установки;  
ВДЭК – ветродизельные энергетические комплексы;  
ВИЭ – возобновляемые источники энергии;  
ВЭУ – ветроэлектрические установки;  
ГеоТЭС – геотермальные электростанции;  
ГЕЭС – гелиоэлектростанции;  
ДЭУ – дизельные энергетические установки;  
КСЭ – коллектором солнечной энергии;  
МикроГЭС – микрогидроэлектростанции;  
МЭК – малые энергоэкономичные комплексы;  
ПССО – пассивные системы солнечного отопления;  
ПТЭ – потребителем тепловой энергии;  
СДТУ – средств диспетчерского и технологического управления;  
СИТ – средствами измерительной техники;  
ССГВ – солнечные системы горячего водоснабжения;  
СЭС – солнечные электростанции;  
ТАМ – теплоаккумулирующие материалы;  
ТН – тепловой насос;  
ТЭР – топливные энергоресурсы;  
УТСВ – утилизаторы тепла сточных вод;  
ФЭС – фотоэлектрические электростанции;  
ЭК – энергетический комплекс.

## СОДЕРЖАНИЕ

|                                                                                                               |    |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| ПРЕДИСЛОВИЕ                                                                                                   | 3  |
| Глава 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МАЛЫХ ЭНЕРГОЭКОНОМИЧНЫХ КОМПЛЕКСАХ С ВОЗОБНОВЛЯЕМЫМИ ИСТОЧНИКАМИ ЭНЕРГИИ            | 4  |
| 1.1. Понятие о малых энергоэкономичных комплексах.                                                            | 4  |
| 1.2. Классификация малых энергоэкономичных комплексов                                                         | 6  |
| 1.3. Общие принципы преобразования и использования возобновляемых источников энергии                          | 7  |
| 1.4. Согласование работы энергоустановок с потребителями энергии                                              | 10 |
| 1.5. Общие сведения об аккумуляторах возобновляемых источников энергии                                        | 15 |
| Список литературы главы 1                                                                                     | 22 |
| Глава 2. УПРАВЛЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭНЕРГОКОМПЛЕКСОВ С ВЕТРОЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ УСТАНОВКАМИ                         | 23 |
| 2.1. Техническая документация по организации эксплуатации и техническому обслуживанию ВЭУ, ВЭС, ВДЭС          | 23 |
| 2.2. Системы управления и защиты ветроэлектрических установок                                                 | 25 |
| 2.3. Оперативное управление ВЭУ, ВЭС, ВДЭС                                                                    | 27 |
| Список литературы главы 2                                                                                     | 35 |
| Глава 3. ПРАВИЛА ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ ВЕТРОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ                                | 36 |
| 3.1. Особенности эксплуатации ветровых электрических станций                                                  | 36 |
| 3.2. Ветровые электроустановки                                                                                | 38 |
| 3.3. Метеорологическое обеспечение                                                                            | 40 |
| 3.4. Механическое оборудование ВЭУ, ВЭС, ВДЭС                                                                 | 41 |
| 3.5. Электрическое оборудование ВЭУ, ВЭС, ВДЭС                                                                | 44 |
| Список литературы главы 3                                                                                     | 45 |
| Глава 4. УПРАВЛЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭНЕРГОКОМПЛЕКСОВ С ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ УСТАНОВКАМИ                          | 46 |
| 4.1. Солнечные фотоэлектрические батареи                                                                      | 46 |
| 4.2. Типы солнечных коллекторов                                                                               | 47 |
| 4.3. Классификация солнечных электростанций и особенности их применения в децентрализованном электроснабжении | 49 |
| Список литературы главы 4                                                                                     | 55 |
| Глава 5. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СОЛНЕЧНЫХ БАТАРЕЙ                                                                       | 56 |
| 5.1. Воздействие окружающей среды на работу солнечных батарей                                                 | 56 |
| 5.2. Эксплуатация солнечных батарей                                                                           | 62 |
| Список литературы главы 5                                                                                     | 64 |

|                                                           |    |
|-----------------------------------------------------------|----|
| Глава 6. ЭКСПЛУАТАЦИЯ И ОБСЛУЖИВАНИЕ МИКРОГЭС             | 65 |
| 6.1. Общие требования                                     | 65 |
| 6.2. Запуск и остановка микроГЭС                          | 66 |
| 6.3. Порядок эксплуатации при нормальных условиях работы  | 68 |
| 6.4. Защита напорного трубопровода и турбины от сора      | 70 |
| 6.5. Борьба с наносами                                    | 70 |
| 6.6. Пропуск паводков (половодий)                         | 71 |
| 6.7. Эксплуатация при отрицательных температурах          | 72 |
| 6.8. Техническое обслуживание гидротехнических сооружений | 73 |
| Список литературы главы 6                                 | 75 |
| Глава 7. УПРАВЛЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГЕОТЭС                 | 76 |
| 7.1. Ресурсы геотермальной энергии.                       | 76 |
| 7.2. Одно- и двухконтурные ГеоТЭС                         | 78 |
| 7.3. Геотермальное теплоснабжение                         | 79 |
| 7.4. Управление режимом работы и оборудованием ГеоТЭС     | 84 |
| Список литературы главы 7                                 | 87 |
| Список условных сокращений                                | 88 |

Учебное издание

Горпинченко Александр Владимирович

**УПРАВЛЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ  
ЭНЕРГОКОМПЛЕКСОВ  
С ВОЗОБНОВЛЯЕМЫМИ  
ИСТОЧНИКАМИ ЭНЕРГИИ.  
КУРС ЛЕКЦИЙ**

*Учебно-методическое пособие*

*Редактор - О.В. Дмитриева*

Изд. № 12/18. Объем 5,75 п.л.  
РИИЦМ ФГАОУ ВО «Севастопольский государственный университет»