

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКАЯ ГОСУДАРСТВЕННАЯ ГУМАНИТАРНО-
ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ АКАДЕМИЯ»**

Дудов М.Х.

**Собственные электростанции промышленных предприятий, малые ГЭС
и ГАЭС**

**Методические указания к практическим занятиям
для студентов направления подготовки
140400.62 «Электроэнергетика и электротехника» всех форм обучения**

г. Черкесск, 2014 г.

Рассмотрено на заседании кафедры «Электроснабжение»

Протокол № от 2014 г.

Рекомендовано к изданию редакционно-издательским советом СевКавГГТА.

Протокол № от 2014 г.

Рецензенты:

Эркенов Н.Х. – к.т.н., доцент кафедры «Электроснабжение»

Дудов М.Х. Собственные электростанции промышленных предприятий, малые ГЭС и ГАЭС: методические указания к практическим занятиям студентов направления подготовки 140400.62 «Электроэнергетика и электротехника» всех форм обучения /Дудов М.Х. – Черкесск: БИЦ СевКавГГТА, 2014. – 198 с.

В учебно-методическом пособии приведены необходимые теоретические сведения по собственным электростанциям промышленных предприятий, малым ГЭС и ГАЭС. Представлены задания к практическим занятиям студентов направления подготовки 140400.62 «Электроэнергетика и электротехника»

Содержание

Введение	4
Раздел 1. Электроэнергетическая система.	5
Тема 1. Энергетическая система, графики нагрузки, режимы работы.	
Тема 2. Понятие режима электрической сети и задачи расчета режимов сети.	24
Тема 3. Качество и надежность электроснабжения.	28
Тема 4. Потери мощности и электроэнергии в элементах ЭЭС.	43
Раздел 2. Типы электростанций.	47
Тема 5. Типы электростанций, их характерные особенности.	
Тема 6. Техничко-экономические основы проектирования электрических систем и сетей с учетом надежности электроснабжения.	69
Тема 7. Газовые энергетические установки и электростанции.	83
Тема 8. Гидроэнергетические установки.	96
Раздел 3. Накопители энергии в системах электроснабжения.	115
Тема 9. Роль гидроэнергетических установок в формировании и функционировании ЕЭС России.	
Тема 10. Малая гидроэнергетика.	122
Тема 11. Виды и конструкции накопителей энергии.	126
Тема 12. Применение накопителей энергии в системах электроснабжения.	159
Рекомендуемая литература.	175

Введение.

Целью освоения дисциплины «Собственные электростанции промышленных предприятий, малые ГЭС и ГАЭС» является формирование необходимых знаний по типам малых электростанций, энергетических систем, графиков нагрузки, роли гидроэнергетических установок в формировании и функционировании ЕЭС России.

Задачи курса:

- познакомить обучающихся с разнообразными типам малых электростанций, энергетических систем, графиков нагрузки, роли гидроэнергетических установок в формировании и функционировании ЕЭС России;
- научить принимать и обосновывать технические и технико-экономические решения по собственным электростанциям промышленных предприятий;
- приобретение студентами прочных знаний и практических навыков в области, определяемой основной целью курса.

Раздел 1. Электроэнергетическая система.

Тема 1. Энергетическая система, графики нагрузки, режимы работы.

Энергосистема (энергетическая система) - это совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей, соединенных между собой и связанных общностью режима в непрерывном процессе производства, преобразования и распределения электрической энергии и теплоты при общем управлении этим режимом.

Создание объединенных энергосистем позволяет получить следующие преимущества:

- а) снижение суммарного максимума нагрузки объединяемых ЭС, а следовательно, и снижение их суммарной установленной мощности;
- б) уменьшение суммарного резерва мощности;
- в) наилучшее использование мощности и энергии гидростанций одной или нескольких ЭС и повышение их экономичности в целом;
- г) облегчение работы ЭС при неодинаковых сезонных изменениях нагрузки;
- д) взаимопомощь ЭС в случае неодинаковых сезонных изменений мощности электростанций, и в частности гидростанций;
- е) облегчение работ ЭС при ремонтах и авариях.

Таким образом, основным эффектом от создания объединенных и единых энергосистем сводится к возможности достижения необходимой надежности электроснабжения за счет межсистемных связей при снижении суммарной установленной мощности генерирующих установок.

Электрическая часть энергосистемы и питающиеся от нее приемники электрической энергии, объединенные общностью процесса производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии образуют электроэнергетическую систему.

На рис. 1.1 показана структурная схема электрической части простейшей энергосистемы, а на рис. 1.2 - однолинейная электрическая схема участка электрической части энергосистемы.

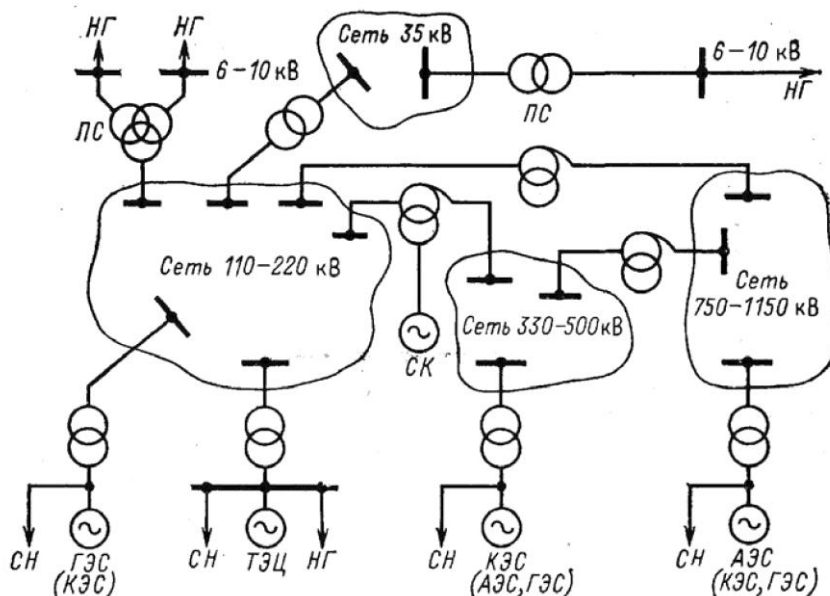


Рис. 1.1. Структурная схема электрической части энергосистемы.

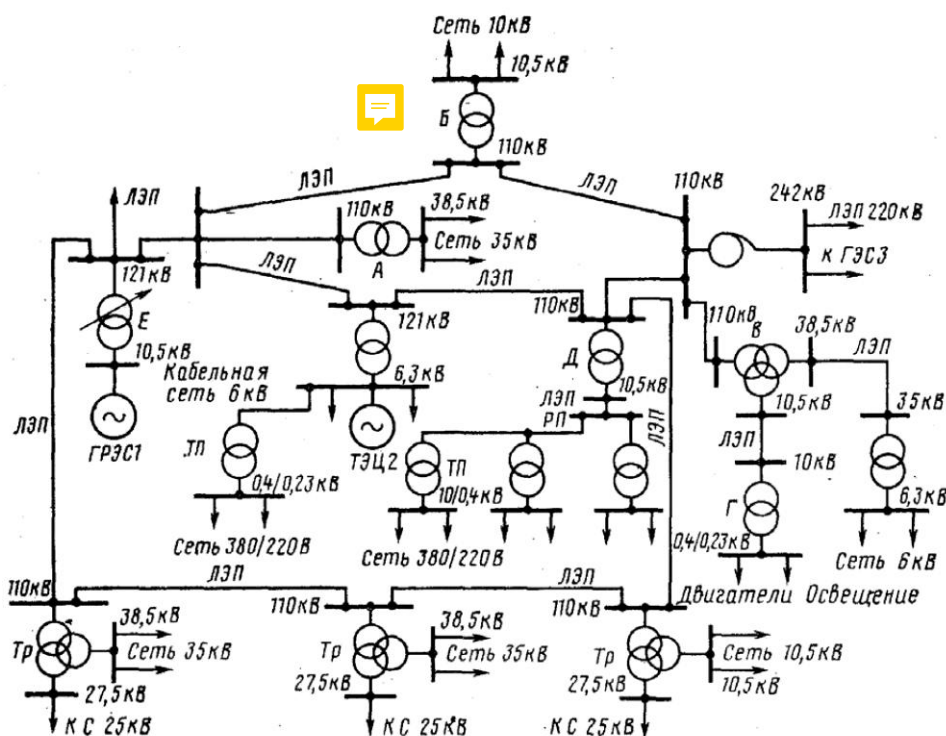


Рис. 1.2. Однолинейная электрическая схема участка электрической части энергосистемы.

Под централизованным электроснабжением понимается электроснабжение потребителей от энергосистемы. При автономном электроснабжении потребитель получает электроэнергию только от собственной электростанции (или нескольких собственных электростанций), а при смешанном - частично от энергосистемы, а частично - от собственной электростанции.

В общем случае система электроснабжения (СЭС) включает в себя следующие элементы:

- один или несколько источников питания;
- питающие линии, связывающие потребителя с источником питания;
- пункты приема электроэнергии и собственные источники питания;
- распределительные внутризаводские (межцеховые) и внутрицеховые сети.

В качестве внешних источников питания, от которых осуществляется централизованное электроснабжение, используются сети районной энергосистемы.

Собственный источник питания предприятия электроэнергией предусматривается:

- при сооружении предприятий в районах, не имеющих связи с энергосистемой;
- при наличии специальных требований к бесперебойности питания, когда собственный источник питания необходим для резервирования;
- при значительной потребности в паре и горячей воде для производственных целей и теплофикации или же при наличии на объекте «отбросного» топлива (газа и т. п.) и целесообразности его использования для электростанций;
- если сооружение собственного источника (например, на базе существующей котельной) приводит к снижению результирующих затрат на электроснабжение.

Мощность собственного источника определяется его назначением и колеблется от максимальной мощности, необходимой предприятию в нормальном режиме, до минимальной, необходимой в послеаварийном режиме.

Типы собственных электростанций и устанавливаемых на них агрегатов выбирают с учетом требуемой мощности, режима работы, требований к скорости пуска и другим эксплуатационным показателям.

Собственные электростанции, за исключением расположенных в удаленных районах, должны быть электрически связаны с электрическими сетями энергосистемы.

Примерная структура системы электроснабжения промышленного предприятия приведена на рис. 3. На рисунке обозначено: 1 - одна или несколько питающих линий; 2 - главная понизительная подстанция; 3 - распределительная сеть высокого напряжения (ВН); 4 - цеховая трансформаторная подстанция; 5 - цеховая преобразовательная подстанция; 6 - конденсаторная батарея ВН; 7 - заводская электростанция; 8 - цеховая сеть низкого напряжения (НН); 9 - конденсаторная батарея НН; 10 - генератор НН; 11 - установка гарантированного бесперебойного питания; 12 - электроприемник ВН; 13 - электроприемник НН; 14 - электроприемник преобразованного (например, постоянного) тока.

Стрелками на рис. 1.3 показано поступление мощности (P - активной, Q - реактивной). Пунктир показывает на возможное наличие множества таких же элементов. Устройства, не входящие в систему электроснабжения (электроприемники), показаны пунктиром.

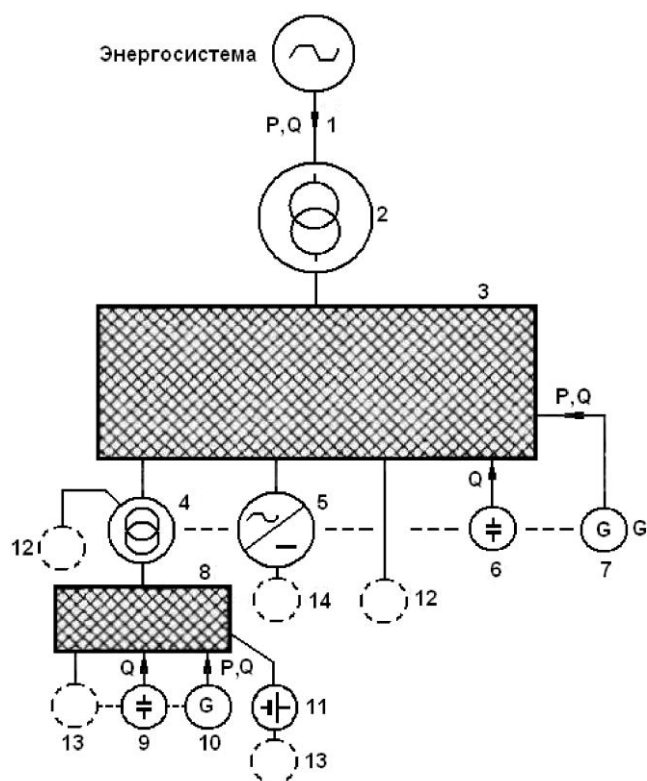


Рис. 1.3. Примерная структура системы электроснабжения промышленного предприятия.

Показатели, характеризующие свойства элементов ЭС, есть ее параметры ($f, U, I, P, Q, \delta, \varphi$) - параметры режима.

Различное сочетание перечисленных параметров, влияющих друг на друга - режим электрической системы. Режим ЭС характеризует состояние ЭС в любой момент времени. Для расчета режима ЭС необходим учет взаимных связей сотен и тысяч элементов ЭС в сетях. Расчеты режимов - 85% всех расчетов в ЭС. Расчеты режимов ЭС имеют разное назначение в зависимости от уровня управления: годовой, сезонный, недельный, суточный, текущий.

При анализе ЭС различают 3 вида режимов: нормальный, послеаварийный, переходный.

Нормальный, применительно к которому проектируется ЭС и определяется ее характеристики, характеризуется неизменностью его параметров или очень медленным их изменением.

Послеаварийный, установившейся режим наступает после аварийного отключения элементов ЭС.

Переходной режим возникает, когда система переходит от одного состояния к другому. Все параметры здесь изменяются во времени и описываются дифференциальными нелинейными уравнениями:

$$T_j \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_T - P_{\max} \cdot \sin \delta = P_T - P_{\text{эл}},$$

где:

T_j - постоянная инерции ротора;

δ - угол между вектором ЭДС генератора и вектором напряжения на шинах приемной системы;

$P_T, P_{\text{эл}}$ - мощности турбины и генератора (мощность выдаваемая генератором в ЭС).

Переходные режимы делятся на нормальные (эксплуатационные) и аварийные.

Управление ЭС реализуется за счет изменения ее состояния или параметров режима. Состояние характеризуется схемой электросистемы, генераторным оборудованием, устройством автоматики. Главный параметр управления в ЭС – активная мощность. Она может изменяться за счет включения генераторного оборудования и его загрузки.

Свойства электрических систем, влияющие на их управление.

Непрерывность во времени процессов производства, распределения и потребления электрической и тепловой энергии;

Вероятностный характер формирования электрических и тепловых нагрузок;

Быстрота протекания аварийных процессов;

Влияние надежности электроснабжения на работу всех отраслей хозяйства, социальных структур и условий жизни населения;

Ограниченность резервов генерирующей мощности.

Режимы работы электростанций, требования к их маневренным характеристикам и экономичности в первую очередь определяются характеристиками графика электрических нагрузок и в какой области графика они работают.

Электрические станции работают в энергосистеме параллельно, покрывая общую электрическую нагрузку системы и одновременно тепловую нагрузку своего района. Суммарная электрическая нагрузка системы складывается из нагрузки, связанной с обеспечением потребителей электроэнергией для производственных целей, привода двигателей железнодорожного и городского транспорта, и нагрузки, связанной с расходом энергии на освещение и бытовые нужды. Вид суточных графиков нагрузки приведен на рис. 1.4 и 1.5.

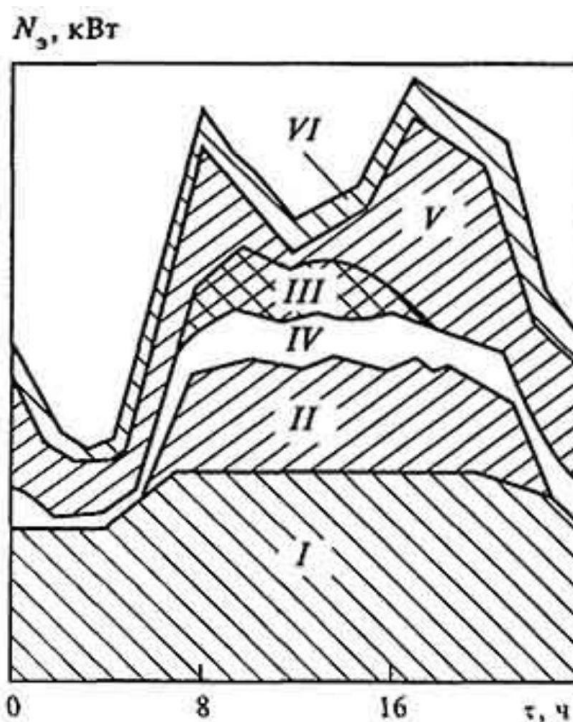


Рис. 1.4. Суточный график нагрузки: I - III - соответственно трех-, двух- и односменные промышленные предприятия; IV - электрифицированный транспорт; V - осветительно-бытовая нагрузка; VI - потери и собственные нужды станции.

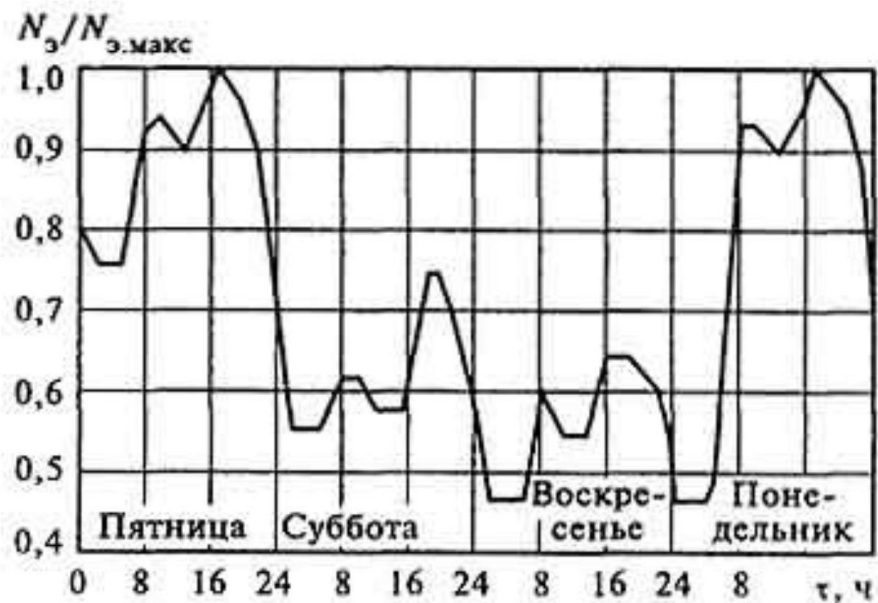


Рис. 1.5. Суточные графики нагрузки энергосистемы по дням недели.

Области суточного графика нагрузок.

1. Базовая - от 0 до $N_{мин}$.
2. Полупиковая - от $N_{мин}$ до нижнего дневного провала.
3. Пиковая - от нижнего дневного провала до $N_{мак}$.

Характеристики суточного графика нагрузок.

1. Максимальная активная мощность $N_{мак}$.
2. Минимальная активная мощность $N_{мин}$.
3. Диапазон регулирования нагрузки $N_{мак} - N_{мин}$.
4. Коэффициент неравномерности графика $K_n = N_{мин}/N_{мак}$.
5. Средняя нагрузка $N_{ср} = \mathcal{E}_{сут}/24$, где $\mathcal{E}_{сут}$ - выработка э/э за сутки.
6. Коэффициент заполнения графика $K_z = \mathcal{E}_{сут}/(24 \cdot N_{мак})$.
7. Число часов использования максимальной мощности $T_{мак} = \mathcal{E}_{сут}/N_{мак}$.
8. Скорость изменения нагрузки (мгновенная $\omega = dN/dt$, интервальная $\omega_i = 100\Delta N/(N_{мак} \cdot \Delta t)$), %/мин.
9. Колебания нагрузки:

броски - в пределах сотен МВт при включении (отключении) мощного оборудования;

колебания - в пределах десятков МВт из-за случайного процесса включения потребителей;

дрожания - в пределах МВт из-за нечувствительности систем регулирования.

Неравномерность суточного графика электрической нагрузки характеризуется отношением минимальной нагрузки $N_{\text{мин}}$ к максимальной $N_{\text{макс}}$. Чем ниже K_n , тем глубже ночной провал нагрузки и тем больше утренний набор нагрузки.

Для планирования ремонтов оборудования ТЭС используется годовой график месячных максимумов нагрузки энергосистемы (рис. 1.6), а для определения времени использования установленной мощности в течение года годовой график продолжительности нагрузок энергосистемы (рис. 1.7).

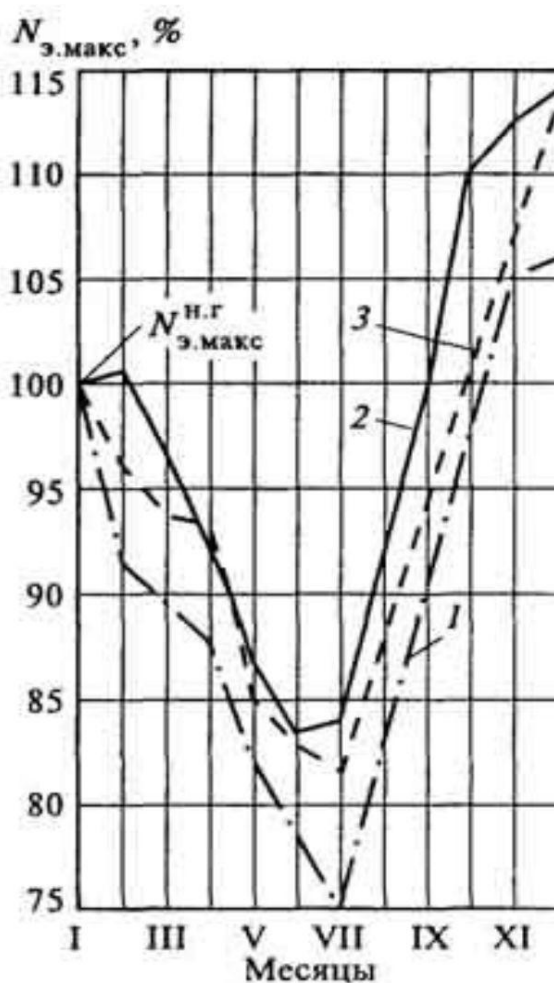


Рис. 1.6. Годовой график месячных максимумов нагрузки энергосистемы.

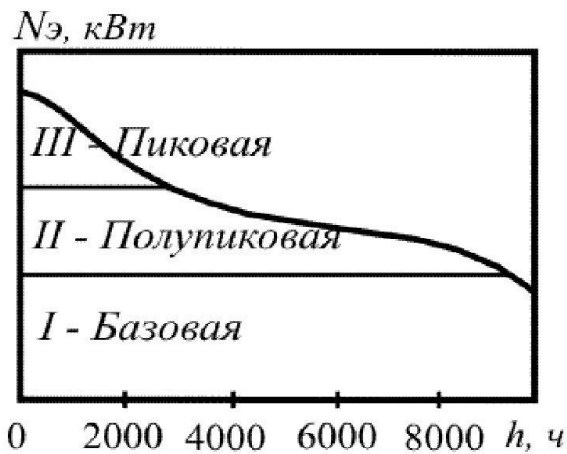


Рис. 1.7. Годовой график продолжительности нагрузок энергосистемы.

Области годового графика нагрузок.

1. Базовая - число часов использования установленной мощности > 5000 час/год.
2. Пиковая - число часов использования установленной мощности < 2000 час/год.
3. Полупиковая - от 2000 до 5000 час/год.

Характеристики годового графика нагрузок.

1. Коэффициент использования установленной мощности

$$K_{и} = \frac{\mathcal{E}_{год}}{(T_{год} \cdot N_{уст})} = \frac{N_{ср}}{N_{уст}}$$

2. Число часов использования установленной мощности

$$T_{и.уст} = \frac{\mathcal{E}_{год}}{N_{уст}}$$

Наиболее маневренными являются ГЭС и ГТЭС, они имеют большой диапазон и большую скорость изменения нагрузки, малое время пуска и малую инерционность переходных процессов. ГЭС, если имеется достаточный запас воды в водохранилище, используют в базовой области графика, если воды мало, то в пиковой. ГТЭС из-за низкой экономичности используют в основном в пиковой области.

Наименее маневренными являются АЭС, они используются только для покрытия базовых нагрузок.

ТЭЦ при выработке электроэнергии только на отпускаемом тепле (по тепловому графику с минимальным расходом пара в конденсатор) имеют низкую маневренность и используются для покрытия базовых нагрузок. Но они могут работать также по электрическому графику (с повышенным расходом пара в конденсатор), при этом их маневренность высокая, но низкая экономичность, поэтому в этом режиме их используют в пиковой области графика.

Мощные блочные КЭС имеют высокую экономичность и средние маневренные характеристики поэтому их используют в базовой и полупиковой области графика.

ПГУ имеют высокую экономичность и высокие маневренные характеристики поэтому их можно использовать в любой области графика.

Суточный график электрической нагрузки покрывается базовыми, пиковыми и полупиковыми электростанциями. При этом базовые электростанции работают непрерывно с высокой (близкой к номинальной) нагрузкой, а пиковые включаются лишь в часы, когда требуется покрыть верхнюю часть графика (пики). Полупиковые установки при уменьшении общей электрической нагрузки либо переводятся на пониженные нагрузки, либо выводятся в резерв. Многие агрегаты, несущие промежуточную нагрузку, останавливаются также на субботу, воскресенье и праздничные дни.

Пиковую область графика часто покрывают за счет перетоков из других энергосистем.

Следует иметь в виду, что реализация маневренных возможностей энергоблоков в значительной мере зависит от условий топливоснабжения ТЭС, что необходимо учитывать при выборе суточного графика нагрузок ТЭС и отдельных энергоблоков.

Режимы работы электростанций и отдельных энергоблоков определяются суточным графиком нагрузки энергосистемы, в которой они работают. Общая нагрузка энергосистемы распределяется между отдельными

ТЭС в соответствии с энергетическими и маневренными характеристиками последних.

Понятие маневренности ТЭС складывается из следующих элементов:

1) диапазон изменения мощности от $N_{\text{ном}}$ до $N_{\text{мин}}$. Сюда же следует отнести возможность кратковременной перегрузки до $N_{\text{макс}}$, например за счет отключения подогревателей высокого давления (ПВД);

2) скорость изменения нагрузки, которая измеряется в процентах номинальной мощности в минуту;

3) пусковые характеристики энергоблока, включая длительность пусков после простоев в резерве различной длительности; вероятность успешного пуска в соответствии с нормативными графиками пуска; допустимое с точки зрения малоцикловой усталости элементов блока число пусков в год и за время службы; пусковые потери топлива.

ГЭС наилучшим образом подходят для регулирования нагрузки и частоты тока в энергосистеме, имея практически 100 % диапазон регулирования мощности и наибольшие по сравнению с другими электростанциями скорости ее изменения (до 500 МВт/мин). Время пуска гидроагрегата, включая синхронизацию, составляет 30...50 с. ГЭС удовлетворительно воспринимают значительные толчки нагрузки и имеют очень низкую стоимость вращающегося резерва.

ГЭС, на которых установлены турбины, позволяющие переводить их в режим насосов, называются ГАЭС (гидроаккумулирующие электрические станции). Эти электростанции позволяют во время пика нагрузки вырабатывать электроэнергию, сбрасывая воду из верхнего бьефа в нижний, а во время провала нагрузки перекачивать воду из нижнего бьефа в верхний, производя в нем запас воды. Таким образом, работа ГАЭС способствует уплотнению графика нагрузки энергосистемы.

При регулировании гидротурбин на их маневренные характеристики большое влияние оказывают такие явления как кавитация и гидроудар.

Кавитация представляет собой сложное физическое явление, приводящее к разрушению поверхности лопастей рабочего колеса и других элементов гидротурбины. Она сопровождается шумом и вибрацией машины, снижением КПД, пропускной способности и мощности турбины. Причина - пульсации гидродинамического давления в местах образования вакуума, где возникает парообразование, вследствие чего в воде образуются пузырьки, каверны. При попадании последних в зону высокого давления будет наблюдаться конденсация пара, пузырьки и каверны быстро заполняются водой. При этом наблюдается местное повышение давления в сотни и тысячи бар, что может явиться причиной разрушения металла. Кроме того, при кавитации наблюдаются электрические и химические явления, приводящие к коррозии металла.

У реактивных турбин кавитационному разрушению подвержены нижние (по потоку) поверхности лопастей рабочего колеса, камера и другие части, где образуется пониженное давление. У ковшовых турбин - сопла.

Скорость изменения нагрузки гидроагрегатов связана с изменением расхода воды через гидротурбину и, следовательно, с изменением скорости потока воды в трубопроводах. При изменении скорости воды в трубопроводе возникают колебания давления противоположного знака, передающиеся стенкам трубопровода: при уменьшении скорости давление растёт, при увеличении падает. Это явление носит название гидравлического удара и значительно усложняет регулирование мощности гидротурбин, а в некоторых случаях может оказаться опасным для их прочности.

Различают прямой и непрямой гидравлические удары. Наиболее опасен прямой удар, при котором повышение давления оказывается максимальным. Он происходит, если время закрытия направляющего аппарата $\tau_{\text{на}}$ меньше, чем период пробега волны давления по трубопроводу. Максимальное повышение давления (напора) при прямом ударе находят по формуле $\Delta H_{\text{max}} = a\omega_0/g$, где a - скорость распространения волны давления; ω_0 - начальная скорость потока.

Допустимые по условиям прочности трубопроводов повышения давления (напора) составляют

$$+\Delta N_{\text{доп}} = (0,15 \dots 0,5) N_{\text{ном}},$$

$$-\Delta N_{\text{доп}} = (0,4 \dots 0,75) N_{\text{ном}},$$

где $N_{\text{ном}}$ - номинальный напор гидротурбины.

По условиям гидроудара возможна скорость изменения нагрузки гидротурбин от 150 до 500 МВт/мин в зависимости от параметров ГЭС и гидротурбин. Эти скорости вполне достаточны для динамического регулирования частоты в современных энергосистемах.

В тех случаях, когда повышения давления превосходят предельные допускаемые значения, к трубопроводу пристраивают холостой сброс, который открывается при закрытии направляющего аппарата и затем, независимо от регулирующих воздействий, очень медленно закрывается, чтобы поток воды в напорном трубопроводе замедлялся постепенно.

На некоторых ГЭС с длиной напорного водовода больше 1000 м, где вероятность прямых гидравлических ударов очень велика, кроме прямого сброса, связывают первичный регулятор частоты вращения турбины с датчиком давления, установленным в напорном трубопроводе. Этим ограничивается скорость изменения мощности и обеспечивается нормальный гидравлический режим установки.

Задания.

1. Построить суточный, недельный и годовой графики нагрузки по электрической мощности многоквартирного жилого дома.
2. Определить максимальное повышение давления при прямом гидравлическом при различных исходных данных, например, при $a = 300$ м/с, $\omega_0 = 10$ м/с.

Тема 2. Понятие режима электрической сети и задачи расчета режимов сети.

Возможны следующие режимы работы электрических сетей и их элементов: нормальный, аварийный, послеаварийный и ремонтный.

Каждый из этих режимов характеризуется значениями параметров: тока или мощности, напряжения и частоты.

В нормальном режиме значения параметров не превышают номинальных значений или не выходят за допустимые пределы, указанные в нормативных документах. В этом режиме обеспечиваются заданные значения параметров работы потребителя.

Аварийные режимы - это режимы короткого замыкания, обрыва проводов и кабелей, отказов сетевого оборудования.

Послеаварийный режим возникает после ликвидации аварий, когда поврежденное оборудование выводится из работы (локализация отказа) и электроснабжение осуществляется с помощью резервных элементов.

Ремонтный режим - это режим, возникающий при плановом выводе в ремонт одного или нескольких элементов.

Если электроснабжение осуществляется по одной цепи, то в ремонтном режиме, как правило, используются временные схемы. При электроснабжении по нескольким цепям в ремонтном режиме число рабочих цепей уменьшается на одну.

Установившийся режим характеризуется неизменностью или медленными изменениями параметров режима. Все режимы, кроме аварийного, являются установившимися.

Переходные режимы - это режимы перехода из одного установившегося режима в другой, характеризующиеся быстрыми и значительными изменениями параметров. К переходным режимам относятся, например, режим короткого замыкания, когда сопротивление электрической цепи резко снижается.

Параметры режимов - ток, мощность, напряжение и частота - являются основными характеристиками режимов.

При этом ток, мощность и напряжение являются местными параметрами, характеризующими каждый элемент системы, а частота - общесистемным параметром, определяющимся состоянием всей системы.

Каждый режим работы сети характеризуется своей нагрузкой.

Целями и задачами расчета установившегося режима электрической сети являются:

- проверка допустимости параметров режима для элементов сети, в частности, проверка допустимости величин напряжений по условиям работы изоляции, величин токов - по условиям нагрева проводов, величин мощностей - по условиям работы источников активной и реактивной мощности;

- оценка качества электроэнергии путем сравнения отклонений напряжений в сети с допустимыми отклонениями напряжений от номинальных значений;

- определение экономичности режима по величинам потерь мощности и электроэнергии в электрической сети.

Исходными данными для расчета установившегося режима электрической сети являются:

- принципиальная схема электрической сети, характеризующая взаимную связь между отдельными ее элементами;

- расчетная схема замещения электрической сети, состоящая из схем замещения отдельных элементов, т.е. из сопротивлений, проводимостей, коэффициентов трансформации, называемых параметрами схемы замещения электрической сети;

- значения активных и реактивных мощностей в узлах нагрузки;

- значения активных и реактивных мощностей источников питания, кроме одного, называемого балансирующим по мощности и покрывающим небаланс между вырабатываемой и потребляемой в ЭЭС мощностями;

- значение напряжения в одном из узлов электрической сети, называемом базисным узлом по напряжению.

Электрическая сеть с позиций теоретической электротехники является электрической цепью и для ее расчета справедливы законы Ома и Кирхгофа и все методы расчета электрических цепей, известные из теоретической электротехники. Электрическая сеть (электрическая цепь) состоит из ветвей, узлов и контуров. Ветвью называется участок сети, состоящий из последовательно соединенных элементов, по которым протекает один и тот же ток. Узлом называют место соединения двух или более ветвей. Контуром называют замкнутый участок сети, состоящий из нескольких ветвей.

Электрическая сеть, не содержащая контуров, называется разомкнутой. В такой сети каждый узел нагрузки получает питание с одной стороны (от одного источника). Замкнутая сеть содержит контуры. Простейшая замкнутая сеть - это кольцевая сеть, в которой каждый узел нагрузки получает питание с двух сторон. В сети с двухсторонним питанием каждый узел нагрузки получает питание с двух сторон от разных источников питания. Сложнозамкнутая сеть содержит не менее двух контуров с общими ветвями. Нагрузки в такой сети могут получать питание с двух и более сторон.

Наибольшее распространение для расчета любых электрических сетей получил итерационный метод или метод последовательных приближений. В этом методе искомые величины определяются в результате повторяющейся вычислительной процедуры (итерации). На первой итерации осуществляется переход от начальных приближений к более точным значениям искомых величин. На последующих итерациях эти значения последовательно уточняются. Вычислительная процедура заканчивается при достижении заданной точности вычислений.

Начальные приближения могут задаваться на основании тех или иных представлений о возможных значениях искомых величин. Так, в частности,

начальные значения искомых напряжений в узлах электрической сети могут быть заданы равными номинальному напряжению этой сети.

Рабочий ток в сети напряжением U в нормальном, ремонтном или послеаварийном режимах определяется в основном сопротивлением нагрузки $Z_{нагр}$:

$$I_{раб} = U/Z_{нагр}.$$

При коротком замыкании ток определяется сопротивлением сети Z_c , в котором преобладающей является индуктивная составляющая, т. е. $Z_c \sim X_c$.

Тогда

$$I_{к.з.} = U/X_c.$$

Таким образом, ток короткого замыкания больше рабочего тока сети во столько раз, во сколько X_c меньше $Z_{нагр}$. Обычно $Z_{нагр}$ больше X_c на два-три порядка.

Ток короткого замыкания представляют в виде суммы двух составляющих:

- периодической и апериодической.

Задания.

1. Рассчитать послеаварийный режим сети (рис. 1.2) при потере связи с ГЭС3 и выходе из работы трансформаторов с $U_{ВН}=35$ кВ. Определить необходимые для этого численные данные и взять их у преподавателя или из справочной литературы.
2. Определить максимальный мгновенный ток короткого замыкания за реактором.

Тема 3. Качество и надежность электроснабжения.

Показателями качества электроэнергии являются:

- установившееся отклонение напряжения δU_y ;
- размах изменения напряжения δU_t ;
- доза фликера P_f ;
- коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения K_U ;
- коэффициент n-ой гармонической составляющей напряжения $K_{U(n)}$;
- коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2U} ;
- коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0U} ;
- отклонение частоты Δf ;
- длительность провала напряжения $\Delta t_{\text{п}}$;
- импульсное напряжение $U_{\text{имп}}$;
- коэффициент временного перенапряжения $K_{\text{пер } U}$.

При определении значений некоторых показателей КЭ используют следующие вспомогательные параметры электрической энергии:

- частоту повторения изменений напряжения $F_{\delta U_t}$;
- интервал между изменениями напряжения $\Delta t_{i,i+1}$;
- глубину провала напряжения $\delta U_{\text{п}}$;
- частоту появления провалов напряжения $F_{\text{п}}$;
- длительность импульса по уровню 0,5 его амплитуды $\Delta t_{\text{имп } 0,5}$;
- длительность временного перенапряжения $\Delta t_{\text{пер } U}$.

Нормы КЭ.

Установлены два вида норм КЭ: нормально допустимые и предельно допустимые.

Отклонение напряжения.

Отклонение напряжения характеризуется показателем установившегося отклонения напряжения, для которого установлены следующие нормы:

- нормально допустимые и предельно допустимые значения установившегося отклонения напряжения δU_y на выводах приемников электрической энергии равны соответственно ± 5 и $\pm 10\%$ от номинального напряжения электрической сети по ГОСТ 721 и ГОСТ 21128 (номинальное напряжение);

- нормально допустимые и предельно допустимые значения установившегося отклонения напряжения в точках общего присоединения потребителей электрической энергии к электрическим сетям напряжением 0,38 кВ и более должны быть установлены в договорах на пользование электрической энергией между энергоснабжающей организацией и потребителем с учетом необходимости выполнения норм настоящего стандарта на выводах приемников электрической энергии.

Определение указанных нормально допустимых и предельно допустимых значений проводят в соответствии с нормативными документами, утвержденными в установленном порядке.

Колебания напряжения.

Колебания напряжения характеризуются следующими показателями:

- размахом изменения напряжения;
- дозой фликера.

Предельно допустимое значение суммы установившегося отклонения напряжения δU_y и размаха изменений напряжения δU_t в точках присоединения к электрическим сетям напряжением 0,38 кВ равно $\pm 10\%$ от номинального напряжения.

Предельно допустимое значение для кратковременной дозы фликера P_{st} при колебаниях напряжения с формой, отличающейся от меандра, равно 1,38, а для длительной дозы фликера P_{lt} при тех же колебаниях напряжения равно 1,0. Кратковременную дозу фликера определяют на интервале времени наблюдения, равном 10 мин. Длительную дозу фликера определяют на

интервале времени наблюдения, равном 2 ч. Предельно допустимое значение для кратковременной дозы фликера P_{st} в точках общего присоединения потребителей электрической энергии, располагающих лампами накаливания в помещениях, где требуется значительное зрительное напряжение, при колебаниях напряжения с формой, отличающейся от меандра, равно 1,0, а для длительной дозы фликера P_{lt} в этих же точках равно 0,74.

Несинусоидальность напряжения.

Несинусоидальность напряжения характеризуется следующими показателями:

- коэффициентом искажения синусоидальности напряжения;
- коэффициентом n-ой гармонической составляющей напряжения.

Нормально допустимые и предельно допустимые значения коэффициента искажения синусоидальности напряжения в точках общего присоединения к электрическим сетям с разным номинальным напряжением приведены в таблице:

Таблица 3.1. Коэффициент искажения синусоидальности, в процентах.

Нормально допустимое значение при $U_{ном}$, кВ				Предельно допустимое значение при $U_{ном}$, кВ			
0,38	6-20	35	110 - 330	0,38	6-20	35	110 - 330
8,0	5,0	4,0	2,0	12,0	8,0	6,0	3,0

Нормально допустимые значения коэффициента n-ой гармонической составляющей напряжения в точках общего присоединения к электрическим сетям с разным номинальным напряжением $U_{ном}$ приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2. Значения коэффициента n-ой гармонической составляющей напряжения в процентах.

Нечетные гармоники, не кратные 3, при U _{НОМ} , кВ					Нечетные гармоники, кратные 3 *, при U _{НОМ} , кВ					Четные гармоники при U _{НОМ} , кВ				
n	0,38	6-20	35	110-330	n	0,38	6-20	35	110-330	n	0,38	6-20	35	110-330
5	6,0	4,0	3,0	1,5	3	5,0	3,0	3,0	1,5	2	2,0	1,5	1,0	0,5
7	5,0	3,0	2,5	1,0	9	1,5	1,0	1,0	0,4	4	1,0	0,7	0,5	0,3
11	3,5	2,0	2,0	1,0	15	0,3	0,3	0,3	0,2	6	0,5	0,3	0,3	0,2
13	3,0	2,0	1,5	0,7	21	0,2	0,2	0,2	0,2	8	0,5	0,3	0,3	0,2
17	2,0	1,5	1,0	0,5	>21	0,2	0,2	0,2	0,2	10	0,5	0,3	0,3	0,2
19	1,5	1,0	1,0	0,4						12	0,2	0,2	0,2	0,2
23	1,5	1,0	1,0	0,4						>12	0,2	0,2	0,2	0,2
25	1,5	1,0	1,0	0,4										
>25	0,2+1,3× 25/n	0,2+0,8× 25/n	0,2+ 0,6× 25/n	0,2+ 0,2× 25/n										

n - номер гармонической составляющей напряжения
 * Нормально допустимые значения, приведенные для n, равных 3 и 9, относятся к однофазным электрическим сетям. В трехфазных трехпроводных электрических сетях эти значения принимают вдвое меньшими приведенных в таблице

Предельно допустимое значение коэффициента n-ой гармонической составляющей напряжения вычисляют по формуле:

$$K_{U(n)пред} = 1,5 K_{U(n)норм},$$

где $K_{U(n)норм}$ - нормально допустимые значения коэффициента n-ой гармонической составляющей напряжения, определяемые по таблице 3.2.

Несимметрия напряжений.

Несимметрия напряжений характеризуется следующими показателями:

- коэффициентом несимметрии напряжений по обратной последовательности;
- коэффициентом несимметрии напряжений по нулевой последовательности.

Нормально допустимые и предельно допустимые значения коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности в

точках общего присоединения к электрическим сетям равны 2,0 и 4,0 % соответственно.

Нормально допустимые и предельно допустимые значения коэффициента несимметрии напряжений по нулевой последовательности в точках общего присоединения к четырехпроводным электрическим сетям с номинальным напряжением 0,38 кВ равны 2,0 и 4,0 % соответственно.

Отклонение частоты.

Отклонение частоты напряжения переменного тока в электрических сетях характеризуется показателем отклонения частоты, для которого установлены следующие нормы:

нормально допустимые и предельно допустимые значения отклонения частоты равны $\pm 0,2$ и $\pm 0,4$ Гц соответственно.

Провал напряжения.

Провал напряжения характеризуется показателем длительности провала напряжения, для которого установлена следующая норма:

предельно допустимое значение длительности провала напряжения в электрических сетях напряжением до 20 кВ включительно равно 30 с. Длительность автоматически устраняемого провала напряжения в любой точке присоединения к электрическим сетям определяется выдержками времени релейной защиты и автоматики.

Импульс напряжения.

Импульс напряжения характеризуется показателем импульсного напряжения.

Временное перенапряжение.

Временное перенапряжение характеризуется показателем коэффициента временного перенапряжения.

Требования к интервалам усреднения результатов измерений показателей КЭ.

Интервалы усреднения результатов измерений показателей КЭ установлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3. Интервалы усреднения результатов измерений показателей КЭ.

Показатель КЭ	Интервал усреднения, с
Установившееся отклонение напряжения	60
Размах изменения напряжения	–
Доза фликера	–
Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения	3
Коэффициент n-ой гармонической составляющей напряжения	3
Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности	3
Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности	3
Отклонение частоты	20
Длительность провала напряжения	–
Импульсное напряжение	–
Коэффициент временного перенапряжения	–

Надежность электроэнергетических систем и их элементов закладывается при проектировании, обеспечивается в процессе производства и монтажа, поддерживается в условиях эксплуатации. Соответственно этому различают конструктивную, производственную и эксплуатационную надежность.

Как известно, основной функцией ЭЭС является обеспечение всех потребителей электроэнергией в необходимом количестве и надлежащего качества. Следовательно, надежность электроэнергетической системы есть свойство обеспечивать потребителей электроэнергией при отклонениях частоты и напряжения в определенных пределах, оговоренных ГОСТом и ПУЭ, и исключать ситуации, опасные для людей и окружающей среды.

Надежность ЭЭС определяется надежностью ее отдельных элементов (генерирующих агрегатов, трансформаторов, линий электропередачи,

коммутационных аппаратов, устройств защиты и автоматики и др.), надежностью схемы (степенью резервирования), надежностью режима (запасами статической и динамической устойчивости), а также живучестью системы, т.е. способностью выдерживать системные аварии цепочечного характера без катастрофических последствий, или, без перерывов электроснабжения потребителей, не подключенных к системе автоматической частотной разгрузки (АЧР).

Надежность функционирования ЭЭС определяется:

- 1) структурой генерирующих мощностей;
- 2) схемой и пропускной способностью основных электрических сетей;
- 3) схемами электрических станций;
- 4) надежностью и другими техническими характеристиками основного оборудования (в первую очередь маневренностью), используемого в ЭЭС;
- 5) совершенством системы управления, включая противоаварийную и режимную автоматику;
- 6) располагаемыми резервами в генерирующей, сетевой и управляющей частях ЭЭС;
- 7) обеспеченностью электростанций энергоресурсами;
- 8) уровнем эксплуатации и в том числе качеством ремонтов оборудования;
- 9) режимами электро- и теплоснабжения;
- 10) внешними воздействиями на ЭЭС и рядом других факторов.

Под надежностью электроснабжения понимается свойство электротехнической установки, участка электрической сети и энергосистемы в целом обеспечивать в нормальных (повседневных) условиях эксплуатации бесперебойное электроснабжение потребителей электрической энергией нормированного качества и в необходимом количестве.

Надежность электроснабжения определяется:

- 1) принятой схемой электроснабжения;

2) надежностью используемого в ней энергетического оборудования и технических устройств;

3) уровнем эксплуатации.

Надежность электроснабжения оценивается:

1) частотой и средней продолжительностью нарушений электроснабжения потребителей;

2) относительной величиной аварийного резерва, необходимого для обеспечения заданного уровня бездефицитной работы энергосистемы и ее отдельных узлов.

В практической деятельности специалисту-энергетику приходится принимать различные решения. Например, выбирать проектный вариант энергосистемы или ее части, производить реконструкцию ее сетей и станций, назначать режимы. В энергетике на выбор решения влияет большое количество факторов. Одни из них можно численно проанализировать и сократить область вариантов решения. Другие не имеют теоретической ясности для количественного описания. Появляется неопределенность, преодолеть ее помогают знания, опыт, интуиция, качественный анализ. Появляется риск выбора неоптимальных и некачественных решений. Среди других факторов, надежность имеет особое место, ее надо учитывать всегда.

Оценка надежности электроснабжения должна производиться на стадиях разработки элементов, планирования развития электроэнергетических систем, проектирования отдельных систем и объектов, а также в процессе эксплуатации. Даже при хорошем качестве оборудования и высоком уровне эксплуатации отказы оборудования в работе неизбежны в силу ряда объективных причин случайного характера и, прежде всего, из-за того, что в условиях эксплуатации оборудование может подвергаться нерасчетным воздействиям, учет которых при его разработке потребовал бы введения неоправданно больших запасов.

Сформулируем три основные практические задачи анализа надежности ЭС и ЭЭС:

1) оценка показателей надежности для существующих и создаваемых установок или оборудования;

2) обеспечение заданного уровня надежности оборудования и установок;

3) выбор технических решений и оптимизация уровня надежности.

Решение основных задач надежности ЭЭС предусматривает достижение оптимального соотношения между затратами на производство, передачу и распределение электроэнергии и технико-экономическими последствиями от недоотпуска электроэнергии, для чего необходимо достоверное прогнозирование показателей надежности электрических станций, электрических систем и узлов электропотребления.

Надежность электроэнергетической системы – свойство комплексное, включающее в себя ряд свойств: безотказность, долговечность, ремонтпригодность, сохраняемость, устойчивоспособность, режимную управляемость, живучесть и безопасность.

Для персонала, эксплуатирующего электротехнические устройства, наибольший интерес представляет эксплуатационная надежность электротехнического устройства.

Важнейшими условиями, обеспечивающими высокую эксплуатационную надежность электротехнических устройств, являются рациональная организация и технология технического обслуживания и ремонта, применение материалов надлежащего качества, правильная методика выявления неисправностей и их своевременное устранение.

Опыт эксплуатации показывает, что надежность электротехнических устройств зависит от многочисленных и разнообразных факторов, которые условно могут быть разделены на четыре группы; конструктивные, производственные, монтажные, эксплуатационные.

Конструктивные факторы обусловлены установкой в устройство малонадежных элементов; недостатками схемных и конструктивных

решений, принятых при проектировании; применением комплектующих элементов, не соответствующих условиям окружающей среды.

Производственные факторы обусловлены нарушениями технологических процессов, загрязненностью окружающего воздуха, рабочих мест и приспособлений, слабым контролем качества изготовления и монтажа и др.

В процессе монтажа электротехнических устройств их надежность может быть снижена при несоблюдении требований технологии.

Условия эксплуатации оказывают наибольшее влияние на надежность электротехнических устройств. Удары, вибрация, перегрузки, температура, влажность, солнечная радиация, песок, пыль, плесень, коррозирующие жидкости и газы, электрические и магнитные поля — все влияет на работу устройств. Различные условия эксплуатации по-разному могут сказываться на сроке службы и надежности работы электроустановок.

Ударно-вибрационные нагрузки значительно снижают надежность электротехнических устройств. Воздействие ударно-вибрационных нагрузок может в ряде случаев быть значительнее воздействия других механических, а также электрических и тепловых нагрузок. В результате длительного знакопеременного воздействия даже небольших ударно-вибрационных нагрузок происходит накопление усталости в элементах, что приводит обычно к внезапным отказам. Под воздействием вибраций и ударов возникают многочисленные механические повреждения элементов конструкции, ослабляются их крепления и нарушаются контакты электрических соединений.

Нагрузки при циклических режимах работы, связанных с частыми включениями и выключениями электротехнического устройства, так же как и ударно-вибрационные нагрузки, способствуют возникновению и развитию признаков усталости элементов. Физическая природа повышения опасности отказов устройств при их включении и выключении заключается в том, что во время переходных процессов в их элементах возникают сверхтоки и

перенапряжения, значение которых часто намного превосходит (хотя и кратковременно) значения, допустимые техническими условиями.

Электрические и механические перегрузки происходят в результате неисправности механизмов, значительных изменений частоты или напряжения питающей сети, загустения смазки механизмов в холодную погоду, превышения номинальной расчетной температуры окружающей среды в отдельные периоды года и дня и т. д. Перегрузки приводят к повышению температуры нагрева изоляции электротехнических устройств выше допустимой и резкому снижению срока ее службы.

Климатические воздействия, более всего температура и влажность, влияют на надежность и долговечность любого электротехнического устройства.

При низких температурах снижается ударная вязкость металлических деталей электротехнических устройств: меняются значения технических параметров таких элементов, как конденсаторы, реакторы, резисторы; происходит «залипание» контактов реле; разрушается резина. Вследствие замерзания или загустения смазочных материалов затрудняется работа переключателей, ручек управления и других элементов.

Высокие температуры также вызывают механические и электрические повреждения элементов электротехнического устройства, ускоряя его износ и старение. Влияние повышенной температуры на надежность работы электротехнических устройств проявляется в самых разнообразных формах: образуются трещины в изоляционных материалах, уменьшается сопротивление изоляции, а значит, увеличивается опасность электрических пробоев, нарушается герметичность (начинают вытекать заливочные и пропиточные компаунды). В результате нарушения изоляции в обмотках электромагнитов, электродвигателей и трансформаторов возникают повреждения. Заметное влияние оказывает повышенная температура на работу механических элементов электротехнических устройств.

Под влиянием влаги происходит очень быстрая коррозия металлических деталей электротехнических устройств, уменьшается поверхностное и объемное сопротивление изоляционных материалов, появляются различные утечки, резко увеличивается опасность поверхностных пробоев, образуется грибковая плесень, под воздействием которой поверхность материалов разъедается и электрические свойства устройств ухудшаются.

Пыль, попадая в смазку, оседает на частях и механизмах электротехнических устройств и вызывает быстрый износ трущихся частей и загрязнение изоляции. Пыль наиболее опасна для электродвигателей, в которые она попадает с засасываемым для вентиляции воздухом. Однако и в других элементах электротехнических устройств износ намного ускоряется, если пыль проникает сквозь уплотнения к поверхности трения. Поэтому при большой запыленности особое значение приобретает качество уплотнений элементов электрических устройств и уход за ними.

Качество эксплуатации электротехнических устройств зависит от степени научной обоснованности применяемых методов эксплуатации и обслуживания, уровня подготовки обслуживающего персонала (знание материальной части, теории и практики надежности, умение быстро находить и устранять неисправности и т.п.). Применение профилактических мероприятий (регламентные работы, осмотры, испытания), ремонта, использование опыта эксплуатации электротехнических устройств обеспечивают их более высокую эксплуатационную надежность.

Требования по надёжности электроснабжения.

Экономический подход к определению рациональной надежности требует объемной информации, выполнения достаточно квалифицированных расчетов, анализа. К сожалению, далеко не всегда можно иметь необходимую информацию. При такой массовости использования электроэнергии во всех сферах деятельности человека и соответственно массовости принимаемых

решений по организации электроснабжения трудно обеспечить и необходимую высокую квалификацию специалистов.

С другой стороны, практика проектирования и эксплуатации накопила определенный опыт в решении этой задачи на эмпирической основе, который позволил сформулировать определенные требования по надежности в виде нормативов.

Кроме того, возникают случаи, когда экономический подход трудно применим по принципиальным соображениям, например, когда надежность связана с жизнью людей (опасность взрывов на химических производствах, откачка воды и вентиляция в шахтах, ядерная энергетика и т.п.).

Поэтому в большинстве случаев принят нормативный подход к надёжности электроснабжения. Вид, форма нормативов могут быть самыми различными. Возможно нормирование прямо показателей надежности, могут быть нормированы косвенные параметры системы, от которых зависит надежность, и т.п. В разных странах находят применение различные формы этих нормативов, исключением может быть лишь один норматив, которому следуют почти во всех странах. Это так называемое правило « $n-1$ », означающее, что электроснабжение потребителя не должно нарушаться при отказе любого одного элемента системы.

Используемые в нашей стране нормативы сформулированы в правилах устройства электроустановок (ПУЭ). Здесь компромисс между потребителями и поставщиками разрешается следующим образом. С позиции потребителей они (точнее, их токоприемники) подразделены на категории по важности (что отражает ущербы потребителей при экономическом подходе). Поставщики же обязаны обеспечивать разные категории потребителей надежностью различной степени, которая формируется разной кратностью резервирования и разной скоростью восстановления нарушенного электроснабжения (что отражается, естественно, на экономических показателях системы электроснабжения).

Применение нормативов значительно упрощает выработку решений по обеспечению рациональной надежности, не требует много информации и высокой квалификации в области надежности лица, принимающего решения.

Нормативы допускают много неточностей, например, в критериях отнесения электроприемников к различным категориям. Нечеткость требований к надежности также допускает многовариантность систем электроснабжения.

Однако более существенными дефектами нормативов является то, что они построены на опыте прошлого и при проектировании существенно новых систем электроснабжения появляется риск выработки неверных решений.

В этих условиях целесообразным представляется дифференцированно применять оба подхода – и экономический, и нормативный.

Задания.

1. Определить наиболее вероятное значение амплитуды 5-ой гармоники симметричной трехфазной сети с глухозаземленной нейтралью, если действующее значение расчётного тока частотой 50 Гц равно I_1 .
2. Определить среднегодовую длительность перерывов электроснабжения по двухцепной ЛЭП, если вероятность отказа каждой цепи 0,01.

Тема 4. Потери мощности и электроэнергии в элементах ЭЭС.

Расчет потерь мощности в элементах системы электроснабжения (в линиях электропередачи и трансформаторах) при проектировании производится в двух случаях:

для корректировки расчетных нагрузок;

для проведения технико-экономических расчетов и определения технико-экономических показателей.

Ввиду малости потерь мощности по сравнению с расчетными нагрузками и с учетом того, что их величина сопоставима с погрешностью методов оценки расчетных нагрузок, обычно для первого случая их не определяют, а для второго случая наибольший интерес представляют потери активной мощности и электроэнергии.

Потери активной мощности в трехфазной линии электропередачи при симметричной нагрузке и без учета поперечной составляющей (потери на корону) определяются по выражению

$$\Delta P_{\text{л}} = 3I^2 R = \frac{S^2}{U^2} R = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R,$$

где $R = R_0 \cdot L$ - активное сопротивление линии, определяемое по удельному (погонному) сопротивлению и длине.

Потери активной мощности в трансформаторах оцениваются по их паспортным характеристикам:

$$\Delta P_{\text{т}} = \Delta P_{\text{хх}} + \Delta P_{\text{кз}} k_3^2 = \Delta P_{\text{хх}} + \Delta P_{\text{кз}} \frac{S^2}{S_{\text{ном.т}}^2},$$

где $\Delta P_{\text{хх}}$, $\Delta P_{\text{кз}}$ - потери холостого хода и короткого замыкания; $S_{\text{ном.т}}$ - номинальная мощность трансформатора; k_3 - коэффициент загрузки трансформатора.

Потери активной электроэнергии в линии электропередачи можно получить интегрированием потерь мощности в интервале времени T :

$$\begin{aligned}\Delta W_{ал} &= \int_0^T 3I_t^2 R dt = 3R \int_0^T I_t^2 dt = 3R \frac{T}{T} \int_0^T I_t^2 dt = 3RT I_{ск}^2 = \\ &= 3RT (k_{\phi} I_{ср})^2 = 3RT (I_{ср}^2 + \sigma_I^2) = RT \left(\frac{S_{ср}^2}{U^2} + \frac{\sigma_S^2}{U^2} \right) = \\ &= RT \frac{P_{ср}^2 + Q_{ср}^2}{U^2} + RT \frac{\sigma_P^2 + \sigma_Q^2 + 2\rho\sigma_P\sigma_Q}{U^2},\end{aligned}$$

где $I_{ск}$ - среднеквадратическое значение тока нагрузки; k_{ϕ} - коэффициент формы графика нагрузки; $P_{ср}$, $Q_{ср}$, σ_P^2 , σ_Q^2 - средние значения и дисперсии активной и реактивной мощности на интервале T , ρ - коэффициент корреляции между активной и реактивной мощностями, рассчитываемый на основании их графиков по выражению

$$\rho = \frac{1}{N\sigma_P\sigma_Q} \sum_{t=1}^N (P_t - P_{ср})(Q_t - Q_{ср}).$$

По аналогии потери активной электроэнергии в трансформаторах определяются как:

$$\begin{aligned}W_{ат} &= \int_0^T \left(\Delta P_{ХХ} + \Delta P_{КЗ} \frac{S_t^2}{S_{НОМ.Т}^2} \right) dt = \Delta P_{ХХ} T + \Delta P_{КЗ} \frac{1}{S_{НОМ.Т}^2} \frac{T}{T} \int_0^T S_t^2 dt = \\ &= \Delta P_{ХХ} T + \Delta P_{КЗ} \frac{T}{S_{НОМ.Т}^2} (S_{ср}^2 + \sigma_S^2) = \\ &= \Delta P_{ХХ} T + \Delta P_{КЗ} T \frac{P_{ср}^2 + Q_{ср}^2}{S_{НОМ.Т}^2} + \Delta P_{КЗ} T \frac{\sigma_P^2 + \sigma_Q^2 + 2\rho\sigma_P\sigma_Q}{S_{НОМ.Т}^2}.\end{aligned}$$

Из анализа выражений следует, что потери активной электроэнергии в линии электропередачи определяются количеством активной и реактивной электроэнергии, передаваемой по ней за расчетный период времени, а также неравномерностью режима их передачи. В потерях активной электроэнергии в трансформаторах дополнительно имеются еще потери холостого хода.

Для оценки потерь активной электроэнергии на годовом интервале времени часто пользуются выражениями:

для линии электропередачи

$$\Delta W_{ал} = \Delta P_{\max} \tau_{\max} = 3I_{\max}^2 R \tau_{\max}$$

для трансформатора

$$\Delta W_{aT} = \Delta P_{XX} 8760 + \Delta P_{K3} \frac{S_{\max}^2}{S_{\text{НОМ.Т}}} \tau_{\max},$$

где ΔP_{\max} - максимальные потери активной мощности; S_{\max} , I_{\max} - максимальные (расчетные) мощность и ток; τ_{\max} - число часов использования максимальных потерь, которое приближенно может быть оценено как

$$\tau_{\max} = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right)^2 8760,$$

где T_{\max} - число часов использования максимальной мощности, принимаемое как справочная информация для характерных технологических процессов.

Потери реактивной мощности в линиях электрической сети определяются аналогично потерям активной мощности только с учетом реактивного сопротивления линии

$$\Delta Q_{л} = 3I^2 X = \frac{S^2}{U^2} X = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} X,$$

где $X = X_0 \cdot L$ - реактивное сопротивление линии, определяемое по удельному (погонному) сопротивлению и длине.

Потери реактивной мощности в трансформаторе состоят из потерь на намагничивание, которые практически не зависят от нагрузки, и потерь, обусловленных потоками рассеяния, которые находятся в зависимости от нагрузки трансформатора

$$\Delta Q_T = \Delta Q_{XX} + \Delta Q_{K3} k_3^2.$$

Величины ΔQ_{XX} , ΔQ_{K3} определяются по паспортным данным по выражениям:

$$\Delta Q_{XX} = \sqrt{\left(\frac{I_{XX} S_{\text{НОМ.Т}}}{100} \right)^2 - \Delta P_{XX}^2} \approx \frac{I_{XX} S_{\text{НОМ.Т}}}{100},$$

$$\Delta Q_{K3} = 3I_{\text{НОМ.Т}}^2 X_T \approx \frac{U_{K3} S_{\text{НОМ.Т}}}{100},$$

где I_{xx} - ток холостого хода трансформатора, %; $U_{кз}$ - напряжение короткого замыкания трансформатора, %; $I_{ном.т}$ - номинальный ток трансформатора; X_T - реактивное сопротивление трансформатора.

Для оценки потерь реактивной энергии на годовом интервале времени можно воспользоваться следующими выражениями:

для линии электропередачи

$$\Delta W_{р.л} = \Delta Q_{max} \tau_{max} = 3I_{max}^2 X \tau_{max};$$

для трансформатора

$$\Delta W_{р.т} = \Delta Q_{xx} 8760 + \Delta Q_{кз} \frac{S_{max}^2}{S_{ном.т}^2} \tau_{max},$$

где ΔQ_{max} - максимальные потери активной мощности.

Задания.

1. Определить потери активной и реактивной мощности в ЛЭП-110 кВ при различных исходных данных.
2. Определить соотношение активных и реактивных потерь в трехфазном трансформаторе ТМ-10/0,4.

Раздел 2. Типы электростанций.

Тема 5. Типы электростанций, их характерные особенности.

Электрическая станция – энергетическая установка, служащая для преобразования природной энергии в электрическую. Тип электрической станции определяется прежде всего видом природной энергии. Наибольшее распространение получили тепловые электрические станции (ТЭС), на которых используется тепловая энергия, выделяемая при сжигании органического топлива (уголь, нефть, газ и др.). На тепловых электростанциях вырабатывается около 76% электроэнергии, производимой на нашей планете. Тепловые электрические станции, предназначенные только для производства электроэнергии, называют конденсационными электрическими станциями (КЭС). Электростанции, предназначенные для комбинированной выработки электрической энергии и отпуска пара, а также горячей воды тепловому потребителю имеют паровые турбины с промежуточными отборами пара или с противодавлением. На таких установках теплота отработавшего пара частично или даже полностью используется для теплоснабжения, вследствие чего потери теплоты с охлаждающей водой сокращаются. Однако доля энергии пара, преобразованная в электрическую, при одних и тех же начальных параметрах на установках с теплофикационными турбинами ниже, чем на установках с конденсационными турбинами. Теплоэлектростанции, на которых отработавший пар наряду с выработкой электроэнергии используется для теплоснабжения, называют теплоэлектроцентралями (ТЭЦ).

Основные принципы работы ТЭС.

На рис. 5.1 представлена типичная тепловая схема конденсационной установки на органическом топливе.

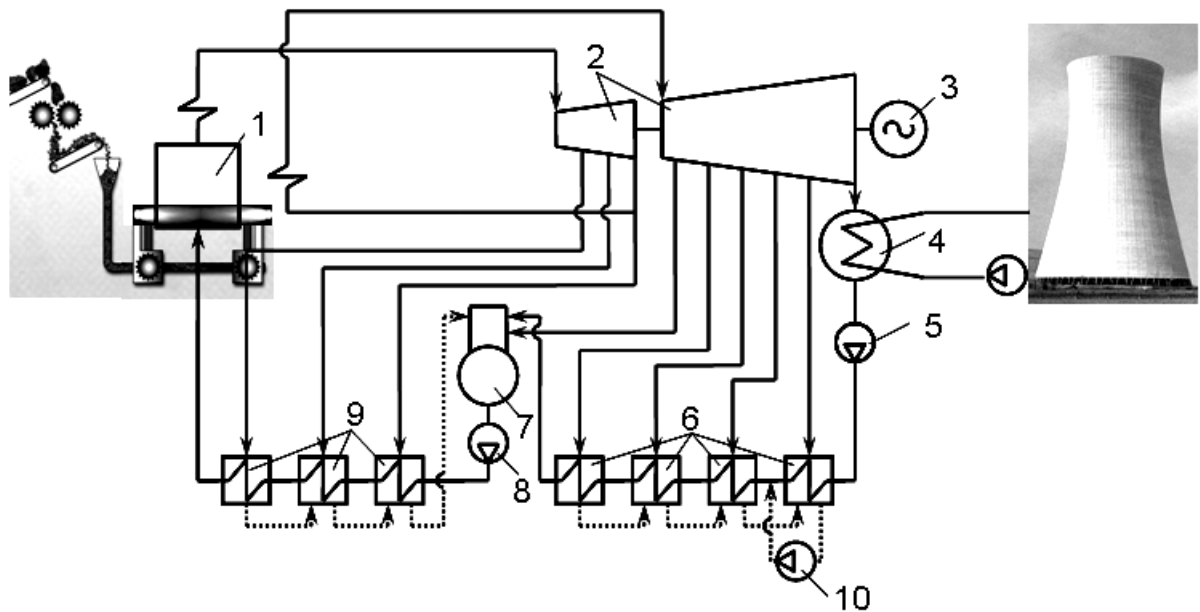


Рис. 5.1 Принципиальная тепловая схема ТЭС.

1 – паровой котёл; 2 – турбина; 3 – электрогенератор; 4 – конденсатор; 5 – конденсатный насос; 6 – подогреватели низкого давления; 7 – деаэратор; 8 – питательный насос; 9 – подогреватели высокого давления; 10 – дренажный насос.

Эту схему называют схемой с промежуточным перегревом пара. Как известно из курса термодинамики, тепловая экономичность такой схемы при одних и тех же начальных и конечных параметрах и правильном выборе параметров промежуточного перегрева выше, чем в схеме без промежуточного перегрева.

Рассмотрим принцип работы ТЭС. Топливо и окислитель, которым обычно служит подогретый воздух, непрерывно поступают в топку котла (1). В качестве топлива используется уголь, торф, газ, горючие сланцы или мазут. За счёт тепла, образующегося в результате сжигания топлива, вода в паровом котле нагревается, испаряется, а образовавшийся насыщенный пар поступает по паропроводу в паровую турбину (2), назначение которой превращать тепловую энергию пара в механическую энергию.

Все движущиеся части турбины жёстко связаны с валом и вращаются вместе с ним. В турбине кинетическая энергия струй пара передается ротору следующим образом. Пар высокого давления и температуры, имеющий

большую внутреннюю энергию, из котла поступает в сопла (каналы) турбины. Струя пара с высокой скоростью, чаще выше звуковой, непрерывно поступает на рабочие лопатки турбины, укрепленные на роторе, жёстко связанном с валом. При этом механическая энергия потока пара превращается в механическую энергию ротора турбины, а точнее говоря, в механическую энергию ротора турбогенератора, так как валы турбины и электрического генератора (3) соединены между собой. В электрическом генераторе механическая энергия преобразуется в электрическую энергию.

После паровой турбины водяной пар, имея уже низкое давление и температуру, поступает в конденсатор (4). Здесь пар с помощью охлаждающей воды, прокачиваемой по расположенным внутри конденсатора трубкам, превращается в воду, которая конденсатным насосом (5) через регенеративные подогреватели (6) подаётся в деаэратор (7).

Деаэратор служит для удаления из воды растворённых в ней газов; одновременно в нём, так же как в регенеративных подогревателях, питательная вода подогревается паром, отбираемым для этого из отбора турбины. Деаэрация проводится для того, чтобы довести до допустимых значений содержание кислорода и углекислого газа в ней и тем самым понизить скорость коррозии в трактах воды и пара.

Деаэрированная вода питательным насосом (8) через подогреватели (9) подаётся в котельную установку. Конденсат греющего пара, образующийся в подогревателях (9), перепускается каскадно в деаэратор, а конденсат греющего пара подогревателей (6) подаётся дренажным насосом (10) в линию, по которой протекает конденсат из конденсатора (4).

Атомная электростанция – электростанция, в которой атомная (ядерная) энергия преобразуется в электрическую. Генератором энергии на АЭС является атомный реактор. Тепло, которое выделяется в реакторе в результате цепной реакции деления ядер некоторых тяжёлых элементов, затем так же, как и на обычных тепловых электростанциях (ТЭС), преобразуется в электроэнергию. В отличие от ТЭС, работающих на

органическом топливе, АЭС работает на ядерном горючем (в основном U^{233} , U^{235} , Pu^{239}). При делении 1 г изотопов урана или плутония высвобождается 22500 квтч, что эквивалентно энергии, содержащейся в 2800 кг условного топлива. Установлено, что мировые энергетические ресурсы ядерного горючего (уран, плутоний и др.) существенно превышают энергоресурсы природных запасов органического топлива (нефть, уголь, природный газ и др.). Это открывает широкие перспективы для удовлетворения быстро растущих потребностей в топливе. Кроме того, необходимо учитывать всё увеличивающийся объём потребления угля и нефти для технологических целей мировой химической промышленности, которая становится серьёзным конкурентом тепловых электростанций. Несмотря на открытие новых месторождений органического топлива и совершенствование способов его добычи, в мире наблюдается тенденция к относительному увеличению его стоимости. Это создаёт наиболее тяжёлые условия для стран, имеющих ограниченные запасы топлива органического происхождения. Очевидна необходимость быстрого развития атомной энергетики, которая уже занимает заметное место в энергетическом балансе ряда промышленных стран мира.

Первая в мире АЭС опытно-промышленного назначения мощностью 5 Мвт была пущена в СССР 27 июня 1954 г. в г. Обнинске. До этого энергия атомного ядра использовалась преимущественно в военных целях. Пуск первой АЭС ознаменовал открытие нового направления в энергетике, получившего признание на 1-й Международной научно-технической конференции по мирному использованию атомной энергии (август 1955, Женева).

Принципиальная схема АЭС с ядерным реактором, имеющим водяное охлаждение, приведена на рис. 5.2. Тепло, выделяющееся в активной зоне реактора 1, отбирается водой (теплоносителем) 1-го контура, которая прокачивается через реактор циркуляционным насосом 2. Нагретая вода из реактора поступает в теплообменник (парогенератор) 3, где передаёт тепло,

полученное в реакторе, воде 2-го контура. Вода 2-го контура испаряется в парогенераторе, и образующийся пар поступает в турбину 4.

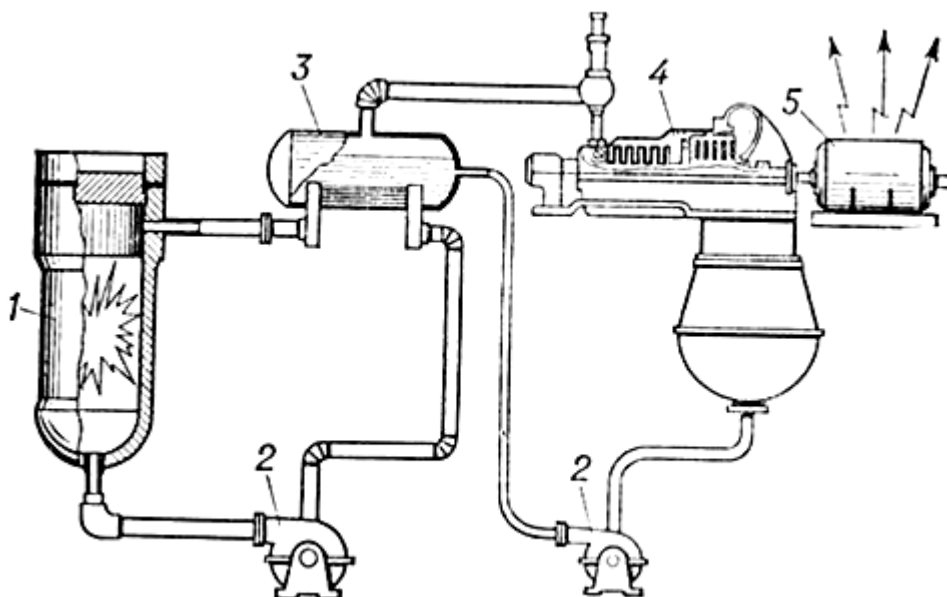


Рис. 5.2. Принципиальная схема АЭС с водяным охлаждением.

Наиболее часто на АЭС применяются 4 типа реакторов на тепловых нейтронах: 1) водо-водяные с обычной водой в качестве замедлителя и теплоносителя; 2) графито-водные с водяным теплоносителем и графитовым замедлителем; 3) тяжеловодные с водяным теплоносителем и тяжелой водой в качестве замедлителя; 4) графито-газовые с газовым теплоносителем и графитовым замедлителем.

Выбор преимущественно применяемого типа реактора определяется главным образом накопленным опытом в реакторостроении, а также наличием необходимого промышленного оборудования, сырьевых запасов и т. д. На АЭС США наибольшее распространение получили водо-водяные реакторы. Графито-газовые реакторы применяются в Англии. В атомной энергетике Канады преобладают АЭС с тяжеловодными реакторами.

В зависимости от вида и агрегатного состояния теплоносителя создается тот или иной термодинамический цикл АЭС. Выбор верхней температурной границы термодинамического цикла определяется

максимально допустимой температурой оболочек тепловыделяющих элементов (ТВЭЛ), содержащих ядерное горючее, допустимой температурой собственно ядерного горючего, а также свойствами теплоносителя, принятого для данного типа реактора.

На АЭС, тепловой реактор которой охлаждается водой, обычно пользуются низкотемпературными паровыми циклами. Реакторы с газовым теплоносителем позволяют применять относительно более экономичные циклы водяного пара с повышенными начальными давлением и температурой. Тепловая схема АЭС в этих двух случаях выполняется 2-контурной: в 1-м контуре циркулирует теплоноситель, 2-й контур - пароводяной. При реакторах с кипящим водяным или высокотемпературным газовым теплоносителем возможна одноконтурная тепловая АЭС. В кипящих реакторах вода кипит в активной зоне, полученная пароводяная смесь сепарируется, и насыщенный пар направляется или непосредственно в турбину, или предварительно возвращается в активную зону для перегрева. В высокотемпературных графито-газовых реакторах возможно применение обычного газотурбинного цикла. Реактор в этом случае выполняет роль камеры сгорания.

При работе реактора концентрация делящихся изотопов в ядерном топливе постепенно уменьшается, т. е. ТВЭЛы выгорают. Поэтому со временем их заменяют свежими. Ядерное горючее перезагружают с помощью механизмов и приспособлений с дистанционным управлением. Отработавшие ТВЭЛы переносят в бассейн выдержки, а затем направляют на переработку.

К реактору и обслуживающим его системам относятся: собственно реактор с биологической защитой, теплообменники, насосы или газодувные установки, осуществляющие циркуляцию теплоносителя; трубопроводы и арматура циркуляционного контура; устройства для перезагрузки ядерного горючего; системы спец. вентиляции, аварийного расхолаживания и др.

При авариях в системе охлаждения реактора для исключения перегрева и нарушения герметичности оболочек ТВЭЛов предусматривают быстрое (в течение несколько секунд) глушение ядерной реакции; аварийная система расхолаживания имеет автономные источники питания.

Оборудование машинного зала АЭС аналогично оборудованию машинного зала ТЭС. Отличительная особенность большинства АЭС - использование пара сравнительно низких параметров, насыщенного или слабоперегретого.

При этом для исключения эрозионного повреждения лопаток последних ступеней турбины частицами влаги, содержащейся в пару, в турбине устанавливаются сепарирующие устройства. Иногда необходимо применение выносных сепараторов и промежуточных перегревателей пара. В связи с тем что теплоноситель и содержащиеся в нём примеси при прохождении через активную зону реактора активируются, конструктивное решение оборудования машинного зала и системы охлаждения конденсатора турбины одноконтурных АЭС должно полностью исключать возможность утечки теплоносителя. На двухконтурных АЭС с высокими параметрами пара подобные требования к оборудованию машинного зала не предъявляются.

Экономичность АЭС определяется её основными техническими показателями: единичная мощность реактора, КПД, энергонапряжённость активной зоны, глубина выгорания ядерного горючего, коэффициент использования установленной мощности АЭС за год. С ростом мощности АЭС удельные капиталовложения в неё (стоимость установленного кВт) снижаются более резко, чем это имеет место для ТЭС. В этом главная причина стремления к сооружению крупных АЭС с большой единичной мощностью блоков. Для экономики АЭС характерно, что доля топливной составляющей в себестоимости вырабатываемой электроэнергии 30-40% (на ТЭС 60-70%).

К недостаткам АЭС можно отнести трудности, связанные с захоронением ядерных отходов, катастрофические последствия аварий и тепловое загрязнение используемых водоемов.

Гидроэлектростанция (ГЭС), комплекс сооружений и оборудования, посредством которых энергия потока воды преобразуется в электрическую энергию. ГЭС состоит из последовательной цепи гидротехнических сооружений, обеспечивающих необходимую концентрацию потока воды и создание напора, и энергетического оборудования, преобразующего энергию движущейся под напором воды в механическую энергию вращения, которая, в свою очередь, преобразуется в электрическую энергию.

Мощность ГЭС зависит от расхода воды через турбину Q и напора H (перепада уровней воды).

В естественных условиях концентрированные в определенном месте напоры встречаются крайне редко. Их могут создавать лишь водопады. Равнинные реки имеют обычно уклон свободной поверхности воды 5-10 см/км, а горные – 5-10 м/км. Поэтому ГЭС строят по плотинной или деривационной схеме. Плотинная схема предусматривает сооружение плотины, перегораживающей в выбранном створе русло реки. В результате создается разность уровней воды по сторонам плотины: верхнего (УВБ) и нижнего (УНБ) бьефа (рис. 5.3). На горных реках с большими уклонами концентрация напора осуществляется по деривационной схеме. В выбранном створе реки возводится плотина, создающая небольшой подпор и сравнительно малое водохранилище. Из него через водоприемник вода направляется в искусственный водовод – деривацию в виде открытого канала, туннеля или трубопровода. Из деривации вода поступает по практически вертикальным водоводам к турбинам ГЭС. В этой схеме напор создан не плотиной, а деривацией.

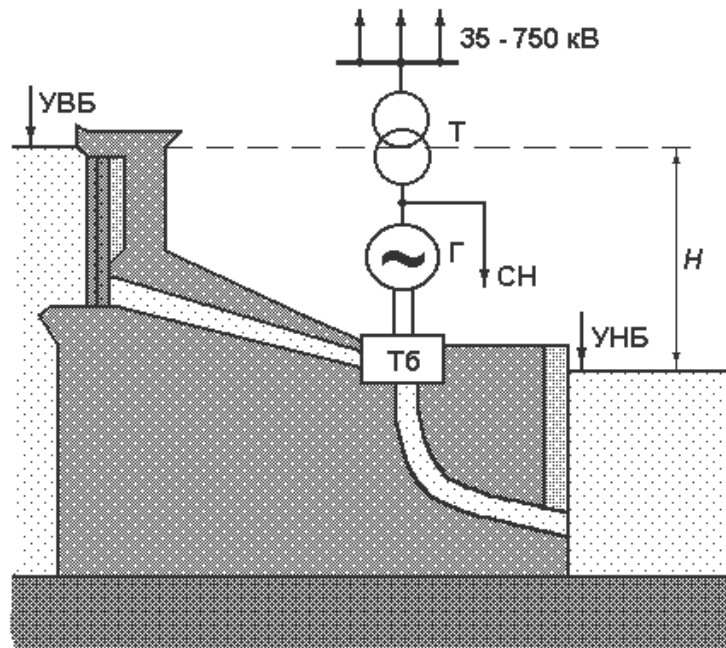


Рис. 5.3. Гидроэлектростанция.

Особенности ГЭС:

1. Строятся там, где есть гидроресурсы и условия для строительства, что обычно не совпадает с местоположением электрической нагрузки.
2. Большую часть энергии отдают в электрические сети повышенных напряжений.
3. Работают по свободному графику (при наличии водохранилищ).
4. Высокоманевренны (разворот и набор нагрузки составляет примерно 3-5 мин).
5. Имеют высокий КПД ($\eta \approx 85\%$).

ГЭС в отношении режимных параметров имеют ряд преимуществ перед ТЭЦ и КЭС. Однако, большие капиталовложения и время строительства, а также соображения экологии и охраны окружающей среды привели к тому, что в последние годы строились в основном ТЭЦ и АЭС.

По характеру использования воды и условиям работы различают ГЭС на бытовом стоке без регулирования, с суточным, недельным, сезонным (годовым) и многолетним регулированием. Отдельные ГЭС или каскады ГЭС, как правило, работают в системе совместно с конденсационными

электростанциями (КЭС), теплоэлектроцентралями (ТЭЦ), атомными электростанциями (АЭС), газотурбинными установками (ГТУ), причём в зависимости от характера участия в покрытии графика нагрузки энергосистемы ГЭС могут быть базисными, полупиковыми и пиковыми.

Важнейшая особенность гидроэнергетических ресурсов по сравнению с топливно-энергетическими ресурсами – их непрерывная возобновляемость. Отсутствие потребности в топливе для ГЭС определяет низкую себестоимость вырабатываемой на ГЭС электроэнергии. Поэтому сооружению ГЭС, несмотря на значительные удельные капиталовложения и продолжительные сроки строительства, придавалось и придаётся большое значение, особенно когда это связано с размещением электроёмких производств.

Люди используют энергию ветра с незапамятных времен – достаточно вспомнить парусный флот, который был уже у древних финикийцев и живших одновременно с ними других народов, и ветряные мельницы. В принципе, преобразовать энергию ветра в электрический ток, казалось бы, нетрудно – для этого достаточно заменить мельничный жернов электрогенератором.

Обычно рабочим органом ветродвигателя служат лопасти воздушного винта, который и называют ветроколесом. Теорию его еще в начале XX века разработал известный учёный Н. Е. Жуковский. Для описания явлений, связанных с прохождением воздушного потока через колесо, он применил теорию подъемной силы крыла самолета и определил значение максимально возможного коэффициента использования энергии ветра идеальным колесом. Коэффициент использования энергии оказался равным 59,3 процента.

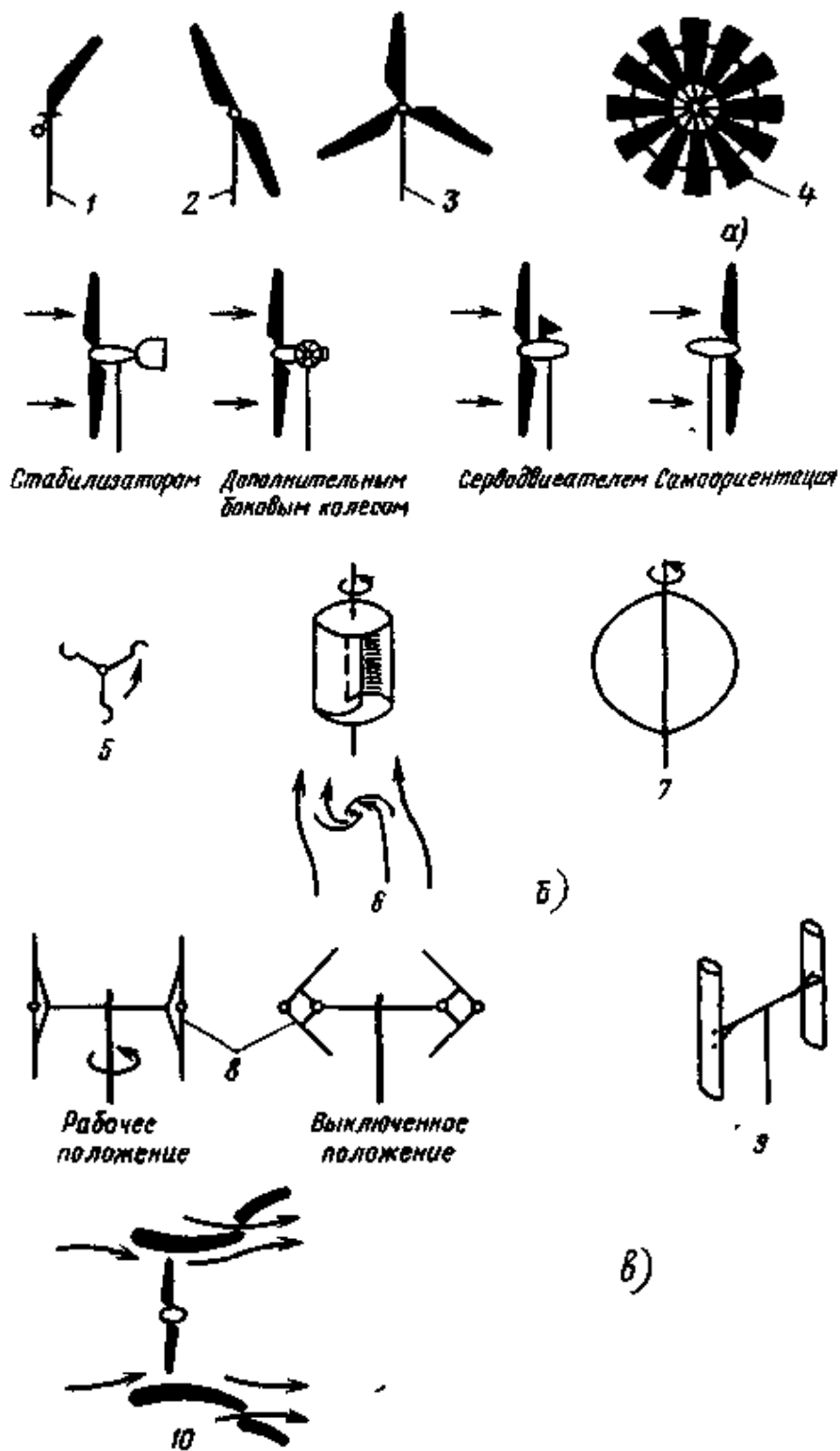


Рис. 5.4. Классификация ветроколес с горизонтальной осью (а), приведены способы ориентации при расположении ветроколеса; с вертикальной осью (б); с концентраторами ветрового потока (в).

1 – однолопастное колесо; 2 – двухлопастное; 3 – трехлопастное; 4 – многолопастное; 5 – чашечный анемометр; 6 – ротор Савониуса; 7 – ротор Дарье; 8 – ротор Масгрува; 9 – ротор Эванса; 10 – концентратор (усилитель) ветропотока.

Наиболее распространенным типом ветровых энергоустановок (ВЭУ) является турбина с горизонтальным валом и числом лопастей от 1 до 3. Турбина, редуктор и электрогенератор размещаются в гондоле, усыновленной на верху мачты.

Ветровые электростанции выгодны, как правило, в регионах, где среднегодовая скорость ветра составляет 6 метров в секунду и выше и которые бедны другими источниками энергии, а также в зонах, куда доставка топлива очень дорога. В России это, в первую очередь, Сахалин, Камчатка, Арктика, Крайний Север и т.д.

Малые ВЭУ (мощностью менее 100 кВт) обычно предназначаются для автономной работы. Системы, которым они выдают энергию, привередливы, требуют подачи энергии более высокого качества и не допускают перерывов в питании, например, в периоды безветрия. Поэтому им необходим «дублер», то есть резервные источники энергии, например, дизельные двигатели той же, как у ветроустановок, или меньшей мощности.

Что касается более мощных ветроустановок (свыше 100 кВт), то они применяются как электростанции и включаются обычно в энергосистемы. Обычно на одной площадке устанавливается достаточно большое количество ВЭУ, образующих так называемую ветровую ферму. На одном краю «фермы» может дуть ветер, на другом в это время тихо. Ветряки нельзя ставить слишком тесно, чтобы они не загораживали друг друга. Поэтому «ферма» занимает много места. Такие «фермы» есть в США, во Франции, в Англии, а в Дании «ветряную ферму» разместили на прибрежном мелководье Северного моря: там она никому не мешает и ветер устойчивее, чем на суше. В Калифорнии (США) на одной из них размещено около тысячи ветроустановок, так что суммарная установленная мощность фермы превышает 100 МВт.

Обычно для снижения зависимости от капризов ветра в систему включают маховики, частично сглаживающие порывы ветра, и разного рода аккумуляторы, в основном электрические. Но вместе с тем используют и

воздушные. В этом случае ветряк нагнетает воздух в баллоны. Выходя оттуда, его ровная струя вращает турбину с электрогенератором. Еще один вариант – гидравлические аккумуляторы. Здесь силой ветра вода поднимается на определенную высоту, затем, падая вниз, она вращает турбину. Ставят даже электролизные аккумуляторы. Ветряк дает электрический ток, разлагающий воду на водород и кислород. Их запасают в баллонах. Потом по мере необходимости водород и кислород сжигают в топливном элементе либо в газовой турбине, вновь получая ток, но уже без резких колебаний напряжения, связанных с капризами ветра.

В Испании довольно долго работала удивительная ветроустановка, сама создававшая для себя ветер. Обширный круг земли в основании выстроенной высокой трубы покрыли полиэтиленовой пленкой на каркасных опорах. Жаркое испанское солнце нагревало и землю, и воздух под пленкой. В результате в трубе возникла ровная постоянная тяга, а встроенная в трубу крыльчатка вращала генератор. Тяга не прекращалась даже в пасмурные дни и ночью: земля долго хранит тепло. Постепенно металлическая труба проржавела, а пленка разрушилась. После очередного урагана ремонтировать систему не стали. Более мощная станция такого типа сооружается в Австралии.

Суммарная мощность ветроустановок в мире быстро возрастает. По использованию ВЭУ в мире лидируют США, в Европе – Германия, Англия, Дания и Нидерланды.

Германия получает от ветра десятую часть своей электроэнергии, а всей Западной Европе ветер дает 2500 МВт электроэнергии. По мере того как ветряные электростанции окупаются, а их конструкции совершенствуются, цена «воздушного» электричества падает.

Солнечное излучение – экологически чистый и возобновляемый источник энергии. К началу XXI века человечество разработало и освоило ряд принципов преобразования тепловой энергии в электрическую. Их можно условно разделить на машинные и безмашинные методы. Последние

часто называют методами прямого преобразования энергии, поскольку в них отсутствует стадия преобразования тепловой энергии в механическую работу.

Среди машинных преобразователей наиболее известны паро- и газотурбинные установки, работающие на всех наземных тепловых и атомных электростанциях.

Испытания трехкиловаттной газотурбинной установки, проведенные в 1977 году на пятиметровом фацетном параболическом концентраторе в Физико-техническом институте Академии наук Узбекистана, показали, что установки такого типа весьма маневренны. Выход на номинальные обороты составлял не более минуты с момента наведения солнечного пятна на полость цилиндрического котла. Коэффициент полезного действия этой установки – 11 процентов.

В энергоустановке с паротурбинным преобразователем собранная концентратором солнечная энергия нагревает в солнечном котле рабочую жидкость, переходящую в насыщенный, а затем и в перегретый пар, который расширяется в турбине, соединенной с электрогенератором. После конденсации отработавшего в турбине пара его конденсат, сжимаемый насосом, вновь поступает в котел. Поскольку подвод и отвод тепла в этой установке осуществляются изотермически, средние температуры подвода и отвода оказываются выше, чем в газотурбинной установке, а удельные площади излучателя и концентратора могут оказаться меньше. У подобной установки, работающей на органическом рабочем теле, коэффициент полезного действия составляет 15 – 20 процентов при сравнительно невысоких температурах подвода тепла – всего 600 – 650 градусов Кельвина.

На рис. 5.5 показана система, состоящая из множества небольших концентрирующих коллекторов, каждый из которых независимо следит за Солнцем. Концентраторы не обязательно должны иметь форму параболоидов, но обычно это предпочтительнее. Каждый коллектор передает солнечную энергию жидкости — теплоносителю, горячая жидкость от всех

коллекторов собирается в центральной энергостанции. Теплонесущая жидкость может быть водяным паром, если она будет прямо использована в паровой турбине, или какой-либо термохимической средой — такой, как, например, диссоциированный аммиак.

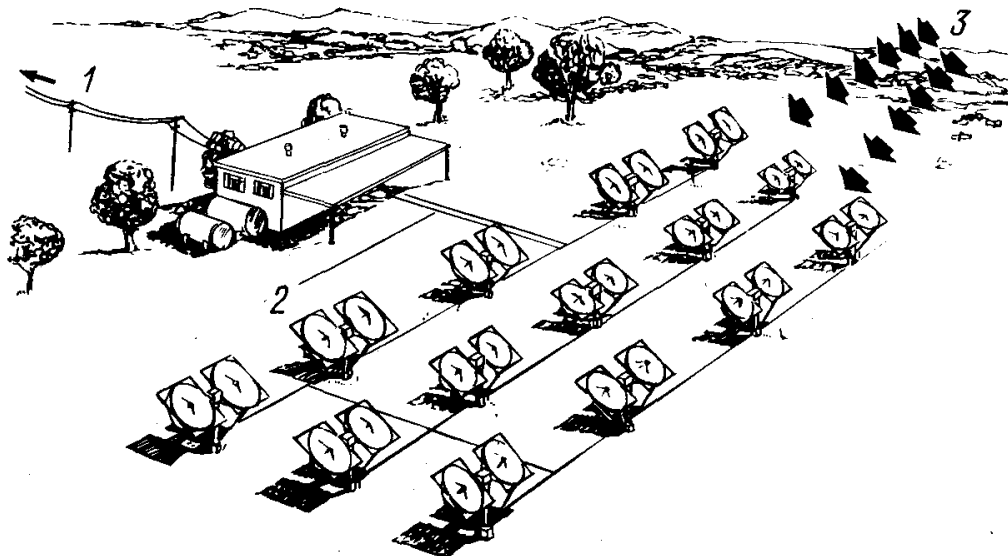


Рис. 5.5. Схема получения электроэнергии от системы коллекторов: 1 — электроэнергия; 2 — трубы под землей, по которым протекает аммиак или пар; 3 — солнечные лучи.

Схема устройства, основанного на диссоциации и синтезе аммиака, показана на рис. 5.6.

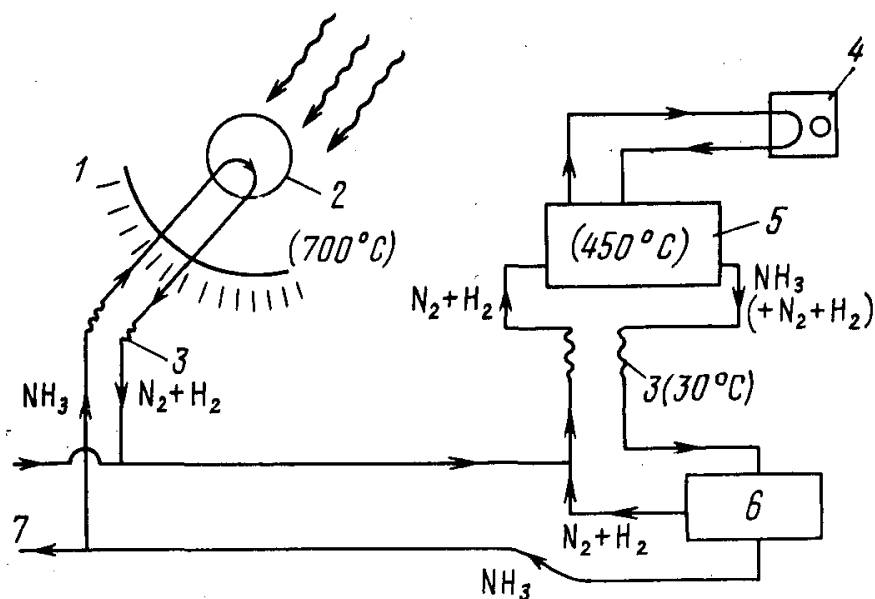


Рис. 5.6. Диссоциация и синтез аммиака как накопителя солнечной энергии: 1—зеркало; 2—приемник; 3—теплообменник; 4—тепловой двигатель; 5—камера синтеза; 6—сепаратор; 7—к другим зеркалам.

Преимуществом последней системы является то, что в случае использования химического реагента отсутствуют потери между коллектором и тепловым двигателем, так что тепло может передаваться на большие расстояния или в течение длительного времени (например, с вечера в течение всей ночи, что позволяет осуществить непрерывную генерацию электроэнергии). В этой системе солнечные лучи фокусируются на приемнике, в котором газообразный аммиак при высоком давлении (около 30 МПа) диссоциирует на водород и азот. Эта реакция — эндотермическая, дефект энергии составляет $\Delta H = -46 \text{ кДж/моль } \text{NH}_3$; солнечное излучение снабжает систему энергией, необходимой для протекания этой реакции. В присутствии катализатора в камере синтеза N_2 и H_2 частично рекомбинируют, выделяемое при этом тепло можно использовать для подключения внешнего теплового двигателя или другого устройства. Выходящий из камеры синтеза поток охлаждается, что приводит к сжижению аммиака.

Солнечная электростанция башенного типа.

Принцип работы солнечной электростанции башенного типа очень прост, однако потребуются решить немало трудных проблем, прежде чем себестоимость электроэнергии, производимой на этих станциях, будет сопоставима со стоимостью энергии, вырабатываемой на ТЭС. Как правило, башня, на вершине которой укреплен приемник солнечной энергии, находится на южном краю поля гелиостатов — зеркал, совершающих поворот вслед за Солнцем вокруг двух взаимно перпендикулярных осей. Зеркала посылают отраженные солнечные лучи на тешюприемник; солнечная теплота используется для производства высокотемпературного пара, который затем подается в турбоагрегат, работающий по циклу Ренкина. Этот процесс схематически показан на рис. 5.7.

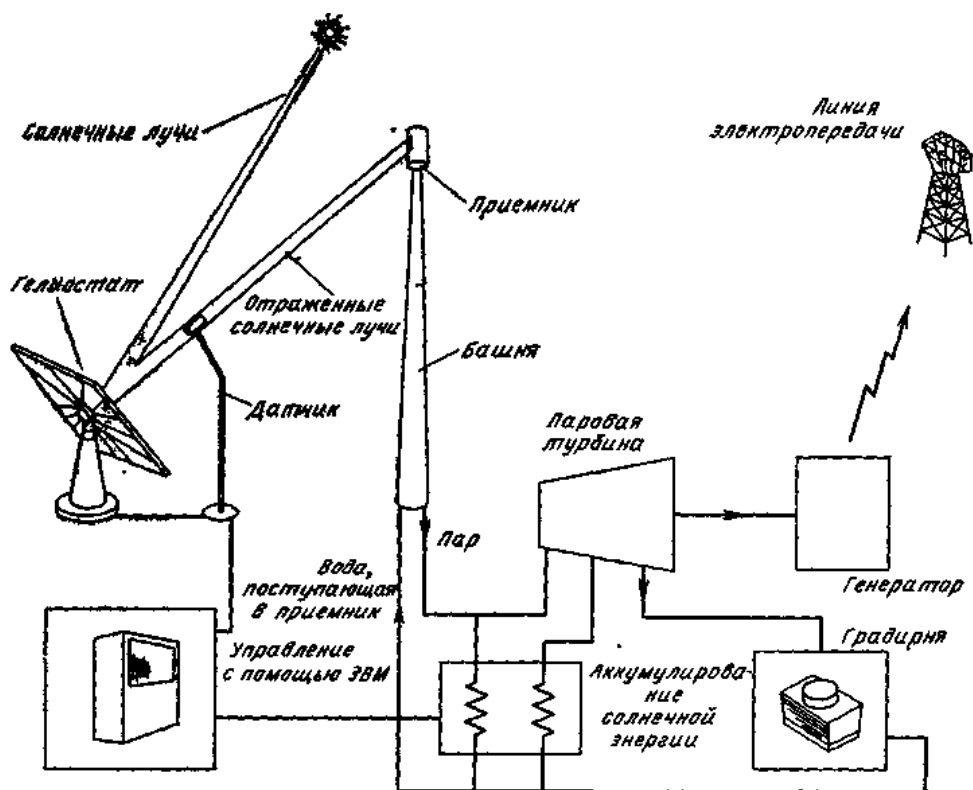


Рис. 5.7. Принцип устройства солнечной электростанции башенного типа.

На башенной солнечной электростанции применяются плоские зеркальные гелиостаты, хотя испытаниям подвергались самые различные конструкции. Фирма Boeing разработала принципиально новый гелиостат, отражающая поверхность которого представляет собой алюминированную пленку из майлара, растянутую на круглой раме внутри защитного пластмассового кожуха.

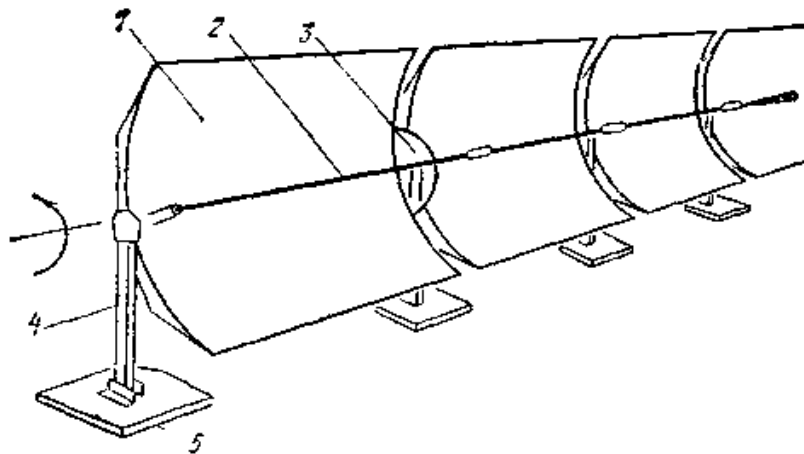


Рис. 5.8. Параболоцилиндрические солнечные коллекторы, поворачивающиеся вслед за Солнцем вокруг одной оси.

1 – концентратор; 2 – приёмник; 3 – приводной механизм; 4 – стойка; 5 – основание.

Согласно некоторым оценкам для получения мощности 100 МВт (эл.) за счет солнечной энергии при КПД преобразования 30 % понадобится соорудить коллекторы общей площадью свыше 30 тыс. м². Для обеспечения указанных КПД температура пара должна составлять около 500°С. Выработанная этой системой электроэнергия будет конкурентоспособной, если удельная стоимость ее коллекторов не превысит 60 долл/м². В наше время достижение этого показателя является вполне реальной задачей.

Предстоит еще решить немало научных и технических проблем. Качество селективных поглощающих покрытий будет постепенно ухудшаться (точно неизвестно, как быстро) в результате диффузии металлов и воздействия ультрафиолетовых лучей. Необходимо досконально исследовать процессы теплопередачи в теплоносителе. Должны быть тщательно проанализированы стоимостные показатели. Нужно будет произвести более точные сравнения между системой с рассредоточенными индивидуальными коллекторами («солнечной фермой») и системой с отражением солнечной радиации на центральный приемник (электростанцией башенного типа) на основании достоверных данных, прежде чем делать далеко идущие выводы.

От многих недостатков, присущих машинным преобразователям, свободны энергоустановки с так называемыми безмашинными преобразователями: термоэлектрическими, термоэмиссионными и фотоэлектрическими, непосредственно преобразующими энергию солнечного излучения в электрический ток.

Термоэлектрогенераторы основаны на открытом в 1821 году физиком Т.И. Зеебеком термоэлектрическом эффекте, состоящем в возникновении на концах двух разнородных проводников термо-ЭДС, если концы этих проводников находятся при разной температуре. Открытый эффект первоначально использовался в термометрии для измерения температур. Энергетический КПД таких устройств – термопар, подразумевающий отношение электрической мощности, выделяемой на нагрузке, к

подведенному теплу, составлял доли процента. Только после того, как академик А.Ф. Иоффе предложил использовать для изготовления термоэлементов вместо металлов полупроводники, стало возможным энергетическое использование термоэлектрического эффекта, и в 1940 –1941 годах в Ленинградском физико-техническом институте был создан первый в мире полупроводниковый термоэлектрогенератор. Трудями и его школы в 40-50-е годы была разработана и теория термоэлектрического эффекта в полупроводниках, а также синтезированы весьма эффективные (по сей день) термоэлектрические материалы.

Соединяя между собой отдельные термоэлементы, можно создавать достаточно мощные термобатареи. Электростанция мощностью 10 ГВт может весить до 200 тысяч тонн. Снижение веса энергоустановки напрямую связано с повышением коэффициента полезного действия преобразования солнечной энергии в электричество.

Этого можно достичь двумя путями: увеличением термического коэффициента полезного действия преобразователя и снижением необратимых потерь энергии во всех элементах энергоустановки.

В первом случае концентрированное излучение позволяет получать очень высокие температуры. Но одновременно при этом весьма возрастают требования к точности систем слежения за Солнцем, что для громадных по размерам концентрирующих систем маловероятно. Поэтому усилия исследователей неизменно направлялись на снижение необратимых потерь. Они попытались уменьшить переток тепла с горячих спаев на холодные теплопроводностью. Для решения этой задачи требовалось добиться увеличения добротности полупроводниковых материалов.

Однако после многолетних попыток синтезировать полупроводниковые материалы с высокой добротностью стало ясно, что достигнутая сегодня величина является предельной. Тогда возникла идея разделить горячий и холодный спаи воздушным промежутком, подобно двухэлектродной лампе – диоде. Если в такой лампе разогревать один

электрод – катод и при этом охлаждать другой электрод – анод, то во внешней электрической цепи возникнет постоянный ток. Впервые это явление наблюдал в 1883 году Томас Эдисон.

Для достижения высоких КПД цикла Карно современные ТЭП создают на рабочие температуры катодов 1700 –1900 К, что при температурах охлаждаемых анодов порядка 700 К позволяет получать КПД порядка 10 процентов. Таким образом, благодаря снижению необратимых потерь в самом преобразователе и при одновременном повышении температуры подвода тепла КПД ТЭП оказывается вдвое выше, но при существенно более высоких температурах подвода тепла.

Фотоэлектрический метод преобразования энергии.

В солнечных батареях используется явление внешнего фотоэффекта, проявляющегося на переходе в полупроводнике при освещении его светом. Создают p-n (или n-p)-переход путем введения в монокристаллический полупроводниковый материал примеси с противоположным знаком проводимости. При попадании на p- n-переход солнечного излучения происходит возбуждение электронов валентной зоны и образуется электрический ток во внешней цепи. Коэффициент полезного действия современных солнечных батарей достигает 13 –15 процентов.

Геотермальная электростанция - тепловая электростанция, использующая внутреннее тепло Земли для выработки электроэнергии и теплоснабжения. Практически единственными источниками геотермальной энергии являются парогидротермы (месторождения самоизливающейся паровоздушной смеси или пара) и гидротермы (месторождения самоизливающейся горячей воды), которые используются для получения как электрической энергии (при температуре пара или паровоздушной смеси более 150 °С), так и тепловой (при температуре 30 –150 °С). Однако такие парогидротермальные месторождения расположены лишь в районах активной вулканической деятельности. На геотермальных электростанциях паровоздушная смесь из природного источника, выведенная на поверхность,

как правило, по специально пробуренным скважинам, направляется в сепараторные устройства, где пар отделяется от воды. Затем пар поступает в паровую турбину, а горячая вода (при температуре примерно 120 °С) используется для теплоснабжения и других целей. В некоторых случаях перед турбиной устанавливаются устройства, предварительно очищающие пар от агрессивных газов. В отличие от других тепловых электростанций, на геотермальных электростанциях нет котельного цеха, золоулавливателей и многих других устройств; практически геотермальная электростанция состоит лишь из машинного зала и помещения для электротехнических устройств. Себестоимость электроэнергии на таких электростанциях значительно ниже, чем на тепловых электростанциях.

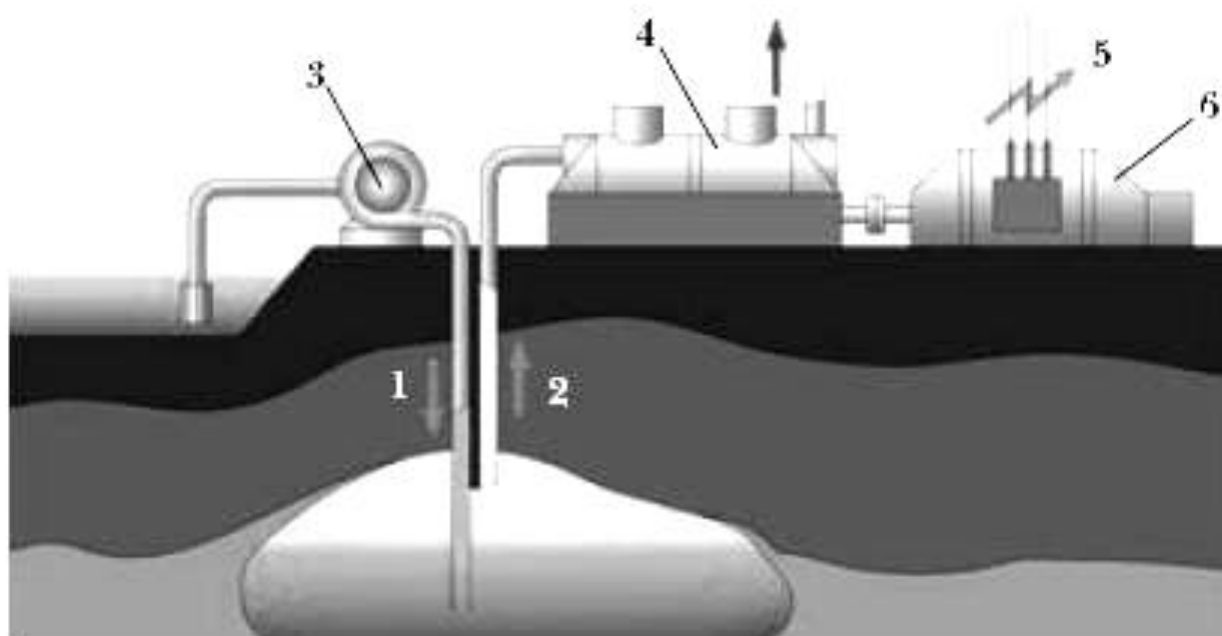


Рис. 5.9. Схематическое устройство геотермальной электростанции: 1 – вода; 2 – пар; 3 – насос; 4 – паровая турбина; 5 – электроэнергия; 6 – генератор.

В России первая геотермальная электростанция (Паужетская, на юге Камчатки) мощностью 5 МВт введена в эксплуатацию в 1966 г. В последующие годы её мощность была увеличена до 11 МВт. За рубежом геотермальные электростанции построены в Италии (Тоскана, район Лардерелло), Новой Зеландии (зона Таупо), США (Калифорния – Долина Больших Гейзеров) и Японии.

Задания.

1. Предприятие производит два вида продукции, удельные затраты на производство каждого из них приведены в таблице. Определить стоимость потерь электроэнергии, если ожидаемая удельная прибыль от реализации X равна 6000 руб., Y – 8000 руб.

Ресурс	X	Y	Количество ресурса (оплаченное)
Сырьё типа А, кг	2	4	8000
Сырьё типа Б, м	3	1	5000
Сырьё типа В, м ²	10	12	15000
Электроэнергия, кВтчас.	10	8	8000
Труд, чел-час.	5	6	10000

2. Энергетический блок представляет собой последовательное соединение парового котла с паровой турбиной и электрическим генератором. Паровая турбина получает весь пар от парового котла. Генератор расположен на одном валу с турбиной, т. е. использует всю ее мощность. Вероятности повреждения отдельных элементов блока известны: $q_k=0,02$; $q_t=0,01$ и $q_g=0,001$ для котла, турбины и генератора соответственно. Определить вероятность рабочего состояния энергоблока.

Тема 6. Технико-экономические основы проектирования электрических систем и сетей с учетом надежности электроснабжения.

В проблеме обеспечения надежности в электроэнергетике в некотором смысле ведущая роль принадлежит потребителю. Каждый потребитель может сформулировать вполне определенные требования по частоте, длительности и глубине перерывов электроснабжения своих электроустановок. Типов электроустановок с различными требованиями по надежности электроснабжения у конкретного потребителя может быть несколько. Это зависит от особенностей технологического процесса у потребителя: чем более «тонкая» и современная технология, тем выше требования по надежности электроснабжения. Из указанных требований по надежности вытекают вполне конкретные рекомендации по схеме электроснабжения потребителя (питание от одного, двух или более независимых источников, техническая реализация требования по длительности перерыва электроснабжения – необходимость автоматического ввода резервного питания (АВР), либо ручные переключения на резервный источник, либо другие, более мягкие требования). Все это приводит к формированию категорий электроприемников по надежности. Это качественный показатель надежности электроснабжения, который определяется и реализуется на стадии проектирования схемы электроснабжения потребителя.

Электроэнергетическая система обеспечивает необходимый уровень надежности в узлах основной электрической сети, от которых осуществляется питание схемы электроснабжения потребителя электроэнергией (питающих узлах). Этот необходимый уровень надежности в питающих узлах должен быть таким, чтобы при выбранной схеме электроснабжения обеспечивались интегральные требования потребителя по надежности электроснабжения его электроприемников. Отсюда следует, что требования по надежности в питающих узлах ЭЭС должен также

формулировать потребитель. При этом ЭЭС должна определять свои возможности по обеспечению надежности в питающих узлах и оценивать затраты на их реализацию. Тогда потребитель будет анализировать соотношение затрат на обеспечение надежности электроснабжения своих электроприемников за счет возможностей схемы электроснабжения и стоимости услуг ЭЭС по обеспечению некоторого уровня надежности в питающих узлах. На основе такого анализа потребитель будет выбирать наиболее рациональное решение.

В рыночных условиях надежность – это услуга, обеспечивающая выполнение необходимых требований по надежности электроснабжения потребителей. Стоимость этой услуги определяется на рыночной основе, т.е. взаимные обязательства электроснабжающей организации и потребителя и ответственность за их выполнение имеют экономическое выражение и реализуются через соответствующие двух- или многосторонние договоры. При этом нормативный принцип остается на уровне фиксации требований конкретных электроприемников к частоте, продолжительности и глубине перерывов электроснабжения, что выражается затем в требованиях к схеме электроснабжения и уровню надежности в питающих узлах и закрепляется через категорирование электроприемников. Таким образом, имеет место сочетание рыночного и нормативного подходов, хотя роль нормативной составляющей вспомогательная.

Системная надежность – комплексное понятие. Она обеспечивается структурой ЭЭС, резервами генерирующей мощности, запасами пропускной способности связей, средствами управления в широком смысле (ремонт оборудования, управление резервами генерации, диспетчерское и автоматическое противоаварийное управление и др.). В обеспечении системной надежности участвуют все звенья электроэнергетики: генерация, электрическая сеть, потребители, системный оператор. Системный оператор, отвечающий за системную надежность, имеет ограниченные технические возможности обеспечения системной надежности, поэтому должен покупать

необходимые средства у других субъектов – генерирующих и сетевых компаний, потребителей. Организация этого процесса осуществляется системным оператором на основе многосторонних договоров, фиксирующих экономические обязательства и экономическую ответственность сторон за обеспечение системной надежности.

В случае выявления предаварийных условий (опасного снижения или повышения частоты либо напряжения, возникновения других опасностей с точки зрения надежности) должен быть обеспечен приоритет протовоаварийного диспетчерского и автоматического управления перед коммерческим управлением, реализуемым в нормальных условиях функционирования ЭЭС.

Системный оператор, отвечающий за системную надежность, и электроснабжающая организация, несущая ответственность за надежность электроснабжения, должны анализировать, когда затраты по обеспечению надежности относить на цены за услуги по обеспечению системной надежности и за электроэнергию, отпускаемую потребителям соответственно, а когда компенсировать соответствующие ущербы за счет страховых фондов. Общим принципом при этом является оплата надежности через цены при ординарных, достаточно вероятных ситуациях и компенсация ущербов в ЭЭС и у потребителей за счет страховых фондов при маловероятных, экстраординарных ситуациях. Количественные оценки границы между этими двумя направлениями обеспечения надежности в электроэнергетике требуют конкретных исследований.

Обеспечение нормативного уровня надежности.

Такая постановка задачи обоснования решений по обеспечению надежности электроснабжения потребителей предполагает, что используется нормативный подход. При этом последствия для потребителей от ненадежности не оцениваются ущербом, а учитываются опосредованно в нормативах надежности.

При одинаковых затратах и выполнении нормативных требований по надежности выбирается вариант с более высоким уровнем надежности.

Приведение вариантов к одинаковой надежности.

Эта задача возникает, когда сравниваются несколько вариантов системы электроснабжения или мероприятий по обеспечению надежности электроснабжения. Неявно при этом, как правило, предполагается, что одинаковая надежность – это нормативный уровень надежности, в противном случае необходимый уровень надежности не обеспечивается.

Оптимизация надежности с учетом ущербов у потребителей.

Подобная постановка задачи возникает тогда, когда электроснабжающая организация и потребители принадлежат одному собственнику. Она была характерна для плановой экономики, в которой единственным собственником было государство. Однако и в рыночной экономике случай единственного собственника также возможен.

Для этого случая характерно, что составляющая ущерб Y_i в формуле приведённых затрат имеет другую интерпретацию: это не плата электроснабжающей организации потребителю за недостаточный уровень надежности, а реальный ущерб у потребителя от ненадежности электроснабжения. Обозначим его Y_i^* . Тогда критерий запишется в виде:

$$\min (K_i + C_i + Y_i^*).$$

Очевидно, что в данном случае необходимо знание реальных характеристик удельных ущербов.

Интервальный метод сопоставления вариантов с учетом надежности.

Если точная оценка величины удельного ущерба неизвестна, а известен лишь диапазон возможных значений, то может быть использован так называемый интервальный метод сопоставления вариантов. Рассмотрим этот метод для случая заданного диапазона удельного ущерба от недоотпуска электроэнергии – $y_{0\min}$ и $y_{0\max}$ считая, что ущерб от внезапного отключения

мощности отсутствует. Для этого для двух сравниваемых вариантов системы i и j определим ежегодные приведенные затраты без учета ущерба

$$Z_t = EK_t + И_t,$$

а ущерб за год представим как

$$Y_t = y_0 \Delta \mathcal{E}_t.$$

Будем считать, что увеличение ежегодных приведенных затрат связано с повышением надежности, т.е. со снижением недоотпуска электроэнергии. Приравнявая суммарные ежегодные приведенные затраты сопоставляемых вариантов

$$Z_i + y_{0i} \Delta \mathcal{E}_i = Z_j + y_{0j} \Delta \mathcal{E}_j,$$

можно определить значение граничного удельного ущерба

$$y_{0гр} = \Delta Z / \Delta \mathcal{E}.$$

Если окажется, что $y_{0гр} > y_{0max}$, то предпочтительным является более дешевый, но менее надежный вариант системы электроснабжения. В этом случае дополнительные затраты на повышение надежности, имеющие место в более дорогом варианте i , не компенсируются снижением ущерба от недоотпуска электроэнергии. При $y_{0гр} > y_{0min}$ выбирается более дорогой и более надежный вариант. Если же $y_{0min} < y_{0гр} < y_{0max}$, сопоставляемые варианты с учетом неопределенности удельного ущерба следует считать равноценными.

Механизм согласования интересов субъектов.

Как видно из изложенного, в общем случае оба субъекта отношений – электроснабжающая организация и потребитель – имеют разные критерии надежности, которые не совпадают. Рассмотрим возможный механизм взаимоотношений субъектов с целью нахождения компромиссного решения по обеспечению надежности электроснабжения. Наиболее общим критерием для всех субъектов является критерий максимума чистого дисконтированного дохода (ЧДД). Рассмотрим этот критерий для энергоснабжающей организации и потребителя.

Для энергоснабжающей организации

$$\times \ddot{A}\ddot{A}_y = \ddot{A}_y + \ddot{A}_1 - \zeta - \acute{O} \rightarrow \max$$

где \ddot{A}_y – суммарный приведенный доход от реализации электроэнергии за период T ; \ddot{A}_1 – суммарный приведенный доход от оплаты потребителем за надежность за период T ; ζ – суммарные приведенные затраты на функционирование электроснабжающей организации, включающие приведенную долю капитальных затрат и текущие издержки за период T ; \acute{O} – суммарный приведенный ущерб (выплаты потребителям за недостаточный уровень надежности электроснабжения по отношению к согласованному уровню, зафиксированному в договоре на электроснабжение между электроснабжающей организацией и потребителем, за период T).

Для потребителя

$$\times \ddot{A}\ddot{A}_1 = \dot{I}_\delta - \zeta_y - \zeta_1 + \acute{O} - \acute{O}^* \rightarrow \max,$$

где \dot{I}_δ – суммарный приведенный доход от реализации продукции потребителя без затрат на электроснабжение; ζ_y – суммарные приведенные затраты на оплату электроснабжения (имеется в виду, что потребитель не только покупает электроэнергию, но и проводит у себя некоторые мероприятия для ее приема); ζ_1 – суммарные приведенные затраты на оплату надежности; \acute{O} – суммарный приведенный ущерб, компенсируемый энергоснабжающей организацией; \acute{O}^* – полный суммарный приведенный ущерб потребителя от ненадежности электроснабжения.

Очевидно, что потребитель имеет полный ущерб от ненадежности электроснабжения, равный \acute{O}^* , но часть этого ущерба, соответствующая недостаточному уровню надежности электроснабжения по отношению к согласованному уровню, зафиксированному в договоре на электроснабжение между электроснабжающей организацией и потребителем, равная \acute{O} , компенсируется электроснабжающей организацией.

При заданной реализации электроэнергии и соответственно затратах интерес электроснабжающей организации определяется критерием

$$\ddot{A}_1 - \acute{O} \rightarrow \max.$$

Для потребителя же

$$O - O^* - C \rightarrow \max.$$

При этом для совокупного потребителя, суммарно представляющего всех потребителей, обслуживаемых данной энергоснабжающей организацией,

$$C = \ddot{A}_1.$$

Проанализируем полученные соотношения с точки зрения интересов электроснабжающей организации и совокупного потребителя.

Если электроснабжающая организация сможет эффективно использовать средства \ddot{A}_1 и повысить надежность электроснабжения, снизив выплаты ущерба в большей степени, чем произведенные затраты на надежность из \ddot{A}_1 , то она получит дополнительную прибыль. Следовательно, у электроснабжающего предприятия появляется стимул эффективного повышения надежности.

Потребитель же заинтересован в получении большей компенсации U , чем стоит оплата надежности C . Если он заявляет необходимую ему надежность заданием величины удельных ущербов $\acute{o}_{\text{аф}}$, руб/кВт (из-за внезапного отключения мощности) и \acute{o}_1 , руб/кВтч (из-за недоотпуска электроэнергии $\Delta \text{Э}$), то повышение U можно обеспечить, увеличивая $\acute{o}_{\text{аф}}$ и \acute{o}_1 . Однако при этом возрастает оплата надежности потребителем, которая должна зависеть от $\acute{o}_{\text{аф}}$ и \acute{o}_1 . Кроме того, электроснабжающая организация постарается повысить надежность именно этого потребителя, чтобы уменьшить U .

Таким образом, рассматриваемый экономический механизм взаимоотношений электроснабжающей организации и потребителя обеспечивает экономический баланс их интересов, представляет потребителю право выбрать любую надежность, задавая свои характеристики $\acute{o}_{\text{аф}}$ и \acute{o}_1 . Электроснабжающая организация за счет соответствующего

назначения оплаты потребителем надежности электроснабжения может стимулировать потребителя анализировать свои реальные характеристики $\hat{o}_{\text{аг}}$ и \hat{o}_1 , не завышая их чрезмерно. Все это создает экономические стимулы для эффективного повышения электроснабжающей организацией надежности электроснабжения и позволяет потребителям рационализировать свои требования по надежности электроснабжения. Рационализация этих требований сводится к тому, что потребителю оказывается выгодным назначать значения удельных ущербов y_o и $y_{\text{аг}}$, равными реальным. Завышение этих значений требует повышенной оплаты за надежность, а занижение не полностью компенсирует ущербы от недостаточного уровня надежности электроснабжения.

Недоотпуск электроэнергии объясняется перерывами и ограничениями в электропотреблении. Размер убытков определяет надёжность схемы электрической сети.

Исходные данные для анализа надёжности схем электрической сети:

- показатели надёжности и плановых ремонтов её элементов;
- характеристики нагрузки и источников питания;
- расчётная схема сети.

При анализе учитываются следующие показатели надёжности и плановых ремонтов:

- $T_{\text{в}}$ – время вынужденного простоя (восстановление, средняя продолжительность аварийного ремонта, год/отказ);
- $\omega_{\text{в}}$ – параметр потока вынужденных отказов (средняя частота отказа), отказ/год;
- $K_{\text{в}} = \omega_{\text{в}} T_{\text{в}}$ – коэффициент вынужденного простоя (коэффициент восстановления);
- $\omega_{\text{п}}$ – средняя частота плановых ремонтов, простой/год;
- $T_{\text{п}}$ – средняя длительность планового ремонта (простоя), год/простой;

- $K_{\pi} = \omega_{\pi} T_{\pi}$ – коэффициент планового простоя.

К характеристикам источников питания относятся:

установленная мощность электростанции; резерв мощности ЭС, который может быть передан в сеть через районную подстанцию. Как было отмечено, недоотпуск электроэнергии возникает при ограничениях и перерывах ($\varepsilon=1$) в электропотреблении потребителей.

Перерывы электроснабжения. Рассматривается каждый потребитель по формуле:

$$Y_i = Y_{vi} + Y_{\pi i}, \quad (6.1)$$

где Y_{vi} – ущерб потребителей от простоя в результате аварии;

$Y_{\pi i}$ – ущерб от простоя при плановых ремонтах.

При полном ограничении питания потребителей имеем:

$$Y_i = P_{\max} (\alpha_{\varepsilon=1} K_{vi} + \beta_{\varepsilon=1} K_{\pi i}), \quad (6.2)$$

где K_{vi} – коэф. вынужденного простоя, $K_{vi} = \omega_v T_v$;

$K_{\pi i}$ – коэф. планового простоя, $K_{\pi i} = \omega_{\pi} T_{\pi}$;

P_{\max} – максимум нагрузки i -го потребителя.

В случае частичного ограничения питания потребителей ущерб составит величину:

$$Y_i = P_{\max} (\alpha \varepsilon_v K_{vi} + \beta \varepsilon_{\pi} K_{\pi i}), \quad (6.3)$$

где $\varepsilon_v = P_{\text{вотк}} / P_{\max}$; $\varepsilon_{\pi} = P_{\text{п.отк}} / P_{\max}$;

α - удельный ущерб от аварийных отключений питания потребителя;

β - удельный ущерб от плановых отключений питания;

$P_{\text{в.отк}}$, $P_{\text{п.отк}}$ - отключаемая часть нагрузки на время восстановления аварийных повреждений или плановых ремонтах сети.

Ущерб от недоотпуска электроэнергии по сети равняется сумме ущербов всех « n » потребителей.

Показатели надёжности K_{vi} , $K_{\pi i}$ рассчитываются на основе преобразования расчётной схемы надёжности i -го потребителя. В схеме надёжности каждая линия отображается блоком и задаётся показателями T_v ,

K_{Π} , ω_{Π} .Учитываются только те линии, которые связывают данный потребитель с источниками питания. Источники питания считаются бесконечной мощности и закорачиваются в одном узле.

Двухцепные линии 35-220 кВ замещаются тремя блоками. Два параллельных блока учитывают отказы отдельных линий и задаются показателями $T_{в}'$, T_{Π} , $\omega_{в}'$, ω_{Π} . Последовательный блок учитывает одновременно отказ двух линий и задаётся показателями $\omega_{в}''$, $T_{в}''$.

Преобразования (упрощения) расчётных схем выполняются на основе эквивалентирования (расчёта эквивалентных показателей надёжности) последовательно и параллельно соединяемых блоков. Процесс преобразований схемы сводится к получению результирующего блока, показатели надёжности и плановых ремонтов которого совпадают с показателями надёжности электроснабжения потребителя, для которого составлялась схема. Эти показатели используются для определения ущерба по формуле. Параллельно соединённые элементы сети обеспечивают высокую степень надёжности и в ряде случаев могут не учитывать при определении ущерба от недоотпуска энергии.

Оптимальность технического решения, выбранного при проектировании и эксплуатации системы электроснабжения означает, что заданный производственный эффект (располагаемая мощность, отпускаемая энергия, уровень надёжности и качества) получается с минимальными возможными затратами материальных и трудовых ресурсов.

При определении оптимального варианта из некоторого числа возможных, обеспечивающих выполнение технического задания, необходимо вычислить приведенные затраты на сооружение и эксплуатацию энергетического объекта.

В зависимости от длительности сооружения и условий поочередного ввода приведенные затраты исчисляются по-разному.

Если строительство и пуск в эксплуатацию осуществляются в течение года:

$$C = \dot{A}_t \hat{E} + \dot{E}, \quad (6.4)$$

где E_n – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений K , в энергетике $E=0,12$;

I – издержки эксплуатации.

Если объект строится на протяжении T лет, то:

$$C = \sum_{t=1}^T \dot{A}_t \hat{E}_t (1 + \dot{A}_{t,i})^{\tau-t} + \dot{E}, \quad (6.5)$$

где E_n – нормативный коэффициент приведения разновременных затрат, определяемый финансовой политикой государства для каждой отрасли народного хозяйства (в энергетике $E_{n,n} = 0,08$);

K_t – капиталовложения в t -м году;

τ – год приведения затрат, который может быть любым, но одним и тем же для всех сравниваемых вариантов.

Если в период многолетнего строительства частично эксплуатируются вновь созданные основные фонды, а это происходит при развитии энергосистем и объединений, то:

$$Z = \sum_{t=1}^T (E_n K_t + \delta \dot{E}_t + \delta \dot{O}_t) (1 + E_{t,i})^{\tau-t} \quad (6.6)$$

где δI_t – приращение издержек в году t по сравнению с годом $t-1$.

Оптимальным вариантом считается тот, у которого приведенные затраты, определяемые по формулам (6.4)...(6.6), минимальны.

Сравниваемые варианты по ряду причин обладают неодинаковой степенью надежности. Несоблюдение условия одинаковой надежности или качества в сравниваемых вариантах приводит к нарушению основного требования – равенства производственного и народнохозяйственного эффекта.

При сравнении вариантов с неодинаковой надежностью требуется вводить в расчётные формулы члены, учитывающие возможный народнохозяйственный ущерб от отказов оборудования и установок, или

члены, учитывающие затраты на повышение надежности до нормативного уровня.

Затраты, обусловленные аварийным (и запланированным) перерывом электроснабжения, можно рассматривать как средние дополнительные помимо основных затрат на сооружение объекта и его нормальную эксплуатацию. Расчётные формулы (6.4)...(6.6) примут вид:

$$Z = \dot{A}_t \hat{E} + \dot{E} + \dot{O}; \quad (6.7)$$

$$Z = \sum_{t=1}^T \dot{A}_t \hat{E}_t (1 + \dot{A}_{t,i})^{\tau-t} + \dot{E} + \dot{O}, \quad (6.8)$$

$$Z = \sum_{t=1}^T (\dot{A}_t \hat{E}_t + \delta \dot{E}_t + \delta \dot{O}_t) - (1 + \dot{A}_{t,i})^{\tau-t} \quad (6.9)$$

где U и δU_t – средний годовой народнохозяйственный ущерб на стадии нормальной эксплуатации и приращение ущерба в t -м году;

$$\delta U_t = U_t - U_{t-1}; \quad \delta I_t = I_t + I_{t-1}.$$

Средний ущерб можно рассчитать по формулам, в которых используется удельная оценка ущерба. Оценка удельного ущерба получается в результате обработки фактических данных о последствиях большого числа аварий, экономический ущерб от которых определяется.

Составляющие экономического ущерба:

- затраты на аварийный ремонт (восстановление) оборудования или потери, связанные с его недоамортизацией из-за досрочной ликвидации;
- стоимость дополнительных потерь электроэнергии в сети из-за отклонения электрического режима от оптимального;
- стоимость топлива, расходуемого на пуск энергоблоков, растопку котлоагрегатов и поддержание горения в топках во время аварийной разгрузки или останова агрегатов электростанций;
- затраты на демонтаж и транспортировку оборудования при отправке на ремонтный завод или завод изготовитель;
- дополнительные затраты на выработку электроэнергии на замещающих агрегатах;

- затраты на содержание резервного оборудования;
- потери, связанные с простоем оборудования и обслуживающего персонала, при аварийном отключении потребителей;
- ущерб от недоотпуска электроэнергии потребителям при отключении с предупреждением во время прохождения максимума;
- ущерб от внезапного отключения потребителей и недоотпуска энергии за время восстановления электроснабжения.

Оценки удельного ущерба y_n (в суммах на перерыв электроснабжения) и y_q (на час перерыва), полученные на основе оценок фактического экономического ущерба, позволяют рассчитать народнохозяйственный ущерб при проектировании систем электроснабжения:

$$Y = \sum_{r=1}^{N_r} \sum_{i=1}^{N_i} \Lambda(i, r) \left[\bar{p}_i \tau(1, r) + 8760 y_q(1) \tau(1, r) \right], \quad (6.10)$$

где $\tau(1, r)$ - среднее время восстановления питания 1-го потребителя при r -й аварии;

N_l - число потребителей;

$\Lambda(i, r)$ – частота аварий с погашением i -го потребителя.

При рассмотрении установок системы электроснабжения народнохозяйственный ущерб определяется с помощью оценки удельного ущерба $Y_R (\Delta W)$ от недоотпуска энергии и прироста приведенных затрат ΔC_p на 1кВтч энергии, выработанной на резервных станциях:

$$Y = \sum_{R=1}^N \left[\bar{p}_E (\Delta W) \Delta W_{cR} + \Delta C_p (\Delta W_{cR}) \right], \quad (6.11)$$

где ΔW_{cR} – недоотпуск энергии в системе и снижение выработки энергии станцией.

При плановом ограничении потребителей в часы максимума нагрузки:

$$Y_R (\Delta W) = 0,1;$$

при кратковременном отключении с предупреждением, а также при снижении частоты без отключения:

$$Y_R (\Delta W) = 0,3;$$

при внезапном автоматическом отключении от частотных устройств противоаварийной автоматики:

$$Y_R (\Delta W) = 0,5 + 5 \Delta P^*,$$

где ΔP^* - отношение аварийного снижения нагрузки потребителей к номинальной мощности нагрузки энергосистемы;

при внезапном автоматическом отключении для предотвращения нарушений устойчивости:

$$Y_R (\Delta W) = 1 + 10 \Delta P^*.$$

Задания.

1. Энергосистема имеет 10 агрегатов мощностью 100 МВт каждый. Вероятность рабочего состояния агрегата $p=0,98$, максимальная нагрузка энергосистемы равна 1 ГВт. Требуется определить оптимальное число дополнительных агрегатов, если ущерб от недоотпуска энергии составляет 6 руб/кВтч, а расчетные затраты на каждый новый агрегат составляют 20 млн. руб.
2. Пусть в энергосистеме возможны дефициты мощности 50, 100 и 150 МВт, причем вероятности этих дефицитов соответственно равны 0,001; 0,0004; 0,0002. Требуется определить ущерб от недоотпуска энергии за год, если удельный ущерб равен 12 р/кВтч.

Тема 7. Газовые энергетические установки и электростанции.

Традиционный способ получения электричества и тепла заключается в их раздельной генерации (электростанция и котельная). При этом значительная часть энергии первичного топлива не используется. Можно значительно уменьшить общее потребление топлива путем применения когенерации, т.е. комбинированного производства электрической (или механической) и тепловой энергии из одного и того же первичного источника энергии.

Технологии распределенной генерации имеют ряд преимуществ по сравнению с централизованной генерацией:

1) Снабжение потребителя электроэнергией высокого качества, которое заключается в:

постоянстве величины питающего напряжения;

отсутствии отклонений по частоте.

2) Возможность создания резервной сети.

3) Экономия средств, которая обеспечивается при децентрализованном электро- и теплоснабжении вследствие:

отказа от строительства капиталоемкой энергетической инфраструктуры (РТС, ЦТП, ИТП, ТП, ЛЭП и, зачастую, крышных котельных);

резкого снижения стоимости инженерных коммуникаций за счет значительного уменьшения их протяженности и исключения теплотрасс с соответствующим снижением эксплуатационных и ремонтных издержек;

уменьшения удельного расхода природного газа для получения электрической и тепловой энергии за счет более высокого КПД агрегатов и КПИ газового топлива, т.е. экономии этого вида топлива.

Основными потребителями, для которых актуальна технология распределенной генерации, являются:

- производства с непрерывным технологическим циклом, которые во избежание техногенных катастроф должны быть резервированы по электроэнергии;

- предприятия нефтегазовой отрасли;

- фермерские хозяйства;

- больничные городки, организации муниципальных образований РФ, офисы государственных структур всех уровней власти;

- крупные железнодорожные узлы, аэропорты, разводные мосты;

- офисы банков, крупных компаний, зарубежных представительств.

Исследования, разработки и проекты, реализованные в течение последних 25 лет, привели к существенному усовершенствованию технологии когенерации, повышению ее надежности. Уровень распространения когенерации в мире позволяет утверждать, что для большого числа потребителей это наиболее эффективная технология энергообеспечения. КПД установок, работающих по принципу когенерации, достигает 90%, что на 30-40% эффективней раздельного производства электрической энергии и тепла.

Когенерационная установка состоит из основных частей:

- первичный двигатель;

- электрогенератор;

- система утилизации тепла;

- система контроля и управления.

Рассмотрим преимущества и недостатки мини-ТЭС в зависимости от типа двигателя.

Газовая турбина.

Благодаря повсеместному переходу в 90-е годы на использование природного газа в качестве основного топлива для электроэнергетики, газовые турбины заняли существенный сегмент рынка. Несмотря на то, что максимальная эффективность оборудования достигается на мощностях от

5 МВт и выше (до 300 МВт), некоторые производители выпускают модели в диапазоне 1-5 МВт.

Принцип работы газовых турбин состоит в следующем: газ, нагнетаемый в камеру сгорания компрессором, смешивается с воздухом, формируя топливную смесь, и поджигается. Образующиеся продукты горения с температурой 900°C-1200°C, проходя через несколько рядов лопаток, установленных на валу турбины, приводят к вращению турбины. Механическая энергия вала передается через понижающий редуктор электрическому генератору. Тепловая энергия выходящих из турбины газов поступает в теплоутилизатор. Вместо производства электричества, механическая энергия турбины может использоваться для работы насосов, компрессоров и т.п. Наиболее традиционным видом топлива для газовых турбин является природный газ, хотя это не исключает возможности использования других видов газообразного топлива. При этом газовые турбины предъявляют повышенные требования к качеству подготовки топлива (механические включения, влажность).

Количественное соотношение тепловой энергии к электрической у газовых турбин составляет от 1,5:1 до 2,5:1, что позволяет строить когенерационные системы, различающиеся по типу теплоносителя:

- непосредственное (прямое) использование отходящих горячих газов;
- производство пара низкого или среднего давления (8-18 кг/см²) во внешнем котле;
- производство горячей воды (лучше, когда требуемая температура воды превышает 140°C);
- производство пара высокого давления.

КПД газовой турбины составляет 25%-35%, в зависимости от параметров работы конкретной модели турбины и характеристик топлива. В составе когенерационных систем эффективность возрастает до 90% в расчете на условную единицу израсходованного топлива (по теплотворной

способности). Газовые турбины обладают хорошими экологическими параметрами.

Работа турбины сопровождается высоким уровнем шума. Поэтому для их установки используются здания индустриального типа (в т.ч. контейнерного), которые также обеспечивают влагозащищенность оборудования.

Поршневой двигатель.

Поршневой двигатель - двигатель внутреннего сгорания (ДВС). ДВС вырабатывает мощность за счет преобразования химической энергии топлива в теплоту, которая затем преобразуется в механическую работу. Преобразование химической энергии в теплоту осуществляется при сгорании топлива, а последующий переход теплоты в механическую работу осуществляется за счет внутренней энергии рабочего тела, которое, расширяясь, выполняет работу.

Постоянное получение механической работы возможно циклически (поршневой двигатель) или непрерывно (газотурбинный двигатель), рабочий процесс при этом состоит из сжатия рабочего тела, подвода к нему теплоты, совершения работы за счет его расширения и возврата в исходное состояние.

На практике применяют два типа поршневых двигателей:

с искровым зажиганием (аналог автомобильного бензинового двигателя). Двигатели с искровым зажиганием могут работать на чистом газе (природный газ, биогаз и другие условно бесплатные газы);

с воспламенением от сжатия (аналог автомобильного или судового дизеля), которые могут работать на дизельном топливе или природном газе (с добавлением 5% дизельного топлива для обеспечения воспламенения топливной смеси).

На рынке доступны модели от единиц кВт до 15 МВт выходной электрической мощности. Несмотря на повсеместную тенденцию использовать газ, в некоторых случаях экономически оправданно использовать дизельное топливо (например, при отсутствии газопровода в

месте размещения мини-ТЭС, нерациональности его строительства при небольшом сроке использования мини-ТЭС).

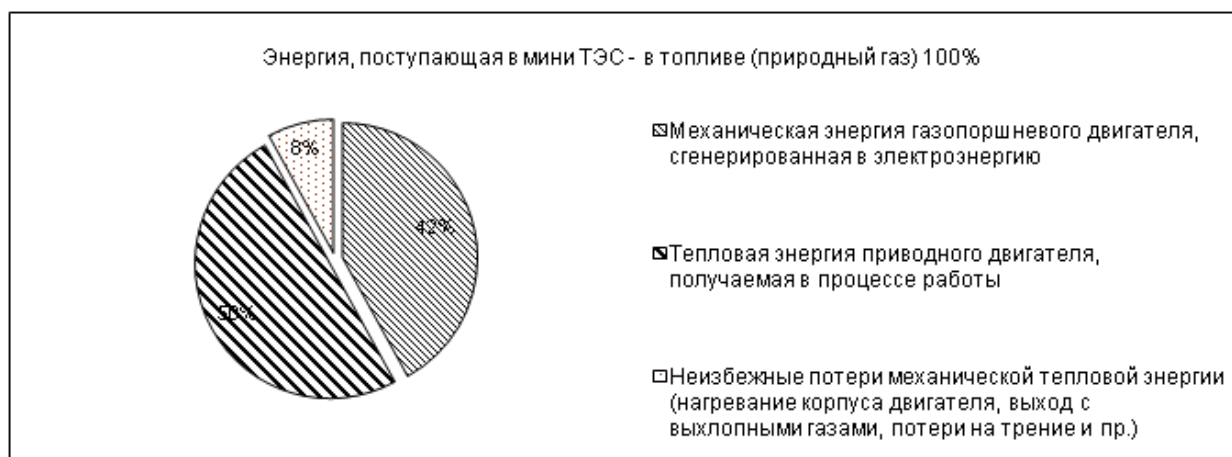


Рис. 7.1. Соотношение видов энергии, вырабатываемых мини-ТЭС с поршневым двигателем.

Таким образом, поршневые двигатели являются наиболее перспективными, т.к.:

обладают высокой мобильностью;

быстротой запуска;

оптимальным соотношением электричество/тепло;

низкими затратами на обслуживание и ремонт;

возможностью изменения нагрузок без потери эффективности работы.

В результате внедрения когенерационных установок возможно решение проблемы обеспечения потребителей теплом и электроэнергией без дополнительного строительства мощных линий электропередачи и теплопроводов. Приближенность источников к потребителям позволяет значительно снизить потери передачи энергии и улучшить ее качество, повысить коэффициент использования энергии природного газа.

Установки на промышленном предприятии могут работать как независимые альтернативные мини-ТЭС:

для поддержания устойчивой температуры или в качестве дополнительного источника отопления к уже имеющимся водяным системам отопления;

для совместной работы с электросетью. Производимая электрическая энергия может быть подключена на существующую распределительную сеть или использована в самостоятельных разводках;

для использования в технологических процессах. В ряде случаев тепло мини-ТЭС используется в низкотемпературных производственных процессах, таких как сушка, дубление, обработка пищевых продуктов, обогрев помещений и нагревание воды в зданиях;

для охлаждения помещений с помощью абсорбционных холодильников. Холод производится абсорбционным модулем, который может функционировать благодаря горячей воде, пару или горячим газам.

Кроме того, энергоснабжение от мини-ТЭС отдельного цеха или группы цехов на промышленном предприятии позволяет снизить ежегодные расходы на электро- и теплоснабжение по сравнению с энергоснабжением от централизованных энергосистем. Это достижимо при работе мини-ТЭС в базовом режиме генерации энергии (при 100% нагрузке круглогодично). Необходимость в таком режиме возникает, если питание нагрузки идет в непрерывном цикле работы или если мини-ТЭС работает параллельно с сетью.

Использование мини-ТЭС в круглогодичном режиме является выгодным также для поставщиков электро- и теплоэнергии (электро- и тепловых сетей). При подключении мини-ТЭС к сетям:

возникает дополнительная генерирующая мощность без значительных капитальных вложений (в сравнении с вложениями в строительство электростанции),

энергосистема получает дешевую электроэнергию для её последующей реализации по более выгодному тарифу.

Мини-теплоэлектростанции могут снабжать теплом и электроэнергией в городах и поселках городского типа микрорайоны вплоть до отдельных зданий. Крупные коммунальные хозяйства получают реальную выгоду от использования мини-ТЭС в части экономии энергоресурсов. Это особенно актуально в перспективе, в связи с внедрением коммунальной реформы. Среди независимых поставщиков тепловой и электрической энергии потребитель будет выбирать тех, кто может предоставить услуги в сфере ЖКХ по приемлемым ценам.

В последнее время газовые электростанции различных типов активно продвигаются производителями и дилерами. Наиболее распространенными аргументами являются низкая стоимость вырабатываемой энергии, экологичность и независимость от глобальных систем снабжения.

Специалисты разделяют три вида газовых электростанций:

- газопоршневые генераторы;
- газотурбинные электростанции;
- модифицированные бензогенераторы.

Газопоршневые электростанции являются наиболее популярной разновидностью, которая предлагается во множестве модификаций. Такие генераторы отличаются хорошими экологическими показателями. Система электронного управления газопоршневым двигателем позволяет уменьшить содержание различных соединений азота и угарного газа в выхлопе. Стоимость выработанной энергии, действительно, является довольно невысокой. Это объясняется как дешевизной газа в сравнении с бензином и дизельным топливом, так и особенностями газопоршневого двигателя, который отличается завидным КПД.

Газотурбинные электростанции отличаются большей, чем у газопоршневых, мощностью. Обычно из газотурбинных электростанций создается блок из отдельных агрегатов, которые вырабатывают электроэнергию «в общий котел». Это помогает повысить надежность всего комплекса, поскольку нагрузка распределяется равномерно между всеми

элементами, а выход одного агрегата из строя не приводит к остановке всей системы. Проведение профилактических и ремонтных работ также возможно при сохранении работоспособности энерговырабатывающего комплекса.

Как газопоршневые, так и газотурбинные электростанции работают на природном газе, который они получают из магистральной сети. Кроме того, возможна работа и на сжиженном нефтяном газе. Обычно ко второму способу питания газовых электростанций прибегают в случае аварии на магистральном проводе (современные газовые электростанции способны автоматически переходить на другой вид топлива) или в районах, где магистральная подача природного газа отсутствует вообще.

Еще одним преимуществом газозлектростанций являются их когенерационные возможности. При сжигании газа вырабатывается довольно значительное количество тепла. Его можно использовать для обогрева тех же площадей, которые получают от газового генератора электроэнергию. Таким образом, газовый генератор может в определенных случаях выполнять и функции ТЭЦ.

Высокий КПД, возможность создания мощного и надежного энергетического комплекса, один из наиболее дешевых способов получения электроэнергии, возможность когенерации — максимально эффективного использования газа как топлива.

Все это так, если речь идет об установке газовых электростанций в странах с прозрачным законодательством и четко работающей разрешительной системой. В наших же условиях классические газопоршневые и газотурбинные электростанции могут позволить себе, за редким исключением, лишь крупные организации. Установка подобных генераторов оправдана, если необходимо энерго- и теплообеспечение крупных производств, и неподалеку проходит магистральный газопровод.

Во-первых, получить разрешение на сложнейшие работы по монтажу газовой электростанции очень непросто. Местные газовые хозяйства чрезвычайно неохотно выдают такие разрешения, поэтому дело это крайне

хлопотное. Кроме того, необходимо пройти множество различных согласований, которые также сопряжены с различными сложностями и бюрократическими препонами. В качестве бытовых и небольших электростанций газовые генераторы, пожалуй, наиболее неудачный выбор в современных условиях.

Таким образом, газовые электростанции, при всей своей привлекательности с точки зрения дешевизны вырабатываемой энергии, экологичности и дополнительных возможностей, у нас остаются пока привилегией крупных промышленных предприятий, для которых энергетическая независимость, а также выигрыш в себестоимости за счет крупных объемов потребления, являются ключевыми факторами при выборе энерговырабатывающих систем.

Задания.

1. Определить потери энергии за два часа работы двигателя внутреннего сгорания мощностью 120 л.с., если к.п.д. равен 40%.
2. Рассчитать срок окупаемости газопоршневой мини-ТЭС мощностью 100 кВт, необходимые исходные данные – по табл. 7.4.

Тема 8. Гидроэнергетические установки.

Вода была первым источником энергии, и, вероятно, первой машиной, в которой человек использовал энергию воды, была примитивная водяная турбина. Свыше 2000 лет назад на Ближнем Востоке уже пользовались водяным колесом в виде вала с лопатками (рис. 8.1).

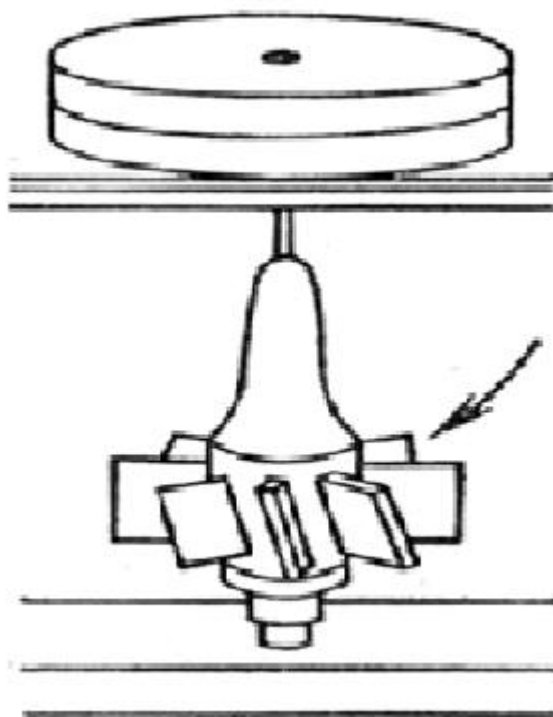


Рис. 8.1. Схема простого водяного колеса с вертикальным валом.

Суть устройства сводилась к следующему. Поток воды, отведенный из ручья или речки, давит на лопатки, передавая им свою кинетическую энергию. Лопатки приходят в движение, а поскольку они жестко скреплены с валом, вал вращается. С ним в свою очередь скреплен мельничный жернов, который вместе с валом вращается по отношению к неподвижному нижнему жернову. Именно так работали первые «механизированные» мельницы для зерна. Но их сооружали только в горных районах, где есть речки и ручьи с большим перепадом и сильным напором. На медленно текущих потоках водяные колеса с горизонтально размещенными лопатками малоэффективны.

Шагом вперед было водяное колесо Витрувия (1 в. н. э.), схема которого показана на рис. 8.2.

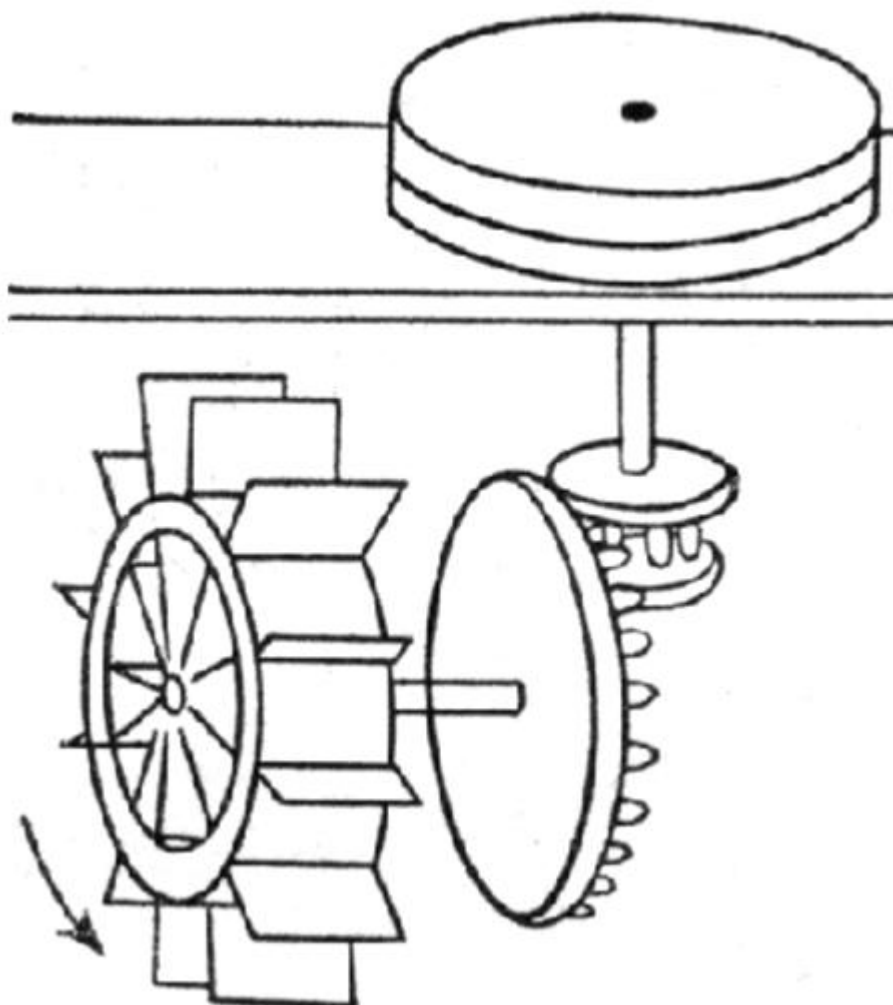


Рис. 8.2. Водяное колесо Витрувия.

Это вертикальное колесо с большими лопатками и горизонтальным валом. Вал колеса связан деревянными зубчатыми колесами с вертикальным валом, на котором сидит мельничный жернов. Подобные мельницы и сегодня можно встретить на Малом Дунае; они перемалывают в час до 200 кг зерна.

Почти полторы тысячи лет после распада Римской империи водяные колеса служили основным источником энергии для всевозможных производственных процессов в Европе, заменяя физический труд человека.

Устройства, в которых энергия воды используется для совершения работы, принято называть водяными (или гидравлическими) двигателями.

Простейшие и самые древние из них – описанные выше водяные колеса. Различают колеса с верхним, средним и нижним подводом воды.

Понять принцип работы гидротурбины проще всего на примере типичной активной турбины – колеса Пельтона (ковшовой турбины).

Работа активной гидротурбины основана на использовании кинетической энергии потока. Для этого потенциальную энергию воды перед плотиной превращают в кинетическую энергию струи, которую направляют в ковши, расположенные на ободе колеса, как показано на рис. 8.3. Взаимодействие с ковшем изменяет направление движение струи, следовательно, со стороны ковша на струю действует сила, а значит, такая же по величине сила действует и на ковш. Эта тангенциальная сила и вращает гидротурбину. Статическое давление в любой точке струи при этом постоянно и равно атмосферному.

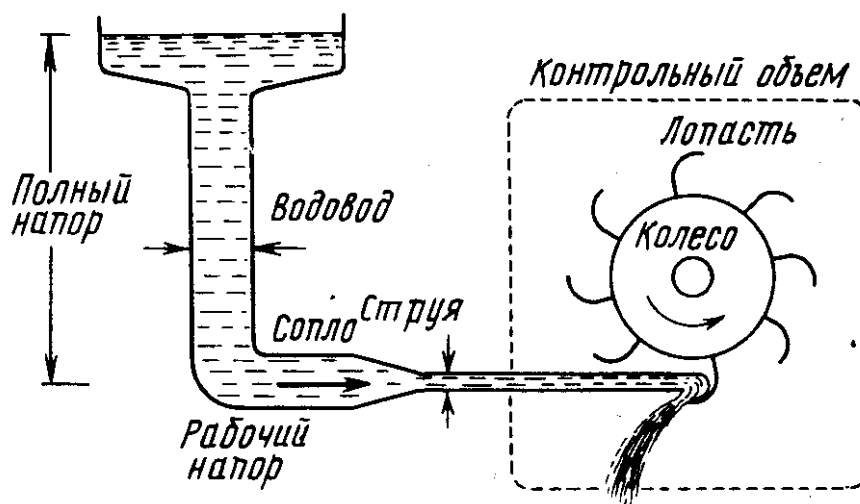


Рис. 8.3. Схема активной гидротурбины (турбины Пельтона).

В реальных конструкциях активных гидротурбин стремятся максимально приблизиться к ее идеальному варианту. Например, сопла регулируют так, чтобы струи воды набегали на лопасти перпендикулярно и с оптимальной относительной скоростью, но реализовать эти условия на практике в полной мере не удается.

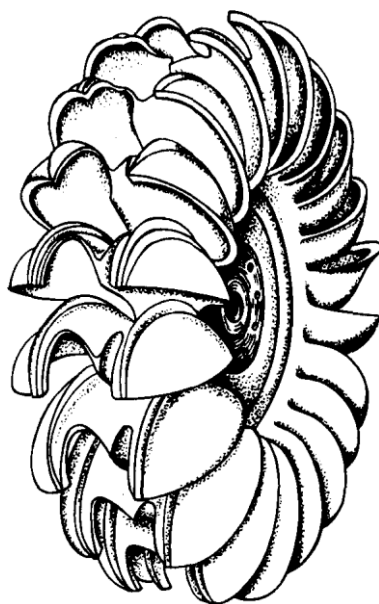


Рис. 8.4. Внешний вид колеса турбины Пельтона.

Ряд усовершенствований активной турбины был сделан еще Пельтоном (1860 г.). Вырез в центре лопасти способствует лучшему взаимодействию ее струей, так же как и разделяющее лопасть по центру ребро, позволяющее наиболее эффективно отражать набегающую на лопасть струю. Величина КПД реальных турбин колеблется от 50% для небольших агрегатов до 90% для больших энергоустановок.

Одним из способов повышения коэффициента быстроходности является увеличение числа сопел. Однако уже при $n > 4$ струи начинают влиять друг на друга, что приводит к уменьшению КПД колеса. Таким образом, для увеличения расхода воды через турбину необходимы существенные изменения в ее конструкции. Например, колесо помещают в специальный кожух (спиральную камеру) с некоторым зазором, в который по касательной к колесу поступает вода (рис. 8.5,а). Такая турбина называется реактивной.

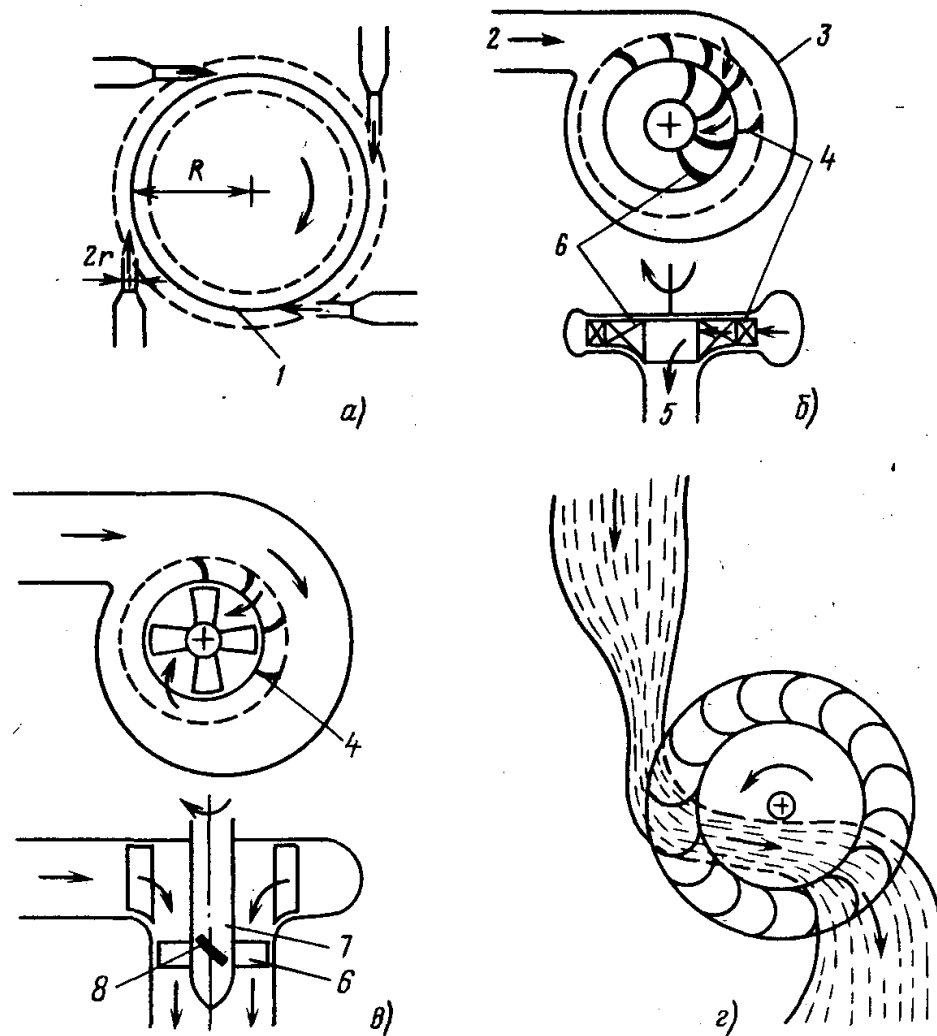


Рис. 8.5. Способы повышения эффективности гидротурбины за счет совершенствования ее конструкции:

а - четырехсопловая турбина Пельтона, мощность которой в 4 раза выше односопловой турбины такого же размера; б - радиально-осевая турбина (турбина Фрэнсиса), все лопасти которой непрерывно обтекаются поступающим из направляющего аппарата потоком; в - пропеллерная гидротурбина (турбина Каплана). Максимальный коэффициент быстроходности достигается увеличением размера струи до размера рабочего колеса; г - гидротурбина двукратного действия (турбина Банки), у которой струя воды взаимодействует с лопастями колеса дважды; 1 - средний диаметр колеса; 2 - вход; 3 - спиральная камера; 4 - неподвижные лопатки направляющего аппарата; 5 - выход; 6 - вращающиеся лопасти; 7 - втулка; 8 - вид лопасти с торца.

В отличие от активной турбины, когда струя то воздействует на лопасть, то нет, в реактивной она воздействует на лопасти практически все время. Конструкция рабочего колеса реактивной турбины (ротора) такова, что вода поступает в него радиально, а выходит в направлении оси ротора.

На рис. 8.5, б показан один из вариантов такой конструкции, известный как турбина Фрэнсиса. Из рисунка видно, что поступающая в рабочее колесо вода, пройдя через направляющий аппарат, приобретает дополнительно к тангенциальной радиальную составляющую скорости.

Для еще большего увеличения расхода воды через турбину размер струи можно увеличить до размера ее колеса. Этот принцип лежит в основе пропеллерных гидротурбин (рис. 8.5, в). Скорость потока в таких турбинах имеет преимущественно осевое направление. Направляющий аппарат на входе турбины несколько закручивает поступающий на рабочее колесо поток, увеличивая этим КПД турбины.

Так как пропеллерные гидротурбины с преимущественно осевым направлением потока в рабочем колесе являются наиболее компактными, возникает вопрос, почему же они не вытеснили, например, турбины Пельтона или Фрэнсиса. Основная причина – большие перепады давлений, возникающие при движении жидкости в таких турбинах. В отличие, например, от активных турбин поток в них изолирован стенками спирального аппарата от атмосферы. Используя уравнение Бернулли, можно показать, что минимальное давление воды в реактивной гидротурбине существенно меньше атмосферного. Более того, это давление может быть даже меньше давления насыщенных паров воды. Если такое происходит, в потоке образуются пузырьки пара, т. е. возникает кавитация. Если затем в потоке давление воды резко возрастает, пузырьки схлопываются. Возникающие в этот момент громадные давления могут вызвать разрушение находящихся поблизости элементов турбины. Эти явления усиливаются с увеличением скорости потока и напора, поэтому осевые турбины используются в основном при низких напорах H . Кроме того, характеристики реактивных турбин, и в частности пропеллерных, очень чувствительны к изменениям скорости потока. Например, их КПД резко падает при уменьшении скорости из-за изменения угла обтекания потоком лопастей колеса. В принципе с помощью системы автоматического управления можно поддерживать

оптимальный угол обтекания, поворачивая лопасти, но это достаточно сложно и дорого. Тем не менее такие системы оправдывают себя на больших установках, как, например, гидротурбинах Каплана (рис. 8.5, в), а в последнее время они стали экономически выгодными и на небольших установках.

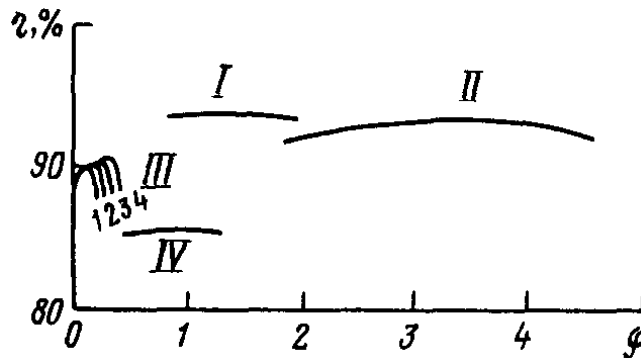


Рис. 8.6. Диапазоны максимальной эффективности гидротурбин различных типов:

- I – турбина Фрэнсиса; II – пропеллерная турбина;
- III – турбина Пельтона (1, 2, 3, 4-сопловая); IV – турбина Банки.

Турбина Пельтона, а также промежуточная по типу турбина Банки (турбина двукратного действия, рис. 8.5, г) не так чувствительны к параметрам потока, как пропеллерные турбины. Турбина Банки к тому же очень проста в изготовлении, так как не требует сложного технологического оборудования.

На рис. 8.6 представлена зависимость КПД гидротурбины от коэффициента быстроходности, позволяющая выбрать оптимальный тип турбины по заданным значениям расхода и напора. Для каждого типа турбины в свою очередь существуют зависимости между параметром, определяющим условия работы турбины с максимальным КПД, и параметрами самой турбины.

Гидравлический таран успешно заменяет электронасосы в неэлектрифицированных районах для подачи воды из равнинных рек. Гидравлический таран, используя кинетическую энергию потока воды, позволяет поднимать ее на значительную высоту. Например, поток с напором

в 2 м способен поднять 10% своего расхода на высоту 12 м. Совершенно ясно, что это очень удобный способ заполнения, например, емкостей водонапорных башен в сельской местности. На рис. 8.7 представлена принципиальная схема такой установки, использующей гидравлический таран.

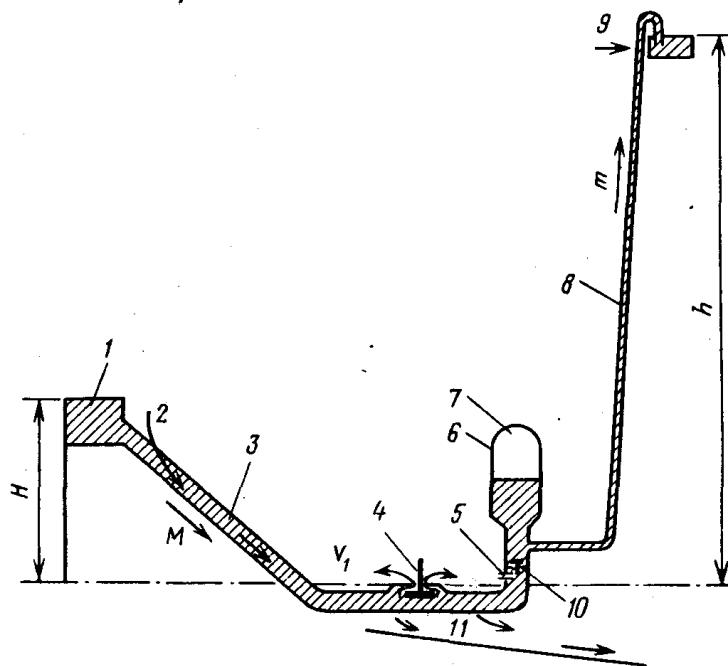


Рис. 8.7. Схема гидравлического тарана:

1 – источник; 2 – поток воды из источника; 3 – питающий трубопровод; 4 – ударный отбойный клапан; 5 – воздушный клапан; 6 – напорный колпак; 7 – воздух; 8 – закачиваемая вода, нагнетательный трубопровод; 9 – верхний бак; 10 – напорный клапан; 11 – сток воды через клапан 4.

Вода из реки подается вниз по наклонному питающему трубопроводу, при этом ее потенциальная энергия MgH превращается сначала в кинетическую, а затем снова в потенциальную mgh . При подробном рассмотрении этот процесс протекает следующим образом.

1. В момент, когда ударный отбойный клапан V_1 открыт, а напорный клапан закрыт, вода из реки по питательному трубопроводу вытекает через клапан V_1 наружу, при этом ее потенциальная энергия MgH превращается в кинетическую.

2. Давление, действующее в этот момент на клапан V_1 , превосходит силу тяжести клапана, и он быстро захлопывается.

3. Вода, продолжающая по инерции поступать в питающую трубу, начинает сжимать находящуюся в ней воду.

4. Давление в трубе резко повышается, напорный клапан открывается, пропуская воду в напорный колпак.

5. Вода, поступающая в колпак, сжимает находящийся в нем воздух.

6. Некоторая часть воды массой m поступает в нагнетательный трубопровод под действием давления воды и воздуха в колпаке.

7. Скорость потока в питающем трубопроводе резко уменьшится в результате процессов 5) и 6), напорный клапан закроется и вода в питающем трубопроводе совершит волнообразное возвратное движение.

8. Давление в результате возвратного движения на внутренней поверхности ударного клапана V_1 упадет, он откроется, выпуская воду наружу, и весь процесс начнет повторяться.

9. Воздушный клапан откроется одновременно с клапаном V_1 , выпуская небольшую порцию воздуха, который потом вместе с водой попадет в напорный колпак, восполняя потери воздуха в нем из-за поглощения его водой.

При работе тарана описанный цикл непрерывно повторяется с частотой примерно 1 Гц.

В теории расчета таких насосов используется только один экспериментальный параметр – коэффициент сопротивления ударного отбойного клапана. КПД тарана равен $m\hbar/M\hbar$. Надежные и удобные в работе гидравлические тараны пользуются большим спросом. Их КПД составляет примерно 60%. Гидравлический таран с несколько меньшим КПД может работать и от водопровода.

В основном современные гидроэнергетические установки используются для производства электроэнергии, хотя имеются установки и другого назначения (например, гидравлический таран). На рис. 8.8 показана схема типичной малой гидроэлектростанции. В нее входят водохранилище, подводящий водовод, регулятор расхода воды, гидротурбина,

электрогенератор, система контроля и управления параметрами генератора, электrorаспределительная система. Водохранилище, т. е. источник потенциальной энергии, создается с помощью плотины, которая позволяет также обеспечивать стабильный расход воды через турбину. Водохранилище помимо этого можно использовать и для других целей, например для судоходства и водоснабжения. Небольшие гидроэлектростанции, расположенные в стороне от основного русла реки и соединенные с ней подводящим и отводящим каналами (так называемые деривационные гидроэлектростанции), имеют вместо плотин невысокую подпорную стенку, т. е. не создают водохранилищ.

Подводящий (напорный) водовод является наиболее дорогим сооружением гидроэлектростанции. Уменьшить его стоимость можно за счет уменьшения его длины, диаметра и толщины стенок, но к сожалению, редко условия эксплуатации позволяют сделать это. Особенно это касается диаметра водовода D , так как при слишком малом диаметре в водоводе потеряется почти вся потенциальная энергия воды. Поэтому при проектировании водовода следует сопоставлять выигрыш в стоимости его сооружения при уменьшении диаметра и проигрыш из-за увеличения потерь напора в нем.

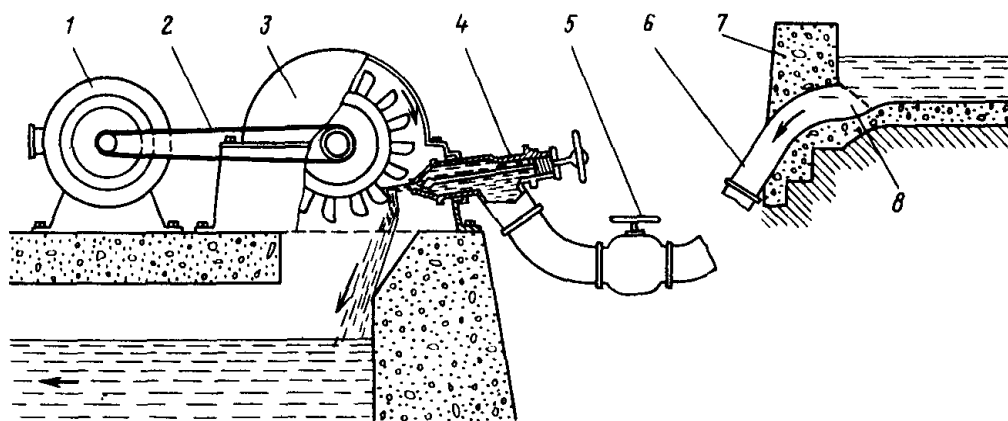


Рис. 8.8. Схема гидроэлектростанции с ковшовой гидротурбиной: 1 – электрогенератор; 2 – приводной ремень; 3 – гидротурбина; 4 – сопло; 5 – вентиль; 6 – водовод; 7 – плотина; 8 – решетка.

Стенки водовода должны быть достаточно гладкими для уменьшения потерь на трение и прочными, чтобы выдержать значительные статические и динамические (в местах изгиба) давления. На небольших станциях большая часть водовода может изготавливаться из пластмассы, например поливинилхлорида, за исключением небольшой стальной нижней секции, где давления максимальны. Для предотвращения водовода от засорения на его входе устанавливаются защитная сетка, которая регулярно очищается, а также отстойник, в котором осаждаются взвешенные частицы.

Частота вращения колеса турбины, как отмечалось выше, должна быть согласована с характеристиками электрогенератора. Частота вращения большинства существующих гидротурбин недостаточно велика, поэтому обычно переменное напряжение на выходе генератора не превышает 400 В. Мощные (более 1 МВт) электрогенераторы, как правило, находятся на одном валу с гидротурбиной, что позволяет избежать потерь энергии в приводе. Небольшие генераторы (около 10 кВт) соединяются с турбиной приводом, который позволяет повышать обороты генератора. В качестве привода чаще всего используются клиновидные ремни. Потери энергии в таком приводе составляют 10–20%.

Большие гидроэлектростанции обычно входят в единую энергосистему, поэтому необходимо, чтобы их выходные параметры соответствовали параметрам энергосистемы (напряжению и частоте). Напряжение в энергосистеме для уменьшения джоулевых потерь при передаче электроэнергии во много раз превышает напряжение на выходе генераторов, поэтому генератор подключается к энергосистеме через повышающий трансформатор. Предъявляемые при этом требования к отклонениям напряжения и частоты от стандарта составляют $\pm 2\%$. Стабилизация частоты обычно осуществляется механической системой регулирования расхода воды с обратной связью. В турбине Пельтона, например, это осуществляется с помощью вентиля с запорной иглой, регулирующего расход воды через сопла. В реактивных турбинах при изменении расхода необходимо еще и

поворачивать лопасти, поэтому здесь механические системы регулирования сложны и дороги, особенно при использовании на небольших гидроэлектростанциях.

Небольшие ГЭС, снабжающие электроэнергией сельские районы, также имеют системы управления и контроля, но так как электроэнергия здесь используется в основном для освещения и питания небольших электродвигателей, допускаются гораздо большие (до 10%) отклонения напряжения и частоты. К тому же на таких ГЭС ввиду их небольшой мощности могут успешно применяться электронные регуляторы (например, тиристорные) вместо традиционных механических.

При электронной системе управления нагрузкой используется и ручное регулирование выходных параметров посредством изменения расхода воды через турбину. Наилучшие результаты достигаются при использовании электронных систем управления с прямой связью, которые распределяют энергию электростанции между основными потребителями и дополнительными, подключаемыми только в периоды спада энергопотребления основными потребителями. При этом суммарная нагрузка генератора, равная сумме основной и дополнительной, все время остается постоянной, следовательно, и гидротурбина работает с постоянной нагрузкой. Поэтому отпадает необходимость в регулировании расхода воды через турбину, что существенно упрощает ее конструкцию. Типичным представителем такой системы управления является тиристорная система, управляющим параметром в которой является разность номинального и фактического значений напряжения на основной нагрузке.

Полный КПД гидроэнергетической установки. Каждый из отдельно взятых этапов превращения потенциальной энергии воды (или мощности P_0) в электрическую энергию в гидроэнергетических установках достаточно эффективен, однако в целом потери энергии оказываются значительными - $\eta \approx 0,5$. Кроме того, потери неизбежны и при распределении и потреблении электроэнергии.

Гидроэлектростанция (ГЭС) - комплекс сооружений и оборудования, посредством которых энергия потока воды преобразуется в электрическую энергию. ГЭС состоит из последовательной цепи гидротехнических сооружений, обеспечивающих необходимую концентрацию потока воды и создание напора, и энергетического оборудования, преобразующего энергию движущейся под напором воды в механическую энергию вращения, которая, в свою очередь, преобразуется в электрическую энергию.

Напор ГЭС создается концентрацией падения реки на используемом участке плотиной (рис. 8.9), либо деривацией (рис. 8.10), либо плотиной и деривацией совместно (рис. 8.11).

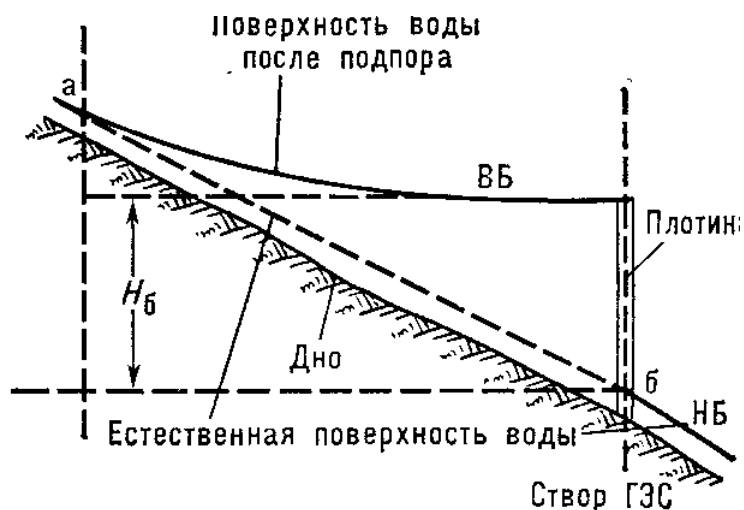


Рис. 8.9. Схема концентрации потока плотиной.
ВБ – верхний бьеф; НБ – нижний бьеф; H_b – напор.

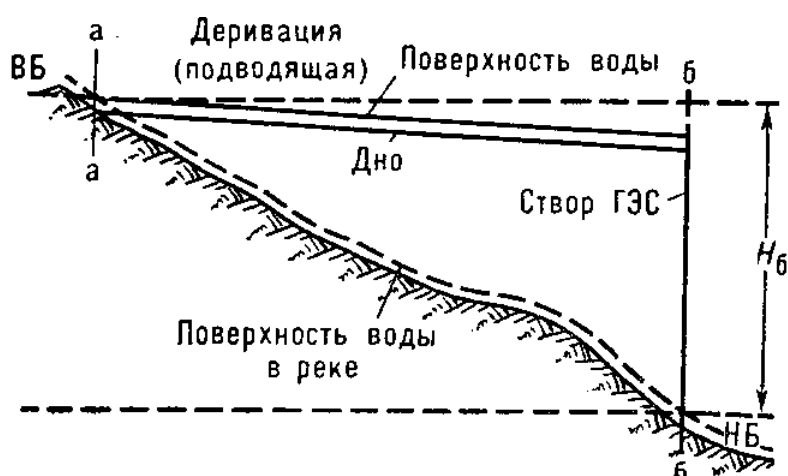


Рис. 8.10. Схема концентрации потока деривацией (подводящей).
ВБ – верхний бьеф; НБ – нижний бьеф; H_b – напор.

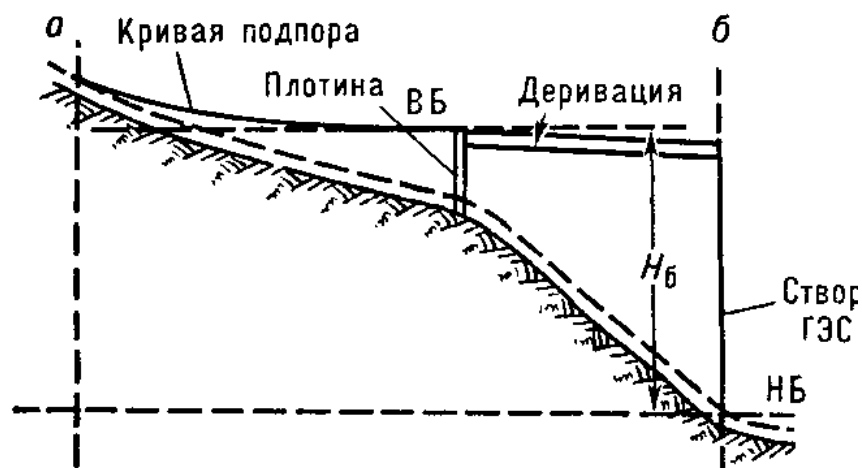


Рис. 8.11. Схема концентрации потока плотиной и деривацией.
 ВБ – верхний бьеф; НБ – нижний бьеф; H_b – напор.

По установленной мощности (в МВт) различают ГЭС мощные (больше 25), средние (до 25) и малые (до 5). Мощность ГЭС зависит от напора H (разности уровней верхнего и нижнего бьефа), расхода воды, используемого в гидротурбинах, и КПД гидроагрегата. По ряду причин (вследствие, например сезонных изменений уровня воды в водоёмах, непостоянства нагрузки энергосистемы, ремонта гидроагрегатов или гидротехнических сооружений и т. п.) напор и расход воды непрерывно меняются, а кроме того, меняется расход при регулировании мощности ГЭС. Различают годичный, недельный и суточный циклы режима работы ГЭС.

По максимально используемому напору ГЭС делятся на высоконапорные (более 60 м), средненапорные (от 25 до 60 м) и низконапорные (от 3 до 25 м). На равнинных реках напоры редко превышают 100 м, в горных условиях посредством плотин можно создавать напоры до 300 м и более, а с помощью деривации – до 1500 м. Классификация по напору приблизительно соответствует типам применяемого энергетического оборудования: на высоконапорных ГЭС применяют ковшовые и радиально-осевые турбины с металлическими спиральными камерами; на средненапорных – поворотнолопастные и радиально-осевые турбины с железобетонными и металлическими спиральными камерами, на низконапорных – поворотнолопастные турбины в железобетонных

спиральных камерах, иногда горизонтальные турбины в капсулах или в открытых камерах. Подразделение ГЭС по используемому напору имеет условный характер.

По схеме использования водных ресурсов и концентрации напоров ГЭС обычно подразделяют на русловые, приплотинные, деривационные с напорной и безнапорной деривацией, смешанные, гидроаккумулирующие и приливные. В русловых и приплотинных ГЭС напор воды создаётся плотиной, перегораживающей реку и поднимающей уровень воды в верхнем бьефе. При этом неизбежно некоторое затопление долины реки. В случае сооружения двух плотин на том же участке реки площадь затопления уменьшается. На равнинных реках наибольшая экономически допустимая площадь затопления ограничивает высоту плотины. Русловые и приплотинные ГЭС строят и на равнинных многоводных реках и на горных реках, в узких сжатых долинах.

В деривационных ГЭС концентрация потока реки создаётся посредством деривации; вода в начале используемого участка реки отводится из речного русла водоводом, с уклоном, значительно меньшим, чем средний уклон реки на этом участке и со спрямлением изгибов и поворотов русла. Конец деривации подводят к месту расположения здания ГЭС. Отработанная вода либо возвращается в реку, либо подводится к следующей деривационной ГЭС. Деривация выгодна тогда, когда уклон реки велик. Деривационная схема концентрации напора в чистом виде (бесплотинный водозабор или с низкой водозаборной плотиной) на практике приводит к тому, что из реки забирается лишь небольшая часть её стока. В других случаях в начале деривации на реке сооружается более высокая плотина и создаётся водохранилище. Иногда, в зависимости от местных условий, здание ГЭС выгоднее располагать на некотором расстоянии от конца используемого участка реки вверх по течению; деривация разделяется по отношению к зданию ГЭС на подводящую и отводящую. В ряде случаев с

помощью деривации производится переброска стока реки в соседнюю реку, имеющую более низкие отметки русла.

Особое место среди ГЭС занимают гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС) и приливные электростанции (ПЭС). Сооружение ГАЭС обусловлено ростом потребности в пиковой мощности в крупных энергетических системах, что и определяет генераторную мощность, требующуюся для покрытия пиковых нагрузок. Способность ГАЭС аккумулировать энергию основана на том, что свободная в энергосистеме в некоторый период времени (провала графика нагрузки) электрическая энергия используется агрегатами ГАЭС, которые, работая в режиме насоса, нагнетают воду из водохранилища в верхний аккумулирующий бассейн. В период пиков нагрузки аккумулированная энергия возвращается в энергосистему (вода из верхнего бассейна поступает в напорный трубопровод и вращает гидроагрегаты, работающие в режиме генератора).

ПЭС преобразуют энергию морских приливов в электрическую. Электроэнергия приливных ГЭС в силу некоторых особенностей, связанных с периодичным характером приливов и отливов, может быть использована в энергосистемах лишь совместно с энергией регулирующих электростанций, которые восполняют провалы мощности приливных электростанций в течение суток или месяцев.

По характеру использования воды и условиям работы различают ГЭС на бытовом стоке без регулирования, с суточным, недельным, сезонным (годовым) и многолетним регулированием. Отдельные ГЭС или каскады ГЭС, как правило, работают в системе совместно с конденсационными электростанциями (КЭС), теплоэлектроцентралями (ТЭЦ), атомными электростанциями (АЭС), газотурбинными установками (ГТУ), причём в зависимости от характера участия в покрытии графика нагрузки энергосистемы ГЭС могут быть базисными, полупиковыми и пиковыми.

Важнейшая особенность гидроэнергетических ресурсов по сравнению с топливно-энергетическими ресурсами – их непрерывная возобновляемость.

Отсутствие потребности в топливе для ГЭС определяет низкую себестоимость вырабатываемой на ГЭС электроэнергии. Поэтому сооружению ГЭС, несмотря на значительные удельные капиталовложения и продолжительные сроки строительства, придавалось и придаётся большое значение, особенно когда это связано с размещением электроёмких производств.

Задания.

1. Оценить максимальную мощность электрогенератора микро-ГЭС при высоте водопада 25 м и расходе 30 л/с.
2. Определить максимальный объём электроэнергии, запасённой ГАЭС при площади верхнего водохранилища 4 км² и гидротехническим минимумом глубины 2 м. Профиль водохранилища прямоугольный.

Раздел 3. Накопители энергии в системах электроснабжения.

Тема 9. Роль гидроэнергетических установок в формировании и функционировании ЕЭС России.

Вырабатываемую гидростанциями энергию очень легко регулировать, что очень важно при их использовании в энергосистемах с большими колебаниями нагрузки. Коэффициент полезного действия гидротурбин достигает 90%. Они бывают двух типов: реактивные гидротурбины, рабочее колесо которых полностью погружено в воду и вращается в основном за счет разности давлений до и за колесом; активные гидротурбины, рабочее колесо которых вращается в воздухе натекающим на его лопасти потоком воды, т. е. кинетической энергией этого потока.

Реактивная гидротурбина может работать при реверсировании генератора как насос, закачивая воду обратно в водохранилище с коэффициентом полезного действия около 80%.

Наиболее сложными проблемами гидроэнергетики являются ущерб, наносимый окружающей среде; заиливание плотин; коррозия гидротурбин и в сравнении с тепловыми электростанциями большие капитальные затраты на их сооружение.

Проблему развития гидроэнергетики в нашей стране нельзя рассматривать обособлено, в отрыве от проблем развития электроэнергетики страны в целом. В связи с этим целесообразно прежде всего оценить место отечественной гидроэнергетики в топливно-энергетическом балансе страны и регионов России и наметить те ее проблемы, которые должны быть решены в ближайшее время и в перспективе.

Сегодня гидроэлектростанции России производят 18 % общей выработки электроэнергии, атомные электростанции — более 15 %, остальные почти 67 % приходятся на тепловые электростанции. В мире доли ГЭС, АЭС и ТЭС в производстве электроэнергии составляют соответственно 19, 17 и 62 %.

В настоящее время в стране действуют 98 гидроэлектростанций суммарной установленной мощностью 44 млн кВт. Ежегодно на ГЭС в зависимости от водности года вырабатывается 156 - 170 млрд кВтч электроэнергии.

Российские гидроэнергоресурсы по своему потенциалу сопоставимы с современной выработкой всех электростанций страны. Сегодня у нас не используется экономически эффективный гидроэнергетический потенциал, эквивалентный ежегодному производству более чем 650 млрд кВтч электроэнергии. Однако освоение потенциала такого масштаба требует (за исключением малых ГЭС) очень больших капиталовложений и продолжительных сроков строительства гидроэнергетических объектов.

По степени освоения гидроэнергоресурсов Россия, к сожалению, значительно отстает от других стран. Например, в США и Канаде гидроэнергоресурсы освоены на 50 - 55 %, в европейских странах и Японии — на 60 — 80 %. Если же говорить о мировой тенденции в развитии гидроэнергетики, то в перспективе доля ГЭС в выработке электроэнергии в мире будет снижаться, за исключением Китая и Латинской Америки, где ожидается увеличение этой доли.

Гидроэнергетика является, несомненно, наиболее развитой областью энергетики на возобновляемых ресурсах. С самого начала (примерно с 80-х годов прошлого столетия) для производства электроэнергии в гидроэнергетике использовались в основном гидравлические турбины, и их суммарная мощность возрастает во всем мире сейчас примерно на 5% в год, т. е. удваивается каждые 15 лет. В 1980 г. мощность всех гидроэлектростанций составляла примерно 500 000 МВт (0,5 ТВт) и большая часть станций имела мощность более 10 МВт. Потенциальные возможности гидроэнергетики оцениваются суммарной мощностью 1,5 ТВт, но на эти глобальные оценки не всегда можно опираться при локальном планировании гидроэнергетики, так как, во-первых, в глобальных оценках часто пренебрегают маломощными установками (от 10 кВт до 1 МВт) несмотря на

то, что число их может быть очень большим, и, во-вторых, экономическая сторона планирования очень сильно зависит от специфики местных условий, которую в глобальных оценках учесть сложно. В результате из-за невозможности при слишком общем рассмотрении учесть потенциал малых рек глобальные оценки гидроэнергетического потенциала сильно занижены.

Гидроэлектростанции и их оборудование используются очень долго, турбины, например, около 50 лет. Это объясняется условиями их эксплуатации: равномерный режим работы при отсутствии экстремальных температурных и других нагрузок. Вследствие этого стоимость вырабатываемой на гидроэлектростанциях электроэнергии низка (в США примерно 4 цента за 1 кВт·ч) и многие из них работают с высоким экономическим эффектом. Например, Норвегия, производящая 90% электроэнергии на гидростанциях, имеет от этого немалую прибыль. Как правило, в первую очередь осваиваются наиболее выгодные гидроресурсы, поэтому с течением времени темпы прироста мощности гидростанций в любой стране падают.

Гидроэлектростанции — ключевой элемент обеспечения системной надежности ЕЭС страны, так как располагает более чем 90 % резерва регулировочной мощности. Из всех существующих типов электростанций именно ГЭС наиболее маневренны и способны при необходимости существенно увеличить объемы выработки энергии в считанные минуты, покрывая пиковые нагрузки. Для тепловых станций этот показатель измеряется часами, а для атомных — сутками.

Важнейший элемент повышения надежности работы энергетических систем — развитие гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС). Графики потребления электроэнергии современных энергообъединений отличаются высокой степенью неравномерности, что создает трудности как с покрытием пиков, так и в еще большей степени с прохождением ночных провалов суточных графиков электрической нагрузки. Особенно актуальна эта проблема для энергосистем европейской части России, где

преобладают низкоманевренные блоки ТЭС, ТЭЦ и АЭС. В этой ситуации ГАЭС обладают максимальными маневренными преимуществами. В отличие от других типов маневренных электростанций, способных покрывать только пиковые нагрузки, ГАЭС могут работать и в насосном режиме в период провала графика электрической нагрузки, обеспечивая более благоприятный базисный режим для ТЭС и АЭС. Дополнительно к основным функциям ГАЭС могут использоваться для регулирования частоты и напряжения в электрической сети, а при необходимости и к несению функций быстро вводимого аварийного резерва. Высокая маневренность ГАЭС определяется малым временем включения в работу, набора и сброса нагрузки. Так, пуск обратимых агрегатов ГАЭС из нерабочего состояния в турбинный режим с набором полной нагрузки занимает 2—3 мин. Время пуска этих агрегатов в насосный режим из нерабочего состояния в зависимости от мощности машин и способа пуска колеблется в пределах 5—6 мин, перевода из турбинного режима в насосный — 8—10 мин.

Регулирование частоты и мощности на ГЭС.

Изменение мощности турбоагрегатов ГЭС, по сравнению с энергоблоками тепловых электростанций, не связано с необходимостью ряда ограничений по режиму работы технологической части электростанции. Кроме этого, работа ГЭС в переменном режиме не вызывает существенного снижения её экономичности. Поэтому, при наличии в энергосистеме ГЭС, они преимущественно используются для регулирования режима по активной мощности и для регулирования частоты.

Важным также является обеспечение приоритетов исполнения задач регулирования в зависимости от их важности с точки зрения предотвращения возможных системных аварий.

При возникновении аварийного режима в энергосистеме по сигналу системной автоматики или при снижении частоты в энергосистеме ниже заданной уставки должен быть обеспечен набор нагрузки с максимально возможной скоростью, определяемой временем открытия направляющего

аппарата и разворота лопастей рабочего колеса. При этом должен соблюдаться приоритет действия сигналов ограничений перетоков мощности по линиям электропередачи, если эти сигналы исключают набор нагрузки.

Задания.

1. Оцените максимальную электрическую мощность мини-ГЭС поплавкового типа при диаметре роторов 0,2 м, суммарной длиной 12 м при скорости потока 8 м/с.
2. Определить оптимальный режим работы ГАЭС при соотношении тарифных ставок $\frac{1}{2}$ и графике нагрузки местной энергосистемы по рис. 1.5.

Тема 10. Малая гидроэнергетика.

Объекты малой гидроэнергетики условно делят на два типа: мини — обеспечивающие единую мощность до 5000 кВт, и микро — работающие в диапазоне от 3 до 100 кВт. Использование гидроэлектростанций такой мощности — для России вовсе не новое, а хорошо забытое старое: в середине XX века у нас работало несколько тысяч малых ГЭС. Сегодня их количество едва достигает нескольких сотен. Между тем, постоянный рост цен на органическое топливо приводит к значительному удорожанию электрической энергии, доля которой в себестоимости производимой продукции достигает 20% и более.

В отличие от других экологически безопасных возобновляемых источников электроэнергии (солнце, ветер) малая гидроэнергетика практически не зависит от погодных условий и способна обеспечить устойчивую подачу дешевой электроэнергии потребителю.

Еще одно преимущество малой гидроэнергетики — экономичность. В условиях, когда природные источники энергии (нефть, уголь, газ) истощаются и постоянно дорожают, использование доступной, возобновляемой энергии рек, особенно малых, позволяет вырабатывать дешевую электроэнергию. К тому же сооружение объектов малой гидроэнергетики низкзатратно и быстро окупается.

Себестоимость электроэнергии, вырабатываемой на подобной ГЭС, в 1,5 раза ниже, чем стоимость электроэнергии, фактически реализуемой энергосистемой.

Небольшие электростанции позволяют сохранить природный ландшафт и окружающую среду не только на этапе эксплуатации, но и в процессе строительства.

К тому же сооружение объектов малой гидроэнергетики низкзатратно и быстро окупается. Так, при строительстве малой ГЭС установленной мощностью около 500 кВт стоимость строительно-монтажных работ

составляет порядка 14,5 - 15,0 млн рублей. При совмещенном графике разработки проектной документации, изготовления оборудования, строительства и монтажа малая ГЭС вводится в эксплуатацию за 15-18 месяцев. Себестоимость электроэнергии, вырабатываемой на подобной ГЭС, составляет не более 0,45-0,5 рублей за 1 кВтч, что в 1,5 раза ниже, чем стоимость электроэнергии, фактически реализуемой энергосистемой. Таким образом, затраты на строительство окупятся за 3,5 - 5 лет. Реализация такого проекта с точки зрения экологии не нанесет ущерба окружающей среде.

Проектированием и разработкой оборудования для таких ГЭС занимаются многие российские научно-производственные организации и фирмы. Специалистами разработаны системы автоматического управления малыми и микроГЭС, использование которых не требует постоянного присутствия на объекте обслуживающего персонала - гидроагрегат надежно работает в автоматическом режиме. Система управления может быть выполнена на базе программируемого контроллера, который позволяет визуально контролировать параметры гидроагрегата на экране компьютера.

Гидроагрегаты для малых и микроГЭС предназначены для эксплуатации в широком диапазоне напоров и расходов с высокими энергетическими характеристиками и выпускаются с пропеллерными, радиально-осевыми и ковшовыми турбинами.

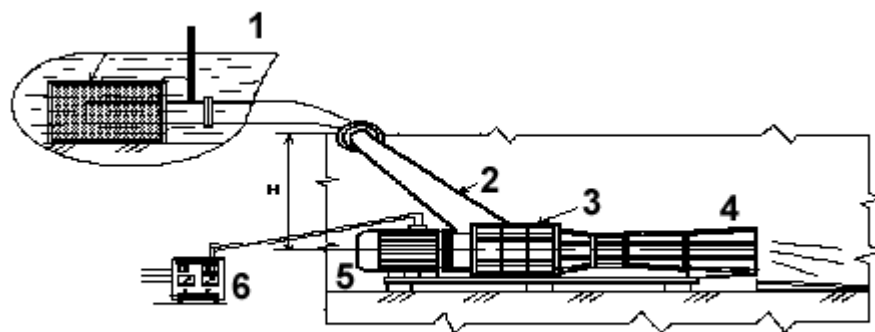


Рис. 10.1. Схема установки микроГЭС.

Малая гидроэнергетика — это на сегодняшний день наиболее экономичное решение энергетических проблем для территорий, относящихся к зонам децентрализованного электроснабжения, которые составляют более 70 % территории России. Обеспечение энергией удаленных и энергодефицитных районов требует значительных затрат (далеко не всегда выгодно использовать мощности существующей федеральной энергосистемы). Целесообразнее развивать мощности малой гидроэнергетики, экономический потенциал которой в России превышает потенциал таких возобновляемых источников энергии, как ветер, солнце и биомасса, вместе взятых.

Стратегией развития отрасли, определенной соответствующими законами Российской Федерации, указами Президента РФ и постановлениями Правительства РФ, вопросы развития нетрадиционной энергетики отнесены к важнейшим задачам энергетической политики страны. Эта стратегия предусматривает создание и организацию производства энергетических установок с использованием гидроэнергоресурсов малых рек, солнечной, ветровой, геотермальной энергии и других нетрадиционных источников энергии, расширение работ по изысканию и оценке возобновляемых энергоресурсов, разработку новых энергетических технологий.

В настоящее время в России эксплуатируется около 300 малых ГЭС суммарной мощностью примерно 1000 МВт, тогда как в 1950 - 60-е годы в стране было 10 тыс. таких ГЭС. В целом гидроэнергетический потенциал малых российских рек пока используется менее чем на 1 - 2%.

Все большее распространение получают микроГЭС мощностью 1- 50 кВт различных типов, в том числе рукавные.

Неосвоенной областью проектирования и изготовления малых ГЭС является применение гидроагрегатов, работающих при малых напорах (2 - 5 м) и больших расходах воды. Именно такие параметры характерны для большинства рек центральной России и многих рек других регионов страны.

На этих реках могут быть применены наплавные ГЭС.

Малыми называют комплектные гидроэлектростанции в пределах мощностей от 100 до нескольких тысяч кВт. Малые ГЭС классифицируют в зависимости от типа гидроагрегата. Соответственно различают гидроагрегаты с пропеллерными турбинами, с радиально-осевыми турбинами и с ковшовыми турбинами.

Задания.

1. Определить диаметр водовода микро-ГЭС мощностью 5 кВт при скорости потока 2 м/с.
2. Определить к.п.д. гидротарана, который при скорости потока 2 м/с поднимает 10% массы воды на высоту 12 м.

Тема 11. Виды и конструкции накопителей энергии.

Видимо, наиболее древним и простым способом аккумулировать энергию – это аккумулировать потенциальную энергию в грузовых аккумуляторах (рис. 11.1), используемых в различных ударных механизмах, основанных на свободном падении (например, в копрах), и в грузовых приводах (например, в маятниковых настенных часах, в приводах некоторых выключателей высокого напряжения).

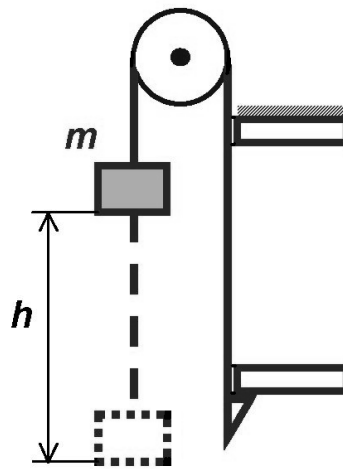


Рис. 11.1. Принцип устройства грузового аккумулятора.

Энергия, запасенная в грузовом аккумуляторе, выражается простой формулой:

$$W = mgh,$$

где W - аккумулированная энергия, Дж;

m - масса груза, кг;

g - ускорение силы тяжести, м/с²;

h - высота подъёма груза, м.

Энергия, запасенная на единицу массы, равна:

$$w = W/m = gh.$$

Первым грузовым аккумулятором, изобретенным человеком, может считаться поднятый в руках камень.

В пружине энергия аккумулируется при упругой деформации и освобождается при возвращении пружины в первоначальное состояние. Это явление человек должен был заметить уже в самом начале своего развития, так как деревья и их ветки, изгибаемые ветром или пружинящие при приложении сил человека, по существу являлись пружинами изгиба. Древнейшие кварцевые и костяные наконечники стрел найдены в нынешней Сахаре, которую тогда, вероятно, покрывали леса и зеленые поляны. Использование лука (рис. 11.2) способствовало дальнейшему развитию человеческого интеллекта, так как для попадания в цель нужно было лук правильно натянуть и стрелу, с учетом расстояния цели, предполагаемой траектории полета стрелы, направления ветра, подвижности цели и других факторов, правильно направить. Лук является также преобразователем энергии, так как его энергия упругости превращается в кинетическую энергию стрелы. Стрела должна считаться энергоносителем, так как она доставляет запасенную в ней энергию к цели.

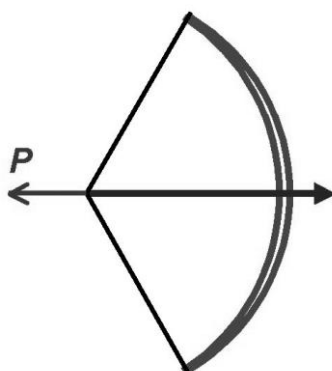


Рис. 11.2. Лук и стрела. P - сила, необходимая для натяжения лука.

Расчет сопротивления лука показывает, что, например, дубовый лук длиной 1,6 м, масса которого при 1,5-кратном запасе прочности равна примерно 0,5 кг, может при натяжении силой в 300 Н аккумулировать приблизительно 30 Дж энергии. Удельная аккумулирующая способность такого лука составляет, следовательно, 60 Дж/кг, или 17 мВтч/кг. Примерно такова и аккумулирующая способность различных используемых в современной технике пружин (рис. 11.3).

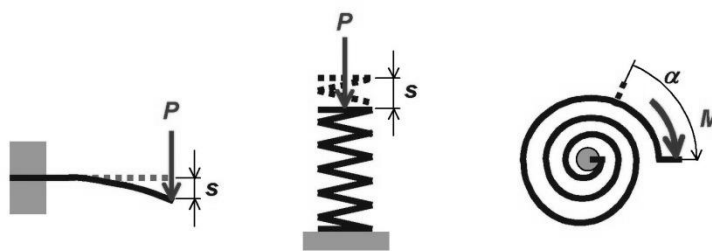


Рис. 11.3. Некоторые виды пружин.
 Слева - пружина изгиба, в середине - витая пружина сжатия, справа - спиральная пружина. P - действующая сила, M - действующий вращающий момент, s - линейная деформация, α - угловая деформация.

Деформация пружины может выражаться формулой:

$$s = P/c,$$

где s – деформация пружины, м;

P - действующая сила, Н;

c - жёсткость пружины, Н/м.

Если в начале деформирования действующая сила равна нулю, то запасенная в пружине энергия в конце деформирования равна:

$$W = P \cdot s / 2 = c \cdot s^2 / 2,$$

где W - запасённая энергия, Дж;

P - действующая сила, Н;

c - жёсткость пружины, Н/м;

s - деформация пружины, м.

В случае спиральных пружин действующую силу в этих формулах необходимо заменить на действующий вращающий момент, а линейную деформацию - на угловую деформацию.

Пружины изготавливаются чаще всего из специальной (пружинной) стали, но применяются и другие металлы и сплавы. Если сравнить пружину изгиба с луком, рассмотренным выше, то можно установить, что ее размеры обычно меньше, но масса больше, чем у лука, из-за чего ее аккумулирующая способность остается в пределах от 10 Дж/кг до 30 Дж/кг или от 3 мВтч/кг до 10 мВтч/кг. Такой же аккумулирующей способностью характеризуются и пружины других конструкций.

Пружины широко применяются в ударных и других быстродействующих механизмах (в том числе в механизмах быстрого отключения электрических аппаратов), в амортизаторах ударов и вибрации, в колебательных механизмах и в пружинных приводах. Благодаря простоте, дешевизне и надежности они иногда находят применение и в качестве привода маломощных электрогенераторов (например, в аппаратах связи, предусмотренных для использования в полевых условиях).

Заводимые пружинные приводы сначала применялись в переносных часах, которые были изобретены в Италии в 1410 году. Приблизительно в 1500 году Леонардо да Винчи спроектировал телегу с заводимой спиральной пружиной; телега по его чертежам была построена в музее истории и науки Флоренции в 2004 году и оказалась работоспособной. Леонардо да Винчи должен, следовательно, считаться изобретателем первого в мире самоходного средства передвижения со встроенным источником энергии.

Кпд грузовых и пружинных аккумуляторов энергии, по сравнению с другими способами аккумуляции, весьма высок (почти 100 %), но их удельная аккумулирующая способность относительно мала. Намного более эффективно энергия может аккумулироваться в маховике (рис. 11.4).

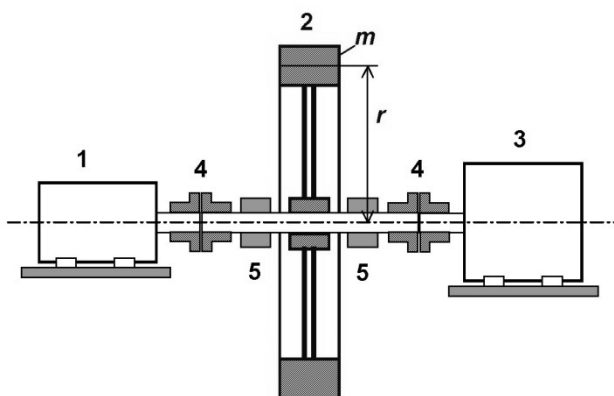


Рис. 11.4. Пример принципа устройства маховикового привода. 1 - приводной двигатель, 2 - маховик (в разрезе), 3 - рабочая машина (энергоприемник), 4 - муфты (в разрезе, механизмы сцепления не показаны), 5 - подшипники (опорные конструкции не показаны); m - масса маховика, r - радиус инерции.

Энергия, аккумулированная (запасенная) во вращающемся маховике, выражается формулой:

$$W = J\omega^2/2,$$

где W - аккумулированная энергия, Дж;

J - момент инерции маховика, кг·м²;

ω - угловая скорость, рад/с.

Момент инерции определяется, как известно, формулой:

$$J = mr^2,$$

где m - масса маховика, кг;

r - радиус инерции, м.

Поэтому удельную аккумулирующую способность маховика можно выражать в виде:

$$w = W/m = r^2\omega^2/2,$$

где w - удельная аккумулирующая способность, Дж/кг;

W - аккумулированная энергия, Дж;

r - радиус инерции, м;

ω - угловая скорость, рад/с.

Ось маховика может быть либо горизонтальной (как на рисунке), либо вертикальной. Так как в настоящее время частота вращения маховиков может составлять (2000 - 65000) об/мин или угловая скорость (200 - 6800) рад/с, а радиус инерции порядка 1 м, то их удельная аккумулирующая способность находится в пределах от 20 кДж/кг до 930 кДж/кг или от 5 Втч/кг до 260 Втч/кг. Если учесть и массу опорных конструкций, подшипников и оболочки, то эта величина уменьшится приблизительно в два раза, но остается все же почти на три порядка выше, чем у грузовых и пружинных аккумуляторов. При больших скоростях (начиная приблизительно с 20000 об/мин) центробежные силы настолько возрастают, что маховики приходится изготавливать не из специальной стали, а из более прочных материалов (например, армированных углеродными волокнами). При таких скоростях, кроме того, вместо шариковых или роликовых подшипников необходимо

пользоваться магнитными. Очень часто это существенно повышает стоимость маховиковых аккумулирующих устройств, из-за чего и себестоимость аккумулированной энергии может достигать от нескольких тысяч до одного млн. руб. за кВтч. Однако благодаря надежной конструкции, большому сроку службы, относительно малым размерам, высокому КПД (от 92 % до 95 %) и большой аккумулирующей способности (от 1 МДж до 6 ГДж) они часто находят применение:

для выравнивания неравномерности вращающего момента приводного двигателя или рабочей машины (например, в случае двигателей внутреннего сгорания или поршневых компрессоров);

в агрегатах гарантированного бесперебойного электропитания для покрытия кратковременных перерывов электроснабжения в электрических сетях (длительностью от нескольких секунд до нескольких минут);

для получения большой кратковременной (импульсной) мощности;

для обеспечения автономной работы средств передвижения или других энергоприемников на определенном промежутке времени (до нескольких десятков минут).

Первым маховиком может считаться поворотный стол, изобретенный для формирования круглых глиняных сосудов (горшков) в Египте приблизительно 7000 лет назад. Вначале принцип действия стола основывался на вращении толчками руки, а затем педальным механизмом. Первый маховик для выравнивания вращающего момента использовал в своей паровой машине в 1781 году Джеймс Уатт.

В 1948 году на швейцарском заводе Эрликон был построен первый маховиковый автобус, который находился в опытной эксплуатации до 1964 года и мог за счет запасенной в маховике энергии проехать на расстояние до 1 км. В 1970 в институте ядерных исследований в Гархинге (Германия) была запущена мощнейшая в мире маховиковая установка с выходной мощностью 100 МВт, отдаваемой в течение двух минут.

Намного дешевле аккумулировать механическую энергию пневматическим способом, при помощи сжатого воздуха, так как резервуар сжатого воздуха (рис. 11.5) предельно прост и не требует практически никакого ухода.

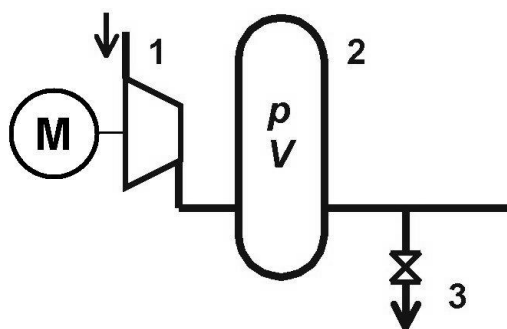


Рис. 11.5. Принцип устройства пневматического аккумулятора.
1 - компрессор, 2 - резервуар сжатого воздуха, 3 - присоединение к приемнику сжатого воздуха; p давление, V объем бака.

Давление в резервуаре сжатого воздуха определяется приемниками сжатого воздуха и составляет, например, для питания пневматических инструментов (0,2...0,5) МПа, а для приводов выключателей высокого напряжения - 2 МПа. Энергия, освобождаемая при расширении сжатого воздуха, зависит от характера изменения давления во время расширения и не может однозначно определяться объемом бака V_0 и давлением p . Однако если начальное давление намного больше конечного (например, 2 МПа при конечном давлении в 0,1 МПа), то получаемую энергию с некоторой погрешностью можно считать равной потенциальной энергии, запасенной в баке, и выразить формулой:

$$W = pV_0/2.$$

Учитывая, что

$$V_0 = pV/p_0, \quad V = m/\gamma, \quad \gamma = p\gamma/p_0,$$

где m - масса воздуха в баке, кг;

γ - плотность воздуха при давлении , кг/м³;

γ_0 - плотность воздуха при атмосферном давлении, кг/м³;

получаем

$$W = p^2 V / 2\gamma_0 = pm / 2\gamma_0.$$

Следовательно, в таком случае удельная аккумулирующая способность резервуара сжатого воздуха равна

$$w = W/m = p/2\gamma_0.$$

При давлении 2 МПа и плотности воздуха 1 кг/м³ удельная аккумулирующая способность резервуара сжатого воздуха составляет 1 МДж/кг.

Удельная аккумулирующая способность пневматического аккумулятора в целом намного меньше, так как масса резервуара в несколько раз больше, чем масса запасенного в нем сжатого воздуха. Очень приблизительно можно считать, что удельная аккумулирующая способность пневматических аккумуляторов при давлении (0,2 - 2) МПа составляет (0,01 - 0,2) МДж/кг или (3 - 60) Втч/кг. КПД аккумулятора составляет приблизительно 50%, а себестоимость аккумулированной энергии приблизительно 2000 руб/кВтч.

Объем пневматических аккумуляторов обычно не превышает нескольких кубометров. Однако в 1977 году вблизи Бремена (Германия), для выравнивания нагрузки газотурбинной электростанции Гунторф, на глубине (650 - 800) м под соляным куполом были сооружены два подземных пневматических аккумулятора суммарным объемом 340 10³ м³ и рабочим давлением 5 - 7 МПа. Себестоимость получаемой из аккумулятора энергии не превышает 120 руб/кВтч.

Гидроэнергия является, по существу, одной из разновидностей механической энергии, но отличается от других разновидностей тем, что ее можно аккумулировать в очень больших количествах и использовать при такой мощности и в таких промежутках времени, которые позволяют существенно выравнивать переменную нагрузку энергосистем (см. рис. 11.6) и обеспечить более равномерный режим работы тепловых электростанций.

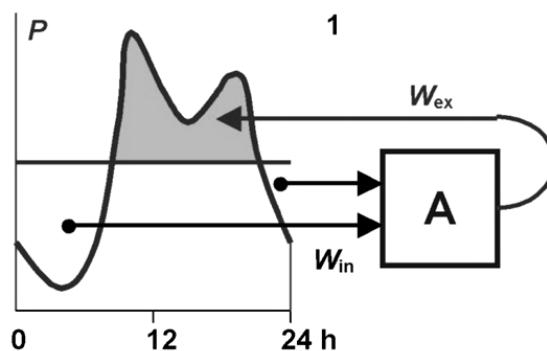


Рис. 11.6. Выравнивание нагрузки.

1 - выравнивание суточного графика нагрузки путем аккумуляции энергии W_m во время ночного минимума нагрузки и использования аккумуляции энергии W_{ex} для покрытия дневных пиков нагрузки; 2 - получаемый в идеальном случае равномерный график нагрузки.

Для аккумуляции и последующего использования гидроэнергии сооружаются гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС), принцип устройства которых представлен на рис. 11.7. К такой станции относятся два водохранилища (верхнее и нижнее), разность уровней которых при полностью заполненном верхнем хранилище обычно составляет от 50 м до 500 м. В машинном зале имеются обратимые агрегаты, которые могут работать как в качестве двигателей насосов, так и турбинами генераторов; при высоком напоре (приблизительно 500 м или больше) используются отдельные насосные и турбинные агрегаты. Во время, когда нагрузка энергосистемы минимальна (например, ночью) эти агрегаты заполняют водой верхнее водохранилище, а во время пиковой нагрузки системы преобразуют накопленную гидроэнергию в электрическую. Несмотря на то, что КПД такого аккумуляции равен (70 - 85)% и что себестоимость получаемой таким способом электроэнергии намного (до нескольких раз) выше, чем на тепловых электростанциях, выравнивание графика нагрузки и возможность уменьшения номинальной мощности тепловых электростанций снижают эксплуатационные расходы энергосистем и вполне оправдывают сооружение ГАЭС.

Как в случае грузовых аккумуляторов, так и в случае ГАЭС аккумулированная энергия может вычисляться формулой:

$$W = mgh,$$

где W - аккумулированная энергия, Дж;

m - используемая масса воды в верхнем водохранилище, кг;

g - ускорение тяжести, м/с²;

h - средний напор воды в генераторном режиме, м.

Удельная аккумулирующая способность также выражается аналогично грузовым аккумуляторам:

$$w = W/m = gh.$$

При напоре (50 - 500) м получаем удельное энергосодержание воды $w = 0,5 - 50$ кДж/кг или $0,14 - 14$ кВтч/кг. Водохранилища крупных ГАЭС позволяют аккумулировать энергию в количестве 1 - 10 ГВтч.

Особенно важным считается совместная работа ГАЭС с атомными электростанциями, чтобы те могли работать с более равномерной нагрузкой.

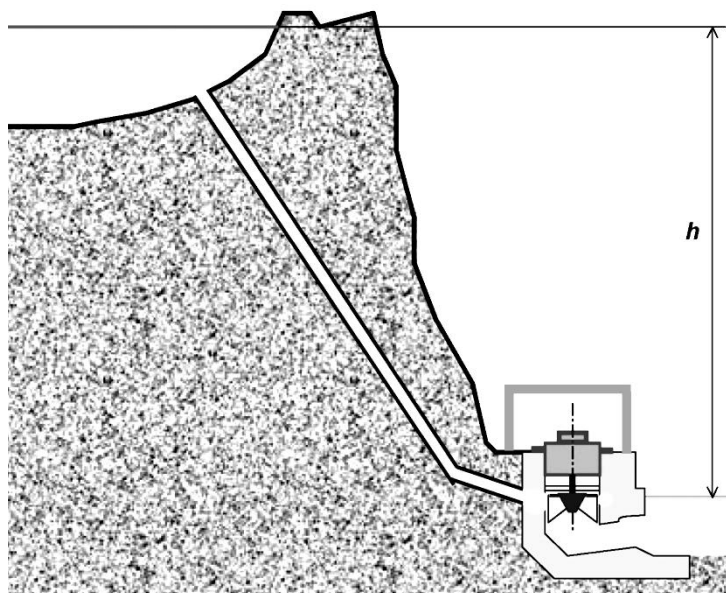


Рис. 11.7. Принцип устройства гидроаккумулирующей электростанции.

Первая ГАЭС мощностью 1 МВт с разностью уровней водохранилищ в 152 м была построена в 1882 году в Леттене (Швейцария). Первая в России - Кубанская ГАЭС, также называется ГАЭС «Насосная». Расположена у

посёлка Водораздельный Прикубанского района, начало строительства ГАЭС - 1963 год, ввод в эксплуатацию - 1968 - 1969 годы. Использует перепад высот между Большим Ставропольским каналом и Кубанским водохранилищем. Предназначена для подачи воды в магистральный канал из водохранилища в период работы агрегатов в насосном режиме и наполнения водохранилища в период работы агрегатов в генераторном режиме. По режиму работы не является «классической» ГАЭС, предназначенной для работы в пиковой части графика нагрузок, поскольку работает в сезонном режиме - в мае-августе ГАЭС работает в насосном режиме, заполняя водохранилище, а в сентябре - апреле ГАЭС, работая в турбинном режиме, опорожняет водохранилище.

Мощность ГАЭС - 15,9/19,2 МВт (турбинный/насосный режимы), среднегодовая выработка - 11,27 млн кВтч. В здании ГАЭС установлено 6 обратимых гидроагрегатов 63НТВ-30 мощностью по 2,65/3,2 МВт, работающих при расчётном напоре 30 м.

Нижним бьефом ГАЭС является наливное Кубанское водохранилище площадью 59,8 кв.км, полным объёмом 0,574 куб.км.

Тепло можно аккумулировать относительно просто - путем нагрева твердых веществ или жидкостей. Отбор тепла из такого аккумулятора может происходить естественной или принудительной конвекцией, излучением или при помощи какого-либо теплоносителя. Принцип устройства простейшего теплового аккумулятора представлен на рис. 11.8.

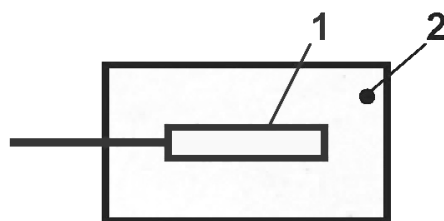


Рис. 11.8. Принцип устройства теплового аккумулятора.
1 - электрический или другой нагреватель, 2 – теплоаккумулирующее вещество.

Аккумулируемое количество тепла определяется формулой:

$$W = mc(\theta_2 - \theta_1),$$

где W - аккумулируемая энергия, Дж;

m - масса аккумулирующего вещества, кг;

c - удельная теплоёмкость аккумулирующего вещества, Дж/кг·К;

θ_2 - конечная температура нагрева, °С;

θ_1 - начальная температура нагрева, °С.

Удельная аккумулирующая способность равна, следовательно,

$$w = W/m = c(\theta_2 - \theta_1).$$

Одним из лучших теплоаккумулирующих веществ, благодаря своей доступности, дешевизне, безвредности для окружающей среды и большой удельной теплоемкости (4,2 кДж / кг К), является вода.

Для аккумулирования тепла могут использоваться и металлы, природные и искусственные каменные породы, химические соединения и др. Их удельная теплоемкость меньше, чем у воды, и находится обычно в пределах от 0,5 кДж/(кг·К) до 2 кДж/кг·К, но их можно нагревать до более высокой температуры (например, до 750°С). Удельная аккумулирующая способность таких материалов, в зависимости от удельной теплоемкости и допускаемой температуры нагрева, находится обычно в пределах от 50 Втч/кг до 400 Втч/кг. В электрических аккумулирующих отопительных приборах в качестве аккумулирующего вещества часто используют магнезит (каменистую породу, состоящую главным образом из окиси магния), удельная теплоемкость которого равна 1,3 кДж/кг·К, плотность - 3,5 т/м³ и жаропрочность - 2000°С. Температура нагрева его, учитывая теплостойкость и допускаемую температуру других материалов теплоаккумулятора, обычно не превышает 800°С, что, в случае конечной температуры охлаждения $\theta_1 = 150^\circ\text{C}$, дает удельную аккумулирующую способность 230 Втч/кг.

Эффективно может аккумулироваться и теплота плавления некоторых материалов. В таком случае аккумулированная энергия выражается формулой:

$$W = m[c_t(\theta_s - \theta_1) + C + c_s(\theta_2 - \theta_s)],$$

где W - аккумулированная энергия, Дж;

m - масса аккумулирующего вещества, кг;

c_t - удельная теплоёмкость в твёрдом состоянии, Дж/кг·К;

c_s - удельная теплоёмкость в жидком состоянии, Дж/кг·К;

C - теплота плавления, Дж/кг;

θ_s - температура плавления, °С;

θ_1, θ_2 - начальная и конечная температуры, °С.

Часто с этой целью используется гидроокись натрия (NaOH, каустическая сода, едкий натр), удельная теплоемкость которой равна $c_t \approx c_s \approx 2,1$ кДж/кг·К, теплота плавления $C = 180$ кДж/кг и температура плавления 322°С. При нагреве до температуры 600°С и охлаждении до температуры 150°С ее удельная аккумулирующая способность равна приблизительно 310 Втч/кг. Еще большей аккумулирующей способности - до 600 Втч/кг - можно добиться в случае использования фторидов натрия, магния и лития.

На аккумулировании тепла основывается печное отопление, где в качестве аккумулирующего вещества используются материалы печи (огнеупорный кирпич, кафельный кирпич, керамические плитки и др.). Аккумулирование тепла часто целесообразно и в электрическом отоплении, где для этой цели могут использоваться аккумулирующие электронагреватели, а также строительные конструкции зданий, прежде всего пол и междуэтажные перекрытия.

Аккумулирование тепла в больших количествах может оказаться целесообразным на электростанциях. Используются, например:

аккумуляторы перегретого пара между котлом и турбиной для выравнивания расхода пара, когда нагрузка турбогенератора во времени слишком неравномерна;

аккумуляторы горячей воды на теплоэлектроцентралях, чтобы обеспечить более равномерную нагрузку ТЭЦ при суточных колебаниях теплопотребления;

аккумуляторы нагретого жидкого теплоносителя между солнечным нагревательным устройством и парогенератором солнечной электростанции, чтобы обеспечить работу станции при колебаниях и перерывах прямого солнечного излучения.

Электроэнергия может накапливаться:

в конденсаторах (в виде энергии электрического поля);

в катушках индуктивности (в виде энергии магнитного поля);

в первичных и вторичных гальванических элементах (в виде химической энергии).

Принцип устройства простейшего (плоского) конденсатора представлен на рис. 11.9.

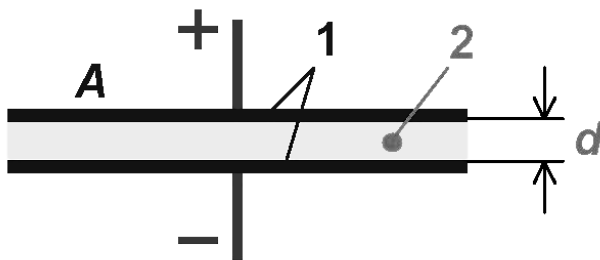


Рис. 11.9. Принцип устройства плоского конденсатора.
1 - обкладки, 2 - диэлектрик.

Ёмкость такого конденсатора определяется известной формулой:

$$C = \varepsilon \cdot S / d,$$

где C - электрическая ёмкость, Ф;

S - площадь обкладки, м²;

d - толщина диэлектрика, м;

ε - диэлектрическая проницаемость диэлектрика, Ф/м.

Энергия, накопленная в конденсаторе, определяется формулой:

$$W = CU^2 / 2,$$

где W - накопленная энергия, Дж;

C - ёмкость конденсатора, Ф;

U - напряжение, В.

Если использовать обкладки из фольги и многослойный пленочный диэлектрик, то можно изготовить конденсаторы рулонного типа, у которых удельная аккумулирующая способность находится приблизительно в пределах от 0,1 Дж/кг до 1 Дж/кг или от 0,03 мВтч/кг до 0,3 мВтч/кг. Из-за малой удельной аккумулирующей способности конденсаторы такого вида не подходят для длительного сохранения существенного количества энергии, но они широко применяются как источники реактивной мощности в цепях переменного тока и как емкостные сопротивления.

Значительно более эффективно энергия может аккумулироваться в электролитических конденсаторах (рис. 11.10).

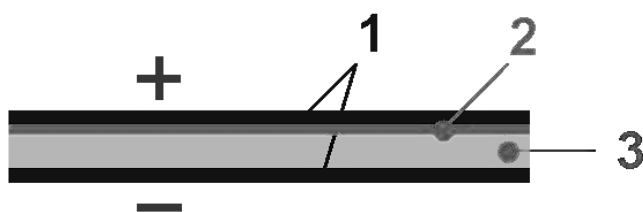


Рис. 11.10. Принцип устройства электролитического конденсатора. 1 - металлический лист или фольга (алюминий, тантал или др.), 2 - диэлектрик из окиси металла (Al_2O_3 , Ta_2O_5 или др.), 3 - бумага и т. п., пропитанная электролитом (H_3BO_3 , H_2SO_4 , MnO_2 или др.) и глицерином.

Так как толщина слоя диэлектрика в этом случае обычно остается в пределах 0,1 мкм, то эти конденсаторы могут изготавливаться с очень большой емкостью (до 1 Ф), но на относительно малое напряжение (обычно на несколько вольт).

Еще большую емкость могут иметь ультраконденсаторы (суперконденсаторы, ионисторы), обкладками которых служит двойной электрический слой толщиной в несколько десятых долей нанометра на границе раздела электрода, изготовленного из микропористого графита, и электролита (рис. 11.11). Эффективная площадь обкладок таких конденсаторов достигает, благодаря пористости, до 10000 м² на каждый грамм массы электродов, что позволяет достигать очень большой емкости при малых размерах конденсатора. В настоящее время ультраконденсаторы

выпускаются на напряжение до 2,7 В и емкостью до 3 кФ. Их удельная аккумулирующая способность находится обычно в пределах от 0,5 Втч/кг до 50 Втч/кг и имеются опытные образцы с удельной аккумулирующей способностью до 300 Втч/кг.

Благодаря простоте конструкции, малым размерам, надежности, высокому КПД (95 % и более) и долговечности (несколько миллионов циклов заряда-разряда), они стали применяться как в транспортных средствах, так и в промышленных силовых установках взамен электрохимических аккумуляторов и других средств аккумулирования энергии.

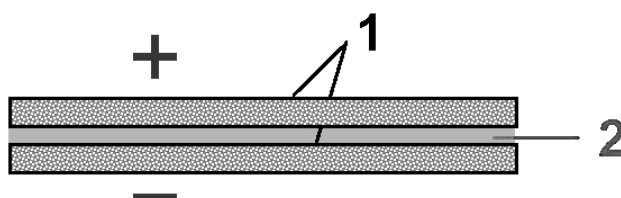


Рис. 11.11. Принцип устройства ультраконденсатора.
1 - электроды из микропористого графита, 2 – электролит.

Особо выгодны они тогда, когда энергия потребляется в виде коротких импульсов (например, для питания стартера двигателей внутреннего сгорания) или когда требуется быстрая (секундная) зарядка аккумулирующего устройства. Например, в 2005 году в Шанхае началась опытная эксплуатация ультраконденсаторных автобусов, батарея конденсаторов которых заряжается во время стоянки автобуса на каждой остановке.

Старейшим конденсатором и заодно старейшим аккумулятором электрической энергии могут считаться янтарные предметы, электризацию которых при трении шерстяной тканью обнаружил греческий философ Фалес приблизительно в 590 году до н.э. Он же назвал это явление электронным (от греческого слова электрон, «янтарь»). Первые электростатические генераторы, изобретенные в 17-ом веке, тоже представляли собой шаровые

или цилиндрические конденсаторы, на поверхности которых мог накапливаться электрический заряд, достаточный для вызывания разрядных явлений. Первый плоский конденсатор изготовил в 1747 году лондонский врач Джон Бэвис, а сам термин конденсатор (ит. condensatore, «сгущать») ввел в 1782 году профессор экспериментальной физики университета Павии (Италия) Алессандро Вольта. Первые электролитические конденсаторы разработал в 1853 году заведующий Кенигсбергским физиологическим институтом (Германия) Герман фон Гельмгольц, а первый ультраконденсатор с электродами из пористого графита представил на патентование в 1954 году научный сотрудник электротехнического концерна Дженерал Электрик (США) Говард Беккер. Практическое применение ультраконденсаторов стало быстро развиваться в первые годы 21-го века.

В катушке индуктивности энергия аккумулируется в виде магнитного поля, когда через катушку протекает постоянный ток. При подключении к катушке цепей потребления электроэнергии и одновременном снижении или прекращении тока возбуждения магнитного поля в этих цепях возникает ток и выделяется энергия. На рис. 11.12а представлен случай, когда к катушке индуктивности подключается электроприемник и одновременно отключается питание катушки от источника постоянного тока. Похожая операция, в частности, используется для гашения магнитного поля при отключении обмоток возбуждения электрических машин, чтобы в переходном процессе не возникали опасные перенапряжения. На рис. 11.12б представлена передача энергии, аккумулированной в магнитном поле катушки индуктивности, в цепь электроприемника через вторичную обмотку катушки при отключении катушки от источника питания. Во вторичной цепи электрическая энергия может преобразоваться в другие виды энергии (например, в тепло или в механическую энергию).

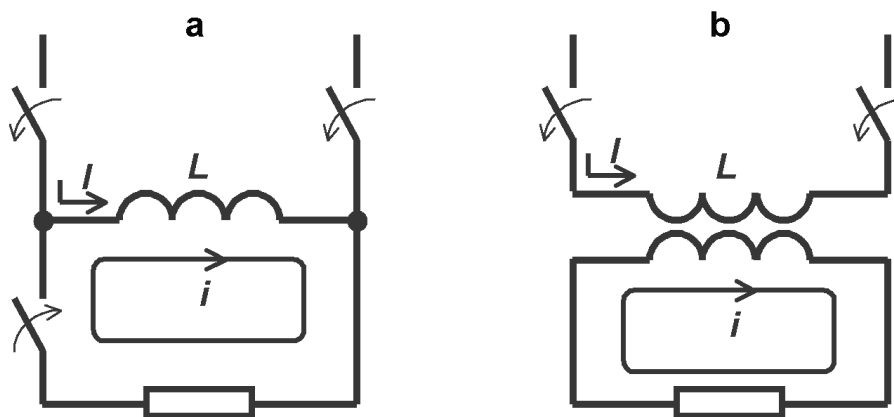


Рис. 11.12. Использование энергии, аккумулированной в катушке индуктивности, путем подключения электроприемника последовательно с катушкой (а) или при отключении катушки, снабженной вторичной обмоткой (b).

I - постоянный ток, протекающий в обмотке катушки, L - индуктивность, i - затухающий импульс тока, возникающий в электроприемнике.

Первую катушку индуктивности изготовил в 1820 году Андре Мари Ампер. Преобразование энергии, аккумулированной в магнитном поле катушки индуктивности, происходящее по схеме 11.12b, наблюдал уже Майкл Фарадей в 1831 году в своих опытах по электромагнитной индукции.

Энергия, аккумулированная в катушке индуктивности, выражается известной формулой:

$$W = LI^2/2,$$

где W - аккумулированная энергия, Дж;

L - индуктивность катушки, Гн;

I - сила тока, А.

Удельная аккумулирующая способность катушек индуктивности обычно весьма мала - (0,1...1) Дж/кг, или (0,03...0,3) мВтч/кг. Только в случае применения сверхпроводящих обмоток катушки индуктивности можно аккумулировать энергию, достаточную для использования, например, в энергосистемах, подверженных быстрым колебаниям электрической нагрузки.

Если обмотка катушки индуктивности не является сверхпроводящей, то протекание тока, необходимого для поддержания магнитного поля, сопровождается потерями.

Принцип действия первичных гальванических элементов основан на использовании электродвижущей силы (ЭДС), возникающей между электродами из отличающихся друг от друга веществ, вступающих в электрохимическую реакцию с электролитом, находящимся между ними. Получаемая при этом электрическая энергия определяется количеством реагирующих веществ (используемой массой электродов и электролита), и характеризуется:

начальной ЭДС, находящейся обычно, в зависимости от типа элемента, в пределах от 1 В до 3 В;

зарядом, отдаваемым в питаемую элементом электрическую цепь при заданном способе разряда (например, при некотором неизменном токе нагрузки или при постоянном сопротивлении нагрузочной цепи); эта величина называется емкостью и выражается обычно в ампер-часах.

В качестве примера на рис. 11.13 представлен принцип устройства широко применяемого угольно-цинкового первичного элемента. При замкнутой внешней электрической цепи в этом элементе происходят химические реакции, в результате которых:

на аноде атомы цинка растворяются, отдают два электрона и соединяются с электролитом в хлористо-аммониевый цинк;

на катоде двуокись марганца MnO_2 редуцируется в окись трехвалентного марганца Mn_2O_3 .

На границе графитового стержня и двуокиси марганца возникает при этом водородный слой, который увеличивает внутреннее сопротивление элемента и снижает ЭДС. Начальная ЭДС угольно-цинкового первичного элемента составляет приблизительно 1,5 В, а отдаваемая на единицу массы энергия при разряде до 0,8 В находится обычно, в зависимости от конкретного типа элемента, в пределах от 60 Втч/кг до 80 Втч/кг.

Электрохимические реакции происходят в гальваническом элементе и тогда, когда внешняя цепь разомкнута. Такой процесс называется саморазрядом; угольно-цинковый первичный элемент саморазряжается приблизительно за 1,5 года.

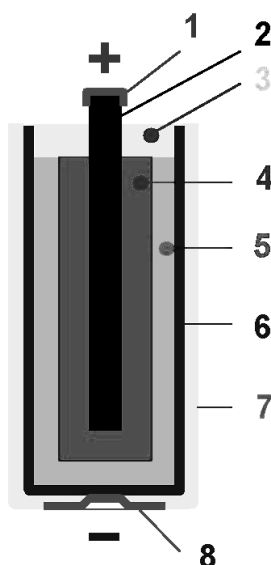


Рис. 11.13. Принцип устройства угольно-цинкового первичного элемента.

1 - контактная (например, латунная) шапка, 2 - графитовый стержень, 3 - изоляция, 4 - катод (двуокись марганца), 5 - электролит (паста хлористого аммония), 6 - анод (в виде цинкового стаканчика), 7 - изоляционная оболочка, 8 - донный (например, латунный) контактный кружок.

Более эффективными, чем угольно-цинковые, являются щелочные марганцево-цинковые первичные элементы, в качестве электролита в которых обычно применяется гидроксид калия (KOH). Внешне такой элемент похож на угольно-цинковый, но его оболочка выполнена из металла и соединена с положительным полюсом; кроме того, вместо графитового стержня применяется латунный. Начальная ЭДС также равна 1,5 В, но удельная энергоемкость намного больше - чаще всего от 120 Втч/кг до 130 Втч/кг.

Типичный гальванический элемент такого вида, обозначаемый обычно буквами АА, допускает нагрузку током от 50 мА до 500 мА; емкость элемента при токе 50 мА составляет 3 Ач, а при токе 500 мА - 2 Ач. Если при разряде элемента считать средним значением напряжения 1,1 В, то

получаемая из элемента энергия составляет около 2 - 3 Втч. Стоимость получаемой энергии высока, но считается вполне приемлемой при питании маломощных электроприемников (карманных фонариков, радиоприемников, электронных калькуляторов и т. п.).

Еще более эффективно энергия может аккумулироваться в литиевых первичных элементах, начальная ЭДС которых равна 3 В, а удельная аккумулирующая способность находится, в зависимости от конкретного типа, в пределах от 250 Втч/кг до 600 Втч/кг. В этих элементах находят применение около 10 различных катодных материалов, и они могут выполняться как цилиндрическими, как и дисковыми. Миниатюрные дисковые элементы находят применение, в частности, в наручных часах, в карманных калькуляторах, в неотключаемых цепях видеокамер и в другой микроэлектронной аппаратуре.

Гальванические элементы могут объединяться в батареи требуемого напряжения и требуемой емкости последовательным, параллельным или смешанным соединением. Весьма часто используются, например компактные малые батареи напряжением 9 В, содержащие 6 угольно-цинковых или марганцево-цинковых элементов.

Основываясь на экспонате, выставленном в Багдадском музее археологии, ученые предполагают, что первые гальванические элементы с железным и медным электродами в электролите из органической кислоты были известны уже в 3-м веке до н.э. в Парфянском царстве (в северной части нынешнего Ирана). Первый гальванический элемент в современном понимании создал в 1799 году Алессандро Вольта. Элемент состоял из серебрянного и цинкового кружков, отделенных друг от друга влажной (или пропитанной раствором соли) материей. Такие элементы легко было укладывать друг на друга и создавать таким образом из них батареи (вольтовы столбы). В первой половине 19-го века были изобретены различные первичные элементы с жидким электролитом, а в 1868 году французский инженер-электрик Жорж Лекланше изготовил первый сухой

угольно-цинковый элемент, который в усовершенствованном виде используется и поныне. Щелочной марганцево-цинковый элемент изобрел в 1959 году инженер-электрик американской фирмы Eveready Battery Льюис Юрри, а литиевые элементы были разработаны в США в 1991 году.

Вторичный гальванический элемент или аккумулятор после разряда может повторно заряжаться от нескольких десятков до нескольких тысяч раз, в зависимости от конкретного типа. Наиболее распространенным является свинцовый (кислотный) аккумулятор, принцип устройства которого представлен на рис. 11.14.

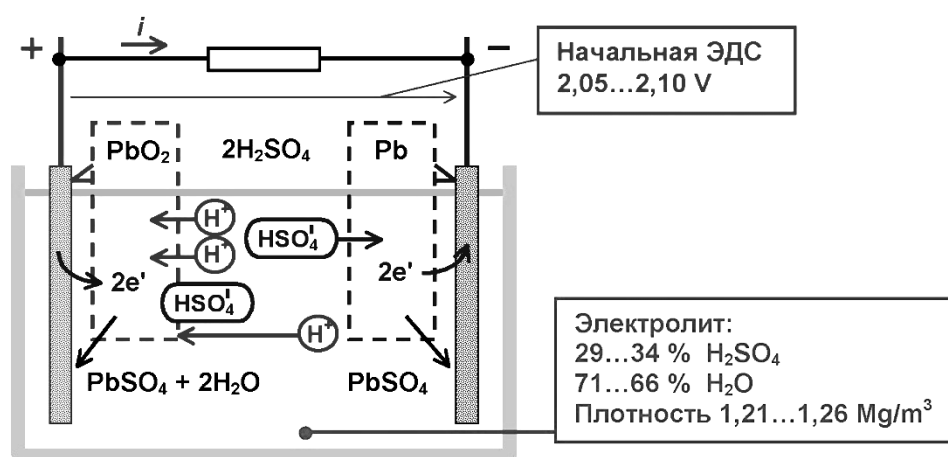


Рис. 11.14. Принцип устройства свинцового аккумулятора и электрохимическая схема разрядного процесса.

В заряженном состоянии анод (отрицательный электрод) такого аккумулятора состоит из свинца, а катод (положительный электрод) - из двуокиси свинца PbO_2 . Оба электрода изготовлены пористыми, чтобы площадь их соприкосновения с электролитом была как можно больше. Конструктивное исполнение электродов зависит от назначения и емкости аккумулятора и может быть весьма разнообразным.

Для заряда аккумулятора теоретически требуется удельная энергия 167 Втч/кг. Этим же числом выражается, следовательно, и теоретический его предел удельной аккумулирующей способности. Однако фактическая аккумулирующая способность намного меньше, вследствие чего из аккумулятора при разряде обычно получается электрическая энергия

приблизительно 30 Втч/кг. Факторы, обуславливающие снижение аккумулирующей способности, наглядно представлены на рис. 11.15. КПД аккумулятора (отношение энергии, получаемой при разряде, к энергии, расходуемой при заряде) обычно находится в пределах от 70 % до 80 %.



Рис. 11.15. Теоретическая и фактическая удельная аккумулирующая способность свинцового аккумулятора.

Различными специальными мерами (повышением концентрации кислоты до 39%, использованием пластмассовых конструкционных частей и медных соединительных частей и др.) в последнее время удалось повысить удельную аккумулирующую способность до 40 Втч/кг и даже немногим выше.

Из вышеприведенных данных вытекает, что удельная аккумулирующая способность свинцового аккумулятора (а также, как будет показано в дальнейшем, и других типов аккумуляторов) существенно ниже, чем первичных гальванических элементов. Однако этот недостаток обычно компенсируется:

возможностью многократного заряда и, как результат, приблизительно десятикратным снижением стоимости получаемой из аккумулятора электроэнергии;

возможностью составлять аккумуляторные батареи с очень большой энергоемкостью (при необходимости, например, до 100 МВтч).

Начальная ЭДС свинцового аккумулятора зависит от плотности электролита и, в зависимости от конкретного типа, находится в пределах от 2,05 В до 2,10 В. Напряжение на зажимах аккумулятора может в конце разряда снизиться до 1,7 В, а в конце заряда повыситься до 2,6 В (рис. 11.16).

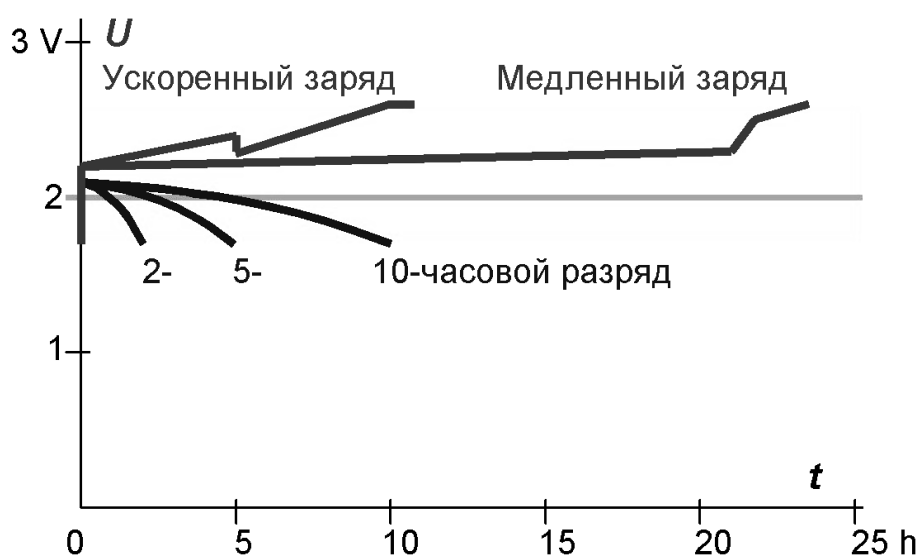


Рис. 11.16. Изменение напряжения свинцового аккумулятора в некоторых возможных процессах заряда и разряда.

Каждый цикл заряда-разряда сопровождается некоторыми необратимыми процессами на электродах, в том числе медленным накоплением невосстанавливающегося сернокислого свинца в массе электродов. По этой причине через определенное число (обычно приблизительно 1000) циклов аккумулятор теряет способность нормально заряжаться. Это может случиться и при длительном неиспользовании аккумулятора, так как электрохимический разрядный процесс (медленный саморазряд) протекает в аккумуляторе и тогда, когда он не соединен с внешней электрической цепью. Свинцовый аккумулятор теряет из-за

саморазряда обычно от 0,5 % до 1 % своего заряда в сутки. Для компенсации этого процесса в электроустановках используется постоянный подзаряд при достаточно стабильном напряжении (в зависимости от типа аккумулятора, при напряжении от 2,15 В до 2,20 В).

Другим необратимым процессом является электролиз воды («закипание» аккумулятора), возникающий в конце зарядного процесса. Потерю воды легко компенсировать путем доливки, но выделяющийся водород может вместе с воздухом привести к образованию взрывоопасной смеси в аккумуляторном помещении или отсеке. Во избежание опасности взрыва должна предусматриваться соответствующая надежная вентиляция.

В последние 20 лет появились герметически закрытые свинцовые аккумуляторы, в которых применяется не жидкий, а желеобразный электролит. Такие аккумуляторы могут устанавливаться в любом положении, а кроме того, учитывая, что во время заряда они не выделяют водорода, могут размещаться в любых помещениях.

Кроме свинцовых, выпускается более 50 видов аккумуляторов, основанных на различных электрохимических системах. В энергоустановках довольно часто находят применение щелочные (с электролитом в виде раствора гидроксида калия КОН) никель-железные и никель-кадмиевые аккумуляторы, ЭДС которых находится в пределах от 1,35 В до 1,45 В, а удельная аккумулирующая способность - в пределах от 15 Втч/кг до 45 Втч/кг. Они менее чувствительны к колебаниям температуры окружающей среды и менее требовательны к условиям эксплуатации. Они обладают также большим сроком службы (обычно от 1000 до 4000 циклов заряда-разряда), но их напряжение изменяется во время разряда в более широких пределах, чем у свинцовых аккумуляторов, и КПД у них несколько ниже (от 50 % до 70 %).

В энергосистемах встречаются весьма мощные свинцовые и никель-кадмиевые аккумуляторные батареи, используемые в качестве резервных источников электропитания или для выравнивания электрических нагрузок. Самая крупная такая батарея была принята в эксплуатацию в 2003 году в

Фэрбенксе (Аляска, США); она состоит из 13760 никель-кадмиевых элементов и присоединена через инвертор и трансформатор к сети напряжением 138 кВ. Номинальное напряжение батареи составляет 5230 В и энергоемкость 9 МВтч; срок службы элементов - от 20 до 30 лет. 99 % времени она работает в качестве компенсатора реактивной мощности, но может при необходимости в течение трех минут отдавать в сеть мощность в 46 МВт (или в течение 15 мин мощность 27 МВт). Общая масса батареи составляет 1500 т, а ее изготовление обошлось в 35 млн. долларов. Имеются аккумуляторные батареи даже большей аккумулирующей способности; одна такая батарея (энергоемкостью 60 МВтч) установлена в качестве резервного источника питания в Калифорнии (California, США) и может отдавать в сеть в течение 6 часов мощность 6 МВт.

Аккумуляторные батареи с самого начала (со второй половины 19-го века) пытались использовать в средствах передвижения, так как питаемый от аккумулятора электропривод обладает, по сравнению с двигателями внутреннего сгорания, многими преимуществами. К ним относятся, например:

- намного более простая и компактная конструкция тягового двигателя (или двигателей);

- возможность использовать многодвигательные приводы (снабжая, например, каждое колесо отдельным двигателем);

- высокий КПД привода (от 80 % до 90 %);

- плавное регулирование скорости во всем требуемом диапазоне регулирования без применения редуктора (коробки скоростей);

- отсутствие специальной пусковой системы (аккумулятора и стартера);

- возможность аккумулировать энергию, освобождающуюся при торможении;

- более простые возможности использования автоматических систем управления и регулирования (в том числе беспроводных систем);

более высокая надежность привода, меньшая потребность в обслуживании и больший срок службы;

более безопасная эксплуатация (благодаря отсутствию огне- и взрывоопасного моторного топлива);

отсутствие выхлопных газов и других выбросов, вредно действующих на окружающую среду;

отсутствие дополнительных источников энергии (например, генераторов).

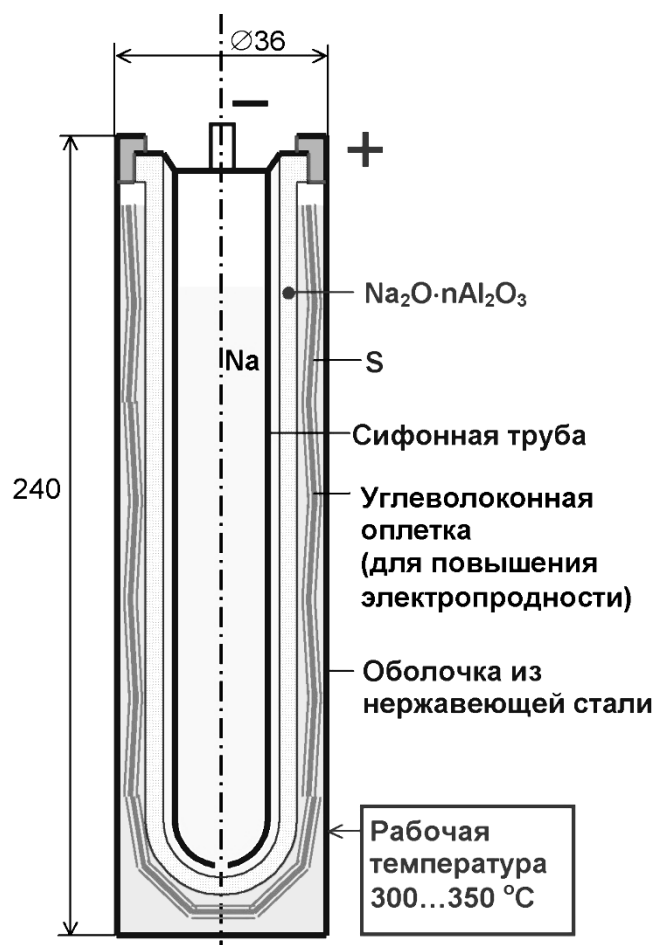


Рис. 11.17. Принцип устройства серно-натриевого аккумулятора.

При разряде ионы натрия проникают через ионообменную мембрану в серу и соединяются с ней, образуя сернистый натрий.

Так как в этом аккумуляторе как сера (температура начала плавления 119°C), так и натрий (температура плавления 98°C) должны быть в расплавленном состоянии, а расплавленная сера должна достаточно хорошо

растворять сернистый натрий (температура плавления 1180°C), то рабочая температура аккумулятора должна быть в пределах от 300°C до 350°C. Однако этот недостаток компенсируют, по сравнению со свинцовым аккумулятором:

- большая удельная аккумулирующая способность;
- меньшие размеры;
- большой срок службы (1500 циклов заряда-разряда);
- полное отсутствие явления саморазряда;
- невозможность перезаряда.

Аккумулятор имеет герметичную оболочку и может устанавливаться в любом положении. Его КПД приблизительно такой же, как у свинцового аккумулятора (от 75% до 80%). Емкость аккумуляторного элемента, изображенного на рис. 11.17, составляет 42 Ач, а масса равна 0,4 кг.

В 1990 году немецкий автомобильный концерн BMW установил на свой опытный электромобиль типа BMW325ix серно-натриевую аккумуляторную батарею, состоящую из 224 элементов (180 В, 140 А, 140 Ач, 22 кВтч, 276 кг, 360 мм x 485 мм x 1420 мм, тепловые потери 170 Вт). Электромобиль был снабжен электродвигателем мощностью 20 кВт, мог после заряда аккумулятора покрывать в городских условиях дистанцию в 150 км и развивать скорость до 95 км/ч.

Высокая рабочая температура серно-натриевого аккумулятора требует эффективной теплоизоляции и предварительного нагрева перед использованием электромобиля. По этим причинам этот тип аккумулятора пока не находил применения в серийных электромобилях.

Более перспективными для электромобилей считаются герметичные никель-металлогидридные и литий-ионные силовые аккумуляторные батареи, появившиеся в 1998 году (до этого такие аккумуляторы выпускались для питания малых электроприемников - мобильных телефонов, видеокамер, малых ЭВМ и т. п.). Оба вида аккумуляторов работают при обычной температуре окружающей среды. Начальная ЭДС никель-металлогидридного

элемента составляет 1,25 В, а удельная аккумулирующая способность находится в пределах от 60 Втч/кг до 120 Втч/кг, но особый интерес в настоящее время вызывают литий-ионные элементы, у которых эти показатели находятся соответственно в пределах от 3,6 В до 3,7 В и от 100 Втч/кг до 200 Втч/кг.

В литий-ионных аккумуляторах анод состоит из углерода, содержащего в заряженном состоянии карбид лития Li_xC_6 , а катод - из окиси лития и кобальта $\text{Li}_{1-x}\text{CoO}_2$. В качестве электролита применяются твердые соли лития (LiPF_6 , LiBF_4 , LiClO_4 или другие), растворенные в жидком органическом растворителе (например, в эфире). К электролиту обычно добавляют сгуститель (например, кремнийорганические соединения), благодаря чему он приобретает желеобразный вид.

По внешней форме элементы литий-ионных аккумуляторов могут быть плоскими (похожими на четырехугольные пластины) или цилиндрическими (с рулонными электродами). Выпускаются также аккумуляторы, в которых применяются другие материалы анода и катода. Одним из важных направлений развития является разработка быстрозаряжаемых аккумуляторов.

Первичные гальванические элементы хорошо подходят для работы в длительном режиме, а аккумуляторы могут использоваться как для длительной работы, так и для покрытия кратковременных и толчковых нагрузок. Конденсаторы и катушки индуктивности используются, главным образом, для покрытия импульсных нагрузок и для выравнивания мощности при быстрых изменениях нагрузок. Для выравнивания мощности, отдаваемой в энергосистему ветряными и солнечными электростанциями, могут применяться комбинации аккумуляторов с ультраконденсаторами. Область применения некоторых аккумулирующих устройств по длительности нагрузки и по отдаваемой мощности характеризует рис. 11.18.

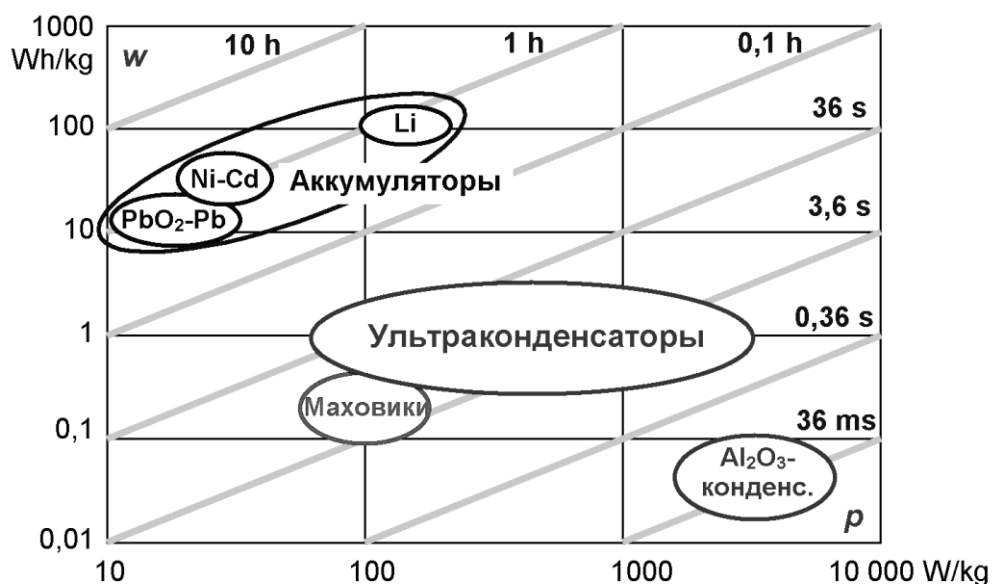


Рис. 11.18. Границы удельной аккумулирующей способности (w) и удельной мощности (p) некоторых аккумулирующих устройств.

Наиболее простым способом аккумулирования химической энергии является складирование топлива в складских помещениях, на наружных площадках, в подземных хранилищах, в резервуарах, в баках, в баллонах и т. п. Аккумулирующая способность на единицу массы в таком случае практически равна теплоте сгорания топлива.

Так как аккумулирование энергии в виде топлива весьма просто и эффективно, то и другие виды энергии могут для упрощения аккумулирования переводиться в искусственное топливо, например, по схеме, изображенной на рис. 11.19.



Рис. 11.19. Аккумулирование энергии в виде искусственного топлива.

Различные виды энергии могут аккумулироваться с различной эффективностью. Приблизительные данные для сравнения удельной

энергоаккумулирующей способности при некоторых наиболее часто используемых способах аккумулирования приведены в таблице 11.2.

Таблица 11.2. Примеры удельной энергоаккумулирующей способности.

Вид энергии и способ аккумулирования	Удельная аккумулирующая способность, Втч/кг
Ядерная энергия	$(300...1000) \cdot 10^6$
Химическая энергия в виде топлива	$(3...40) \cdot 10^3$
Электроэнергия в первичных элементах	50...600
Тепло в тепловых аккумуляторах	50...500
Механическая энергия в маховиках	5...200
Электроэнергия в электрохимических аккумуляторах	10...200
Механическая энергия в сжатом воздухе	3...60
Электроэнергия в электрических конденсаторах	0,01...3
Механическая энергия в грузовых приводах и пружинах	$(0,3...20) \cdot 10^{-3}$
Электроэнергия в катушках индуктивности	$(0,03...0,3) \cdot 10^{-3}$

Задания.

1. Фирма производит три вида продукции с одинаковой ожидаемой удельной прибылью в 120 руб. Затраты ресурсов на производство приведены в таблице. Определить максимальную цену дополнительной электроэнергии, допустимую с точки зрения фирмы.

Ресурс	П1	П2	П3	Кол-во ресурса (оплаченное)
Сырьё и материалы, кг	4	5	6	600 000
Труд, чел-час.	500	500	450	5 млн.
Энергия, кВтчас.	20	15	25	1 500

2. На какую высоту нужно поднять груз массой 100 тонн для аккумулирования 1 кВтч энергии? Сравните с энергоёмкостью свинцово-кислотного автомобильного аккумулятора.

Тема 12. Применение накопителей энергии в системах электроснабжения.

Все больший интерес у энергетиков вызывают возможности накопителей энергии. Тенденция нынешнего времени – преобразование рынка электроэнергии в конкурентный. Растет интерес к производству и распределению электроэнергии на месте потребления, чтобы обойтись без услуг сетевых компаний. Осваиваются децентрализованные источники возобновляемой энергии, в связи с чем возникают затруднения в подключении их к общей сети.

В период раздробления инфраструктуры накопители энергии становятся важным средством оптимизации режимов энергосистемы, поддержки распределенной энергетики.

Коммерческая основа накопителя – сохранение продукции, полученной по низшей цене и реализация ее по более высокой при необходимости.

Потенциальные возможности применения накопителей электроэнергии

- Управление режимами нагрузки – разряд накопителя во время пика нагрузки и зарядка в ночное время (выравнивание дневного и ночного графиков нагрузки)
- Управление потоками мощности – питание местных нагрузок, когда с этим не справляется общая сеть
- Вращающийся резерв – возможность быстрого замещения вышедшего из работы крупнейшего генератора в энергосистеме
- Помощь установкам, использующим возобновляемые источники энергии – выравнивание графика подачи мощности
- Повышение возможности передачи энергии – участие в управлении устойчивостью, регулировании напряжения, частоты и реактивной мощности, повышающие стабильность работы сетей
- Выравнивание графика нагрузки в сетях со значительной долей распределенных источников энергоснабжения

- Повышение качества электроэнергии – поддержание стабильности напряжения установкой накопителей как на питающих фидерах, так и непосредственно у потребителей, особенно при резкопеременном характере нагрузки. Источник мощности для непрерывного электроснабжения

- Поддержка работы потребителей с режимами частого торможения и пуска, особенно в режимах рекуперативного торможения.

Накопители энергии позволяют снизить требования к диапазону регулирования электростанций, работающих в базисном режиме, повысить эффективность работы ЛЭП, загрузка которых составляет в среднем 50-65 % от их пропускной способности.

Гидроаккумулирующие установки (ГАЭС) – наиболее коммерчески освоенные накопители в виде гидроэлектростанций с насосотурбинами и двигатель-генераторами. Закачиваемая в верхний резервуар вода с потреблением энергии по низкой цене выдает свою энергию в периоды пика потребления. Цикл накопления энергии – суточно-сезонный. Высокая маневренность агрегатов ГАЭС (переход из одного режима в другой производится за 15 с и менее) позволяет широко использовать их для регулирования и резерва быстрого ввода в энергосистемах.

Во всем мире установленная мощность ГАЭС составляет около 3% всей мощности электростанций.

Воздушноаккумулирующие установки (ВАЭС) используют ту же концепцию, что и ГАЭС, но носителем запасаемой энергии является воздух. В периоды минимума нагрузки воздух закачивается в подземные резервуары. В период дневного максимума сжатый воздух приводит в действие турбоагрегат. В дополнение к воздушной турбине на валу агрегата может находиться и газовая турбина. Цикл накопления энергии – суточно-недельный.

Примеры ВАЭС – Huntorf в Германии и McIntosh в США. Строится ВАЭС Norton мощностью 2700 МВт в штате Огайо, США. Предполагается, что ВАЭС общей мощностью от 12 до 40 ГВт могут быть созданы в США в

ближайшие 5-10 лет. ВАЭС могут быть эффективным средством выравнивания выдачи мощности ветро-комплексов.

Накопители водорода используют получаемый электролизом воды газ, который запасается в емкостях и затем используется в качестве горючего для топливных элементов или газовых турбин.

Запасание водорода может производиться в баках, подземных хранилищах, в жидком (криогенном) виде, в гидридных пористых материалах. Наиболее распространено в настоящее время запасание водорода в баллонах в виде сжатого газа.

Аккумуляторные батареи – широко распространенное средство накопления энергии, рынок промышленных аккумуляторов оценивается в 5 млрд долл. в год.

Кроме традиционных кислотных, все шире применяются усовершенствованные аккумуляторы на основе сульфида натрия и никель-кадмиевые с лучшими характеристиками и большим сроком службы, чем кислотные. Внедряются особо компактные ионно-литиевые аккумуляторы. Цикл накопления энергии – суточный.

Родственны по реакциям химическим аккумуляторам регенеративные топливные элементы на основе электролитов: бромид цинка, бромид ванадия или бромид натрия. Разделение электролита в них осуществляется с помощью ионообменных мембран.

Сверхпроводниковые накопители (СПИНЫ) запасают энергию в магнитном поле индуктивной катушки из сверхпроводника, образуемом протеканием постоянного тока. Их главное преимущество – высокий КПД преобразования (больше 95%) и возможность выдавать мощность практически мгновенно. СП-накопители выдерживают тысячи циклов «заряд-разряд» без каких-либо последствий для них.

Считается, что к 2020 г. рыночный потенциал ВТСП-устройств составит около 2 млрд евро, почти половину от него представят устройства для сетей среднего напряжения (ограничители ТКЗ и СПИНЫ). На уровне

2001 г. стоимость СП-накопителей была уже соизмерима со стоимостью аккумуляторных установок большой мощности.

Маховиковые накопители запасают кинетическую энергию при разгоне ротора, чтобы отдать ее в нужный момент в виде электроэнергии. В качестве разгонного двигателя и средства отбора электроэнергии используется обычно вертикальный двигатель-генератор. Цикл накопления энергии – минуты.

Высокоскоростные маховики изготавливаются из совершенных композитных материалов с низкой массой и большой прочностью к центробежным силам. Они более компактны по сравнению с низкоскоростными, маховик которых выполняется из металла. Недостатком кинетических накопителей является большая потребность в уходе, чем у химических аккумуляторов.

Рост поставок маховиковых накопителей только в Северной Америке прогнозируется со 110 млн долл. в 2000 г. до 240 млн долл. в 2015 г.

Суперконденсаторы – усовершенствованные конденсаторы, работающие на постоянном напряжении и имеющие очень высокую плотность заряда благодаря выбору конструкции и обработке материала электродов. Большая емкость таких конденсаторов (порядка нескольких фарад) позволяет накапливать значительную энергию, отдаваемую в нужный момент в виде больших токов. Срок службы у таких конденсаторов много выше, чем у обычных.

Применяются суперконденсаторы, главным образом, на электротранспорте, но есть перспективы использования их и в энергетике.

К 2015 г. рост уровня рынка емкостных накопителей прогнозируется до 1 млрд долл. ежегодно.

Таблица 12.1. Техничко-экономические параметры накопителей энергии.

Вид накопителя	Удельная стоимость		КПД цикла Заряд/разряд, (макс.), %
	Энергии, т.р/кВтч	Мощности, т.р/кВт	
Кислотные аккумуляторы			
Малой мощности	6,1	7,0	80
Средней мощности	7,9	8,75	85
Большой мощности	8,8	10,5	85
Усовершенствованные аккумуляторные батареи	8,6	10,5	70
Сверхпроводниковые накопители			
Микро-СПИН	2500	10,5	95
Средней мощности	70	10,5	95
Большой мощности	17,5	10,5	95
Маховики			
Высокоскоростные	875	12,25	93
Низкоскоростные	10,5	9,8	90
Суперконденсаторы	2800	10,5	95
ВАЭС	0,14	14,9	79
ВАЭС с баллонами	1,75	18	70
ГАЭС	0,4	21	87
Топливные элементы	0,5	50	59

Выбор системы накопления энергии зависит от потребностей сети: выравнивание графика нагрузки требует продолжительной выдачи большой мощности в сеть; обеспечение бесперебойного электроснабжения критичных к этому потребителей требует выдачи мощности до включения резервных агрегатов; демпфирование фликкера и подсинхронного резонанса требуют высокого быстродействия и сравнительно небольшой запасенной энергии.

Соответственно, для суточного регулирования экономически наиболее целесообразны ГАЭС и ВАЭС, для кратковременного регулирования – аккумуляторные и сверхпроводниковые накопители.

Для энергосистемы в целом наибольшее значение имеют накопители с продолжительным циклом заряда и разряда накопленной энергии. Такие накопители имеют большую мощность, большую энергию разряда и могут активно влиять на режим работы энергосистемы – выравнять график нагрузки, перераспределять потоки мощности, быть крупным резервом мощности.

Наиболее распространенный вид такого накопителя – гидроаккумулирующие электростанции с набором воды в верхнее водохранилище в часы минимальной нагрузки в энергосистеме и выдача мощности в часы пика потребления.

Гидроаккумулирующие электростанции в энергосистеме несут следующие функции: вращающийся резерв обычного ввода, выравнивание графика нагрузки, сезонное накопление энергии. В будущем предполагается использовать их как резерв установок возобновляемых источников энергии.

ГАЭС составляют около 5 % генерирующей мощности в Германии и Франции. Во Франции ГАЭС с 70-х гг. эффективно поддерживают график потребления, дополняя работу АЭС с их базисной нагрузкой. В Германии главная задача ГАЭС – резерв пиковой мощности.

В США ГАЭС работают с 20-х гг. и составляют около 2,5% мощности всех электростанций. Однако строительство новых ГАЭС в стране практически невозможно из-за недостатка подходящих мест, последний блок в США введен в 1997 г. после 20 лет отсутствия ввода. Также сложно с подбором мест и для ГАЭС в Европе.

Большие надежды возлагались на использование ГАЭС для совместной работы с ветрокомплексами. Неравномерность выдачи ветроустановкой электрической мощности является затруднением при работе на общую сеть. Изменения выходной мощности в течение суток с изменениями силы ветра –

это колебания от нуля при слишком сильном ветре или его отсутствии до 80% при оптимальном ветре. Кроме того, ветроустановки работают всего 1000-2500 ч. в год.

ГАЭС с ее возможностями накопления больших количеств энергии и быстрым регулированием выходной мощности могли бы поддерживать на необходимом уровне отдаваемую в сеть энергию. Однако считается, что постройка достаточной мощности ГАЭС для компенсации неравномерности производства энергии планируемых к вводу ветрокомплексов мощности в сотни мегаватт в Европе нереальна из-за отсутствия подходящих мест. Возможно использование ВАЭС. Так, например, Huntorf с ее мощностью 290 МВт является оптимальным решением для совместной работы с ветрокомплексом.

Воздушно-аккумулирующие электростанции являются альтернативой ГАЭС при отсутствии удобных мест для их размещения. Хранилищем сжатого воздуха действующих в настоящее время ВАЭС Huntorf (Германия), мощностью 290 МВт и McIntosh (США, Алабама), мощностью 110 МВт, являются соляные копи.

Крупнейший проект – ВАЭС Norton мощностью 2700 МВт (США, штат Огайо). Начата первая фаза (600 МВт) ее строительства. Хранилище сжатого воздуха (известняковые шахты) будет иметь объем 10 млн м³. Энергия сжатого компрессором до 12 МПа воздуха, накапливаемая во время минимума нагрузки в энергосистеме, запасается в подземном газохранилище и приводит генераторы во вращение. Каждый из девяти генераторов ВАЭС будет работать от воздушной турбины 80 МВт и газовой турбины 220 МВт на одном валу. Полный КПД – около 89 %. На каждый агрегат – два компрессора с синхронными двигателями по 56 МВД.

ВАЭС будет работать как вращающийся резерв, десятиминутный резерв, средство регулирования частоты и реактивной мощности, средство выравнивания графика нагрузки.

Полная стоимость выполнения проекта по разным оценкам – от 750 до 1650 млн долл.

Перспективным является создание ВАЭС мощностью до нескольких МВт и запасаемой энергией в десятки и сотни МВтч, использующих в качестве хранилища сжатого воздуха баллоны высокого давления. Емкости баллонов достаточно для работы в течение нескольких часов разряда. К примеру, такой накопитель мощностью 7-10 МВт с хранением заряда в течение многих часов на базе обратимой турбины Isoengine предложен компанией Innogy.

Возможные области применения баллонных ВАЭС – установки бесперебойного питания, аварийный резерв, резерв установок возобновляемых источников энергии.

Водородная энергетика в будущем решит многие экологические проблемы – таково мнение большинства современных ученых-энергетиков. С помощью водорода как топлива можно покрыть 80 % сегодняшней потребности в электроэнергии вместо химических энергоносителей, решив при этом проблему снижения выбросов CO₂ в атмосферу.

Задача сегодняшнего дня – решение проблем хранения и транспортировки водорода.

Возможности накопления энергии с помощью хранения водорода показывает сравнение удельной запасаемой энергии в кислотных аккумуляторах (0,1-0,2 МДж/кг) и в баллонах со сжатым до 200 атм водородом (1,4 МДж/кг). Разрабатываемые системы хранения водорода в металлгидридах будут еще эффективнее (2-10 МДж/кг).

Накопление водорода решает проблемы работы мощных ГЭС в удаленных районах, откуда сложно передавать электроэнергию. Решающим шагом в широком освоении ветроэнергетики является возможность долговременного накопления энергии, что доступно при внедрении водородных накопителей. Получение водорода с помощью электролиза освоено, дальнейшие перспективы дает использование сочетания атомной и

водородной энергетики с получением водорода при термохимических процессах в реакторах.

Тесно связано производство водорода с использованием топливных элементов как эффективного и чистого источника тепловой и электрической энергии. Эта технология успешно осваивается, имеются планы постройки в Европе установки на топливных элементах мощностью 200 МВт на базе электролизного завода Botlek.

Наиболее проработанный проект развития водородной энергетики – «Euro-Quebec-Hydro-Hydrogen-Pilotprojekt» (EQNHPP) предусматривает производство электроэнергии на 100 МВт ГЭС Канады – электролиз водорода – сжижение водорода и транспортировка его в Европу – использование водорода в качестве топлива топливных элементов – производство тепловой и электроэнергии для питания Гамбурга. Сделан первый шаг в этой программе – построен головной образец блочной ТЭЦ на топливных элементах Onsi PC25 в энергокомпании Гамбурга HEWAG.

Начато также проведение в жизнь перехода на водородную энергетику Исландии – острова с большим потенциалом возобновляемых источников энергии. Планируется за 15 лет заменить органическое топливо в стране на водород поэтапно: перевод на водород автотранспорта, освоение водорода как топлива, перевод на водородное топливо флота, торговля водородом.

Европейское Сообщество финансирует «водородный проект» Исландии. Выделяется 2,8 млн евро из требуемых 7 млн на создание первой заправочной водородной станции для транспорта в Рейкьявике. Автобусы, работающие на водороде, поставит компания Daimler/Chrysler.

Такие автобусы Mercedes-Benz Citaro с двигателем 205 кВт и питанием от топливных элементов опробуются в Гамбурге, Штуттгарте, Мадриде. Баки с водородом под давлением 250 бар размещены на крыше, скорость автобуса – 80 км/ч, дальность поездки – до 200 км. Испытывается модель автомашины, разработанной компаниями Opel и General Motors, которые планируют серийный выпуск к 2010 г. 1 млн машин, работающих на водороде.

Особая задача – производство и транспортировка водорода с прибрежных ветрокомплексов. В Германии, стране с наибольшим вводом ветроустановок, создание накопителей на водороде считается необходимым для решения проблем работы ветроустановок на общую сеть. Использование для выравнивания выдачи электроэнергии ветроустановок в сеть с помощью ГАЭС считается нереальным из-за отсутствия подходящих для них мест.

Существуют и ограничения для немедленного внедрения водородной энергетики. Производство электроэнергии на ТЭС для электролиза водорода сопровождается слишком большими выбросами CO_2 , а освоенных мощностей возобновляемых источников энергии пока что слишком мало. Ученые считают, что в ближайшие 30-40 лет освоение водородной энергетики не имеет смысла.

При производстве водорода как горючего для топливных элементов отдача не выше 25 % от потребляемой электроэнергии ТЭС. Реально производство водорода только на электроэнергии от возобновляемых источников.

Подвергается также сомнениям полная экологичность водородной энергетики. Опыты, проведенные в Калифорнийском технологическом институте, показали, что возможные выбросы водорода в атмосферу могут способствовать разложению озонового слоя.

Установки с суточным и менее циклом накопления.

Накопители электроэнергии со сравнительно коротким циклом накопления (сутки или меньше) играют важную роль для потребителей как средство обеспечения высокого качества потребляемой электроэнергии. В энергосистемах они широко используются как источники бесперебойного питания собственных нужд электростанций и подстанций, а также в качестве кратковременного резерва мощности. Самые мощные накопители с быстрым временем заряда и разряда, сверхпроводниковые, СПИНЫ могут использоваться и для вмешательства в режим работы энергосистемы.

Для потребителей такие накопители обеспечивают их питание во время кратковременных его перерывов, часто – до того момента, когда будет запущен резервный дизель-генератор или газовая турбина. Накопители применяются также для демпфирования быстрых изменений напряжения в сети и гашения фликкера.

В качестве накопителей энергии в энергосистемах широко используются аккумуляторные батареи; больше половины эксплуатируемых аккумуляторов – кислотно-свинцовые. Главным недостатком этих батарей является их относительно небольшой срок службы – до 10 лет.

Крупнейшим в Европе накопителем такого рода, использовавшимся с 1987 по 1992 гг. для регулирования частоты в островной энергосистеме и как мгновенный резерв мощности, является установка в энергокомпании BEWAG в Западном Берлине. Мощность установки – 17 МВт, запасаемая энергия – 14,4 МВтч.

Аккумуляторная установка в сети 220 кВ компании California Edison Co. (США), работающая с 1986 г., имеет мощность 10 МВт, запас энергии 40 МВтч и используется для выравнивания графика нагрузки и регулирования частоты в системе. Для той же цели введена в строй в 1995 г. установка вдвое большей мощности в энергосистеме острова Пуэрто-Рико.

Кроме кислотных аккумуляторов, все большее распространение получают усовершенствованные аккумуляторы, использующие другие электролиты, в том числе никель-кадмиевые, никель-литиевые, серно-натриевые и цинко-бромидные батареи с лучшими характеристиками и большим сроком службы, чем кислотные.

Пример применения никель-кадмиевых аккумуляторов – самая большая в мире аккумуляторная установка, которую ввела в строй компания GVEA (Golden Valley Electric Association) в Фербенксе на Аляске для бесперебойного питания и стабилизации напряжения в местной сети. Необходимость непрерывного питания сети определяется тем, что при

возможных там температурах $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$ перерыв питания означает катастрофу: водопроводная система при этом замерзла бы за 2 часа.

Установка в течение 3 мин. выдает мощность 46 МВт, в течение 7 мин. – 40 МВт, в течение 15 мин. – 26 МВт. При длительном перерыве питания далее включается резервный дизель-генератор. Установка имеет 13760 банок никель-кадмиевых батарей компании Saft типа SBH-920. Номинальное напряжение 5 кВ, емкость 3680 Ач. Охлаждение каждой банки – водяное. Аккумуляторы позволяют глубокий разряд и имеют высокую надежность, срок службы до 25 лет.

Кроме поддержания непрерывного питания сети, установка выполняет и другие функции: вращающийся резерв (ввод – при 59,8 Гц, полная мощность – при 59,4 Гц, вся мощность GVEA – 228 МВт), стабилизация качаний в сети, поддержка при коммутационных процессах, регулирование частоты и реактивной мощности, стабилизация напряжения при пусках крупных электродвигателей мощностью 6-8 тыс. л.с. (на золотых рудниках Fort Knox).

Выбор момента подзаряда производится по указаниям диспетчера. По расчетам перерывы электроснабжения при работе установки на полную мощность снизятся на 60%.

Занимаемая установкой площадь 120x26 м, масса – 1300 т, стоимость – 35 млн долл., из них батареи – 10 млн долл. и силовая электроника – 8 млн долл.

Никель-литиевые аккумуляторные батареи обладают значительными преимуществами по сравнению с применяемыми в настоящее время кислотными аккумуляторами: удельная запасаемая энергия их составляет 130 кВтч/кг, а у кислотных – только 25 кВтч/кг. Предполагаемые сферы применения таких аккумуляторов – замена вращающегося резерва, выравнивание графиков нагрузки, повышение качества энергоснабжения потребителей, источники непрерывного питания. Основным производителем таких аккумуляторов – компания Saft (США).

Энергокомпания AEP проводит опытную эксплуатацию установки с серно-натриевыми аккумуляторами в Gahanna (США, штат Огайо). Накопитель предназначен для распределенной энергетики, его мощность 50 кВт, заряд 360-430 кВтч. Японская компания NGK Insulators Ltd. выпускает по 50 МВт таких батарей в год. В энергокомпании TEPCo два накопителя по 6 МВт используются для выравнивания графика нагрузки. Удельная плотность заряда у этих аккумуляторов в 3 раза выше, чем у кислотных.

Корпорация ZBB Energy (США) разработала систему на цинко-бромидных аккумуляторах мощностью 200 кВт с накоплением 400 кВтч для стабилизации напряжения в локальных сетях предприятий при пиках нагрузки порядка 50 кВА.

Совершенствуются и кислотно-свинцовые аккумуляторы в части повышения экологичности, снижения массы, объема электролита, оптимизации формы электродов и режимов зарядки.

Установки с регенерирующими топливными элементами являются самыми новыми и считаются весьма перспективными разработками в области электрохимических накопителей. Используемый в установке регенеративный топливный элемент запасает или отдает электроэнергию в процессе обратимой электрохимической реакции между двумя электролитами, представляющими собой растворы с ионами ванадия или бромида и сульфида натрия.

Крупнейшая установка такого рода типа Regenesis начала строиться в Little Barford при электростанции комбинированного цикла мощностью 680 МВт в Кембриджшире (Великобритания). Ее мощность и запасаемая энергия будут равны 15 МВт и 120 МВтч. Время достижения рабочей готовности при выходе установки из состояния резерва составляет около 2 мин. Время, требуемое на переход из полного заряда к полному разряду, – порядка 0,02 с. Это позволяет использовать установку в режиме непрерывного регулирования напряжения и частоты в сети.

Главная задача этого накопителя – выдача мощности при пуске из холодного состояния ПГУ в случае отсутствия питания от сети. Для этого достаточно половины мощности установки. Постоянные задачи установки – регулирование в энергосистеме напряжения и частоты, стабилизация режима, поддержание уровня реактивной и активной мощности.

Электрическая схема установки состоит из преобразователя постоянного тока в постоянный, работающего на выходе топливных элементов, промежуточного звена постоянного тока и 12-пульсного трехфазного инвертера с выходным напряжением 6600 В. Расчетное время перехода от выдачи к потреблению из сети полной реактивной или активной мощности – не более 100 мс.

Сверхпроводниковые индукционные накопители энергии запасают и отдают электроэнергию с высокой скоростью и при неограниченном числе циклов «заряд-разряд».

Наиболее известной из ранних СП-установок для регулирования режима в энергосистеме, введенной в работу в 1985 г. энергокомпанией ВРА, является накопитель с энергией 30 МДж на тихоокеанской межсистемной связи, предназначенный для демпфирования колебаний из-за подсинхронного резонанса.

СП-накопители большой мощности могут быть средством управления перетоками активной мощности по межсистемным связям энергообъединений. Специалисты Энергосетьпроекта считают возможным применение накопителей 3000-4500 МДж для управления перетоками при параллельной работе сетей ЕЭС России и Европейской УСТЕ. Отечественная промышленность готова к выпуску СП-накопителей по разработкам МВТ РАН и ЭНИН.

Суперконденсаторы обладают возможностями накопления как батареи и разряда как обычные конденсаторы. Основа их действия – запасание электроэнергии при разделении зарядов в пористых электродах с большой поверхностью.

Суперконденсаторы могут выдерживать большое число циклов «заряд-разряд» без разрушения, надежны и долговечны, они имеют наивысшую плотность заряда из всех типов конденсаторов и, соответственно, самую низкую удельную стоимость на единицу емкости. Обычный электролитический и суперконденсатор одних габаритов имеют параметры: 0,1 Ф/16 В/12,8 Дж и 800 Ф/2,5 В/2500 Дж.

В отличие от аккумуляторных батарей суперконденсаторы не требуют ухода, они безопасны для окружающей среды, имеют широкие пределы рабочих температур и очень высокую удельную плотность по мощности.

Типичный суперконденсатор компании Saft обладает следующими параметрами: емкость 3500 Ф, напряжение 2,5 В, масса 0,65 кг. Максимальный ток конденсатора 1000 А, удельная мощность 3225 Вт/кг при 500 А.

Первое применение суперконденсаторов – пусковые батареи для двигателей внутреннего сгорания, параллельно включенные аккумуляторы могут при этом выбираться на значительно меньшие токи. Затем они нашли себе применение для компенсации напряжений в слабых транспортных сетях.

Изготавливаемые в России ООО МНПО «ЭКОНД» суперконденсаторы имеют емкость от 1 до 2000 Ф в зависимости от рабочего напряжения (от 300 В до 2,5 В соответственно). Удельная плотность заряда – 50 Дж/см³. Серийный выпуск – для пуска дизелей.

Суперконденсаторы относятся к разряду накопителей короткого времени и конкурируют с маховиками и СПИНами, однако более компактны и просты: маховики дают 630 Вт на 1 дм³ занимаемого пространства, а суперконденсатор – 2000 Вт на 1 дм³.

Все эти свойства делают их весьма привлекательными для использования в энергосистеме в качестве средства влияния на режим ее работы.

Сравнение стоимости аккумуляторных батарей (250 долл/(кВтч) и 300 долл/кВт) и суперконденсаторов (8000 долл/(кВтч) и 300 долл/кВт)

показывает, что последние экономичны только в кратковременных режимах работы.

Потенциальные возможности применения накопителей электроэнергии весьма широки: это и управление режимами с выравниванием графика нагрузки, и управление потоками мощности с повышением передающей способности сети, и работа в режиме вращающегося резерва энергосистемы. Накопители играют важную роль в повышении качества электроэнергии у потребителей, особенно при наличии резкопеременной нагрузки.

Задания.

1. Воздушноаккумулирующие установки энергосистемы закачивают воздух в подземный резервуар под давлением 10 атм. Определите температуру внутри резервуара.
2. Ветрокомплекс автономной энергосистемы из 20 установок по 5 кВт работает в среднем 1000 ч. в год. Определите энергоёмкость накопителя для обеспечения бесперебойного электроснабжения. Предложите наиболее подходящий тип накопителя.

Рекомендуемая литература.**Основная литература**

№ п/п	Наименование	Автор(ы)	Год и место издан.
1	2	3	4
1	Основы управления режимами энергосистем	Вайнштейн Р.А.	2010, ТПУ
2	Управление качеством электроэнергии	под ред. Ю.В. Шарова	2006, МЭИ

Дополнительная литература

№ п/п	Наименование	Автор(ы)	Год и место издан.
1	2	3	4
1	Гидроаккумулирующие электростанции в современной электроэнергетике	Синюгин В.Ю.	2008, М., ЭНАС
2	Автономное электроснабжение от микрогидроэлектростанций.	Лукутин Б.В., Обухов С.Г. и др.	2010, Томск, STT