



КИРГИЗОВ А.К.

ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ ЭНЕРГЕТИКА



Учебное пособие

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
РЕСПУБЛИКИ ТАДЖИКИСТАН
ТАДЖИКСКИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
имени академика М.С. Осими**

КАФЕДРА: «ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ»

Киргизов Алифбек Киргизович

ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Учебное пособие

ДУШАНБЕ – 2021

УДК 621.311

ББК 31.15

К-43



Автор: А.К. Киргизов

Возобновляемая энергетика. Учебное пособие / Таджикский технический Университет имени академика М.С. Осими. – Душанбе, 2021. – 176.

Рецензенты:

Исмоилов Ф.О. – к.т.н., доцент, и.о. заведующего кафедры «Электроснабжения» ТТУ имени академика М. С. Осими

Назиров Х.Б. – к.т.н., доцент, заведующий кафедрой «Электроэнергетики» филиала ФГБОУ НИУ МЭИ г. Душанбе

В пособии рассматриваются вопросы использования возобновляемой энергии. Приведены примеры использования энергии воды, солнца, ветра, биотоплива и геотермальной энергии.

Учебное пособие предназначено для студентов энергетического факультета, обучающихся по специальности 430101 – «Электрические станции» и 430105-05 – «Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии».

Рекомендовано к печати Методическим советом Таджикского технического университета имени академика М.С. Осими, протокол № 4 от 17.06.2021 г.

© А.К. Киргизов, 2021

© Таджикский технический университет
имени академика М.С. Осими, 2021

Содержание

ВВЕДЕНИЕ	6
ГЛАВА 1. ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ	10
1.1. Процесс использования гидроэлектроэнергии	11
1.2. Основы насосов и турбин	12
1.2.1. Турбомашина	12
1.2.2. Насосы	12
1.2.2.1. Классификация насосов	12
1.3. Классификация турбин	17
1.3.1. Гидравлическая турбина	17
1.3.2. Микрогидравлическая система и турбина	17
1.3.3. Удельная скорость	19
1.3.4. Уравнение энергии в гидравлических машинах	19
1.4. Концепция работы насоса как турбина	21
1.5. Выбор подходящего типа турбины	23
1.6. Электрогенераторы и схемы преобразования энергии	38
1.6.1. Синхронный генератор	39
1.6.2. Индукционный генератор	40
1.6.3. Автосетевые (микросетевые) системы	41
1.7. Выводы	44
ГЛАВА 2. СОЛНЕЧНАЯ ЭНЕРГИЯ	45
2.2. Пассивная солнечная энергетическая система	46
2.3. Активная солнечная энергетическая система (фотоэлектрическая) . 48	
2.3.1. Принцип работы солнечного элемента	49
2.3.2. Типы солнечных фотоэлементов	50
2.4. Идеальная модель фотоэлектрического элемента	51
2.5. Практическая модель фотоэлектрического элемента	52
2.6. Влияние освещенности и температуры на солнечные элементы	54
2.7. Фотоэлектрический модуль	56
2.7.1. Последовательное и параллельное соединение ячеек	57
2.7.2. Несоответствие параметров солнечной батареи	58
2.7.3. Горячая точка из-за частичного затенения	60

2.8. Профиль суточной мощности массива фотоэлектрического элемента	62
2.9. Интеграция фотоэлектрических систем.....	64
2.9.1. Автономная фотоэлектрическая система	64
2.10. Нагревание воды солнечным излучением	64
2.11. Другие применения солнечной энергии	68
2.12. Концентрирующие гелиоприемники	68
2.13. Солнечные коллекторы.....	71
2.14. Паротурбинные СЭС	74
ГЛАВА 3. ВЕТРЯНАЯ ЭНЕРГИЯ	76
3.1. Перспективы использования энергии ветра.....	77
3.2. Запасы энергии ветра и возможности ее использования.....	87
3.3. Классификация ветроустановок по принципу работы.....	88
3.4. Рассмотрим подробнее принцип действия ветроколес различных типов	98
3.5. Основы теории расчета ветроэнергетических установок	100
3.5.1. Работа поверхности при действии на нее силы ветра	100
3.6. Теория ветряных турбин - уравнение Бетца и оптимальное соотношение скоростей конца ротора.....	103
3.6.1. Уравнение и критерий Бетца, коэффициент полезного действия C_p	104
3.6.2. Оптимальное соотношение скорости кончика ротора. Коэффициент скорости наконечника ротора (КСНР).....	115
3.6.3. Влияние количества лопастей ротора на коэффициент скорости наконечника, КСРН.....	118
3.6.4. Коэффициент мощности, C_p	119
3.6.5. Неэффективность и потери, коэффициент мощности Шмитца..	120
3.7. Выводы.....	124
ГЛАВА 4. БИОРЕСУРСЫ И БИОТОПЛИВО	127
4.1. Характеристика биомассы	129
4.2. Предварительная обработка биомассы	131
4.2.1. Физическая предварительная обработка	132
4.2.2. Физико-химическая предварительная обработка	132
4.2.3. Предварительная химическая обработка.....	133

4.2.4. Биологическая предварительная обработка	133
4.3. Процессы термопреобразования	133
4.3.1. Конверсионные процессы	133
4.3.2. Процесс сгорания	136
4.3.3. Процесс пиролиза	136
4.3.3.1. Быстрый процесс пиролиза	137
4.3.4. Процесс газификации	138
4.3.5. Биохимический процесс	139
4.3.5.1. Биогаз.....	139
4.3.6. Процесс физического преобразования	140
4.3.7. Процесс сжижения биомассы	140
4.4. Уплотнение биомассы	141
4.5. Газификация биомассы	143
4.6. Биодизельное топливо	144
4.7. Биоэтанол из биомассы	147
4.8. Выводы	148
ГЛАВА 5. ГЕОТЕРМАЛЬНАЯ ЭНЕРГИЯ	149
5.1. Геотермальная энергия и типы её использования.....	152
5.1.1. Прямое использование геотермальной энергии	153
5.1.1.1. Отопление помещения или объекта	154
5.1.1.2. Геотермальный тепловой насос	158
5.1.1.3. Геотермальное охлаждение	160
5.2. Геотермальная электростанция	162
5.2.1. Паровая электростанция однократного испарения.....	162
5.2.2. Паровая электростанция с двойным контуром	164
5.2.3. Бинарная силовая установка (БСУ)	165
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	167
ЛИТЕРАТУРА	168

ВВЕДЕНИЕ

Возобновляемые источники энергии (ВИЭ) - это способы получения энергии из (теоретически) неограниченных природных ресурсов. Эти ресурсы либо доступны без ограничения по времени, либо пополняются быстрее, чем скорость, с которой они потребляются.

Запасы ископаемого топлива ограничены и не подлежат возобновлению в человеческом масштабе времени. Наиболее известными примерами этих ресурсов являются уголь, нефть или природный газ. Напротив, возобновляемые источники энергии производятся из возобновляемых источников. Здесь мы говорим об энергии, поступающей из солнечных лучей, ветра или водных циклов - все теоретически неограниченно в человеческом масштабе времени. Возобновляемые источники энергии также часто называют «зеленой энергией» или «чистой энергией». Тем не менее, это не означает, что эти энергии не вредны для окружающей среды и не оказывают никакого воздействия. Тем не менее, они оказывают меньшее воздействие на окружающую среду по сравнению с ископаемым топливом. Вот почему они становятся все более важными элементами стратегии корпоративной социальной ответственности компаний с точки зрения устойчивого развития.

Есть несколько типов возобновляемых источников энергии, которые производятся из различных источников, таких как солнце, ветер или вода. Фактически, потребление энергии этими возобновляемыми источниками энергии росло за последний год. В 2017 году они обеспечили 8% мировой электроэнергии, и теперь они покрывают 1/3 энергопотребления Европы. В то же время энергосистема получает 1/4 всей энергии в Китае и 1/6 в США, Индии и Японии. Солнечная энергия - этот тип возобновляемой энергии исходит непосредственно от улавливания солнечной радиации. Здесь солнечное излучение поглощается специальными датчиками и ретранслируется в двух возможных режимах работы:

- улавливание солнечных лучей и прямое преобразование их в энергию с

помощью фотоэлектрических солнечных батарей;

- улавливание, сбор и превращение солнечного света в тепло, которое нагревает воду или воздух.

Примеры солнечной энергии в мире

По оценкам, в 2017 году 1,6% мировой выработки энергии приходилось на солнечные источники. В то же время солнечная энергия также составила 20% от общего прироста энергии в том же году. Некоторые из наиболее известных источников солнечной энергии:

- Парк Kurnool Ultra Solar в Индии. Общая генерирующая мощность составляет 1000 МВт, установлено более 4 миллионов солнечных панелей;
- Солнечный парк Longyangxia в Китае, общей мощностью 850 МВт и площадью около 25 кв. км.
- Солнечная электростанция Камути в Индии: общей мощностью 648 МВт и площадью 10 кв. км.

Энергия ветра - еще одна возобновляемая энергия. Здесь кинетическая энергия ветра заставляет турбины вращаться и создает механическое движение. После этого генератор преобразует эту механическую энергию в электричество. Существует несколько типов возобновляемых источников энергии ветра: береговые ветряные турбины, морские ветряные турбины и даже плавучие ветряные турбины. Но принципы работы в основном одинаковы для всех этих видов ветроэнергетики. Ветроэнергетика продолжает расти. Фактически, она обеспечила 4,4% мирового производства электроэнергии в 2017 году. Самая высокая установленная мощность ветра принадлежит Китаю (164 ГВт). В то же время в ЕС ветровая энергия обеспечивает 15% или более энергии, вырабатываемой в нескольких странах, таких как Германия, Португалия или Литва. Некоторые из наиболее известных источников энергии ветра:

Ветряная электростанция Ганьсу в Китае. Он все еще строится, и к 2020 году он сможет производить 20 000 МВт электроэнергии;

- береговая ветряная электростанция Murrpandal в Индии мощностью 1500 МВт и более 3000 турбин;
- центр ветроэнергетики Альта в США с общей мощностью 1548 МВт, которая, как ожидается, достигнет 3000 МВт к 2040 году;
- расширение Walney в Великобритании. Его общая мощность составляет 659 МВт, и это крупнейшая оффшорная ферма в мире.

Гидроэнергетика заключается в преобразовании кинетической энергии воды (из рек, плотин, морских течений или приливов) в механическую энергию турбинами. Примеры гидроэнергетики в мире:

- приливная электростанция на озере Сихва в Южной Корее. Это самая большая в мире приливная электростанция мощностью 254 МВт;
- приливная электростанция Rance в Бретани, Франция, имеет мощность 240 МВт;
- плотина «Три ущелья» в Китае - крупнейшая в мире электростанция установленной мощности (22 500 МВт).

Биомасса состоит из органических материалов растений или животных, содержащих запасенную энергию. Сжигание этих природных материалов производит возобновляемую энергию. Вот некоторые примеры получения энергии из биомассы:

- Непосредственное сжигание твердой биомассы, такой как мусор или древесина, для получения тепла;
- Преобразование биомассы в биогаз, такой как метан или CO₂, из-за бактериальной активности, которая происходит в отсутствие кислорода (как в случае на свалках);

Использование сахарных или кукурузных культур для создания биотоплива, такого как биоэтанол или биодизель, с последующим смешиванием их с ископаемым топливом. Фактически, мировое производство биотоплива в 2017 году увеличилось на 3,5%. Некоторые из самых известных электростанций на биомассе в мире:

- Электростанция Iron Bridge в Великобритании мощностью 740 МВт. В качестве основного топлива он использует древесные гранулы;
- Электростанция Альхольменскафт в Финляндии. Его мощность по выработке энергии составляет 260 МВт;
- Электростанция Полянец в Польше, которая использует в основном побочные продукты сельского хозяйства и древесные отходы. Его мощность составляет 205 МВт.

Земля производит и хранит геотермальную энергию. Другими словами, радиоактивные материалы, распадающиеся внутри Земли, излучают энергию. Электроэнергия может быть произведена с использованием прямо или косвенно этой энергии, в зависимости от применяемой технологии. Есть 3 основных способа использования геотермальной энергии:

- Производство электроэнергии непосредственно из тепла Земли;
- Производство тепла непосредственно из горячей воды, кипящей на поверхности планеты;
- Использование насосов на мелководье для обогрева (а также для охлаждения) зданий.

Примеры геотермальной энергии в мире:

- Электростанция Дараджат в Индонезии имеет 3 станции общей мощностью 259 МВт;
- Геотермальная электростанция Малитбог на Филиппинах имеет мощность 232 МВт;
- Геотермальная электростанция Hellisheidi в Исландии имеет мощность 400 МВт тепловой энергии;
- Геотермальные электростанции в Солтон-Си в США имеют мощность 340 МВт.

ГЛАВА 1. ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ

Эта глава посвящена процессу производства электроэнергии из воды. Хотя исторически это был один из самых старых методов производства электроэнергии, эта тема приобрела повышенную важность в контексте возобновления интереса к возобновляемой энергии из-за увеличения выбросов парниковых газов (ПГ), глобального потепления и истощения запасов ископаемого топлива. Гидроэнергетика является основным компонентом производства электроэнергии на основе возобновляемых источников энергии. Размеры гидрогенераторов широко варьируются от нескольких кВт до нескольких сотен МВт. Размеры устройства основаны на номинальной мощности. Типичные размеры: пико - несколько кВт, микро - сотни кВт, мини - несколько МВт и - сотни МВт. Пико-, микро- и мини гидроагрегаты перечислены в списке малых гидроэлектростанций, в то время как мега агрегаты входят в категорию крупных гидроэлектростанций [1].

Малая гидроэнергетика играет важную роль в отдаленных районах, в развитии сообществ, и многоцелевая инфраструктура - применима как к развитым, так и к развивающимся странам. Все крупные гидроагрегаты подают генерируемую энергию в сеть, в то время как малые гидроагрегаты могут питаться от сети или работать автономно. Все мини гидроэлектростанции подают электроэнергию в сеть, в то время как микрогидроэлектростанции могут питаться от сети, а пико всегда «автономны». Большая гидроэлектростанция предполагает строительство больших плотин со значительными строительными работами. Они не считаются экологически чистыми из-за масштабного обезлесения и перемещения мест обитания животных и населения, кроме того, они также вызывают выбросы ПГ. По сравнению с этим, малые гидроэлектростанции более устойчивы, так как они требуют минимальных строительных работ и вызывают незначительные экологические нарушения. Во всем мире гидроэнергетика на 87% состоит из возобновляемых источников, поскольку она обеспечивает электроэнергией 160 страны. Однако она

распределен неравномерно. Рисунок 1.1 показывает типичное распределение использования гидроресурсов. Бразилия, Канада, Китай, Россия, США составляют более 50% гидроэнергетики. В ближайшее время ожидается 10-кратное увеличение в Африке, 3-кратное в Азии и удвоение в Южной Америке. Некоторые страны-лидеры и их теоретический гидропотенциал в ТВтч / год в скобках:

Бразилия (3040), Канада (2216), Китай (6083), Колумбия (1000), Конго (1397), Эфиопия (650), Гренландия (800), Индия (2638), Индонезия (2147), Япония (718), Непал (733), Норвегия (563), Перу (1577), Россия (2295),
 • США (4485)

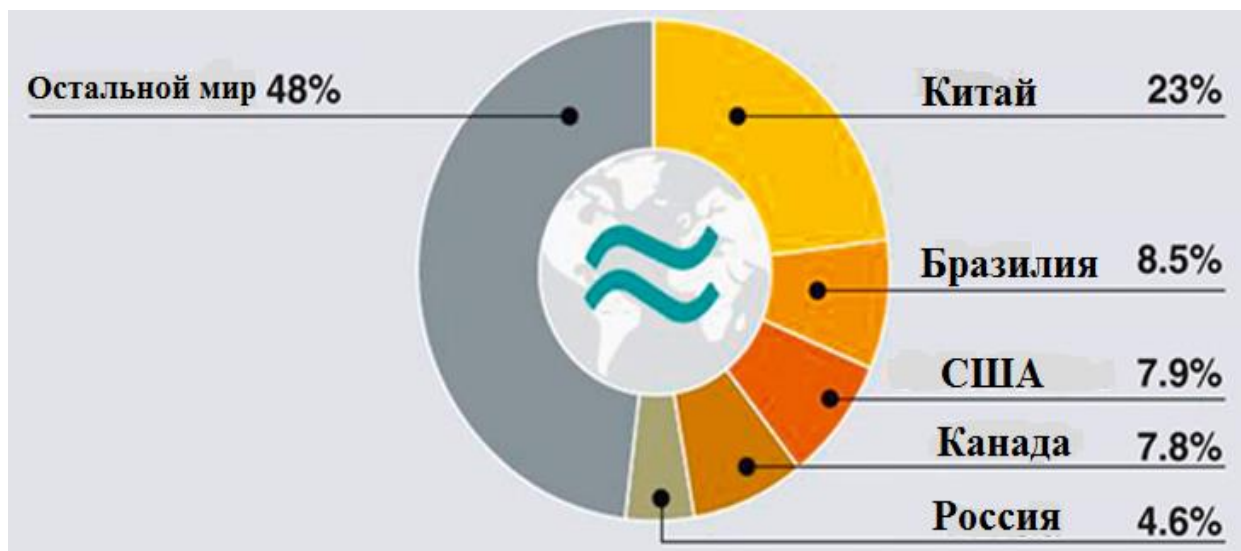


Рисунок 1.1. Глобальная мощность гидроэнергетики - типичное распределение

1.1. Процесс использования гидроэлектроэнергии

Процесс производства электроэнергии из воды осуществляется в несколько этапов. Гидроэнергетика доступна в природе благодаря естественному напору воды в подходящей местности, которую можно усилить с помощью плотин и быстрых рек. Эта мощность преобразуется в механическую энергию с помощью гидравлических турбин или насосов, используемых в качестве турбин, которая затем преобразуется в электрическую энергию с помощью электрических генераторов. Таким образом, в общем, происходит две стадии преобразования энергии:

1. Гидроэнергии в механическую энергию;
2. Механической энергии в электрическую энергию.

1.2. Основы насосов и турбин

.1. Турбомашина

Любое устройство, которое извлекает энергию или передает энергию непрерывно движущемуся потоку жидкости (жидкости или газа), можно назвать турбомашинной. Энергия, запасенная масса жидкости проявляется в форме потенциальной, кинетической и молекулярной энергии. Вращающийся вал обычно передает кинетическую энергию.

Турбомашина - это либо энергетическая (турбина), либо головная (насосная) машина, в которой используется динамическое действие вращающегося элемента, ротора. Действие ротора изменяет уровень энергии непрерывно текущей жидкости через машину. Гидротурбины, насосы, компрессоры и вентиляторы относятся к этому типу машин.

.2. Насосы

Насос - это устройство, которое посредством механического воздействия преобразует механическую энергию в гидравлическую энергию для жидкостей (жидкостей или газов) или иногда шламов. Насосы могут быть классифицированы на различные группы в зависимости от режима движения жидкости.

.2.1. Классификация насосов

Различают типы насосов по принципу действия и конструкции. Они делятся на объемные и динамические насосы.

Объемные насосы – такие, в которых жидкость перемещается за счет изменения объема камеры с жидкостью под действием потенциальной энергии.

Отдельно выделяют виды объемных насосов по принципу действия в зависимости от конструкции:

Роторные насосы – это цельный корпус, с определённым числом лопаток / лопастей, приходящих в движение при помощи ротора.

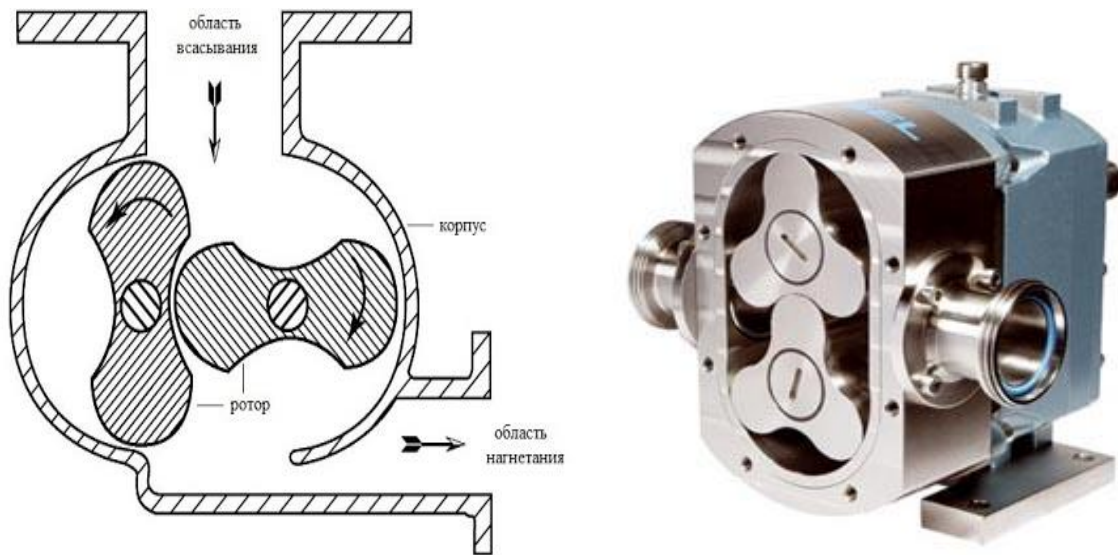


Рисунок 1.2. Роторный насос

Шестеренные насосы – самый простой тип механизма, состоящий из сцепленных между собой шестерен, приходящих в движение под принудительным изменением полости между шестернями.

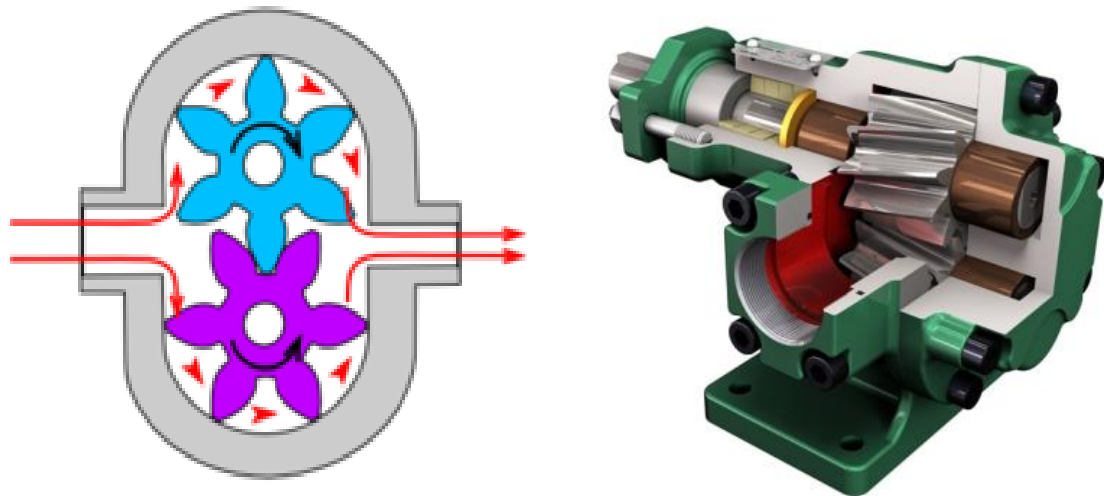


Рисунок 1.3. Шестеренные насосы

Импеллерные – в эксцентрический корпус заключены лопасти, при вращении выдавливающие жидкость.

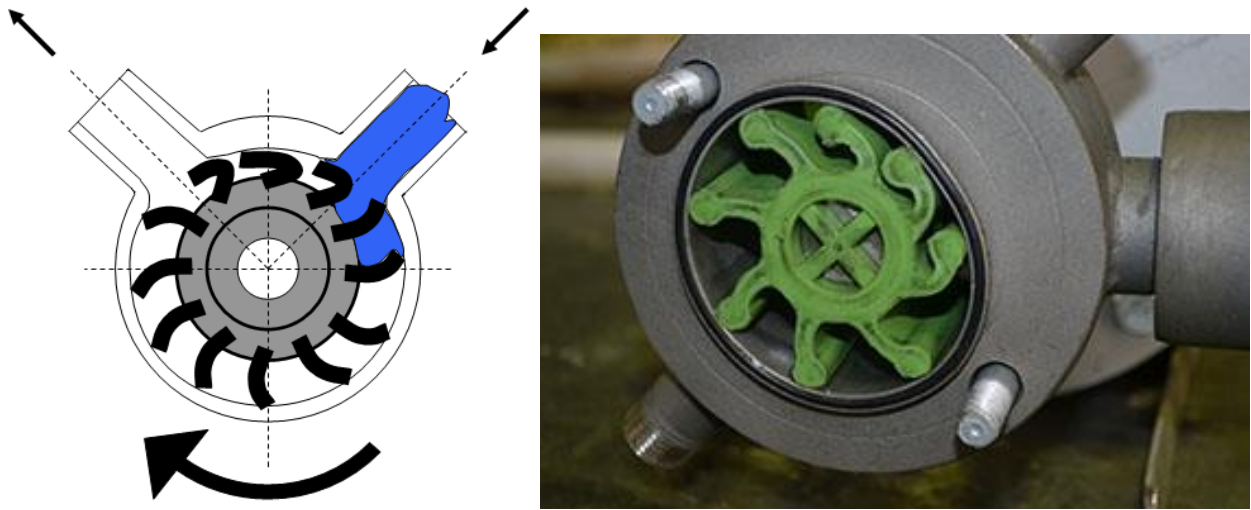


Рисунок 1.4. Импеллерные насосы

Кулачковые – насосы, в корпус которых заключены 2 ротора, которые при вращении перекачивают жидкости разной степени вязкости.

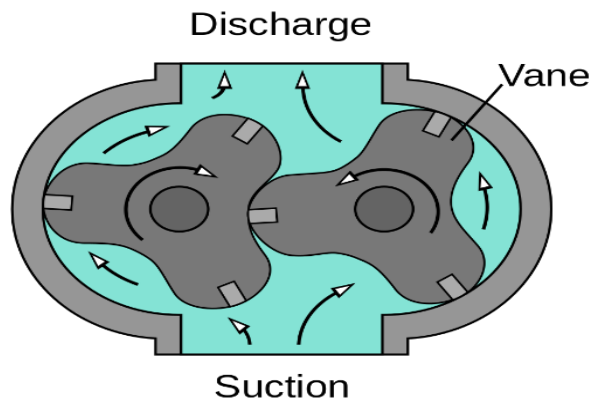


Рисунок 1.5. Кулачковые насосы

Перистальтические – корпус включает эластичный рукав, в котором находится жидкость. При вращении дополнительных валиков жидкость

перемещается по рукаву. Винтовые – насосы, состоящие из ротора и статора. При вращении ротора жидкость начинает перемещаться по оси насоса.

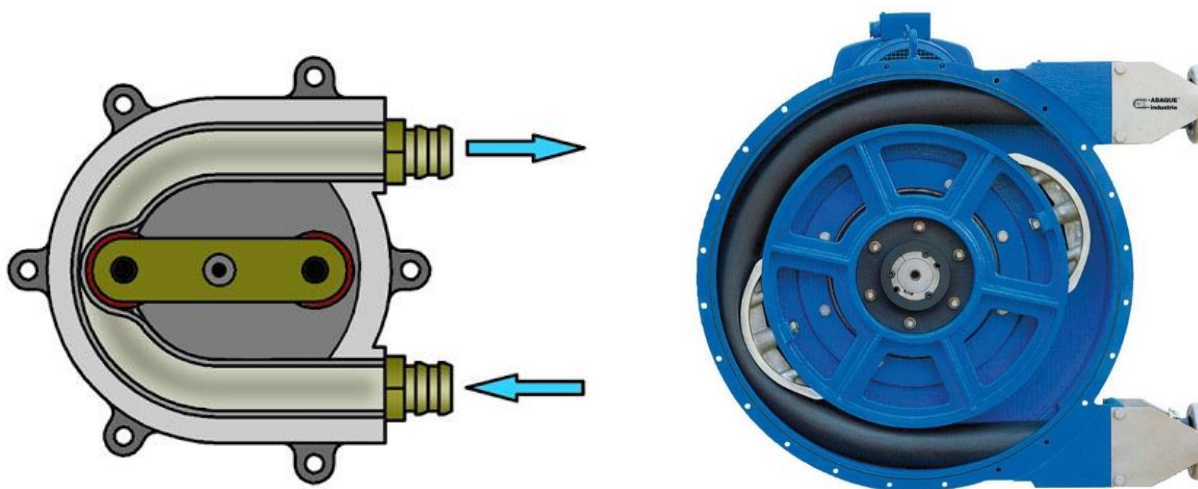


Рисунок 1.6. Перистальтические насосы

Динамические насосы – механизмы, в которых жидкость перемещается вместе с камерой под действием кинетической энергии. Динамические насосы, в свою очередь, делятся на лопастные и струйные.

Существует также деление динамических насосов по принципу действия: Центробежные – включает в себя рабочее колесо, внутри которого находится жидкость, при вращении колеса, частицы приобретают кинетическую энергию, начинает действовать центробежная сила, под действием которой жидкость переходит в корпус насоса [2.3.4].

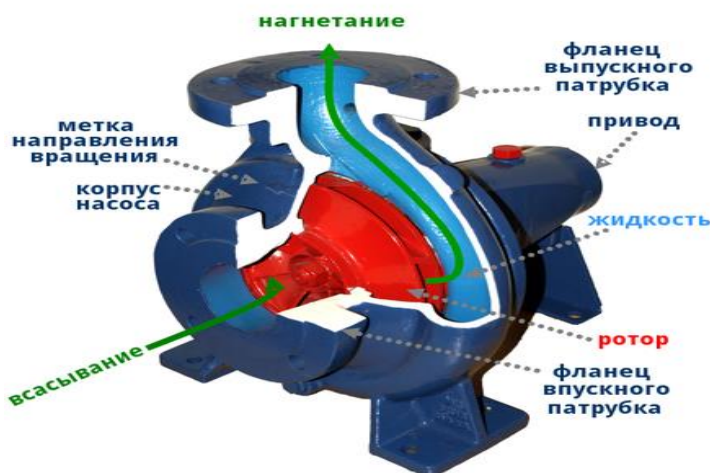


Рисунок 1.7. Центробежный насос

Вихревые насосы – по принципу действия аналогичны центробежным, но менее габаритны и имеют более низкий КПД.

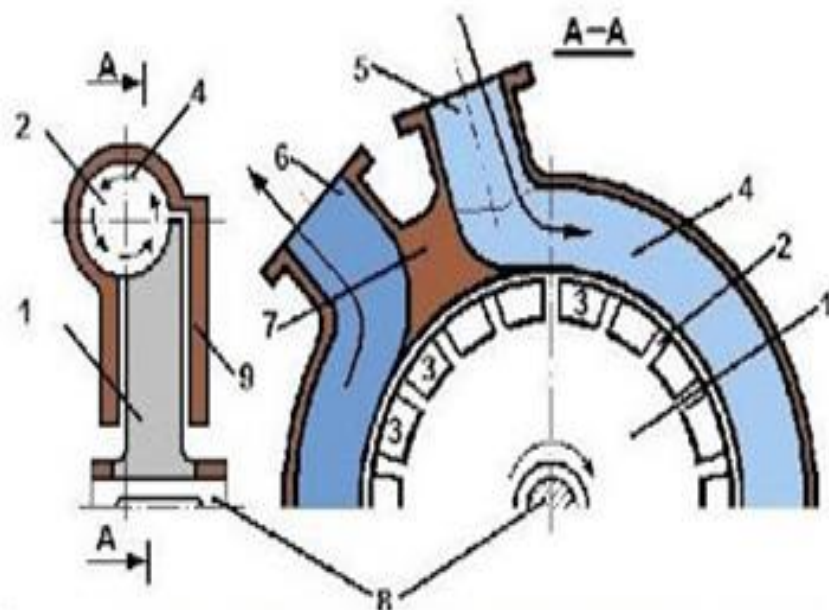


Рисунок 1.8. Вихревые насосы: 1 – рабочее колесо; 2 – лопатки; 3 – межлопастные каналы; 4 – кольцевой отвод; 5, 6 – всасывающий и нагнетательный клапаны; 7 – разделитель потоков; 8 – вал; 9 – корпус

Струйные насосы – основаны на переходе потенциальной энергии в кинетическую.

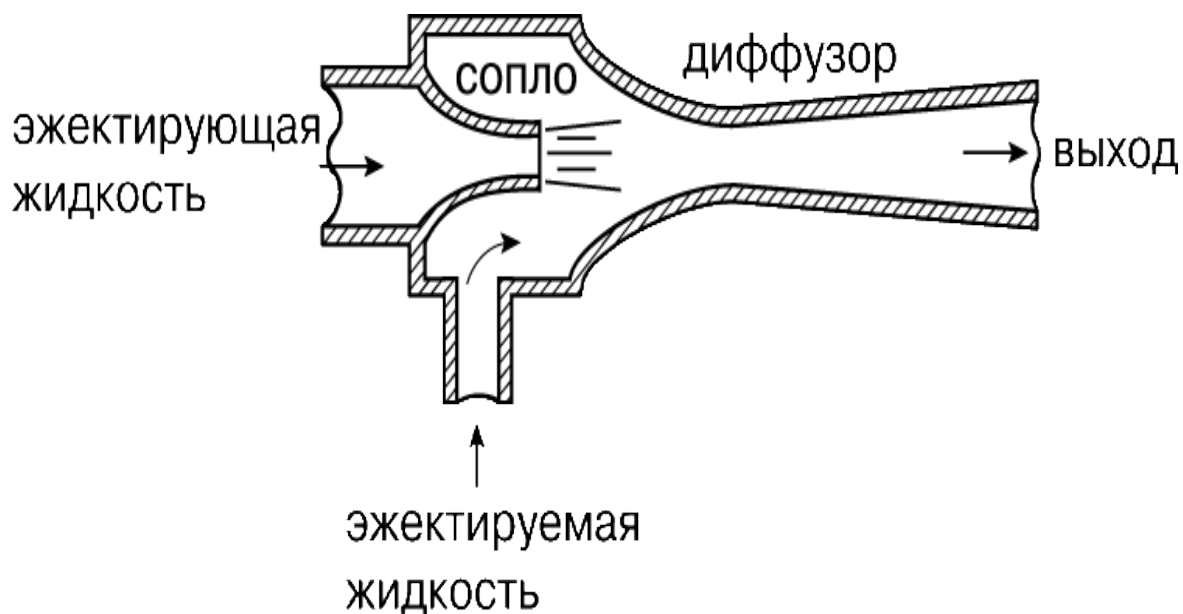


Рисунок 1.9. Струйные насосы

1.3. Классификация турбин

Основная классификация зависит от типа воздействия воды на турбину.

1. Импульсная турбина: потенциальная энергия преобразуется в кинетическую энергию в соплах. Импульс, создаваемый форсунками, используется для вращения колеса турбины. Давление внутри турбины атмосферное. Этот тип считается подходящим, когда доступная потенциальная энергия высока, а доступный поток (разряд) сравнительно низок.

2. Реактивная турбина: доступная потенциальная энергия постепенно преобразуется в роторах (ступенях) турбины, и реакция ускоряющей воды вызывает вращение колеса. Эти машины делятся на турбины с радиальным потоком, смешанным потоком и осевым потоком в зависимости от имеющегося напора. Машины с радиальным потоком подходят для умеренных уровней напора и средних объемов потока. Осевые машины подходят для низкого уровня напора и больших скоростей потока.

1.3.1. Гидравлическая турбина

Гидравлическая турбина очень полезна при наличии достаточного количества текущей воды. Хотя первоначальные капитальные затраты немного высоки, после его эксплуатации он может обеспечить постоянное и предсказуемое энергоснабжение, тогда как другие технологии (в частности, энергия ветра и солнца) обеспечивают прерывистую или непредсказуемую энергию.

1.3.2. Микрогидравлическая система и турбина

Полная микрогидросистема состоит из следующих основных компонентов:

1. Фильтрующий механизм
2. Ручка с клапанами
3. Турбина и тяговая труба
4. Силовое преобразовательное устройство (генератор или прямой привод)

Важным аспектом конструкции системы, который часто не рассматривается, является удаление твердых тел из воды до ее попадания в турбину. Если такая система не установлена, турбина может пострадать от повреждений, плохой работы и даже зависания. Следовательно, для установки системы микрогиделирования обычно используют боковой поток из основного потока.

Длина впускного трубопровода, то есть заглушки, необходима для направления воды в турбину. В зависимости от давления в трубопроводе оно может быть достаточно сильным, чтобы выдерживать давление воды, вызванное изменением напора. Трубопровод иногда закапывают, чтобы защитить трубу от механических повреждений.

Турбина расположена за заглушкой, где энергия жидкости преобразуется в механическую энергию для привода ротора. Выход из турбины собирается в устройстве восстановления давления, называемом отводящей трубой. Это может быть дополнительно доставлено в сливной резервуар для сбора жидкости на выходе. Турбина и генератор соединены валом. Таким образом, когда вал вращается из-за движения ротора, механическая энергия преобразуется в электрическую энергию с помощью подходящего устройства и подается в сеть или микросеть для передачи.

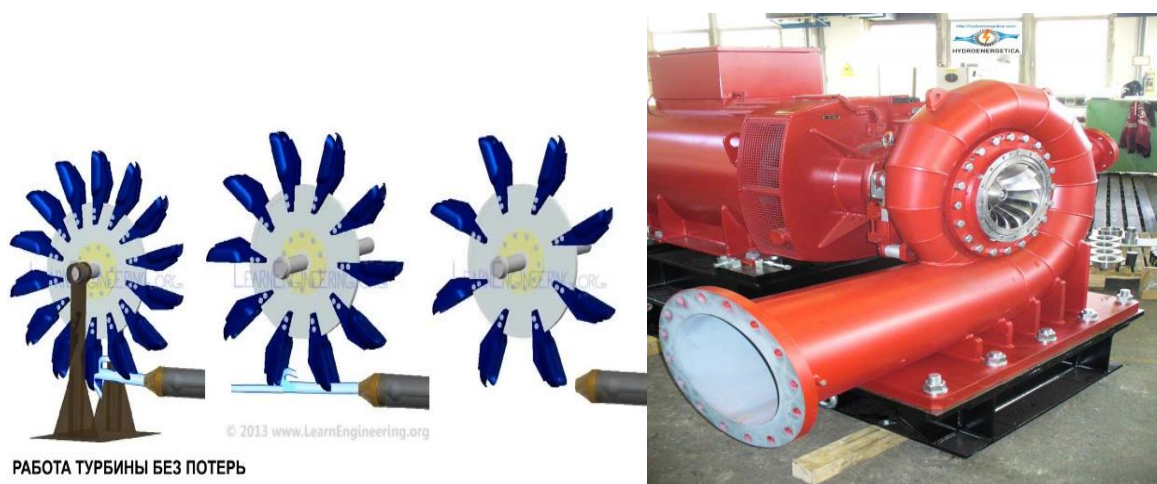


Рисунок 1.10. Турбина Пелтона (а), Фрэнсиса (б)

Во многих экспериментах в прошлом использовались различные турбины в диапазоне малых/мини/микро, а именно турбина с поперечным потоком, турбина Turgo, одноступенчатые и многоструйные турбины Пелтона и турбина Фрэнсиса. До сих пор нет определенных рекомендаций по использованию турбины определенного типа.

Электрогенерирующее устройство, или генератор, или двигатель, работающий в качестве генератора, может использоваться для преобразования энергии вала в электричество.

1.3.3. Удельная скорость

Концепция удельной скорости помогает нам сравнивать различные турбомашин для измерения их эффективности и других рабочих параметров. Определенная скорость используется для выбора конкретного типа насоса. Кривые производительности насосов, поставляемых производителями, используют это количество для подготовки таких документов. Выражение для безразмерной удельной скорости определяется как:

$$N_s = \frac{N\sqrt{Q}}{gH^{3/4}} \text{ для насоса} \quad (1.1)$$

$$N_s = \frac{N\sqrt{\left(\frac{P}{Q}\right)}}{gH^{5/4}} \text{ для турбины} \quad (1.2)$$

где N - скорость вращения об / мин, Q - расход в $\text{м}^3 / \text{с}$, P - мощность в Вт, H - напор в м, а g - ускорение силы тяжести в $\text{м} / \text{с}^2$.

1.3.4. Уравнение энергии в гидравлических машинах

Основное уравнение динамики жидкости, относящееся к передаче энергии, одинаково для всех ротодинамических машин и баланса импульса, применяемого к элементу жидкости, проходящему через ротор. В следующих уравнениях (1.3 - 1.5) жидкость поступает в ротор в точке 1 на радиусе r_1 через ротор по любой траектории и выпускается в точке 2 на радиусе r_2 . Жидкость ориентируется на количество лопастей, а передача энергии происходит при

вращении лопастей с угловой скоростью. Для простоты предполагалось, что течение устойчиво осесимметрично. Число лопастей бесконечно в ротодинамической машине с нулевой толщиной в ней. Треугольник скорости на входе и выходе обобщенной лопасти ротора показан на Рисунке 1.11.

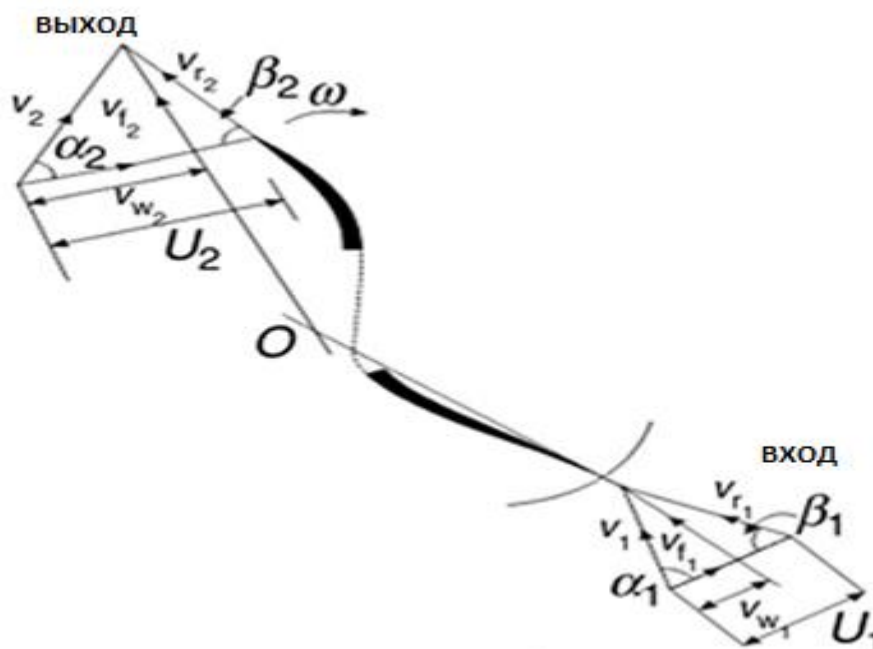


Рисунок 1.11. Треугольная диаграмма скорости для обобщенной лопасти ротора

Изменение скорости происходит только вдоль радиального направления. Также наблюдается, что относительные скорости являются тангенциальными к лопастям на входе и выходе. Радиальная составляющая v_r направлена радиально через ось к вращению, тогда как тангенциальная составляющая v_w направлена под прямым углом к радиальному направлению и вдоль касательной к ротору.

Учитывая, что все тело жидкости находится внутри ротора в контрольном объеме, можно написать с момента теоремы импульса:

$$T = m(v_{W_2}r_2 - v_{W_1}r_1), \quad (1.3)$$

где: T - крутящий момент, приложенный ротором к движущейся жидкости, а m - массовый расход жидкости через ротор. Скорость передачи энергии, то есть мощности, P жидкости затем определяется как:

$$P = T\omega = m(v_{W_2}r_2\omega - v_{W_1}r_1\omega) = m(v_{W_2}U_2 - v_{W_1}U_1), \quad (1.4)$$

где ω - угловая скорость ротора и $U = r\omega$, которая представляет тангенциальную скорость ротора. Следовательно, U_2 и U_1 являются тангенциальными скоростями ротора в точках 2 (выпуск) и 1 (вход) соответственно. Уравнение (1.4) известно как уравнение Эйлера по отношению к жидкостным машинам. Уравнение (1.4) может быть записано в терминах теоретического напора, полученного H_{th} жидкостью, как:

$$H_{th} = \frac{(v_{W_2}U_2 - v_{W_1}U_1)}{g}, \quad (1.5)$$

где мощность на валу ротора $P = \rho g Q H_{th}$ и Q - расход через ротор на выходе. Уравнение (1.5) известно как уравнение энергии Эйлера для механики жидкости. Уравнение относится к теоретической главе, разработанной для скоростей по любому типу ротодинамической машины. Из уравнения, когда правая часть положительна, то есть означает энергию, получаемую жидкостью, как в случае с насосами. Когда правая часть отрицательна, то есть означает, что H_{th} становится отрицательным, таким образом, энергия выделяется жидкостью, как в случае с турбинами. Следовательно, это можно определить из уравнения (1.5) и рисунка 1.11. что для вращения по часовой стрелке комбинация работает как насос, тогда как для вращения против часовой стрелки та же ротодинамическая машина действует как турбина. Этот принцип использовался в промышленности для выработки электроэнергии путем использования лопастей насоса или рабочего колеса, работающих в режиме турбины (см. рисунок 1.2).

1.4. Концепция работы насоса как турбина

Во многих развивающихся странах малые гидроэлектростанции пользуются огромным спросом. Использование насоса в качестве турбины является привлекательной и значительной альтернативой для бытовых и промышленных применений (рис. 1.12). Насосы имеют массовое производства,

и в результате имеют преимущества для микрогидросистем по сравнению с турбинами на заказ. Основные преимущества заключаются в следующем:

1. Доступной комбинацией насоса и двигателя;
2. Широкий спектр расходов воды;
3. Большое количество разных и стандартных размеров;
4. Низкая начальная стоимость;
5. Короткое время доставки;
6. Запасные части, такие как уплотнения и подшипники, легко доступны;
7. Простая установка.

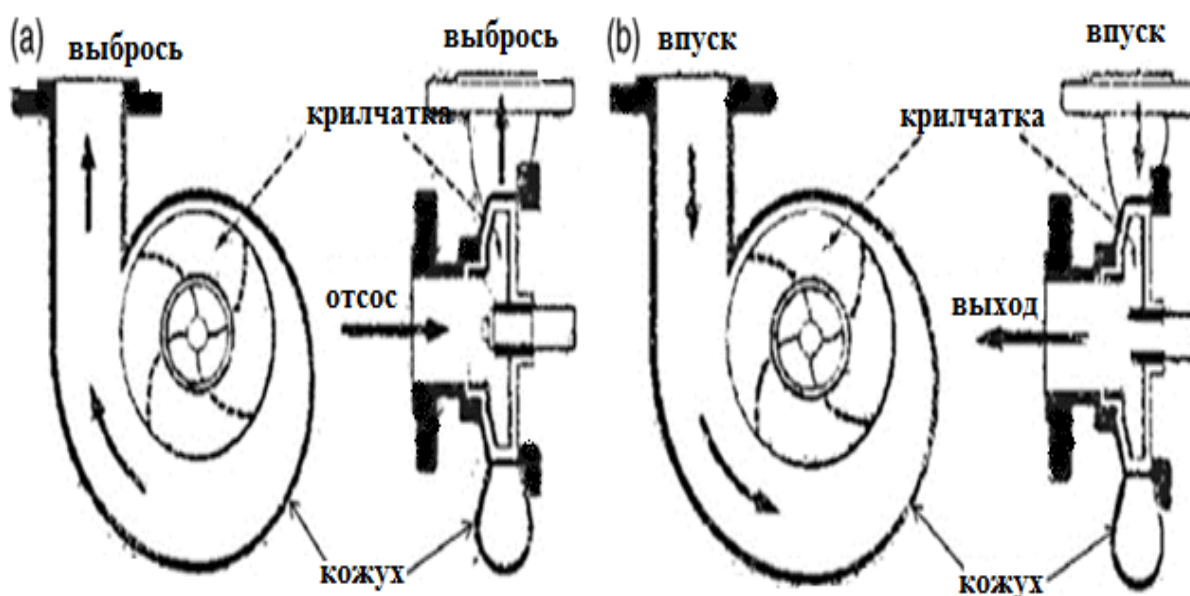


Рисунок 1.12. Концепция насоса, работающего в качестве турбины. (а) Типичный насос, (б) насос работает как турбина

Основным ограничением является то, что диапазон скоростей потока, в которых может работать конкретный блок, намного меньше для обычной турбины. Управление нагрузкой в случае переменной нагрузки также невозможно, так как для обычной крыльчатки насоса отсутствуют направляющие лопатки. Из-за неадекватных экспериментальных данных для насосов, работающих в качестве турбин, применение этих машин в полевых

условиях еще недостаточно определено. Кроме того, зона применения очень ограничена, так как рабочие характеристики рабочего колеса не соответствуют определенному верхнему пределу.

Тем не менее, гидроаккумулирующие электростанции являются одними из наиболее важных применений насосов, работающих в качестве турбин. Этот тип электростанции предназначен для улучшения работы энергетических систем.

Не все насосы могут использоваться для работы в режиме турбины. Эти насосы с обратным ходом выбираются в зависимости от участка на основе таких факторов, как доступный диапазон напора, производительности, противодействия на выходе турбины, требуемой скорости и т.п.

1.5. Выбор подходящего типа турбины

Одной из основных составных частей мини и малых гидроэнергетических установках является гидротурбина, преобразующая энергию водного потока в ее лопастной системе в механическую энергию ротора гидроагрегата. Современные гидротурбины независимо от своих систем являются достаточно совершенными машинами. Максимальные предельные технические значения коэффициента полезного действия модели всех типов, разработанные и произведенные крупными компаниями в промышленно развитых странах, таких как США, Китай, Германия, Австрия, Чехия, Италия, Россия, Индия и др. достигают – 95% [5.6.7]. Однако, несмотря на достижение больших успехов в производстве высокоэффективного гидравлического оборудования, методы подбора этих машин при проектировании малых и мини ГЭС в высокогорных условиях не всегда дают положительные решения. Ниже мы вкратце излагаем характерные черты и существующие способы подбора гидротурбины, применяемые в практике проектирования гидроэнергетических установок в Таджикистане, а также факторы, влияющие на оптимальное решение поставленной задачи.

Разнообразное сочетание напоров и расходов воды, а также условия сооружения мини и малых ГЭС требует создания гидротурбин различной системы отличающейся формой рабочих органов. Каждая из систем имеет свою область применения по напору. Эти системы входят в два класса, различающихся по использованию тех или иных компонентов гидравлической энергии: реактивные турбины используют энергию давления и скоростную энергию, активные только скоростную энергию (Таблица 1.1) [8.9].

Таблица 1.1

Системы гидротурбин и область их применения

Название системы гидротурбин	Сокращенное обозначение	Класс	Диапазон напоров, м
Осевые:			
<i>Пропеллерные</i>	Пр	Реактивные	2-80
<i>Поворотно-лопастные</i>	ПЛ	Реактивные	2-80
Диагональные	Д	Реактивные	40-220
Радиально-осевые	РО	Реактивные	400-1500
Ковшовые	К	Активные	1000 и выше

Турбины могут иметь вертикальную, горизонтальную или наклонную ось вращения. Названия системам реактивных турбин даны в соответствии с направлением потока по отношению к оси вращения рабочего колеса. Каждая турбина – это гидравлическое устройство с проточной частью, которая у реактивных турбин включает в себя подводящие органы (турбинную камеру, колонны статора, лопатки направляющего аппарата), рабочие органы (лопастную систему рабочего колеса) и отводящие органы (отсасывающую трубу). Турбина имеет не вращающиеся (закладные части: статор, облицовки камер и часть рабочих механизмов: направляющий аппарат, крышка турбины подшипник) и вращающиеся части (рабочее колесо с валом).

Мощность турбины определяется по известной формуле:

$$P_T = 9.81 Q H_T \eta_T, \quad \text{кВт} \quad (1.6)$$

где η_T – кпд турбины; Q – расход воды, проходящий через турбину, м³/сек; H_T – полный напор турбины, м.

При проектировании и определении основных энергетических параметров гидротурбин используется критерий, который объединяет такие параметры турбины как частота вращения, мощность и напор. Этот показатель, называемый коэффициентом быстроходности n_s , служит для сопоставления разных вариантов турбин и выбора наиболее эффективной лопастной системы. Коэффициент быстроходности n_s численно равен частоте вращения ротора турбины мощностью $P_T = 1$ л. с при напоре $H = 1$ м. Выражением для определения n_s в современных единицах измерения служит зависимость:

$$n_s = 1.167 n_T \frac{\sqrt{P}}{H^{4/3}}, \quad (1.7)$$

где P – кВт, H – м, n_T – об/мин.

Величину коэффициента быстроходности турбины можно выразить также через приведенные величины расхода $Q_1 = \frac{Q}{D\sqrt{H}}$; и частоты вращения $n_1 = \frac{nD}{\sqrt{H}}$.

$$n_s = 3.65 n_1 \sqrt{Q_1 \eta} \quad (1.8)$$

Поскольку величина n_s одновременно характеризует частоту вращения и пропускную способность турбин разной быстроходности, различающихся между собой формой проточной части и, прежде всего, лопастной системой. При увеличении быстроходности размеры гидравлических машин уменьшаются. Поэтому при проектировании гидроэнергетической установки следует выбирать лопастную систему с таким n_s , чтобы габаритные размеры и вес агрегата были наименьшими.

Существуют следующая квалификация гидротурбин в зависимости от величины n_s : тихоходные, нормальной быстроходности, быстроходные.

Численное значение n_s для каждого класса и системы турбины разные и зависят от типа рабочего колеса, таблица 1.2.

Таблица 1.2

Классификация гидротурбин МГЭС и мини ГЭС по быстроходности

Тип рабочего колеса	Напор Н, м	n_s		
		Быстроходные	Нормальной быстроходности	Тихоходные
Осевые	3-40	1200-850	650-400	450-300
Диагональные	30-150	500-700	350-250	250-200
Радиально-осевые	45-200	450-250	250-150	150-70
Ковшовые	200-400	60-45	25-15	12-8

Диапазон напоров, в котором должна работать турбина, определяется топогеодезическими и водно-энергетическими расчетами. Для выбора типа турбины необходимо знать значения напоров $N_{\text{макс}}$, N_p , $N_{\text{мин}}$.

В результате подбора устанавливается система и тип турбины, определяется число гидроагрегатов, диаметр рабочего колеса турбины, частота вращения, а также отметка оси рабочего колеса. Выбор системы и тип турбины производится по напору с использованием таблиц с заранее известными показателями (таблицы 1.3-1.6) и сводных графиков (рис.1.1, 2.2) [10]. Указанный в таблицах и графике диапазон напоров должен охватывать заданные значения от $N_{\text{макс}}$ до $N_{\text{мин}}$.

Поворотно-лопастные и диагональные турбины хорошо работают при значительных колебаниях напора и нагрузки, но они дороже. При небольших колебаниях напора и мощности достаточно высокий К.П.Д. можно обеспечить и с турбинами типа РО и Пр.

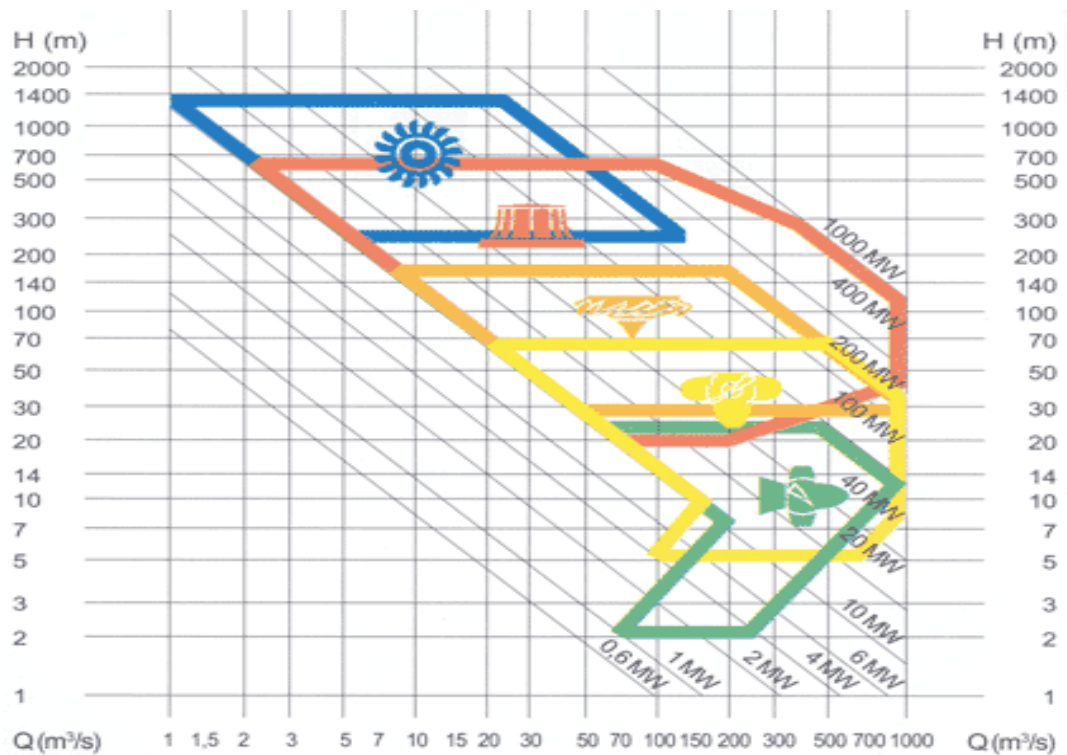


Рисунок 1.13. Сводный график применения гидротурбин

Подбор турбин по табличным данным номенклатуры

Основными параметрами каждого типа турбины, не зависящими от ее размеров, являются приведенные величины Q_1 и n_1 , значения которых имеются в табл.1.3-1.6. Задавшись этими значениями, можно подобрать турбину.

Сначала определяется диаметр рабочего колеса, м,

$$D_1 = \sqrt{\frac{N}{9.81 \eta Q n_1 \sqrt{H}}}, \quad (1.9)$$

где N_T – мощность турбины, кВт; η_T – КПД турбины ($\eta_T \sim 0.9$); H_p – расчетный напор, м.

Найденное значение D_1 должно быть округлено до ближайшего стандартного значения, которое выбирается из следующего ряда диаметров, см:

турбины ПЛ – 60, 80, 100, 120, 160, 180, 190, 200, 212, 224, 236, 250, 265, 280, 300;

турбины РО – 35, 46, 50, 60, 71, 84, 100, 125.

Затем определяется частота вращения турбины, об/мин,

$$n = \frac{n \sqrt{H}}{D}, \quad (1.10)$$

где n_1 – расчетная приведенная частота вращения, принятая по табл. 1.3-1.6, об/мин; D_1 – диаметр рабочего колеса, м.

Гидроагрегат должен вращаться с синхронной частотой, зависящей от числа пар полюсов генератора, поэтому значение n следует до ближайшего синхронного значения (табл. 1.7).

Подбор турбин для мини и малых ГЭС мощностью до 500 кВт и выше так же можно проводить по результатам многолетнего опыта проектирования других стран, где развита уровня использования гидроэнергетических ресурсов малых водотоков (например, Китай, Индия, Россия и др.).

Подбор гидротурбин с использованием главной универсальной характеристики

Основными параметрами турбины являются: напор (H , м), расход воды (Q , м³/с), мощность (P , кВт), частота вращения агрегата (n , об/мин), номинальный диаметр рабочего колеса (D_1 , м), коэффициент полезного действия (η_T), высота отсасывания (H_s , м), коэффициент быстроходности (n_s).

При определении вышеперечисленных параметров необходимо знать диапазон напоров, при котором будет эксплуатироваться проектируемая МГЭС, т. е. значения максимального, расчетного и минимального напоров (H_m , H_p , $H_{мин}$). По максимальному напору H_m выбирается тип турбины.

Мощность турбины в первом приближении может быть подсчитана по формуле:

$$P_T = 9.81 Q_T H_p \eta, \quad (1.11)$$

где Q_T – расход турбины м³/с; η - 0.9.

Затем ее следует уточнить после выбора типа турбины и определения стандартного номинального диаметра лопастной системы D_1 , используя универсальную характеристику. Такие характеристики выпускаются для каждого типа гидротурбин и нескольких разновидностей рабочих колес. Например: ПЛ 20/811, ПЛ20/548, где вторая цифра – заводской номер характеристики.

Пользуясь универсальной характеристикой выбранного типа турбины, вычисляется номинальный диаметр рабочего колеса D_1 :

$$D_1 = \sqrt{\frac{P}{9.81 Q \sqrt{H} \eta}}, \quad (1.12)$$

где Q_{1p} – расчетный приведенный расход, м³/с.

Полученное значение D_1 уточняется по справочным данным до стандартного показателя [1. Справочник по гидротурбинам / Под ред. Н.Н. Ковалева. Л.: Машиностроение, 1984. 498 с.].

Приняв стандартное значение номинального диаметра рабочего колеса, определяется частота вращения турбины:

$$n_T = (n_{1opt} + \Delta n_1) \frac{\sqrt{H}}{D}, \quad (1.13)$$

где $\Delta n_1 = 3-4$ об/мин.

Подсчитанное значение η_T округляется до ближайшего синхронного значения η_c согласно ГОСТ 5616-81 (Таблица 2.7). При уточнении мощности турбины значение КПД (η_T) следует пересчитать, используя зависимость:

$$\eta_T = \eta_{mi} + (1 - \eta_m) \sqrt[5]{\frac{D}{D'}} \quad (1.14)$$

где η_m – оптимальное значение КПД используемой универсальной характеристики; η_{mi} – значение КПД при работе турбины i в режиме; индексы «м» и «т» - для модельной и натурной турбин.

Следующим этапом необходимо вычислить высоту отсасывания турбины H_s для определения высотного положения установки рабочего колеса в естественных условиях МГЭС относительно уровня воды в отводящем канале.

Для создания более благоприятной и надежной работы турбины по кавитации высоту отсасывания следует принимать для таких условий, когда уровень воды в отводящем канале ГЭС минимальный.

Допустимая высота отсасывания определяется с учетом кавитационного коэффициента σ_T , который принимается из универсальной характеристики. Согласно отраслевому стандарту Российской турбостроения высота отсасывания H_s реактивной турбины может быть вычислена следующим образом:

$$H_s = 10 - \frac{V_{\min}}{900} - (k_\sigma \sigma_i H_i), \quad (1.15)$$

где V_{\min} – минимальный уровень воды в отводящем канале ГЭС;

σ_i и H_i – коэффициент кавитации турбины и напор на соответствующих режимах работы гидроагрегата; k_σ – коэффициент запаса, $k_\sigma = 1.05 - 1.1$ – меньшие значения для низконапорных МГЭС, большие значения – для высоконапорных соответственно.

Таблица 1.3

Основные показатели осевых поворотных турбин

Показатель	Тип турбины							
	ПЛ1 5	ПЛ20	ПЛ30	ПЛ40	ПЛ50	ПЛ60	ПЛ70	ПЛ80
Диапазон напоров, м	5-15	10-20	15-30	20-40	30-50	40-60	45-70	50-80
$n_{\text{опт}}$	160	140	125	120	115	110	105	100
$n_{\text{расч}}$	180	160	150	140	135	130	125	110
Приведенный расход Q_1 , м ³ /с	2,3- 1,9	2.2- 1.7	2-1.5	1.8-1.3	1.5-1.2	1.3-1.1	1.25-1	1.1-0.8
Наибольший диаметр рабочего колеса D_1 , м	10,6	10	9.5	9.5	9	8.5	8.5	8.5
Коэффициент кавитации σ	1,3- 0,9	1.2- 0.8	1.1- 0.6	0.7-0.4	0.5-0.4	0.4-0.3	0.4-0.3	0.3-0.2
Число лопастей z_1	4	4	6	7	8	8	8	8
Диаметр корпуса рабочего колеса d	0,35	0,37	0,41	0,43	0,47	0,51	0,57	0,6
Высота направляющего аппарата b_0	0,42	0,4	0,4	0,375	0,375	0,35	0,35	0,35

Примечание: Для всех типов турбин $D_0 = 1.2$; $D_a = 1.63$; $D_b = 1.38$; $h_1 = h_3 = 0.21$; $d_a = d_{\text{вт}} - 0.05D_1$; $h_2 = 1.1d_c$.

Таблица 1.4

Основные показатели радиально-осевых турбин

Показатель	Тип турбины							
	РО45	РО75	РО115	РО170	РО23 0	РО310	РО400	РО500
Диапазон напоров, м	30-49	40- 75	70-115	110- 170	160- 230	220- 310	200- 400	380- 500
Приведенная	85	80	75	70	67	65	60	60

частота вращения $n_{1\text{опт}}$, об/мин:								
Приведенный расход Q_1 , м ³ /с	1.4- 1.37	1.37- 1.25	1.25- 1.03	1.03- 0.65	0.65- 0.42	0.42- 0.28	0.28- 0.2	0.2- 0.15
Наибольший диаметр рабочего колесо D_1 , м	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	6.7	5	4
Коэффициент кавитации σ	0.22	0.18	0.15	0.09	0.01	0.05	0.045	0.04
Высота направляющего аппарата b_0	0.35	0.3	0.25	0.2	0.16	0.12	0.1	0.08
Выходной диаметр D_2	1.15	1.1	1	0.95	0.9	0.78	0.7	0.65
Высота фундаментного кольца h_1	0.22	0.25	0.25	0.25	0.15	0.14	0.12	0.11

Примечание: для всех видов турбин $D_0 = 1.2$; $D_a = 1.63$; $D_b = 1.38$

Таблица 1.5

Основные показатели диагональных турбин

Показатель	Тип турбины		
	Д70/60	Д130/45	Д220/30
Угол наклона оси поворота лопастей Θ , град	60	45	30
Диапазон напоров, м	40-70	60-130	120-220

Продолжение таблицы 1.5

Приведенная частота вращения, об/мин			
Оптимальная $n_{1\text{опт}}$	110	90	80
Расчетная $n_{1\text{расч}}$	120	100	90
Максимальный приведенный расход Q_T , м ³ /с	1.6-1.3	1.4-1.1	1.0-0.7
Коэффициент кавитации σ	0.5-0.38	0.32-0.2	0.18-0.1
Число лопастей рабочего колеса z_1	8-9	9-10	10-12

Диаметр корпуса рабочего колеса d	0.5-0.55	0.6-0.65	0.7-0.8
Диаметр горловины камеры рабочего колеса D_k	1	0.98	0.97
Высота направляющего аппарата b_0	0.375	0.25	0.2

Примечание: Размеры D_0 D_a D_b допускается принимать по аналогии с размерами D .

Таблица 1.6

Основные показатели поворотных-лопастных турбин для капсульных гидроагрегатов

Показатель	Тип турбины	
	ПЛК10	ПЛК16
Диапазон напоров, м	1-12	3-16
Приведенная частота вращения, об/мин:		
Оптимальная $n_{\text{опт}}$	170	155
Расчетная $n_{\text{расч}}$	210	175
Коэффициент кавитации σ	2.8-2.2	2.0-1.6
Максимальный приведенный расход $Q_{1\text{макс}}$, $\text{м}^3/\text{с}$	4.2-3.8	2-1.6
Относительный диаметр капсулы $D_{\text{капс}}$	0.8-0.85	1-1.25

Таблица 1.7

Синхронная частота вращения гидроагрегатов n , об/мин ($2p$ – число полюсов)

$2p$	n	$2p$	n	$2p$	n
180	33.3	120	50	56	107.1
176	34.1	116	51.7	52	115.4
172	34.9	112	53.6	48	125
168	35.7	102	57.7	44	136.4
164	36.6	100	60	40	150
160	37.5	96	62.5	36	166.7
156	38.5	92	65.2	32	187.5

152	39.5	88	68.2	28	214.3
148	40.5	84	71.4	24	250
144	41.7	80	75	20	300
140	42.9	76	78.9	18	333.3
136	44.1	72	83.3	16	375
132	45.5	68	68.2	14	428.6
128	46.9	64	93.7	12	500
124	48.4	60	100	10	600

Примечание: Все приведенные данные следует согласовать с производителями оборудования, особенно результаты разработки новых модели турбин.

В настоящее время в странах СНГ, особенно в России функционируют фирмы и новые компании, специализирующиеся на проектирование, изготовление и поставки энергетического оборудования для микро-, мини и малых ГЭС. Однако единого подхода в части проектирования и эксплуатации по сей день отсутствует. За прошедший уже 20 лет даже отсутствует элементарные справочники по механическим и электрическим оборудованьям для этих гидроэнергетических установок. Не анализируется опыт проектирования, строительства и эксплуатации этих источников энергии. Существуют только общие технические требования в рамках правил технической эксплуатации электрических станций и сетей в Российской Федерации. Практически во всех странах СНГ ими руководствуются [11.12.13.14].

Таджикистан, где сосредоточены значительная часть гидроэнергетических ресурсов малых рек, не производит гидротурбинного оборудования и другие вспомогательные системы к ним. Существующие две фирмы по проектированию мини и малых ГЭС выпускают проекты, которые не отвечают элементарным требованиям существующих и действующих стандартов на территории СНГ. Достаточно привести пример: из всех

построенных мини и малых ГЭС в Республике за последние 10-15 лет около 60% не работают вовсе или работают на 20-30 % номинальной мощности по причине неудачного подбора гидротурбинного оборудования. Дело в том, что выбор системы, мощности и типоразмера гидравлических машин и модификации рабочего колеса не производится на основе стандартов на гидравлические турбины. Для турбины, не вошедшие в стандарты, а также для вновь разрабатываемых модификаций не используются универсальные или эксплуатационные характеристики, не подтвержденные заводом-разработчиком оборудования.

При выборе диапазона изменения напоров следует руководствоваться следующими соотношениями:

$$\text{для капсульных турбин} \quad \frac{H_{min}}{H_{max}} \geq 0,4;$$

$$\text{для осевых и диагональных поворотно-лопастных турбин} \quad \frac{H_{min}}{H_{max}} \geq 0,5;$$

$$\text{для радиально-осевых турбин} \quad \frac{H_{min}}{H_{max}} \geq 0,6 - 0,65 ;$$

$$\text{для ковшовых турбин} \quad \frac{H_{min}}{H_{max}} \geq 0,4, \text{ однако, это не соблюдается.}$$

Известно, что на этапе технико-экономического обоснования при расчете мощности турбины нужно руководствоваться следующими значениями:

- Пельтон (от 5 до 30 кВт), кпд принимается от 70 до 80%;
- Пельтон (свыше 30 кВт), кпд принимается от 75 до 85%;
- Поперечно-струйный (от 5 до 30 кВт) КПД принимается от 60 до 70%;
- Поперечно-струйный (свыше 30 кВт) КПД принимается от 65 до 78%.

Хотя, они не оказывают значительного влияния на способы выбора турбины, однако при определении единичной мощности турбины это играет большой рол.

Кроме того, анализ технических документаций и работы построенных мини и малых ГЭС в различных регионах Таджикистана показал, что на стадию проектирования также не учитываются или не соблюдаются такие факторы как:

- число и единичная мощность гидроагрегатов выбираются для каждой конкретной электростанции на основе технико-экономического сравнения вариантов;
- при назначении номинальной частоты вращения учитываются рекомендации заводов-разработчиков гидрогенераторов; при выборе оборудования допустимая величина кавитационной эрозии определяется в соответствии с рекомендациями Международной электротехнической комиссии по объему унесенного металла либо по глубине и площади кавитационных разрушений (Публикация МЭК № 609).
- для ГЭС, где вода содержит взвешенные наносы диаметром частиц менее 0,25 мм с твердостью по шкале Мооса меньше 4, применение специальных мер по защите гидротурбины от истирания не требуется. При преобладании во взвешенных наносах частиц твердостью по шкале Мооса 4 и более применяются специальные меры по повышению износоустойчивости проточной части, что оговаривается в исходных данных технического задания на разработку гидротурбинной установки;
- Рабочее колесо турбины должно быть экологически чистым. Протечки масла в проточную часть турбины через любые элементы конструкции не допускаются.

Очень важно при выборе гидротурбины в условиях высокогорного Таджикистана мы считаем учет фактора высоты месторасположения ГЭС над уровнем море. Дело в том, что с ростом высоты из-за уменьшения плотности воздуха снижается мощность оборудования (таблица 1.8) [16.17]. К примеру, на существующую малой ГЭС «Ак-Су» в Мургабском районе Горно-Бадахшанской Автономной Области установлены два гидроагрегата по 320 кВт, фактическая рабочая мощность при этом составляет около 400 кВт, расположена на высоте около 4000 м над уровнем море. Таблица 1. 8

Снижение мощности от высоты над уровнем моря

	Высота над уровнем моря м	Номинальная мощность %
1	1000	100
2	1500	98
3	2000	95
4	2400	93
5	3000	88
6	3500	84
7	4000	80
8	4300	74

Кроме того, для изделия, коммутирующие электрический ток под напряжением требуется дополнительная проверка их способности коммутировать ток при пониженных давлениях (таблица 1.9). Таким образом, при не учете фактора высоты расположения объекта над уровнем море, при расчете мощности гидротурбины допускается завышения мощности машины. Это в свою очередь приведет к тому, что инвесторы вложат деньги на несуществующие киловатты мощности. В условиях указанного выше Мургабского района они составляют более 5000 \$ США на киловатт мощности.

Таблица 1.9

Электрическая прочность воздушных промежутков

Высота над уровнем моря в тыс. м	Коэффициент относительной электрической прочности воздушных промежутков
1	1,00
1,2	0,98
1,5	0,95

1,8	0,92
2,0	0,90
2,5	0,85
3,0	0,80
3,5	0,75
4,0	0,72
4,5	0,67
5,0	0,62
6,0	0,56
7,0	0,51
8,0	0,45
9,0	0,39
10,0	0,35
12,0	0,30
14,0	0,25
15,0	0,22

1.6. Электрогенераторы и схемы преобразования энергии

Генераторы могут работать в режиме с сетью или вне сети. Мы могли бы создать микросеть, которая может включать и то, и другое. Небольшие гидросистемы, включающие мини, микро и пикогидроагрегаты, обычно классифицируются как корзина возобновляемой энергии, которая представляет для нас интерес. Как уже упоминалось, мини-гидроагрегаты мощностью в несколько МВт работают в режиме с сетью, пико-блоки мощностью в несколько десятков кВт работают в автономном режиме, а микроагрегаты в среднем диапазоне могут работать как в сетевом режиме, так и в автономном режиме.

Следующие типы генераторов обычно используются для работы с сетью:

1. Трехфазные синхронные генераторы (поле намотки) - как щеточные, так и бесщеточные;

2. Трехфазные индукционные генераторы (беличья клетка)

Следующие типы генераторов обычно используются для автономного режима:

1. Трехфазные синхронные генераторы (поле намотки) - как щеточные, так и бесщеточные;

2. Трехфазные конденсаторные самовозбуждающиеся индукционные генераторы с короткозамкнутым ротором;

3. Трехфазные конденсаторные самовозбуждающиеся индукционные генераторы, работающие в однофазном режиме;

4. Однофазный конденсаторный самовозбуждающийся индукционный генератор.

В следующих разделах описываются малые гидросистемы, работающие с сетью и без нее.

1.6.1. Синхронный генератор

Синхронный генератор (СГ), управляемый гидротурбиной, показан на рисунке 1.14. Как объяснено, мощность (P), подаваемая в сеть, почти постоянна и зависит от подводимой гидроэнергии, если только это турбина управляема. Но запаздывающая реактивная мощность (Q), потребляемая сетью, может контролироваться током возбуждения (I_f). При низком значении тока возбуждения I_f или невозбужденной состоянии P является положительным, а Q отстает от напряжения сети. При высоком значении I_f или перевозбуждении P является отрицательным, а Q лидирует в сети. Таким образом, существует одно значение I_f , при котором P равно единице, когда $Q = 0$. Управление реактивной мощностью является важной характеристикой производительности мини гидрогенератора, а СГ обеспечивает значительную гибкость. Основным недостатком является необходимость синхронизации генератора с сетью

каждый раз, когда синхронный генератор подключается к сети через регулировку напряжения, частоты и фаз. Еще одна проблема – высокие значения токов короткого замыкания. Для синхронных генераторов требуется контактное кольцо и щетка, которая требует регулярного технического обслуживания, если не используется бесщеточный механизм с вращающимися диодами. Автоматический регулятор напряжения (АРН) для стабилизации напряжения сети и контроля Q является неотъемлемой частью этой системы, которая добавляет сложности в управлении. Контроллер, показанный на рисунке 1.14 задействует АРН для контроля генерируемого напряжения. В больших гидроагрегатах он может содержать управление турбиной для ориентации лопастей. Контроллер работает, получая сигналы обратной связи от генератора / турбины.

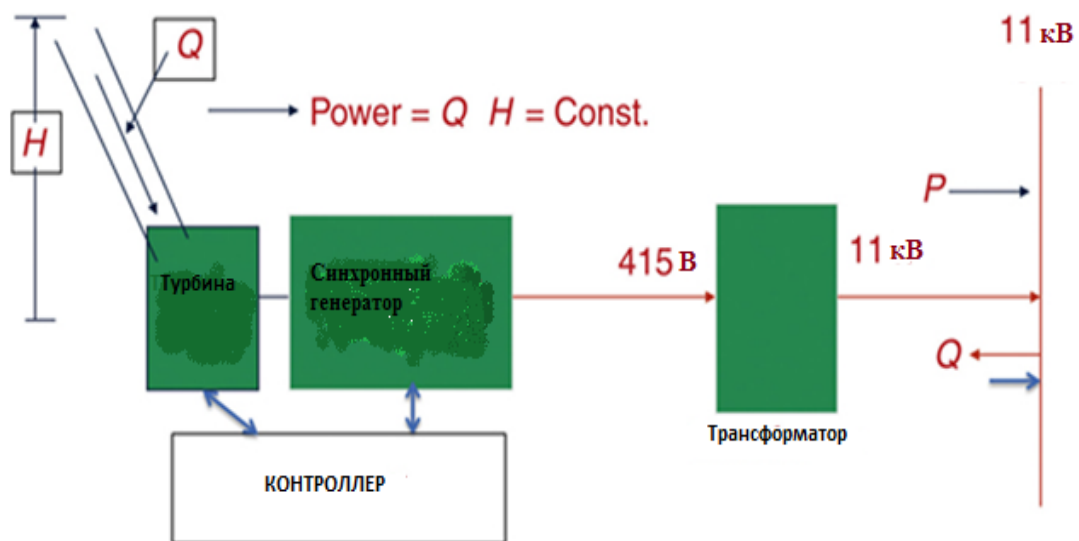


Рисунок 1.14. Подача мощности СГ в сеть

1.6.2. Индукционный генератор

Индукционный генератор (ИГ) также подходит для небольших гидросистем, подключенных к сети, схема которых показана на рисунке 1.5. Для уменьшения выработки реактивной мощности (Var) к клеммам сети подключаются конденсаторы. Поскольку мощность, подаваемая в сеть, постоянна, проскальзывание также постоянно. Контроль реактивной мощности осуществляется через конденсаторы, значение которых можно зафиксировать

на основе требуемого коэффициента мощности сети. Индукционный генератор проще по сравнению с синхронным генератором благодаря бесщеточной конструкции, меньшей удельной стоимостью и простотой обслуживания. В индукционных генераторах нет необходимости синхронизации. Производительность при коротком замыкании лучше по сравнению с синхронным генератором. Индукционный генератор может работать с переменной скоростью, управляемой входной мощностью. Он может запускаться как двигатель и работать как генератор с входным потоком воды.

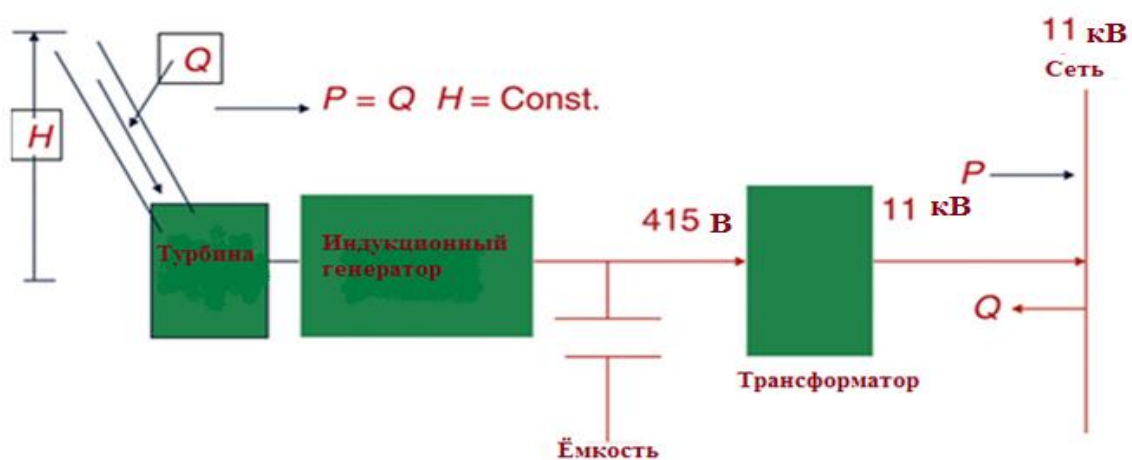


Рисунок 1.15. Индукционный генератор в минигидро-системе

1.6.3. Автосетевые (микросетевые) системы

Возобновляемая энергия является предпочтительным вариантом для автономных систем, особенно для подачи энергии в отдаленные и сельские районы, где подключение к сети неэкономично, неосуществимо или недоступно. Но проблема заключается в случайном изменении мощности источника и нагрузки с помощью надежного контроллера, соответствующего этим двум. Малые гидросистемы, не входящие в сеть, часто классифицируются как пико- или микрогидро в зависимости от размеров блока, обычно варьирующихся от 1 кВт до 100 кВт, причем нижний конец - пико, а остальные - микро. Художественный вид такой микрогидро-автономной схемы приведен на рисунке 1.16 .

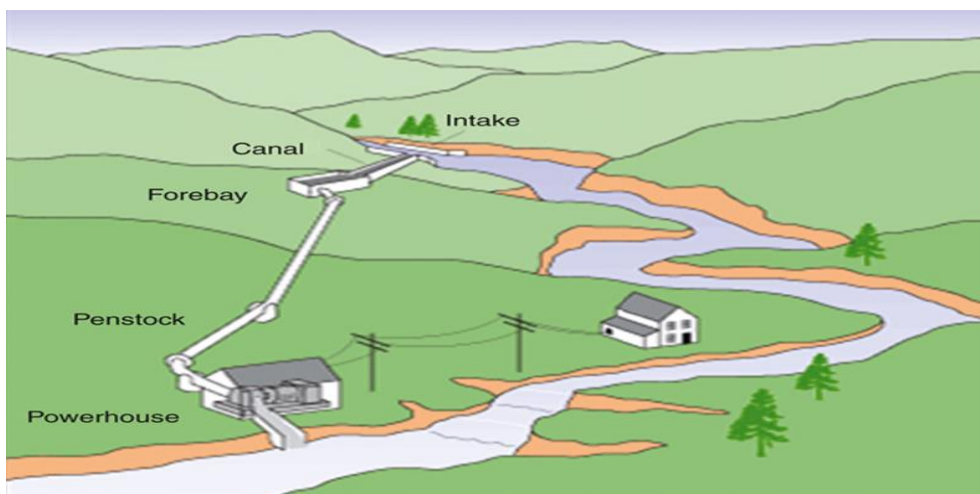


Рисунок 1.16. Художественный вид автономной микро-гидросистемы(АМГС)

Вода из естественной реки отводится в «резервуар с передней панелью» на подходящую высоту через «канал». Вода из передней части отводится в гидротурбину через трубу-заглушку, как показано на рисунке. Это заставляет генератор распределять генерируемую мощность на локальные изолированные нагрузки через микросеть. Схема автономной микро / пикогидросистемы приведена на рис. 1.17 .

Как объяснено, это схема, близкая к постоянной мощности (P), так как P изменяется по мере того, как произведение напора (H) и разряда (Q) постоянны. Как показано, АМГС идеально подходит для этой схемы, которая обеспечивает преобразованную мощность для переменной нагрузки потребителя. Это создает дисбаланс мощности, который может быть исправлен электронным контроллером нагрузки (ЭКН), как показано на рисунке, который сбрасывает избыточную мощность (сверх требуемой мощности нагрузки) в фиктивную нагрузку. ЭКН гарантирует, что полная мощность P всегда постоянна, регулируя мощность ЭКН P_2 как мощность нагрузки P_1 меняется. Практическая схема с необходимым аппаратным обеспечением, разработанная первым автором, показана на рисунке 1.18. Здесь источник воды управляет микрогидротурбиной, которая, в свою очередь, управляет АМГС, который вырабатывает электроэнергию. Подключенный конденсатор обеспечивает самовозбуждение для создания напряжения на нагрузке. АМГС

питает как потребительские нагрузки, так и ЭКН, так что ЭКН регулирует общую мощность при изменении мощности потребителя. У нас могут быть как однофазные, так и трехфазные схемы, последние будут использовать трехфазные АМГС и ЭКН, а нагрузки могут быть как однофазными, так и трехфазными. Требуется правильная балансировка нагрузки между фазами. Рисунок 1.19 показывает рабочую модель сборки турбины /АМГС, установленной в поле для электрификации отдаленной нагрузки [19.20].

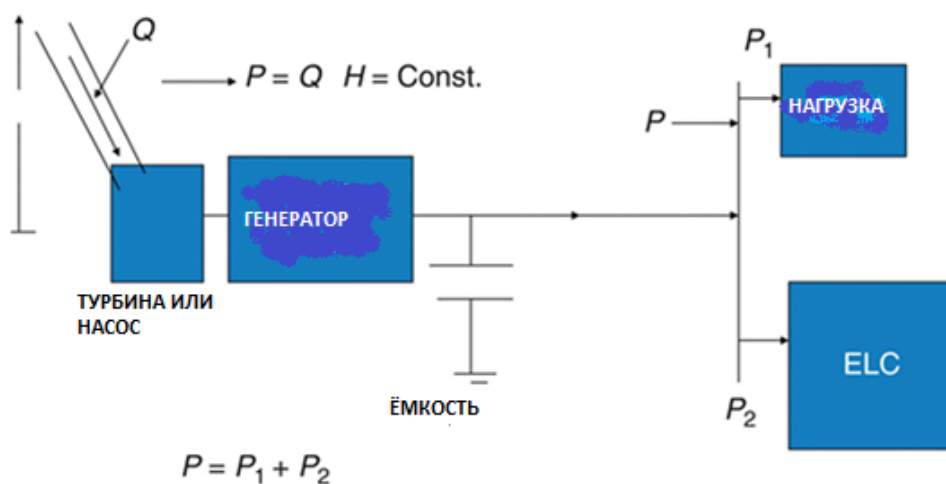


Рисунок 1.17. Автономная микро-пикогидро система

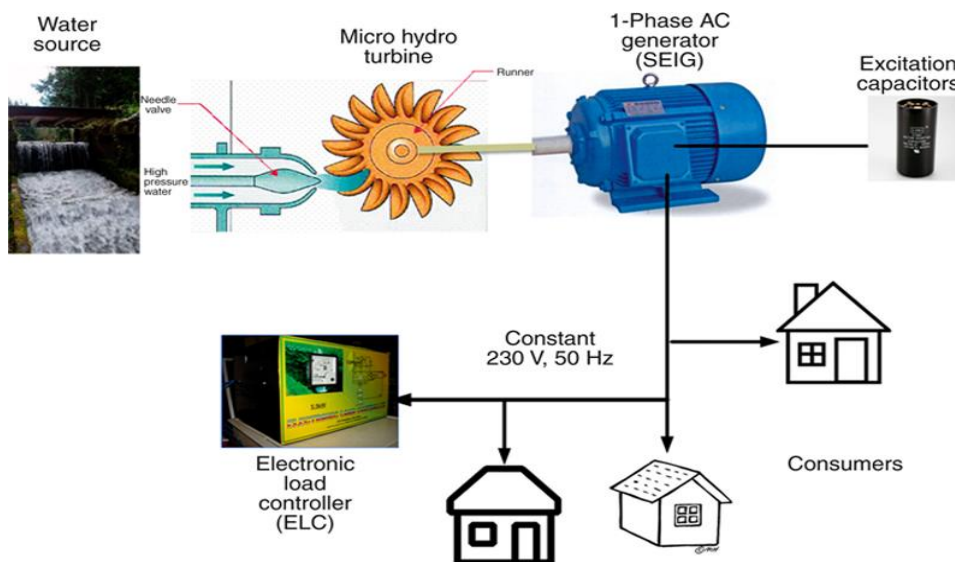


Рисунок 1.18. Практическая схема с необходимым аппаратным обеспечением микрогидросистемы



Рисунок 1.19. Узел турбины / АМГС, установленный в полевых условиях

1.7. Выводы

Гидроэлектроэнергия является важным компонентом систем возобновляемой энергии. Небольшие гидроагрегаты размеров до нескольких МВт являются экологически чистыми и установлены в большом количестве по всему миру как в режиме питания от сети, так и вне сети. Земля наделена огромной силой воды, распределяемой почти во всех регионах, в основном в виде горных рек. Подходящее перенаправление воды через правильную конструкцию имеет важное значение. Гидросистемы в целом включают гидротурбины и генераторы с соответствующими строительными работами и средствами управления для обеспечения потребителей качественной энергией. В этой главе описаны различные классификации турбины, по типу импульса и реакции. Насос также может работать как турбина в режиме реверса. Для преобразования мощности турбины в электричество могут использоваться как синхронные, так и индукционные генераторы. Системы с питанием от сети используют оба этих типа, в то время как асинхронные генераторы предпочтительны для использования в автономном режиме. Для каждого приложения должны быть разработаны соответствующие электронные контроллеры.

ГЛАВА 2. СОЛНЕЧНАЯ ЭНЕРГИЯ

Солнце является самым большим источником энергии для нашей планеты. Эта энергия известна как солнечная энергия. Жизненный цикл многих существ на Земле невозможен без солнечной энергии. С древних времен люди предпринимали попытки улавливать и использовать эту энергию в таких областях, как отопление и т. д. Из-за отсутствия технологий и ограниченных ресурсов солнечная энергия в прошлом использовалась мало. С развитием электротехники стало возможным использовать солнечную энергию в качестве электрической энергии. Спрос на электроэнергию растет в геометрической прогрессии. Обычные ископаемые виды топлива используются для удовлетворения этого спроса. Эти ископаемые виды топлива имеют ограниченные резервы и выделяют парниковые газы. Это приводит к серьезным опасениям по поводу энергетических кризисов и угроз, связанных с климатом. Среди всех возобновляемых источников энергии, солнечная энергия получила огромное внимание со стороны исследователей, поскольку она доступна в изобилии и бесплатно по всему миру и имеет ограниченные проблемы безопасности. Цель этой главы - описать основы использования солнечной энергии для использования в солнечной пассивной энергетической системе и для электрической энергии с использованием солнечной фотоэлектрической панели.

2.1. История использования солнечной энергии

В пятом веке до нашей эры греки разработали пассивные солнечные системы для использования солнечной энергии для отопления своих домов в зимний период. Это изобретение было дополнено и улучшено с помощью слюды и стекла, которые предотвращают выход солнечного тепла в дневное время. Еще одно изобретение было сделано в США для использования солнечной энергии для нагрева воды. Первый коммерческий солнечный водонагреватель был продан в 1890-х годах. В девятнадцатом веке европейские ученые создали первый паровой двигатель на солнечной энергии [20] .

В 1950-х годах ученые, работающие в «Bell Labs», разработали первые коммерческие фотоэлектрические (СЭ) элементы. Эти фотоэлементы были способны преобразовывать солнечный свет в электрическую энергию для питания электрического оборудования. Эти фотоэлементы начали использовать в космических программах, то есть для питания спутников и т. д. Дальнейшее развитие технологии привело к снижению цены на солнечные фотоэлектрические элементы и стало использоваться для бытовых целей [21] .

В настоящее время мировой спрос на электроэнергию растет [22] . Ограниченные запасы ископаемого топлива и выбросы парниковых газов привели к серьезным опасениям относительно энергетических кризисов и климатических угроз. Эти проблемы побудили исследователей искать альтернативные источники энергии, и солнечная энергия считается наиболее приемлемым источником среди всех возобновляемых источников энергии. Солнечная энергия доступна в изобилии и бесплатно по всему миру. Сообщается, что Земля получает энергию от Солнца, которая в 10000 раз превышает общую потребность планеты в энергии [23] .

Преобразование солнечной энергии в электрическую осуществляется с помощью солнечной фотоэлектрической системы. Солнечные фотоэлектрические системы имеют нелинейную характеристику, и их мощность на выходе изменяется в зависимости от условий окружающей среды, таких как солнечное излучение, температура окружающей среды и т.д. [23]. В этой главе обсуждается пассивное и активное преобразование солнечной энергии. СЭ моделирование, его работа, модуль, интеграция и параметры оценки описаны. Наконец, приведены практические проблемы.

2.2. Пассивная солнечная энергетическая система

Пассивная солнечная энергетическая система (ПСЭС) предназначена для использования солнечной энергии для обогрева и охлаждения жилого пространства. ПСЭС может использоваться для уменьшения счетов за

отопление и охлаждение и обеспечивает повышенный комфорт. В этой системе всё жилое пространство (здание) или его части используют природные энергетические характеристики. ПСЭС требует небольшого количества движущихся частей, низких эксплуатационных расходов и устраняет необходимость в механических системах отопления и охлаждения.

Конструкция ПСЭС не очень сложна, но знание солнечной геометрии, климата и оконных технологий является обязательным требованием. ПСЭС может быть интегрирован в любое здание, если есть подходящий участок.

Ниже приведены категории пассивного солнечного нагрева [24]: .

1. Прямое усиление: в этом типе солнечное излучение напрямую проникает в здание и сохраняется.
2. Косвенное усиление: в этом типе солнечное излучение собирается, хранится и распределяется с использованием теплоаккумулирующих материалов, таких как стена Тромба.
3. Изолированное усиление: в этой системе солнечное излучение собирается в области здания, которая может быть выборочно открыта или закрыта.

Основной целью ПСЭС является максимальное увеличение солнечного тепла зимой и минимизация тепла летом. Для реализации ПСЭС используются следующие конкретные методы:

- Ориентация здания с длинной осью, идущей с востока на запад.
- Используется стекло, а его размер и ориентация выбираются таким образом, чтобы максимизировать солнечное тепло зимой и минимизировать тепло летом.
- Выступы имеют размеры, ориентированные на юг, чтобы затенять окна летом и позволяют увеличивать их зимой (Рисунок 2.1).
- Тепловая масса хранится либо в стенах, либо в полах для хранения тепла.
- Для освещения необходимо использовать дневной свет.

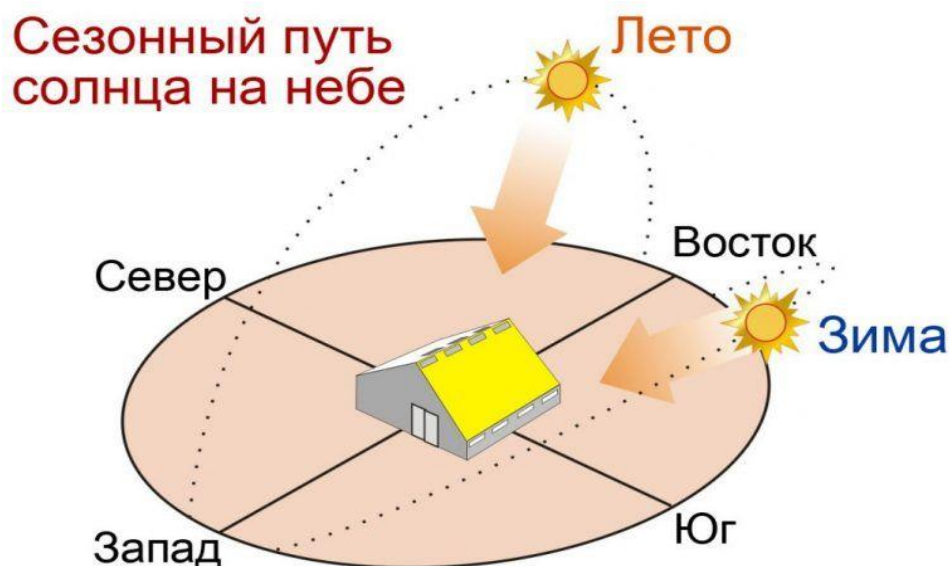


Рисунок 2.1. Ориентация дома относительно солнечной системы пассивной энергии

Благодаря эффективному затенению, выбору окон и теплоизоляции природный воздух можно использовать для охлаждения здания. Во многих конструкциях ПСЭС при рассмотрении климатических условий окна можно открывать ночью, чтобы продувать воздух внутри, и закрывать днем, чтобы значительно снизить потребность в дополнительном охлаждении.

Недостаток ПСЭС заключается в том, что его эффективность длится всего 16-18 часов в день. В остальное время (утренние часы для обогрева) нагрев / охлаждение зависит от дополнительной системы обогрева / охлаждения. Тем не менее, нагрев / охлаждение с использованием ПСЭС экономит значительную сумму денег.

2.3. Активная солнечная энергетическая система (фотоэлектрическая)

Фотоэлементы используются для преобразования солнечной энергии в электрическую энергию. Эта концепция была открыта в 1839 году французским ученым Эдмундом Беккерелем и известна как фотоэлектрический эффект. Фотоэлектрический эффект впервые был изучен в твердом селене в 1870 году. Эффективность преобразования солнечного селена составляла 1-2%, и это было очень дорого, что не позволяло инженерам использовать его в преобразователях энергии. С расширением работ в этой области в 1950-х годах

был разработан метод производства высокочистого кристаллического кремния. В 1954 году Bell Labs разработала кремниевые фотоэлементы, эффективность которых составила 4%, а затем была улучшена до 11%. В это время началась новая эра энергетических солнечных элементов. В 1958 году американский космический спутник использовал небольшое количество ячеек для питания своего радио. Доступные в настоящее время фотоэлементы изготовлены из кремния и также известны как солнечные элементы [1].

2.3.1. Принцип работы солнечного элемента

Солнечный свет состоит из фотонов. Эти фотоны содержат различное количество энергий, соответствующих разным длинам волн света. Когда фотоны попадают в фотоэлемент, они могут поглощаться, отражаться или проходить через эти клетки. Поглощение фотонов в солнечном элементе приводит к образованию пары электронных дырок. Это поколение пар электронных дырок приводит к генерации напряжения, которое может управлять током во внешней цепи. Рисунок 2.2 показывает влияние света на кремниевый фотоэлемент. Рисунок 2.3 показывает подключение фотоэлемента к внешней нагрузке / цепи.

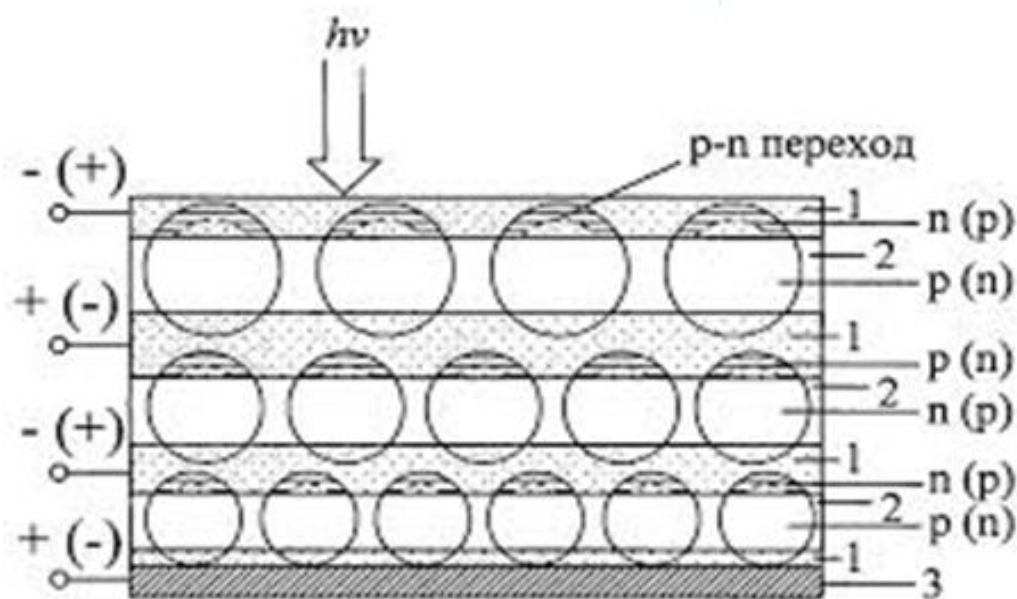


Рисунок 2.2. Влияние света на кремниевую фотоэлемент

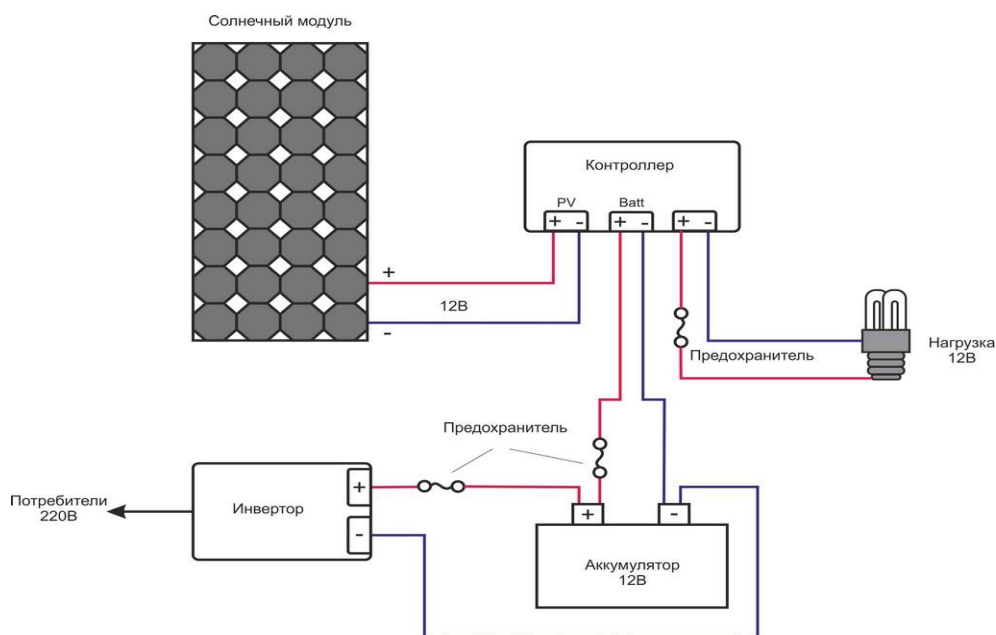


Рисунок 2.3. Подключение фотоэлемента к внешней цепи нагрузки

2.3.2. Типы солнечных фотоэлементов

Солнечные фотоэлементы сделаны из кремния, который доступен в изобилии. Солнечные фотоэлементы подразделяются на следующие технологии производства:

- монокристаллический
- поликристаллический
- Бар кристаллический кремний
- Технология тонких пленок

Эффективность конверсии монокристаллических ячеек колеблется от 13% до 17%, тогда как для поликристаллических – 10 –14%. Поликристаллические ячейки экономичны по сравнению с монокристаллическими. Ожидаемый срок службы поликристаллических ячеек составляет от 20 до 25 лет, а для монокристаллических - от 25 до 30 лет. Эффективность конверсии кристаллического стержня составляет около 11%. Стоимость производства тонкопленочных технологий снижается, но эффективность очень низкая и колеблется от 5% до 13% при сроке службы около 15–20 лет. Кроме того, новейшая технология - это органические фотоэлементы.

2.4. Идеальная модель фотоэлектрического элемента

Тон эквивалентная схема идеальной модели фотоэлектрического элемента (ФЭЭ) ячейки показана на рисунке 2.4 [24]. Выходной ток I составляет:

$$I = I_{\text{ФЭЭ}} - I_d \quad (2.1)$$

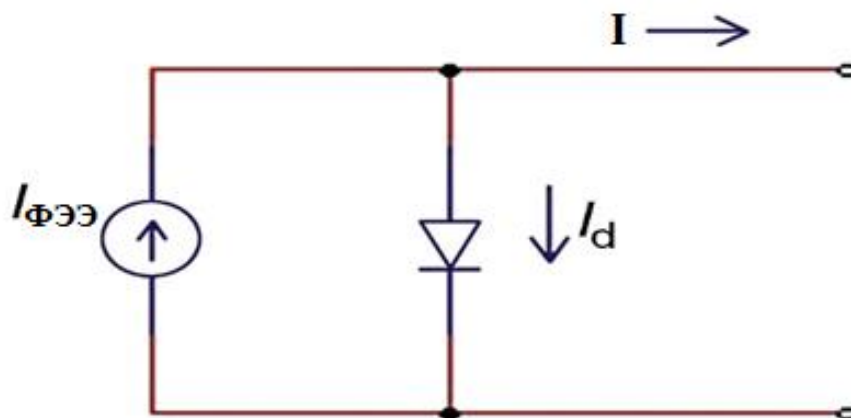


Рисунок 2.4. Идеальная модель солнечной панели

$$I_d = I_0 \left[\exp\left(\frac{qV}{akT}\right) - 1 \right] \quad (2.2)$$

где, $I_{\text{ФЭЭ}}$ - ток, генерируемый солнечным светом,

I_d - ток диода, определяемый уравнением (2.2),

I_0 - ток обратного насыщения диода,

q - заряд электрона ($1,602176634 \cdot 10^{-19}$ Кл),

k - постоянная Больцмана ($1,380 6 \cdot 10^{-23}$ Дж/К),

T представляет собой температуру диода (К), и константа диода идеальности.

Рисунок 2.5 показывает происхождение кривой $I - V$, определяемой уравнением (2.1).



Рисунок 2.5. Происхождение кривой I – V солнечной панели

2.5. Практическая модель фотоэлектрического элемента

В практических применениях фотоэлементы соединены последовательно и параллельно. Фотоэлементы соединены последовательно для увеличения выходного напряжения и выходного тока. Это расположение известно, как массив. Основное уравнение (2.1) является идеальным уравнением одного фотоэлемента. Однако в практических приложениях используются фотоэлектрические матрицы, и поэтому необходимо учитывать другие параметры. Эквивалентная схема практической модели ФЭЭ-а показана на рисунке 2.6 .

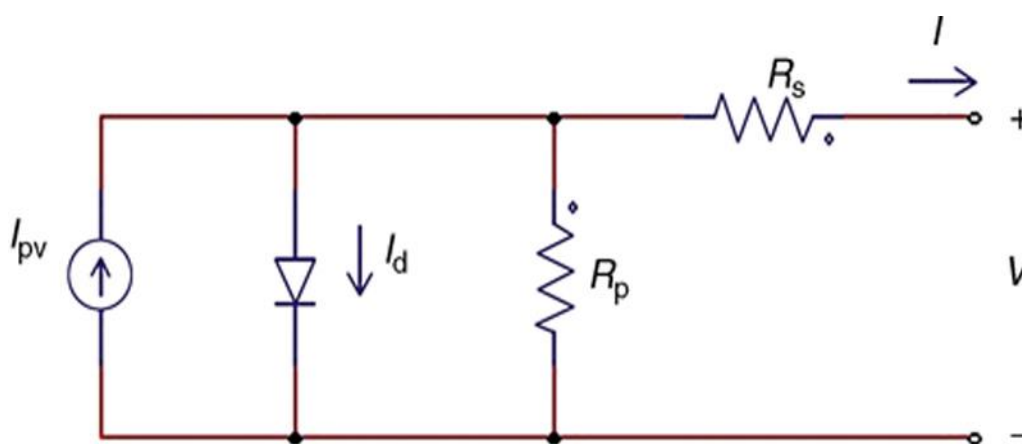


Рисунок 2.6. Практическая модель солнечной панели

Уравнение для практической фотоэлектрической матрицы:

$$I = I_{pv} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V+R_s I}{V_{ta}}\right) - 1 \right] - \left(\frac{V-R_s I}{R_p}\right) \quad (2.3)$$

$$I_0 = I_{or} \exp\left[\frac{gE_{GO}}{bk} \left(\frac{1}{T_r} - \frac{1}{T}\right)\right] \left[\frac{T}{T_r}\right]^3 \quad (2.4)$$

$$I_{ФЭЭ} = S[I_{КЗ} + K_I(T - 25)]/100 \quad (2.5)$$

где : $I_{ФЭЭ}$ и I_0 – ток ФЭЭ и ток утечки соответственно;

a и b - факторы идеальности;

K_I - коэффициент температуры тока короткого замыкания на $I_{КЗ}$;

S - солнечное излучение ($Вт / м^2$);

$I_{КЗ}$ - ток короткого замыкания при $25\text{ }^\circ\text{C}$ и 1000 Вт/м^2 ;

E_{GO} - энергия запрещенной зоны для кремния;

T_r - контрольная температура;

I_{or} -ток насыщения при температуре T_r ;

$V_t = N_{ФЭ} kT / q$ - тепловое напряжение массива;

$N_{ФЭ}$ –представляет собой число фотоэлектрических элементов, соединенных последовательно.

Если массив состоит из фотоэлементов, соединенных параллельно, то $I_{ФЭЭ} = I_{ФЭ,ячейка} N_{ФЭЭ}$ и $I_0 = I_{0,ячейка} N_{ФЭЭ}$ $R_{последоват}$ является эквивалентным последовательным сопротивлением массива, а $R_{параллел}$ является эквивалентным параллельным сопротивлением массив.

График уравнения (2.3) показан на рисунке 2.7. (для конкретной модели массива солнечного элемента) и известен как $I - V$ характеристической кривой солнечной ФЭЭ.

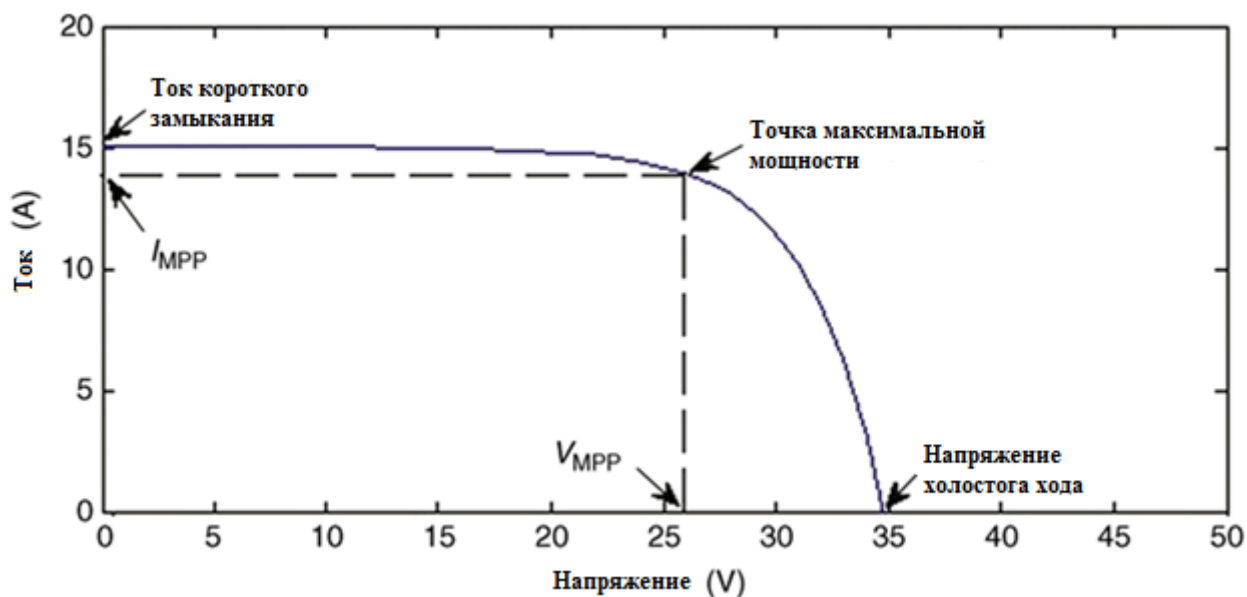


Рисунок 2.7. $I - V$ характеристическая кривая солнечного панеля.

Производители предоставляют электрические параметры ФЭЭ, а не уравнения. Эти спецификации помечены и выделены на рисунке 2.7 .

Напряжение разомкнутой цепи - это максимальное напряжение на фотоэлектрической матрице, когда к ней не подключена внешняя цепь. Ток короткого замыкания - это ток при замыкании клеммы фотоэлектрической матрицы. Другими параметрами являются V_{MPP} и I_{MPP} , то есть напряжение и ток фотоэлектрической матрицы в точке максимальной мощности.

2.6. Влияние освещенности и температуры на солнечные элементы

Характеристические уравнения для солнечного панеля задаются уравнениями (2.3 - 2.5). Характеристики I - V (выходной ток и напряжение фотоэлектрической матрицы) и P - V (мощность и напряжение фотоэлектрической матрицы) показаны на рисунках 2.8 и 2.9., соответственно. Данные для PV для характеристических кривых взяты из модели Kyocera №. KC200GT.

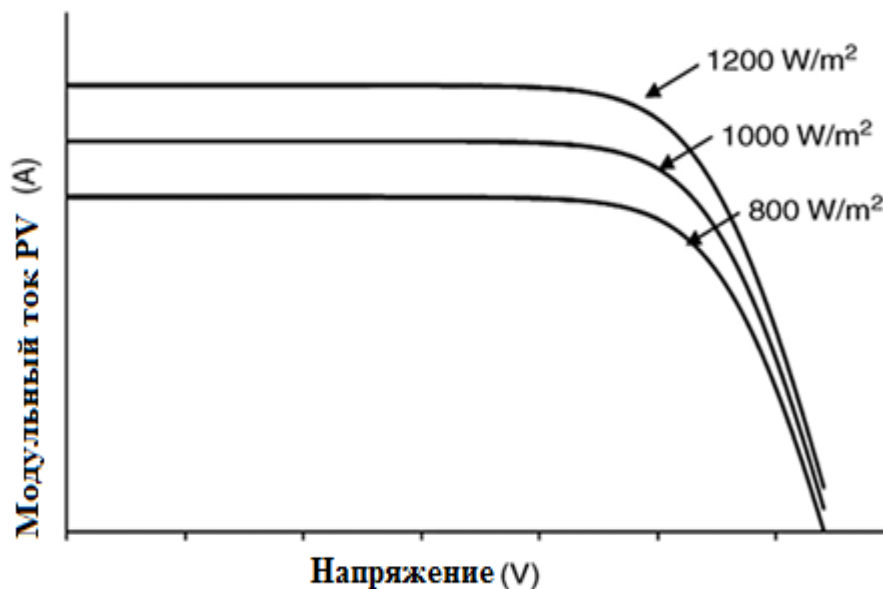


Рисунок 2.8. I - V характеристическая кривая в различных условиях окружающей среды

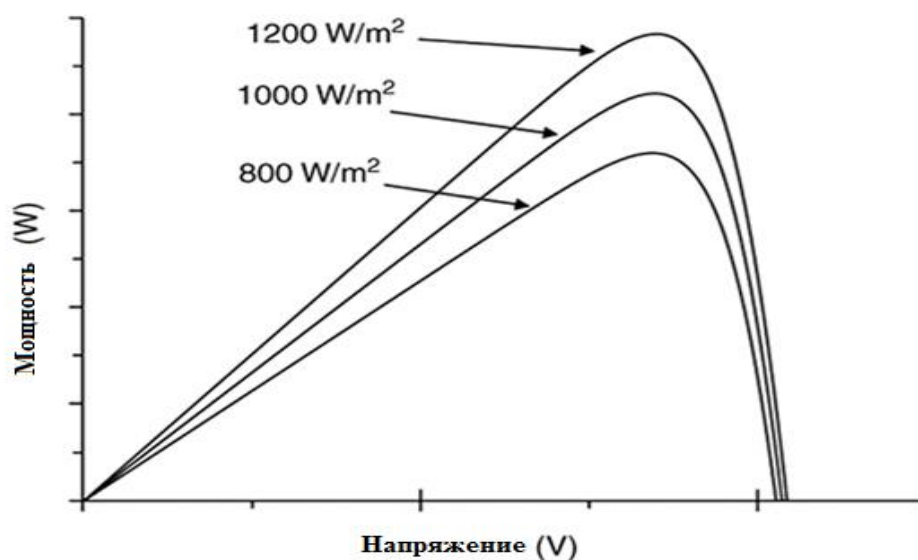


Рисунок 2.9. P - V характеристическая кривая в различных условиях окружающей среды

Как видно из рисунка 2.8 зависимости между выходным током фотоэлектрической панели и напряжением с увеличением солнечного излучения при постоянной температуре окружающей среды ток для того же напряжения увеличивается. Та же тенденция прослеживается на рисунке 2.9, где максимальная мощности увеличивается с увеличением солнечного излучения. Мощность солнечного панеля возрастает с увеличением солнечного излучения и изменяется нелинейно.

Другой случай, когда температура окружающей среды меняется и солнечное излучение постоянно. Рисунок 2.10 кривая, показывающая это изменение. Видно, что с повышением температуры окружающей среды максимальная мощность и напряжение разомкнутой цепи уменьшаются.

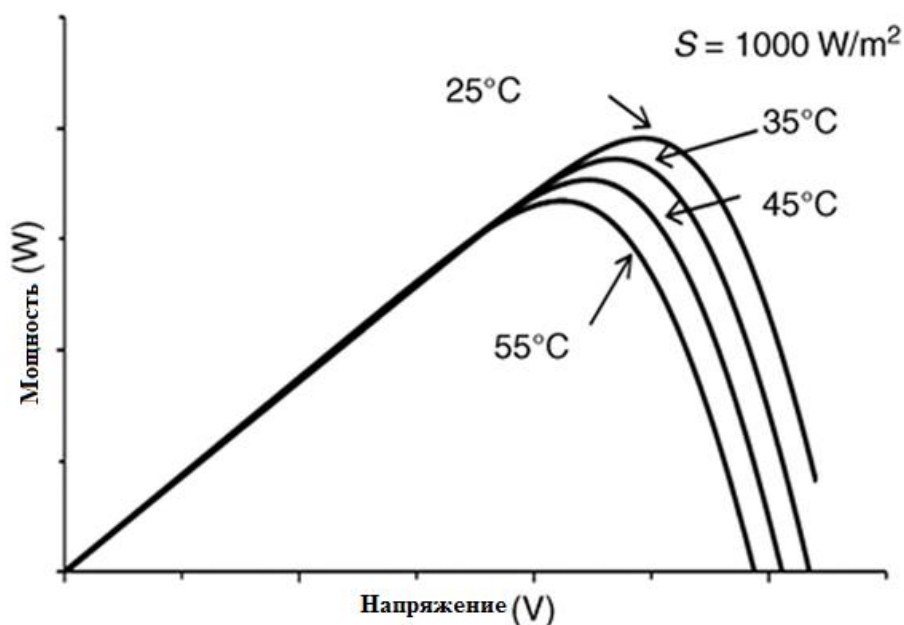


Рисунок 2.10. Характеристическая кривая P - V при различных температурах окружающей среды

Лучшим климатическим условием для ФЭЭ является высокое солнечное излучение и низкая температура окружающей среды. Тем не менее, рейтинг ФЭЭ должен определяться на основе точных уровней солнечного излучения.

2.7. Фотоэлектрический модуль

Основной единицей солнечного фотогальванического элемента является солнечный элемент. Солнечные батареи могут производить только небольшое количество энергии. Мощность, генерируемая солнечным элементом, зависит от его эффективности. В зависимости от эффективности элемента мощность, генерируемая на единицу площади, варьируется в диапазоне $10 - 25 \text{ мВт/см}^2$, что соответствует $10-25\%$ эффективности клеток [25]. Типичная площадь одного солнечного элемента составляет 225 см^2 . При эффективности ячейки 10% максимальная генерируемая мощность составит $2,25 \text{ Вт}$. Чтобы удовлетворить требования высокой мощности, эти ячейки соединены последовательно / параллельно для формирования модулей. В настоящее время доступны солнечные фотоэлектрические модули с диапазоном мощности от 3 до 200 Вт . Эти модули могут быть подключены в дальнейшем для формирования массивов, как показано на рисунке 2.11.

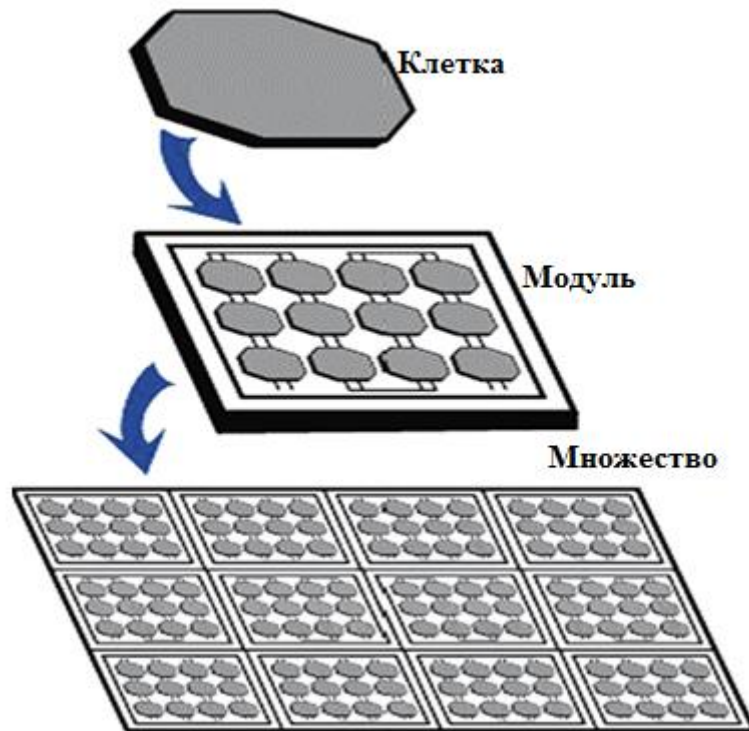


Рисунок 2.11. Солнечный фотоэлемент, модуль и массив

Солнечная фотоэлектрическая батарея может обеспечивать мощность от нескольких сотен ватт до нескольких мегаватт.

2.7.1. Последовательное и параллельное соединение ячеек

Последовательное и параллельное соединение солнечных элементов сделано для генерации высокой мощности. Для увеличения выходного напряжения солнечные элементы соединены последовательно, а для увеличения выходного тока они подключены параллельно. Необходимо, что все параметры солнечных элементов должны быть идентичны для выполнения последовательных и параллельных соединений.

Рисунок 2.12 это I-V характеристическая кривая солнечной ФЭЭ - ов, соединенных последовательно. Видно, что напряжение холостого хода увеличивается. На рисунке 2.13 солнечные фотоэлементы соединены параллельно для сравнения. Видно, что ток короткого замыкания увеличивается.

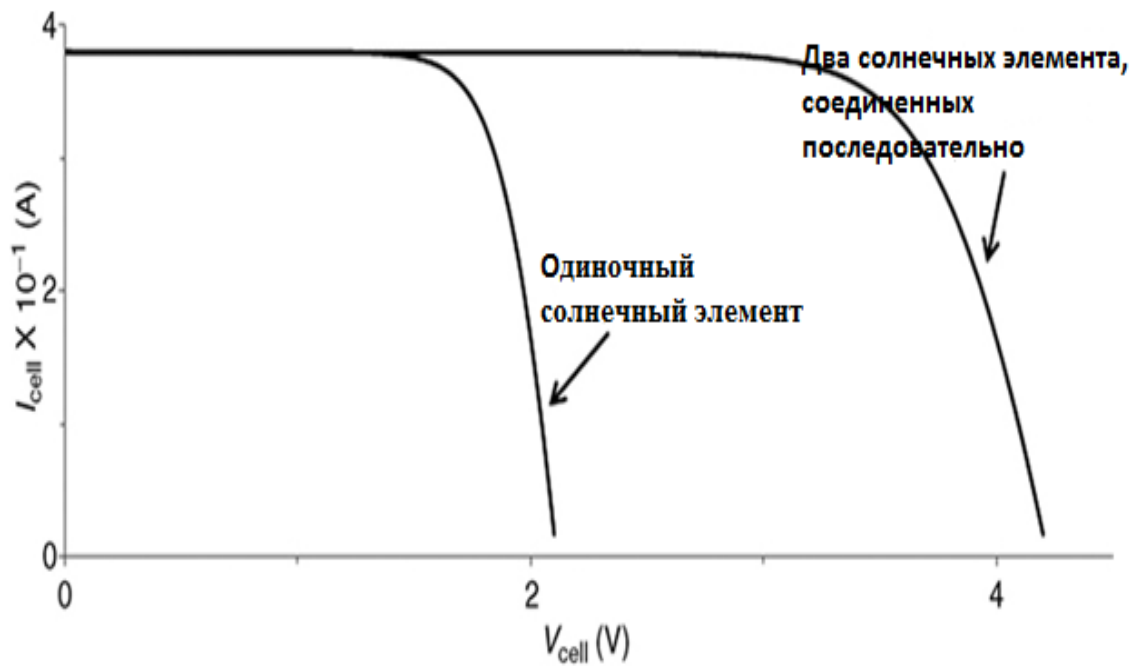


Рисунок 2.12. Характеристическая кривая I-V фотоэлементов, соединенных последовательно

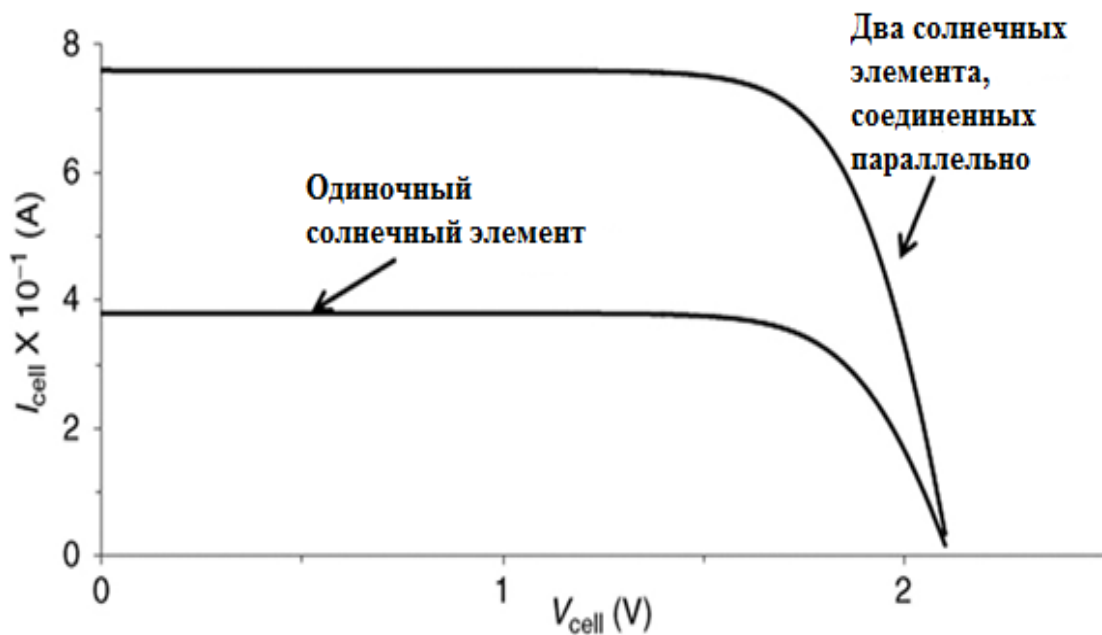


Рисунок 2.13. I-V характеристическая кривая солнечной панели, ячейки соединены параллельно

2.7.2. Несоответствие параметров солнечной батареи

В солнечных фотоэлектрических модулях солнечные элементы соединены последовательно или параллельно в предположении, что все

параметры подключенных солнечных элементов идентичны. Однако на практике несоответствие может произойти по следующим причинам:

- Элементы или модули имеют одинаковые характеристики, но изготавливаются по-разному.
- Клетки обрабатываются по-разному.
- Внешние условия, то есть условия частичного затенения, различны.
- Стеклокрышки и т. д. могут быть разбиты.

Несоответствие в соединении может быть вызвано электрическими параметрами, но наиболее распространенное несоответствие наблюдается в двух параметрах, то есть V_{oc} и I_{K3} . Среди этих двух параметров рассогласование тока короткого замыкания вызывает беспокойство, особенно когда солнечные элементы соединены последовательно, что является обычным явлением.

Несоответствие в V_{oc} является проблемой, когда солнечные элементы / модули соединены параллельно.

Рисунок 2.14 показывает анализ влияния несоответствия I_{K3} , это показывает случай, когда два солнечных элемента соединены последовательно и их I_{K3} не совпадают. Ячейка 1 имеет более высокий I_{K3} по сравнению с ячейкой 2. В соответствии с соглашением ток короткого замыкания, протекающий через внешнюю цепь, будет равен нижнему значению I_{K3} , то есть ячейке 2 в этом случае. Если комбинация работает в состоянии короткого замыкания, сумма напряжения на обеих ячейках равна нулю, то есть на оси Y (где пунктирная линия пересекается). Встречаться при этом значении тока солнечный элемент с более низким значением I_{K3} вынужден работать в режиме обратного смещения. Из-за этого эффекта будут существенные потери мощности.

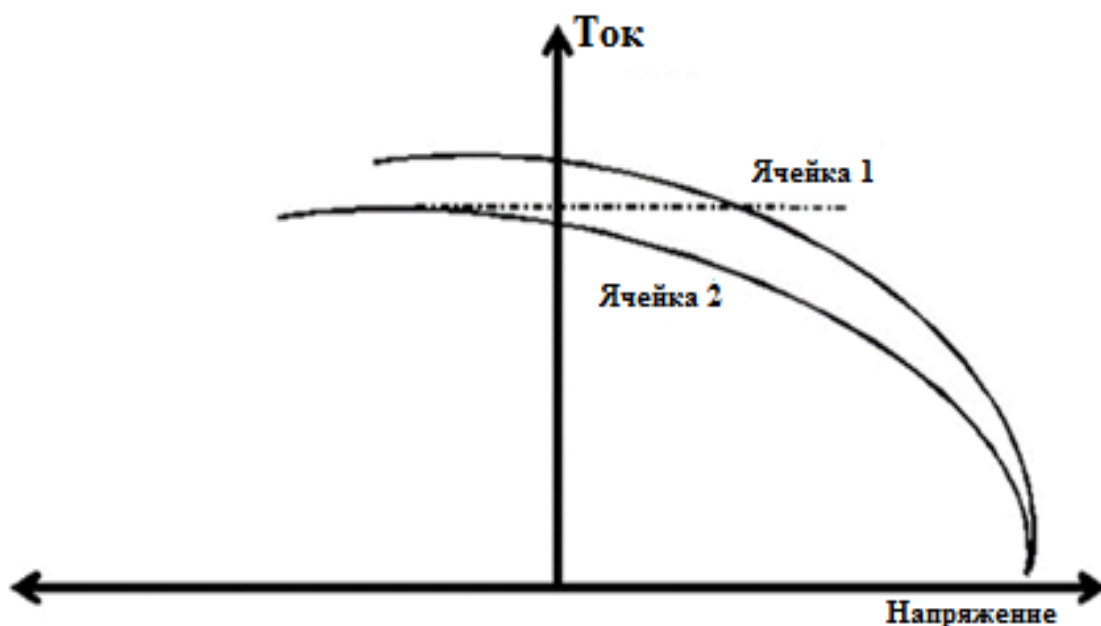


Рисунок 2.14. Параметры ячейки характеристической кривой I - V не совпадают

2.7.3. Горячая точка из-за частичного затенения

В солнечном фотоэлектрическом модуле много ячеек, соединенных последовательно. В облачную погоду может случиться так, что одна или несколько ячеек струны не получают солнечного света, как показано на рисунке 2.15. В условиях короткого замыкания затененные ячейки струны станут смещенными в обратном направлении и будут вынуждены работать при смещении V для поддержания того же тока (рис. 2.16). Это может привести к большой потере мощности в частично затененном элементе, и из-за избыточного нагрева этот элемент может полностью сломаться. Кроме того, отрицательное напряжение может привести диод к обратному напряжению пробоя и может привести к тому же результату, то есть пробую. Из-за этого, строка станет открытой цепью, и система солнечной энергии может выйти из строя.

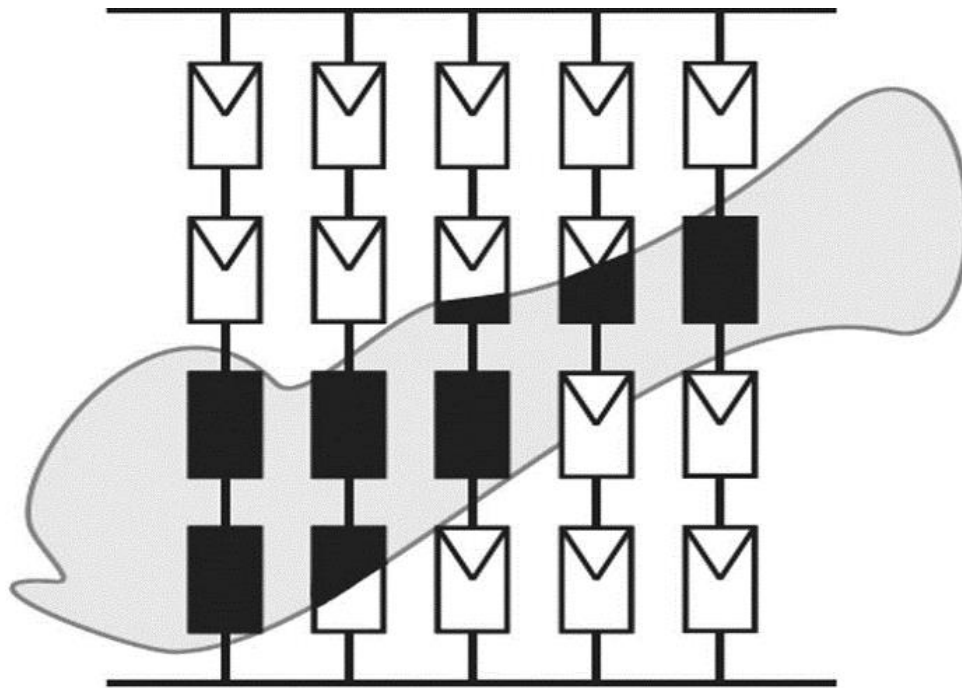


Рисунок 2.15. Частичное состояние затенения

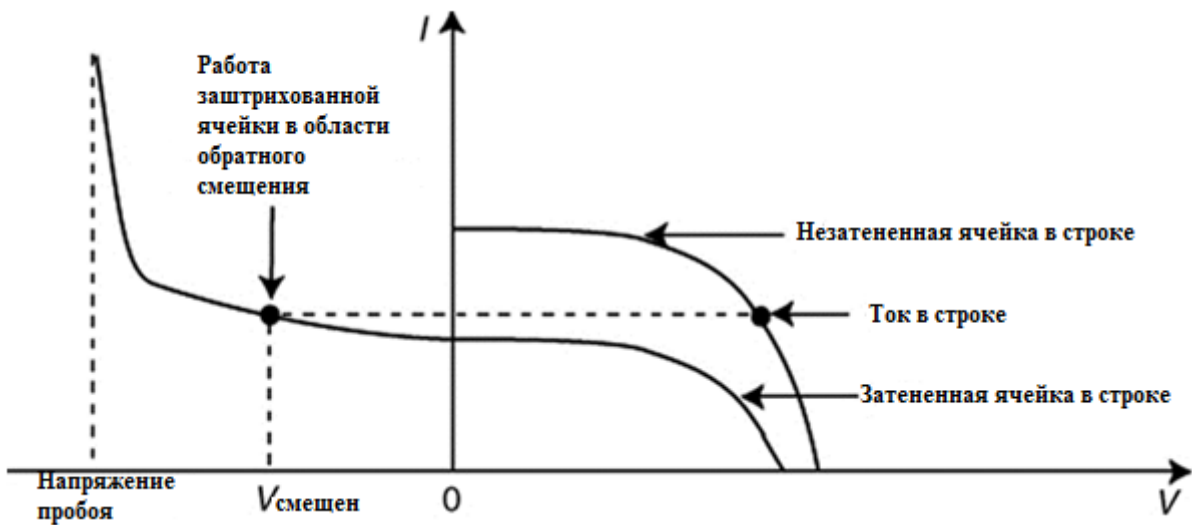


Рисунок 2.16. Кривая I- V в условиях частичного затенения

Из-за операции обратного смещения элемент генерирует тепло, которое рассматривается как горячая точка на фотоэлектрической матрице. Эти горячие точки и сбой можно избежать с помощью обходных диодов. Эти диоды подключены параллельно к элементам для ограничения обратного напряжения и, следовательно, потери мощности в затененных элементах [26]. Исследователи предполагают, что в 36 сериях подключенная

ячейка два обходных диода могут быть подключены через 18 последовательных ячеек (Рисунок 2.17). Обходной диод ограничивает напряжение затененной ячейки для достижения напряжения обратного пробоя, а также обеспечивает альтернативный путь для тока.

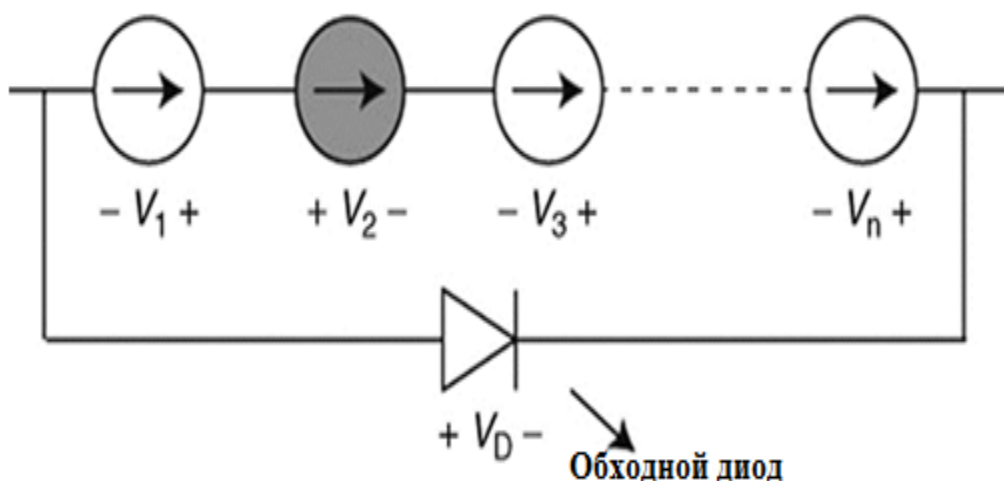


Рисунок 2.17. Обходной диод

2.8. Профиль суточной мощности массива фотоэлектрического элемента

Как обсуждалось в предыдущем разделе, выходная мощность солнечной фотоэлектрической системы зависит главным образом от солнечного излучения. Кроме того, выходная мощность изменяется нелинейно в зависимости от условий окружающей среды. В зависимости от климатических условий профиль выходной мощности фотоэлектрической матрицы варьируется. Полное солнечное излучение в плоскости солнечного массива известно, как падающее солнечное излучение. Профиль мощности измеряется с точки зрения соотношения производительности. Он определяется как отношение ежедневной эффективности выработки электроэнергии фотоэлектрической системой к номинальной эффективности массива. Это может быть сделано на ежедневной, ежемесячной или ежегодной основе. Коэффициент производительности - это показатель фотоэлектрической системы, который нормируется как по мощности фотоэлектрической системы, так и по падающей солнечной радиации. Идеализированное соотношение производительности 1,0 будет означать, что фотоэлектрическая система

работала в стандартных условиях испытаний в течение отчетного периода [8]. Рисунок 2.18 показывает профиль выработки электроэнергии ФЭЭ за весь год на почасовой основе. Видно, что энергия подается, когда Солнце доступно. Рисунок 2.19 показывает ежедневное соотношение производительности за год.

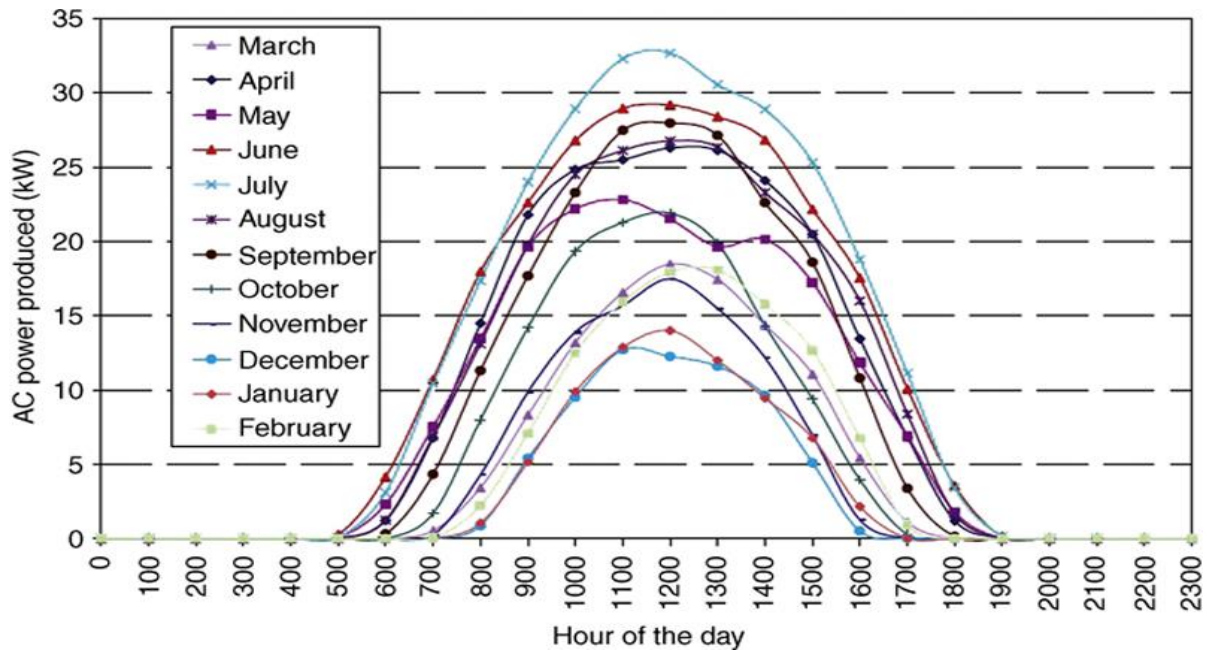


Рисунок 2.18. Профиль производства электроэнергии ФЭЭ

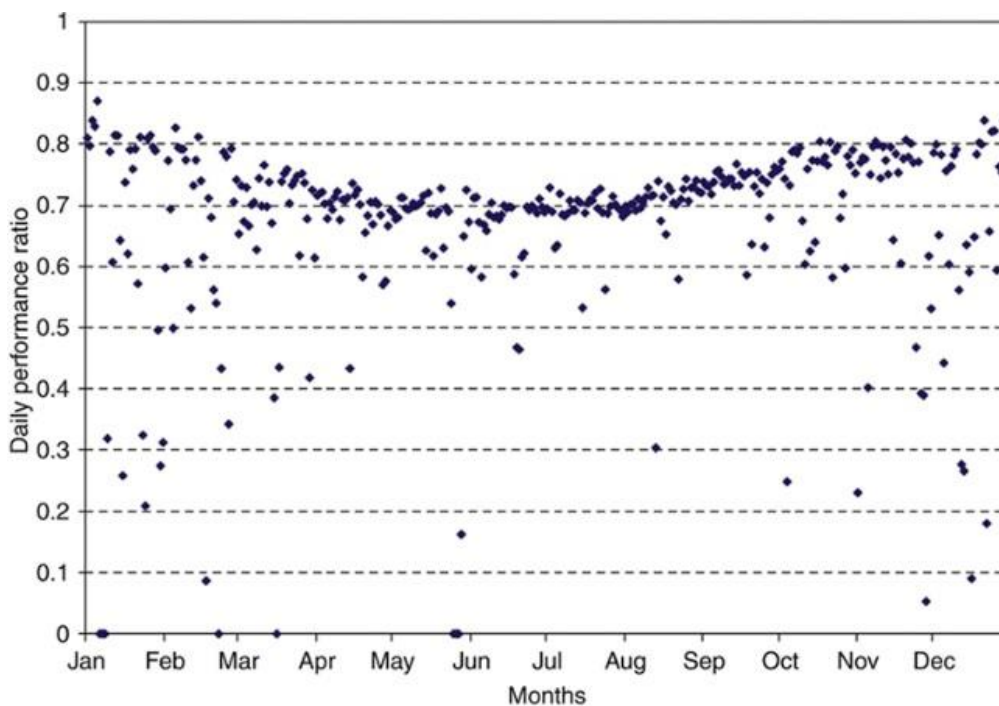


Рисунок 2.19. Дневной коэффициент полезного действия ФЭЭ

2.9. Интеграция фотоэлектрических систем

Фотоэлектрическая система широко классифицируется на три части:

1. Автономная (автономная) фотоэлектрическая система
2. Сетевая фотоэлектрическая система
3. К сети подключены солнечные электростанции

2.9.1. Автономная фотоэлектрическая система

Эти системы используются в районах, где нет электричества из национальной сети, то есть в сельских районах. В этом типе системы энергия накапливается в батарее, генерируемой солнечной фотоэлектрической системой. Преобразователь постоянного тока в постоянный используется для регулирования генерируемого напряжения постоянного тока, а инвертор подключен для преобразования постоянного тока в переменный для стандартных бытовых приборов. Базовая структура показана на рисунке 2.20 .

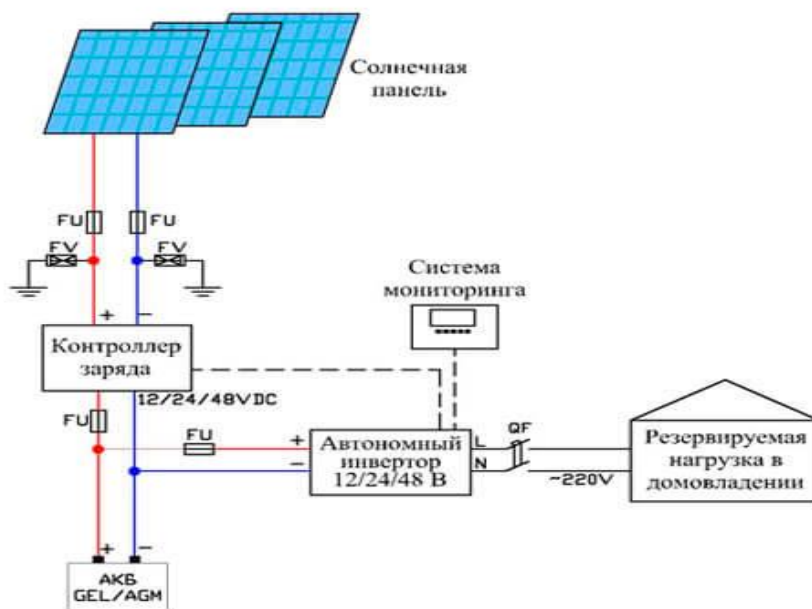


Рисунок 2.20. Автономная фотоэлектрическая система

2.10. Нагревание воды солнечным излучением

Наиболее подходящая сфера использования солнечной энергии - это воздушное и водяное отопление. В районах с холодным климатом требуется

отопление и горячая вода. Промышленности также нужно много горячей воды. В Австралии, например, для нагрева жидкостей до температур ниже 100 ° С используется почти 20% потребляемой энергии. В этом контексте производство солнечных систем отопления активно расширяется в некоторых странах, в частности в Австралии, Израиле, США и Японии. Солнечная энергия используется в водонагревателях, воздухонагревателях, солнечных установках, зерносушилках и солнечных ваннах (солнечные электростанции башенного типа). В таблице 2.1 приведена примерная стоимость солнечных приемников.

Основным элементом солнечной нагревательной системы является приемник (рис. 2.21), в котором происходит поглощение солнечного излучения и передача энергии жидкости.

Таблица 2.1

Стоимость приемников солнечного излучения

Поверхность	Стеклопакет	Обозначение (рисунок 2.21)	Цена,долл/м ²
Чёрная	нет	в	20
	Один слой	д,е	50...200
	Два слоя	ж	300
Селективная	Один слой	е,з	300
	Два слоя	ж,з	400
	Вакуумированная труба	и	500

Плоские приемники собирают как прямое, так и рассеянное излучение и поэтому могут работать даже в пасмурную погоду. В связи с этим, а также принимая во внимание относительно низкую стоимость (см. Таблицу 2.1), плоские ресиверы предпочтительнее, когда жидкости нагреваются до температур ниже 100 ° С. Простые ресиверы содержат весь объем жидкости, который необходимо нагреть. Ресиверы более сложной конструкции нагревают только небольшое количество жидкости в течение определенного периода

времени, которая затем обычно собирается в отдельном резервуаре, что может уменьшить потери тепла от всей системы. Солнечные приемники можно классифицировать следующим образом (рисунок 2.21):

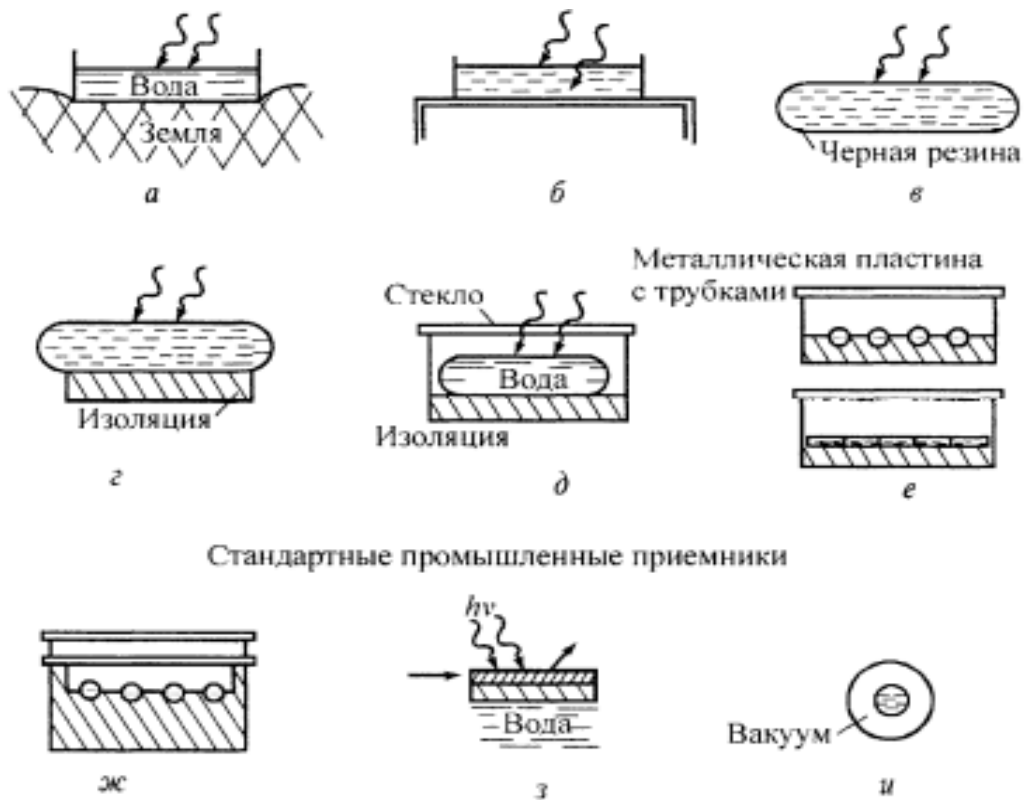


Рисунок 2.21. Последовательность приемников солнечного излучения в порядке возрастания их эффективности и стоимости

а – открытый резервуар на поверхности земли. Тепло легко уходит в землю;

б – открытый резервуар, изолированный от земли. Чистая вода не является хорошим поглотителем, потери тепла происходят вследствие испарения;

в – черный резервуар. Используется в Японии для подогрева воды к вечерним ваннам; характеризуется большими потерями тепла, особенно в ветренную погоду, и невозможностью накопления нагретой воды на ночь;

г – черный резервуар с изолированным от земли дном. Потери тепла происходят через верхнюю крышку, поэтому теплопотери всего в 2 раза ниже, чем в предыдущем случае;

д – черный резервуар в контейнере со стеклянной крышкой. Использование полиэтиленовых крышек дешевле, но они быстро разрушаются на солнце;

е – металлическая пластина с трубками и заполненная водой плоская емкость. Стандартный промышленный приемник; нагреваемая жидкость протекает сквозь приемник и накапливается в специальном резервуаре. Заполненная водой пластина более эффективна, чем пластина с трубками;

ж – пластинчатый приемник с двойным стеклянным покрытием.

Жидкость может быть нагрета до 100 °С;

з – селективная поверхность, радиационные потери ниже;

и – вакуумированный приемник. Жидкость в черной внутренней трубке, стеклянная наружная трубка. Нет конвективных потерь через наружную поверхность. На рисунок 2.22 приведена схема водонагревательной установки.

Конструкции данного водонагревателя предназначены для снабжения горячей водой, в основном, индивидуальных хозяйств. Устройство состоит из короба со змеевиком, бака холодной воды, бака аккумулятора и труб. Короб стационарно устанавливается под углом 30...50 ° с ориентацией на южную сторону. Холодная, более тяжелая, вода постоянно поступает в нижнюю часть короба, там она нагревается и, вытесненная холодной водой, поступает в бак-аккумулятор. Она может быть использована для отопления, для душа либо для других бытовых нужд.

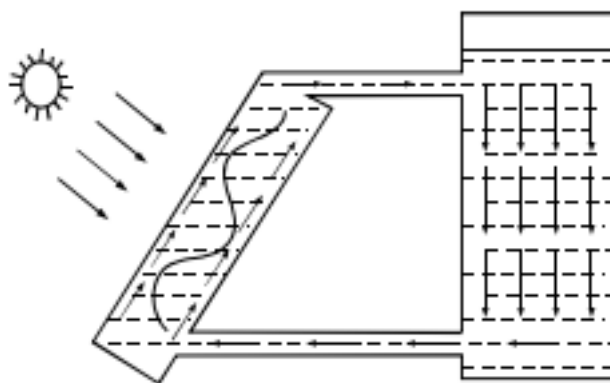


Рисунок 2.22. Солнечный водонагреватель

Дневная производительность на широте 50° примерно равна $2 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$ с квадратного метра. Температура воды в баке-аккумуляторе достигает $60\dots 70^\circ\text{C}$. КПД установки – 40% .

2.11. Другие применения солнечной энергии

Солнечную энергию можно использовать не только для подогрева воды, но и для подогрева воздуха, просушивания зерна, обогрева зданий. Эти приложения имеют важное значение для экономики. Значительная часть урожая в мире теряется после поражения плесневым грибом, которое можно предотвратить правильным просушиванием. Частичная разгрузка энергетики, связанная с проектом или перестройкой здания для использования солнечного тепла, позволяет экономить громадные средства, которые затрачиваются на топливо. Тепловые двигатели, мощность которых возрастает с повышением рабочей температуры, очевидно, также может использовать солнечное тепло. Высокие температуры можно получить при концентрации потока солнечного излучения на малой площади. Рассмотрим кратко некоторые возможности использования солнечной энергии.

2.12. Концентрирующие гелиоприемники

Конструкция концентрирующего гелиоприемника представлена на рисунке 2.23.

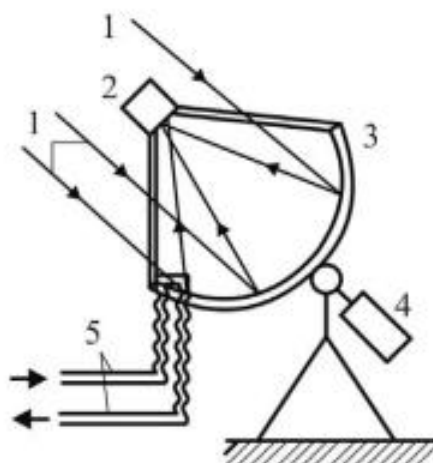


Рисунок 2.23. Конструкция концентрирующего гелиоприемника – параболического концентратора

1 – солнечные лучи; 2 – тепловоспринимающий элемент (солнечный коллектор); 3 – зеркало; 4 – механизм привода системы слежения; 5 – трубопроводы, подводящие и отводящие теплоноситель

Концентрирующие солнечные коллекторы представляют собой сферические или параболические зеркала, параболические цилиндры из полированного металла, в фокусе которых расположен теплоприемный элемент (солнечный котел), через который циркулирует теплоноситель. В качестве теплоносителей используется вода или незамерзающие жидкости. Если в ночное время и в период холода в качестве теплоносителя используется вода, систему необходимо осушить, чтобы она не замерзла.

Для обеспечения высокого уровня эффективности приема и преобразования солнечного излучения концентрирующий солнечный приемник должен постоянно быть направлен строго на солнце. Для этого гелиоприемник снабжен системой слежения, включающей датчик направления на солнечный свет, блоком электронного преобразования сигнала, электродвигателя с редуктором для поворота конструкции солнечного приемника в двух плоскостях. На рисунке 2.24 представлена принципиальная схема жидкостной комбинированной двухконтурной низкотемпературной системы солнечного

отопления с параболоцилиндрическим концентратором и жидкостным теплоаккумулятором. В контуре гелиоприемника в качестве теплоносителя применен антифриз, а в контуре системы отопления – вода.

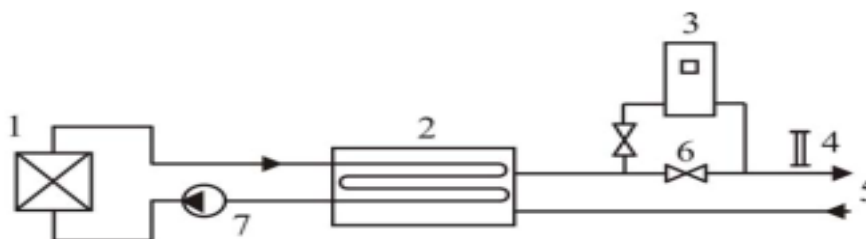


Рисунок 2.24. Жидкостная комбинированная двухконтурная низкотемпературная система солнечного отопления с параболоцилиндрическим концентратором и жидкостным теплоаккумулятором:

1 – параболоцилиндрический концентратор; 2 – жидкостный теплоаккумулятор; 3 – дополнительный теплоисточник; 4 – термометр; 5 – контур системы отопления; 6 – регулирующий вентиль; 7 – циркуляционный насос

Преимущество систем с концентрирующими солнечными коллекторами - это возможность генерировать тепло при относительно высокой температуре (до 100 ° С) и даже пар. К недостаткам можно отнести дороговизну конструкции; необходимость постоянной очистки отражающих поверхностей от пыли; работает только при дневном свете, поэтому потребуются большие батареи высокого потребления энергии для работы солнечной системы слежения в зависимости от вырабатываемой энергии. Эти недостатки ограничивают широкое использование низкотемпературных активных систем солнечного отопления с концентрированными солнечными коллекторами. В последнее время плоские солнечные коллекторы чаще всего используются для низкотемпературных систем солнечного отопления.

2.13. Солнечные коллекторы

Плоские солнечные коллекторы (рис.2.25) состоят из стеклянного или пластикового покрытия (одинарного, двойного, тройного), тепловоспринимающей панели, окрашенной со стороны, обращенной к солнцу, в черный цвет, изоляции на обратной стороне и корпуса (металлического, пластикового, стеклянного, деревянного).

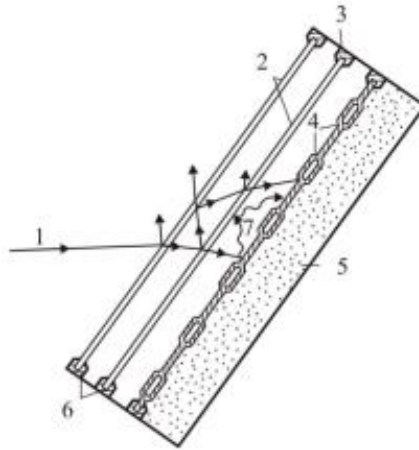


Рисунок 2.25. Плоский солнечный коллектор:

1 – солнечные лучи; 2 – остекление; 3 – корпус; 4 – тепловоспринимающая поверхность; 5 – теплоизоляция; 6 – уплотнитель; 7 – собственное длинноволновое излучение тепловоспринимающей пластины

На рисунке 2.26 представлена принципиальная схема низкотемпературной водяной солнечной системы отопления с солнечными коллекторами, которая предусматривает автоматический осушение коллекторов при прекращении солнечного излучения. В качестве теплопоглощающей пластины можно использовать любую металлическую или пластиковую пластину с каналами для охлаждающей жидкости. Теплопоглощающие пластины изготавливаются из двух видов алюминия или стали: листового металла и перфорированных пластин (трубка из листового металла). Пластиковые листы из-за хрупкости и быстрого старения под воздействием солнечных лучей, а также из-за низкой теплопроводности не получили широкого распространения. Под воздействием солнечного излучения

термочувствительные панели нагреваются до температур 70 ... 80 ° С, превышающих температуру окружающей среды, что приводит к увеличению конвективной теплоотдачи панели в окружающую среду и собственного излучения к небу. Для достижения более высоких температур теплоносителя поверхность пластины покрывается спектрально-селективными слоями, которые активно поглощают коротковолновое солнечное излучение и уменьшают собственное тепловое излучение в длинноволновой части спектра. Такие конструкции на основе «черного никеля», «черного хрома», оксида меди на алюминии, оксида меди на меди и др. дороги (их стоимость часто равна стоимости самой теплопоглощающей пластины).

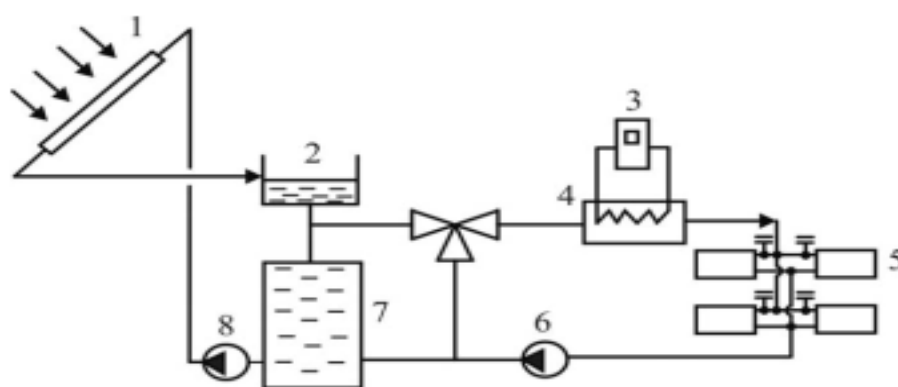


Рисунок 2.26. Схема водяной низкотемпературной системы солнечного отопления с плоскими коллекторами и их автоматическим дренажем при прекращении циркуляции: 1 – солнечные плоские коллекторы; 2 – расширительный бак; 3 – дополнительный теплоисточник; 4 – теплообменник; 5 – отопительные приборы; 6, 8 – циркуляционные насосы; 7 – бак-теплоаккумулятор

Опыт эксплуатации солнечных систем на базе солнечных коллекторов показал ряд существенных недостатков таких систем. Прежде всего, это дороговизна коллекторов. Повышение эффективности их работы за счет селективных покрытий, увеличения прозрачности остекления, вакуумирования, а также обустройства системы охлаждения оказывается экономически невыгодным. Существенным недостатком является необходимость частой

очистки стекол от пыли, что практически исключает использование коллектора в промышленных помещениях. Если солнечные коллекторы эксплуатируются длительное время, особенно в зимних условиях, они часто выходят из строя из-за неравномерного расширения освещенных и затемненных участков.

Стекло из-за нарушения целостности остекления. Также высок процент отказов коллектора при транспортировке и установке. Главный недостаток систем с коллекторами - неравномерная нагрузка в течение года и в течение дня. Опыт эксплуатации коллекторов в Европе и в европейской части России с высокой долей рассеянного излучения (до 50%) показал невозможность создания круглогодичной автономной системы горячего водоснабжения и отопления.

Все солнечные системы с солнечными коллекторами в средних широтах требуют установки резервуаров для хранения большого объема и включения в систему дополнительного источника энергии (рис.2.27), что снижает экономический эффект от их использования.

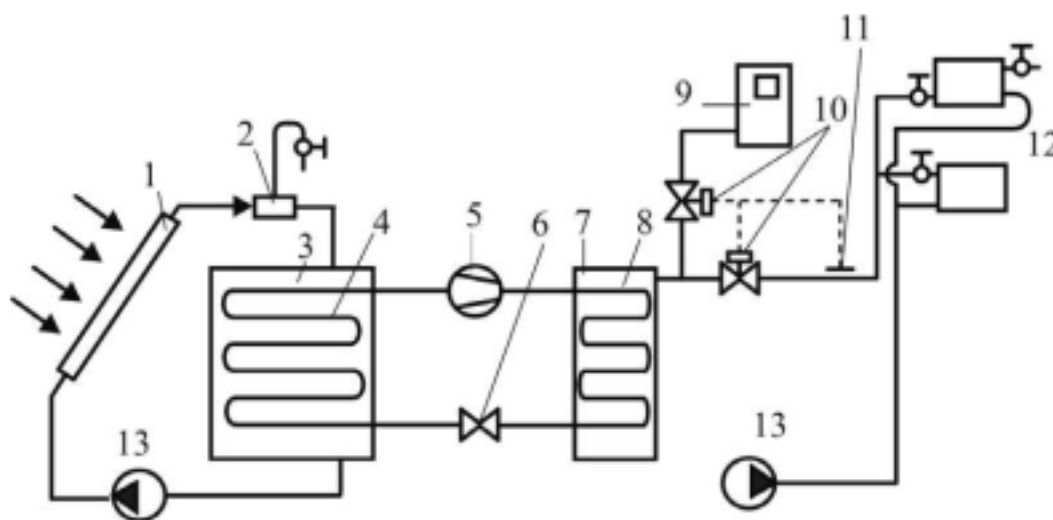


Рисунок 2.27. Жидкостная двухконтурная комбинированная низкотемпературная система солнечного отопления с плоскими коллекторами, тепловым насосом и двумя жидкостными теплоаккумуляторами: 1 – солнечные коллекторы; 2 – воздухосборник; 3 – низкотемпературный жидкостный теплоаккумулятор; 4 – испаритель теплового насоса; 5 – компрессор; 6 – дроссельный вентиль; 7 – высокотемпературный жидкостной теплоаккумулятор; 8 – конденсатор теплового насоса; 9 – дополнительный

теплоисточник; 10 – магнитный вентиль; 11 – датчик температуры; 12 – отопительные приборы; 13 – циркуляционный насос

В связи с этим наиболее целесообразно их использование в районах с высокой средней интенсивностью солнечной радиации (не ниже 300 Вт/м²).

2.14. Паротурбинные СЭС

В 70-е годы XX века Советским Союзом в Крыму и Соединенными Штатами в Калифорнии построены паротурбинные СЭС, устройство которых схематически показано на рис. 6.10.

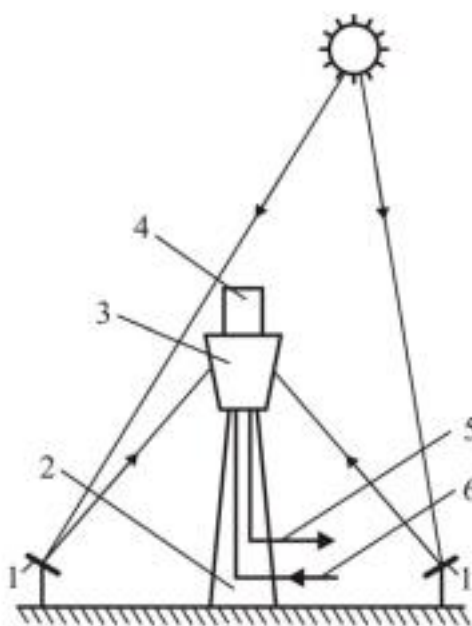


Рисунок 2.28. Схема СЭС: 1 – гелиостаты; 2 – башня; 3 – солнечный котел; 4 – теплоаккумулятор; 5 – трубопровод пара; 6 – трубопровод питательной воды

На башне 2 установлен котел 3, на котором фокусируется солнечное излучение, собираемое с нескольких гектаров земной поверхности зеркалами-гелиостатами. Гелиостаты 1 отслеживают движение Солнца по небосводу. Зеркала каждого гелиостата площадью в несколько квадратных метров направляют солнечные лучи на стенки теплообменника котлоагрегата, в котором вырабатывается пар с температурой до 510 °С. По паропроводу 5 пар направляется в машинный зал, где электроэнергия производится в традиционном паротурбинном цикле. Установка имеет накопитель теплоты 4 –

емкость объемом в несколько тыс. м³, заполненную щебнем, который нагревается «острым» паром в часы максимума интенсивности солнечного излучения и отдает теплоту после захода Солнца. Для паротурбинных СЭС характерны высокие капитальные затраты, главным образом из-за высокой стоимости автоматизированных зеркал-гелиостатов. Стоимость 1 киловатта установленной мощности на башенной СЭС «Солар-1», как и Крымской СЭС, более чем в 10 раз превышает характерную для традиционных установок. Экономичнее оказалось другое техническое решение, реализованное в США в 1985 году. Вместо дорогих стеклянных зеркал – гелиостатов здесь используется пленка с металлическим напылением, натянутая на обручи диаметром 1,5 метра. Создавая под пленкой вакуум, придают ей параболическую форму. Эти вогнутые зеркала фокусируют солнечное излучение на трубы, в которых нагревается и испаряется питательная вода паротурбинной установки. Таким образом, этой СЭС башня с баком-парогенератором не нужна. Стоимость одного киловатта установленной мощности снижена по сравнению с «Солар-1» в 4 раза, себестоимость киловатт-часа произведенной энергии приблизилась к характерной для угольных станций. На СЭС «Альмерия» (Испания) в качестве теплоносителя первого контура парогенератора на вершине солнечной башни используется жидкий натрий, во втором контуре – обычная вода. В варианте СЭС, разработанном в Германии, солнечные лучи нагревают до 800 °С сжатый воздух, который приводит в действие газовую турбину. Теплота отработавшего в газотурбинной установке воздуха затем используется в паротурбинном цикле. В итоге повышается КПД использования теплоты солнечных лучей. Ряд паротурбинных СЭС различной мощности построен во Франции и в Италии. Разрабатываются проекты СЭС с замкнутыми газотурбинными установками, в которых рабочим телом является гелий. Параметры гелиевого теплоносителя перед турбиной: температура около 600 °С, давление 0,8 МПа; проектный КПД установок – около 25 %.

ГЛАВА 3. ВЕТРЯНАЯ ЭНЕРГИЯ

Обычные источники энергии, такие как природный газ, нефть, уголь или атомная энергия, ограничены, но все еще занимают большую часть энергетического рынка. Однако возобновляемые источники энергии, такие как ветер, топливные элементы, солнечная энергия, биогаз/биомасса, прилив, геотермальная энергия и т.д., являются чистыми и широко доступны в природе и, следовательно, конкурируют с традиционными источниками энергии. Среди возобновляемых источников энергии энергия ветра имеет огромный потенциал и может стать основным источником возобновляемой энергии для современного мира. Ветроэнергетика - это чистая технология производства электроэнергии без выбросов. Согласно статистике Глобального совета по ветроэнергетике (GWEC) за 2013 год, совокупная глобальная мощность достигла в общей сложности 318 ГВт, что показывает увеличение почти на 200 ГВт за последние 5 лет. GWEC прогнозирует, что энергия ветра может достичь почти 2000 ГВт к 2030 году, поставляя от 16,7% до 18,8% мировой электроэнергии и помогая экономить более 3 миллиардов тонн выбросов CO₂ ежегодно. Из этого сценария становится ясно, что энергия ветра будет доминировать на рынке возобновляемых источников энергии, а также на рынке традиционной энергии в не столь отдаленном будущем. Энергия ветра является единственной технологией производства электроэнергии, которая может обеспечить необходимое сокращение выбросов CO₂ выбросы в энергетическом секторе в критический период до 2020 года, когда выбросы парниковых газов должны достигнуть максимума и начать снижаться, если мы хотим надеяться избежать худших последствий изменения климата. Тем не менее, проблемы интеграции сети, напряжения и колебаний мощности должны быть адекватно решены из-за огромного проникновения энергии ветра в сеть.

3.1. Перспективы использования энергии ветра

Почему же столь обильный, доступный, да и экологически чистый источник энергии так слабо используется? В наши дни двигатели, использующие ветер, покрывают всего одну тысячную мировых потребностей в энергии. Техника 20 века открыла совершенно новые возможности для ветроэнергетики, задача которой стала основной – получение электроэнергии. В начале века Н.Е. Жуковский разработал теорию ветродвигателя, на основе которой могли быть созданы высокопроизводительные установки, способные получать энергию от самого слабого ветерка. Появилось множество проектов ветроагрегатов, несравненно более совершенных, чем старые ветряные мельницы. В новых проектах используются достижения многих отраслей знания. В наши дни к созданию конструкций ветроколеса привлекаются специалисты-самолетостроители, умеющие выбрать наиболее целесообразный профиль лопасти, исследовать его в аэродинамической трубе. Усилиями ученых и инженеров созданы самые разнообразные конструкции современных ветровых установок [30].

Первой лопастной машиной, использовавшей энергию ветра, был парус. Парус и ветродвигатель, кроме одного источника энергии, объединяет один и тот же используемый принцип. Исследования Ю.С. Крючкова показали, что парус можно представить в виде ветродвигателя с бесконечным диаметром колеса. Парус является наиболее совершенной лопастной машиной, с наивысшим коэффициентом полезного действия, которая непосредственно использует энергию ветра для движения.

Ветроэнергетика, использующая ветроколеса и ветрокарусели возрождается сейчас, прежде всего, в наземных установках. В США уже построены и эксплуатируются коммерческие установки. Проекты наполовину финансируются из государственного бюджета. Вторую половину инвестируют будущие потребители экологически чистой энергии. Еще в 1714 году француз Дю Квит предложил использовать ветродвигатель в качестве движителя для

перемещения по воде. Пятилопа-стное ветроколесо, установленное на треноге, должно было приводить в движение гребные колеса. Идея так и осталась на бумаге, хотя понятно, что ветер произвольного направления может двигать судно в любом направлении [31].

Первые разработки теории ветродвигателя относятся к 1918 г. В. Залевский заинтересовался ветряками и авиацией одновременно. Он начал создавать полную теорию ветряной мельницы и вывел несколько теоретических положений, которым должна отвечать ветроустановка. В начале XX века интерес к воздушным винтам и ветроколесам не был обособлен от общих тенденций времени – использовать ветер, где это только возможно. Первоначально наибольшее распространение ветроустановки получили в сельском хозяйстве. Воздушный винт использовали для привода судовых механизмов. На всемирно известном «Фраме» («Фрам» [фр. *frum* вперед] – исследовательское судно Ф. Нансена, исследователя Арктики) он вращал динамомашину. На парусниках ветряки приводили в движение насосы и якорные механизмы. В России к началу нынешнего века вращалось около 2500 ветряков общей мощностью миллион киловатт. После 1917 года мельницы остались без хозяев и постепенно разрушились. Правда, делались попытки использовать энергию ветра уже на научной и государственной основе. В 1931 году вблизи Ялты была построена крупнейшая по тем временам ветроэнергетическая установка мощностью 100 кВт, а позднее разработан проект агрегата на 5000 кВт. Но реализовать его не удалось, так как Институт ветроэнергетики, занимавшийся этой проблемой, был закрыт. Такова была общемировая тенденция. В США к 1940 году построили ветроагрегат мощностью в 1250 кВт. К концу войны одна из его лопастей получила повреждение. Ее даже не стали ремонтировать, посчитав, что выгодней использовать обычную дизельную электростанцию. Неудавшиеся попытки использовать энергию ветра в крупномасштабной энергетике сороковых годов не были случайны. Нефть оставалась сравнительно дешевой, резко снизились удельные капитальные вложения на крупных тепловых электростанциях,

освоение гидроэнергии, как тогда казалось, гарантирует и низкие цены, и удовлетворительную экологическую чистоту. За последние 30 лет внимание мировой общественности к проблеме использования возобновляемых источников энергии резко возросло.

Сильным толчком, возбуждившим это внимание, был энергетический кризис 1973 года. Уже в 1974 году в ряде стран, в том числе и в США, были разработаны многолетние программы исследований, разработок и производства преобразователей солнечной, ветровой, геотермальной и других видов возобновляемых источников энергии. При этом значительная часть финансовых средств, необходимых для реализации указанных программ, выделялась за счет средств госбюджета. Причиной такой реакции на кризис явились доклады крупных ученых энергетиков, представивших доказательства истощения в ближайшем будущем запасов нефти и реальной опасности для мирового сообщества наращивания во все возрастающих масштабах использования ископаемых видов топлива, уже приводящего к глобальному потеплению климата и к загрязнению планеты, одним из очевидных последствий которого стало часто повторяющееся во многих странах выпадение кислотных дождей. По данным департамента окружающей среды Дании количество выбросов в атмосферу, приводящихся на 1 кВт·ч энергии, выработанной на тепловых электростанциях, работающих на различных видах органического топлива, составляет: двуокись серы – 5...8 г., окись азота – 3...6 г., углекислый газ – 750...1250 г., сажа и пепел – 50...70 г. За прошедшие 25 лет интенсивного развития ветроэнергетики был достигнут огромный прогресс. Первые конструкции ВЭУ, освоенные в серийном производстве в США, Дании, Нидерландах, Германии и других странах, имели номинальную мощность от 30 до 100 кВт. Себестоимость вырабатываемой энергии на первом этапе эксплуатации ветровых ферм в штате Калифорния (США) была на уровне 30 цент/кВт·ч. В дальнейшем при повышении номинальной мощности ВЭУ до 500...700 кВт в одном агрегате и совершенствовании методов управления и организации эксплуатации ветровых ферм себестоимость вырабатываемой

энергии снизилась до 5 цент/кВт·ч, что обеспечивает рентабельность использования ВЭУ по сравнению с электростанциями, работающими на угле. В отдельных районах Дании и штата Калифорния доля энергии, выработанной на ветровых фермах, уже превысила уровень 10 % от общего количества вырабатываемой электроэнергии.

Высокие темпы развития ветроэнергетики характерны для Германии 1990-х годов. Особого внимания заслуживает опыт фирмы «Enercon», которая освоила гамму ВЭУ мощностью 30, 130, 600, 1500 кВт в одном агрегате, выполненных с трехлопастными стеклопластиковыми ветроколесами, имеющими диаметр от 12 до 66 м. Все агрегаты фирмы имеют безредукторное исполнение, которое стало возможным за счет использования многополюсных тихоходных генераторов кольцевого типа. Отсутствие редуктора позволило снизить уровень шума, упростить обслуживание, повысить надежность. ВЭУ имеет ветроколесо диаметром 40 м, высоту башни – до 65 м, номинальную мощность – 600 кВт, которая развивается при скорости ветра 13 м/с. В 1999 году количество ВЭУ этого типа, находящихся в эксплуатации, превысило 2000 шт. В настоящее время промышленным производством ВЭУ в мире занимается более 300 фирм. Наиболее развитую промышленность имеют Дания, США, Германия. Серийное производство ВЭУ большой и малой мощности организовано также в Нидерландах, Великобритании, Италии, Испании и в ряде других стран. В производстве ВЭУ, предназначенных для заряда аккумуляторов, лидирует Китай. Обращает на себя внимание более чем двукратный отрыв Германии от США, которые в последние годы резко сбавили темпы прироста мощностей.

Однако сейчас в США вновь планируется крупномасштабное строительство ВЭС, в том числе в штате Техас (500 МВт), Калифорнии (439 МВт), на стыке территорий штатов Орион и Вашингтон (300 МВт) и в штате Невада (260 МВт). На строительство выделяются средства из фонда развития возобновляемых источников энергии, образованного в 1997 году.

Лидером ветроэнергетики в Германии является в последние годы фирма «Enercon», выпустившая в 2000 году 27,4 % всего объема продукции ветроэнергетики страны. В прошлом году «Enercon» установила 195 ВЭС типа E-66 мощностью 1,5...1,8 МВт, 26 ВЭС E-58 мегаваттового класса и 125 ВЭС E-40 мощностью 500...600 кВт. Кроме того, 192 ВЭС типа E-40 были проданы в Испанию и Италию. Средняя мощность ВЭС, выпущенных в Германии в 2000 году, возросла до 1150 кВт. Тенденция роста единичной мощности, по-видимому, сохранится: германская фирма «De Wind», подготовив новую конструкцию ВЭС мощностью 2 МВт к производству, уже планирует создание ВЭС мощностью 3...5 МВт.

Утвердив план строительства ВЭС суммарной мощностью 400 МВт, Великобритания рассчитывал в 2010 году ввести в эксплуатацию ВЭС общей мощностью 6000 МВт, доведя вклад возобновляемых источников энергии в энергетику страны до 10 %. При этом 40 % ВЭС будет установлено в прибрежной зоне, на мелководье. Дания и Швеция также рассчитывают расширить свой парк ВЭС за счет их сооружения в прибрежной зоне. Нидерландская фирма «Enron Wind» уже установили в Швеции семь ВЭС мегаваттного класса на мелководье. Та же фирма за полгода после начала строительства ввела в эксплуатацию ветровую ферму в Германии мощностью 31,5 МВт на базе ВЭС «Enron» 1,5 (мощностью 1,5 МВт, диаметр ветроколеса 70,5 м, высота мачты 85 м). Идея замены углеродного топлива источниками возобновляемой энергии становится все более популярной. В Швеции, Швейцарии, Австрии, Норвегии, Канаде вклад возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в энергетику стран уже превысил 25 %. В Польше с 1 января 2001 года энергетическим компаниям предписано обеспечить производство 2,4 % энергии за счет ВИЭ, а к 2010 году указанный норматив был увеличен до 7,5 %. В 1995 году была разработана «новая энергетическая политика России», базирующаяся на использовании природного углеродного топлива. Необходимость масштабного развития ВИЭ в этом объемном труде не обсуждается. Вероятная доля ВИЭ в энергетике страны к 2005–2010 годам

оценивается в 1 %. Недооценка роли ВИЭ в энергетике будущего приводит к отставанию России в развитии сетевой и автономной ветроэнергетики. Россия, Польша, Украина, Чехия в 2000 году замыкают список 37 стран, использующих ветровую энергию, имея нулевые показатели ввода новых мощностей ВЭС. Возможности быстрого развития ветроэнергетики в условиях недостатка бюджетных средств демонстрирует в последние годы Индия. В 1992 году в Индии работали ВЭС общей мощностью всего 40 МВт, а в 2000 году страна вышла на пятое место в мире, обогнав Нидерланды, Италию, Великобританию. Это стало возможным за счет государственного участия в планировании развития ветроэнергетики и создания выгодных условий для вложения средств частных предпринимателей – владельцев новых ВЭС [33].

В 1992 году в Индии было создано Министерство нетрадиционных источников энергии (МНИЭ), которое осуществляет планирование развития отрасли, разработку мер экономического стимулирования для привлечения инвестиций и кредитов. Используя бюджетные средства, МНИЭ проводит выбор объектов перспективного строительства, создает демонстрационные проекты, обеспечивает сертификацию оборудования.

При министерстве организован фонд субсидирования и выдачи кредитов для строительства объектов ВИЭ. Решение о выдаче кредита принимается после экспертизы проекта при наличии у предпринимателя 25 % средств от стоимости проекта и соглашения о поставке оборудования. Кредит выдается на 6 лет с освобождением от выплаты процентов по кредиту на 1 год.

Для объектов ветроэнергетики введены следующие льготы:

- освобождение от налогов на прибыль первые пять лет после сооружения;
- разрешение на 100 % списание стоимости ВЭС через один год эксплуатации;
- освобождение от налогов с продажи;
- беспошлинный ввоз частей для производства ВЭС и запчастей к ним;

– гарантированная стоимость продажи энергии, вырабатываемой ВЭС в размере 7...8 цент/кВт·ч.

Кроме объектов ветроэнергетики частного сектора, МНИЭ рекомендует создание совместных предприятий в составе частных инвесторов, правительства штата и фонда субсидирования со следующими долями капитала: 51, 25 и 24 %. У совместных предприятий появляются следующие преимущества:

- нет затруднений с арендой земли, созданием инфраструктуры, сооружением линии электропередачи;
- нет необходимости разрабатывать детальный проект строительства парка; легче получить кредит на строительство.

В настоящее время 12 индийских компаний заняты сборкой и производством ВЭС. Крупные иностранные компании принимают участие в работе совместных предприятий по производству оборудования ВЭС.

На этих заводах производят ВЭС широко известных фирм «Vestas», «Micon», «Zond», «Carter», «Enercon» мощностью от 50 до 750 кВт. По данным МНИЭ годовое производство энергии на 1 кВт установленной мощности ВЭС на территории Индии составляет 2,0...2,5 тыс. кВт·ч. Себестоимость вырабатываемой электроэнергии от ВЭС в ряде штатов снизилась до 5...6 цент/кВт·ч. Правительство Индии планировало увеличение доли вырабатываемой энергии от ВЭС в 2010 году до 5 %, а в 2020 году – до 10 %. Основу мировой ветроэнергетики сейчас составляет ВЭУ, работающие на сети энергосистем. Их доля составляет 99 % от суммарной мощности действующего ветроэнергетического парка. Это объясняется тем, что параллельную работу ВЭУ с энергосистемой не требует применения аккумулярующих устройств и резервных источников питания, удорожающих стоимость комплекта оборудования не менее чем в два раза. Доля ВЭУ, применяемых в качестве автономных источников питания отдельных потребителей или отдаленных поселков, не имеющих централизованного электроснабжения, не превышает 1 % от общей мощности выпускаемых ВЭУ. Причина такой ситуации кроется, в

основном, в экономических показателях ВЭУ малой мощности. Малым ВЭУ соответствует наибольшая удельная стоимость. ВЭУ с диаметром ветроколеса до 5 м стоят 3...5 тыс. долл./кВт, а ВЭУ с диаметром 15...30 м – 1...1,5 тыс. долл./кВт. Существует и другая причина относительно слабого развития автономной ветроэнергетики. Государственные дотации и налоговые льготы в большинстве стран распространяются только на ВЭУ, подключаемые к сетям энергосистем. В условиях России в настоящее время автономная ветроэнергетика – это то направление использования энергии ветра, в развитии которого больше всего нуждается страна. В России 70 % территории с населением более 10 млн человек не имеют централизованного электроснабжения. Использование новых технологий позволяет за счет работы ВЭУ экономить не менее 50 % топлива на дизельных электростанциях. Применение таких технологий могло бы существенно снизить энергетическую напряженность, наблюдаемую в таких районах, как Приморье, Сахалин, Камчатка, Чукотка.

В бывшем Советском Союзе развитию ветроэнергетики уделялось большое внимание. В довоенный период и после него выпуск ветродвигателей для подъема воды и привода сельскохозяйственных машин производился на десятках заводах страны. В 1931 году в Крыму была построена и успешно работала первая в мире ветроэлектростанция мощностью 100 кВт. В 1950-х годах для нужд сельского хозяйства были разработаны ветроэлектрические станции мощностью 25 и 400 кВт для работы с дизельным резервом [34].

Однако позднее отечественная ветроэнергетика была переориентирована на разработку ВЭУ только малой мощности для нужд водоснабжения отгонных пастбищ, имеющих значительное распространение в Казахстане и Туркмении, с переподчинением головной организации по конструированию ВЭУ – НПО «Ветроэн» Министерству мелиорации и водного хозяйства. В 1970–1980 годы «Ветроэн» разработал и освоил в производстве ВЭУ мощностью 4 и 16 кВт, причем установка АВЭУ-6-4 мощностью 4 кВт в 80-х годах выпускалась в количестве 400...500 штук в год. В соответствии с Комплексной программой освоения нетрадиционных источников энергии на 1991–2005 годы к 2005 году

предусматривалось ввести в действие ВЭУ общей мощностью 300 МВт, в том числе сетевых ВЭУ (180 МВт). В НПО «Ветроэн» в 1989–1991 годы была разработана ВЭУ мощностью 250 кВт. Производство этой ВЭУ было освоено в НПО «Южное» в г. Днепропетровске. Было выпущено более 40 ВЭУ, из которых 6 были введены в эксплуатацию в системе «Воркутаэнерго». В МКБ «Радуга» в начале 90-х была разработана ветроэлектрическая установка «Радуга-1» мощностью 1 МВт. Производство этого типа ВЭУ было осуществлено на Тушинском машиностроительном заводе. В начале 1995 года в 30 км от г. Элиста первый образец ВЭУ был смонтирован и подключен в работу на энергосистему Калмыкии. Позднее было принято решение об изготовлении еще 10 ВЭУ «Радуга-1» и выдан аванс на их производство, однако, дальнейшее финансирование производства этих ВЭУ было прекращено. Комплексная программа развития ВИЭ осталась не выполненной.

Из-за недостатка финансирования в период с 1997 по 2000 годы работы в ветроэнергетике выполнялись, в основном, в сфере международного сотрудничества с Данией и США в рамках реализации постановления правительства РФ от 28 августа 1997 года по программе энергообеспечения районов Крайнего Севера и Дальнего Востока. В соответствии с программой российско-американской комиссии по экономическому сотрудничеству в июле 1997 года из США в Россию поступили 40-комплексов современных ВЭУ мощностью 10 и 1,5 кВт. Организация распределения поступившей техники по регионам страны производилась Федеральным центром малой и нетрадиционной энергетики (ФЭЦ). Обоснование выбора объектов и проектные предложения выполнялись организацией «Интерсоларцентр» и институтом ВИЭСХ. Строительство ВЭУ, имеющих в своем составе сложное электронное оборудование, тяжелые аккумуляторные батареи и мачты ветроагрегатов высотой 18 и 24 м в условиях Крайнего Севера проходило с большими трудностями из-за высоких транспортных расходов и недостатка материальных средств у местных администраций. Вследствие этого часть первоначально выбранных объектов отпала, а завезенные ВЭУ были частично

перераспределены в другие районы. Опыт международного сотрудничества показал, что в российских условиях целесообразно ориентироваться, прежде всего, на продукцию отечественных предприятий. Тем более что в последнее время появились признаки повышения активности разработчиков и производителей ВЭУ. Перспективы дальнейшего развития российской ветроэнергетики в значительной мере зависят от государственной поддержки в виде утвержденной Программы развития ветроэнергетики, введения системы льгот производителям и потребителям, включая льготные кредиты на приобретение ВЭУ и предоставление участков для ведения строительства.

В ряде стран правительственные организации субсидируют научные разработки и исследования, направленные в первую очередь на использование ВЭУ в региональных энергосистемах высокого напряжения. В течение нескольких лет успешно функционируют ВЭУ мощностью более 200 кВт и созданы установки мощностью до 3 и 4 МВт. Считают, что срок службы таких генераторов превысит 20 лет и вырабатываемая ими электроэнергия будет дешевле, чем на тепловых электростанциях на жидком топливе. В ранних исследованиях считали, что ВЭУ следует устанавливать на возвышенностях, но практика показала, что еще лучшие условия для их работы могут быть на открытых равнинных местах, особенно если рядом установлены сразу несколько ветроустановок. Позднее на основе этой новой концепции выбора места размещения ВЭУ было предложено устанавливать системы из многих установок в море на мелководных участках. Ветроустановки мощностью от 10 до 100 кВт могут быть очень эффективно использованы для энергоснабжения жилых помещений, ферм, различных организаций. Их использование экономически оправдано там, где дороги другие источники энергии, или если вырабатываемая ими электроэнергия, по крайней мере, вдвое дешевле электроэнергии в общественной сети. Наибольший спрос на ветроустановки такой мощности – в странах с высоким жизненным уровнем и большими затратами энергии, в которых средняя скорость ветра более 6 м/с и велико сельское население. Основы энергетики на возобновляемых источниках

показывают, что она налагает на производственные процессы совершенно другие ограничения, чем традиционная тепловая и ядерная энергетика. Наиболее наглядно это видно на примере ветроэнергетики. Использование рассеянной и очень непостоянной по своей природе энергии ветра основано на принципиально других подходах, чем использование энергии от стабильных и интенсивных источников, и главное здесь – необходимость варьировать потребление энергии в соответствии с ее производством. Для преодоления этого ограничения необходимы эффективные и дешевые способы аккумулирования энергии.

3.2. Запасы энергии ветра и возможности ее использования

Энергия ветра – это преобразованная энергия солнечного излучения, и пока светит Солнце будут дуть и ветры. Таким образом, ветер – это тоже возобновляемый источник энергии. Ветроэнергетика с ее современным техническим оснащением является вполне сложившимся направлением энергетике. Ветроэнергетические установки мощностью от нескольких киловатт до мегаватт производятся в Европе, США и других частях мира. Большая часть этих установок используется для производства электроэнергии как в единой энергосистеме, так и в автономных режимах. При скорости ветра v_0 и плотности воздуха ρ ветроколесо, ометающее площадь A , развивает мощность:

$$P = C_p A \frac{\rho v_0^3}{2} , \quad (3.1)$$

где C_p – параметр, характеризующий эффективность использования ветроколесом энергии ветрового потока и называемый коэффициентом мощности (коэффициент зависит от конструкции ветроколеса и скорости ветра). Так как скорость ветра непостоянна, а мощность очень сильно зависит от скорости, то выбор оптимальной конструкции ветроколеса во многом определяется требованиями потребителя энергии. Максимальная проектная мощность ветроэнергетической установки (ВЭУ) определяется для некоторой стандартной скорости ветра. Обычно эта скорость равна примерно 12 м/с, при

этом снимаемая с 1 м² ометаемой площади мощность порядка 300 Вт при C_p от 0,35 до 0,45. В районах с благоприятными ветровыми условиями среднегодовое производство электроэнергии составляет 25...33 % его максимального проектного значения. Срок службы ветрогенераторов обычно не менее 15...20 лет, а их стоимость колеблется от 1000 до 1500 долл. США за 1 кВт проектной мощности

3.3. Классификация ветроустановок по принципу работы

Принцип действия всех ветродвигателей один: под напором ветра вращается ветроколесо с лопастями, передавая крутящий момент через систему передач валу генератора, вырабатывающего электроэнергию, водяному насосу. Чем больше диаметр ветроколеса, тем больший воздушный поток оно захватывает и тем больше энергии вырабатывает агрегат. Принципиальная простота дает здесь исключительный простор для конструкторского творчества, но только неопытному взгляду ветроагрегат представляется простой конструкцией. Традиционная компоновка ветряков – с горизонтальной осью вращения (рис.3.1) – неплохое решение для агрегатов малых размеров и мощностей. Когда же размахи лопастей выросли, такая компоновка оказалась неэффективной, так как на разной высоте ветер дует в разные стороны. В этом случае не только не удастся оптимально ориентировать агрегат по ветру, но и возникает опасность разрушения лопастей [35].



Рисунок 3.1. Крыльчатый ветродвигатель

Кроме того, концы лопастей крупной установки, двигаясь с большой скоростью, создают шум. Однако главное препятствие на пути использования энергии ветра все же экономическая – мощность агрегата остается небольшой, доля затрат на его эксплуатацию оказывается значительной. В итоге себестоимость энергии не позволяет ветрякам с горизонтальной осью оказывать реальную конкуренцию традиционным источникам энергии. Во Франции, Дании и в некоторых других странах были введены в строй ВЭС с номинальными мощностями свыше 1 МВт (табл. 3.3). По прогнозам фирмы Боинг (США) на текущее столетие – длина лопастей крыльчатых ветродвигателей не превысит 60 м, что позволит создать ветроагрегаты традиционной компоновки мощностью 7 МВт. Сегодня самые крупные из них – вдвое «слабее». В большой ветроэнергетике только при массовом строительстве можно рассчитывать на то, что цена кВт·ч снизится до десяти центов.

Таблица 3.1

Наиболее крупные ветроэнергетические установки

Страна	Название установки	Диаметр рабочего колеса ,м	Мощность ,МВт
США	WTS-4	78	4
Канада	Eole	64	4
ФРГ	Gravian	100	3
Великобритания	LSI	60	3
Швеция	WTS-3	78	3
Дания	Elsam	60	2

Маломощные агрегаты могут вырабатывать энергию примерно втрое более дорогую. Для сравнения отметим, что серийно выпускавшийся в 1991 году НПО «Ветроэн» крыльчатый ветродвигатель, имел размах лопастей 6 метров и мощность 4 кВт. Его кВт·ч обходился в 8...10 копеек. Существующие системы ветродвигателей по схеме устройства ветроколеса и его положению в потоке ветра разделяются на три класса. Первый класс включает ветродвигатели, у которых ветровое колесо располагается в вертикальной

плоскости; при этом плоскость вращения перпендикулярна направлению ветра, и, следовательно, ось ветроколеса параллельна потоку. Такие ветродвигатели называются крыльчатými. Быстроходностью называется отношение окружной скорости конца лопасти к скорости ветра:

$$Z = \frac{\omega R}{v}, \quad (3.2)$$

Крыльчатые ветродвигатели, согласно ГОСТ 2656-44 (РФ), в зависимости от типа ветроколеса и быстроходности разделяются на три группы (рис. 3.2):

- ветродвигатели многолопастные, тихоходные, с быстроходностью $Z_n \leq 2$;
- ветродвигатели малолопастные, тихоходные, в том числе ветряные мельницы, с быстроходностью $Z_n > 2$;
- ветродвигатели малолопастные, быстроходные, $Z_n \geq 3$.

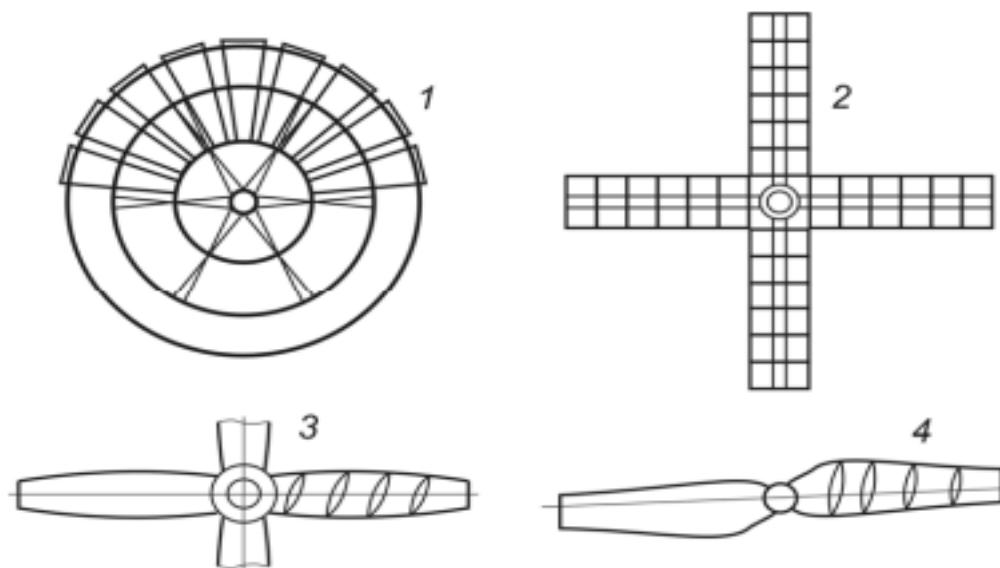


Рисунок 3.2. Схемы ветроколес крыльчатых ветродвигателей:

1 – многолопастных; 2–4 – малолопастных

Ко второму классу относятся системы ветродвигателей с вертикальной осью вращения ветрового колеса. По конструктивной схеме они разбиваются на группы:

- карусельные, у которых нерабочие лопасти либо прикрываются ширмой, либо располагаются ребром против ветра (рис. 3.3 поз. 1);
- роторные ветродвигатели системы Савониуса.

К третьему классу относятся ветродвигатели, работающие по принципу водяного мельничного колеса и называемые барабанными. У этих ветродвигателей ось вращения горизонтальна и перпендикулярна направлению ветра.

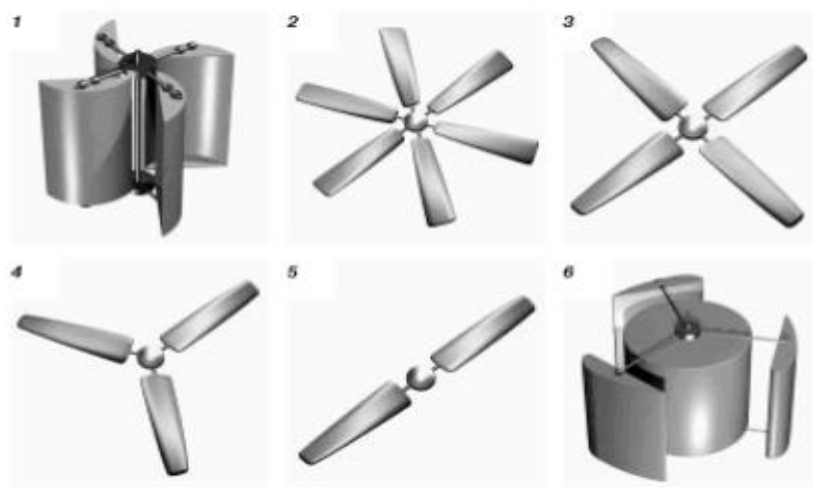


Рисунок 3.3. Типы ветродвигателей

1 – карусельный; 2–3 многолопастные; 4–5 – малолопастные;
6 – ортогональный

Основные недостатки карусельных и барабанных ветродвигателей вытекают из самого принципа расположения рабочих поверхностей ветроколеса в потоке ветра, а именно:

1. Так как рабочие лопасти колеса перемещаются в направлении воздушного потока, ветровая нагрузка действует не одновременно на все лопасти, а поочередно. В результате каждая лопасть испытывает прерывную нагрузку, коэффициент использования энергии ветра получается весьма низким и не превышает 10 %, что установлено экспериментальными исследованиями.

2. Движение поверхностей ветроколеса в направлении ветра не позволяет развить большие обороты, так как поверхности не могут двигаться быстрее ветра.

3. Размеры используемой части воздушного потока (ометаемая поверхность) малы по сравнению с размерами самого колеса, что значительно увеличивает его вес, отнесённый к единице установленной мощности ветродвигателя. У роторных ветродвигателей системы Савониуса наибольший коэффициент использования энергии ветра 18 %. Крыльчатые ветродвигатели свободны от перечисленных выше недостатков карусельных и барабанных ветродвигателей. Хорошие аэродинамические качества крыльчатых ветродвигателей, конструктивная возможность изготавливать их на большую мощность, относительно лёгкий вес на единицу мощности – основные преимущества ветродвигателей этого класса.

Коммерческое применение крыльчатых ветродвигателей началось с 1980 года. За последние 14 лет мощность ветродвигателей увеличилась в 100 раз: от 20...60 кВт при диаметре ротора около 20 м в начале 1980 годов до 5000 кВт при диаметре ротора свыше 100 м к 2003 году (рис. 3.4).

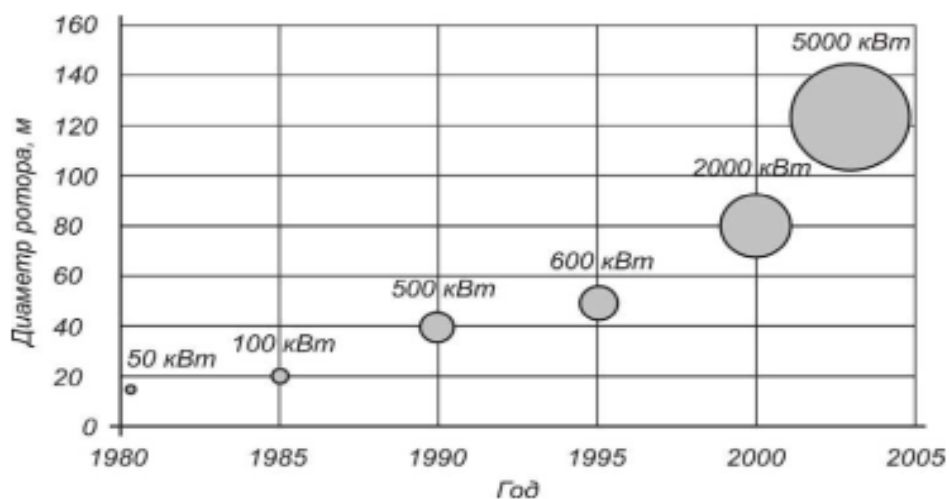


Рисунок 3.4. Рост мощности и диаметра ротора коммерческих ветродвигателей

Некоторые прототипы ветродвигателей имеют еще большие мощность и диаметр ротора. За тот же период стоимость генерируемой ветряками энергии

снизилась на 80 %. Зависимость стоимости электроэнергии от мощности ветродвигателей при их расположении на побережье и вдали от моря представлена на рис. 3.5 (в ценах 2001 г.).

Типы крыльчатых ветродвигателей отличаются только количеством лопастей. Для крыльчатых ветродвигателей, наибольшая эффективность которых достигается при действии потока воздуха перпендикулярно к плоскости вращения лопастей крыльев, требуется устройство автоматического поворота оси вращения. С этой целью применяют крыло-стабилизатор. Карусельные ветродвигатели обладают тем преимуществом, что могут работать при любом направлении ветра, не изменяя своего положения.

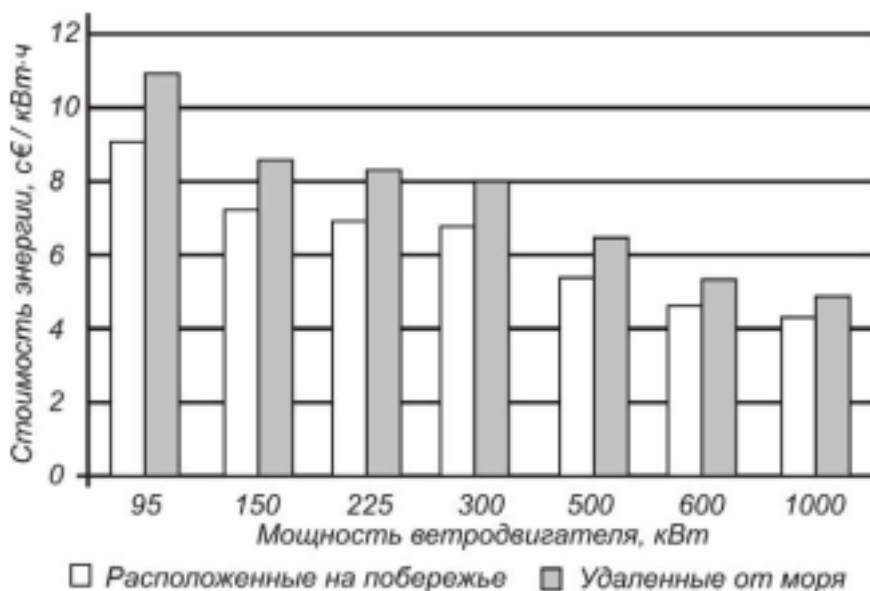


Рисунок 3.5. Зависимость стоимости электроэнергии от мощности ветродвигателей при их расположении на побережье и вдали от моря

Коэффициент использования энергии ветра (рис. 3.6) у крыльчатых ветродвигателей намного выше, чем у карусельных. В то же время, у карусельных – намного больше момент вращения. Он максимален для карусельных лопастных агрегатов при нулевой относительной скорости ветра.

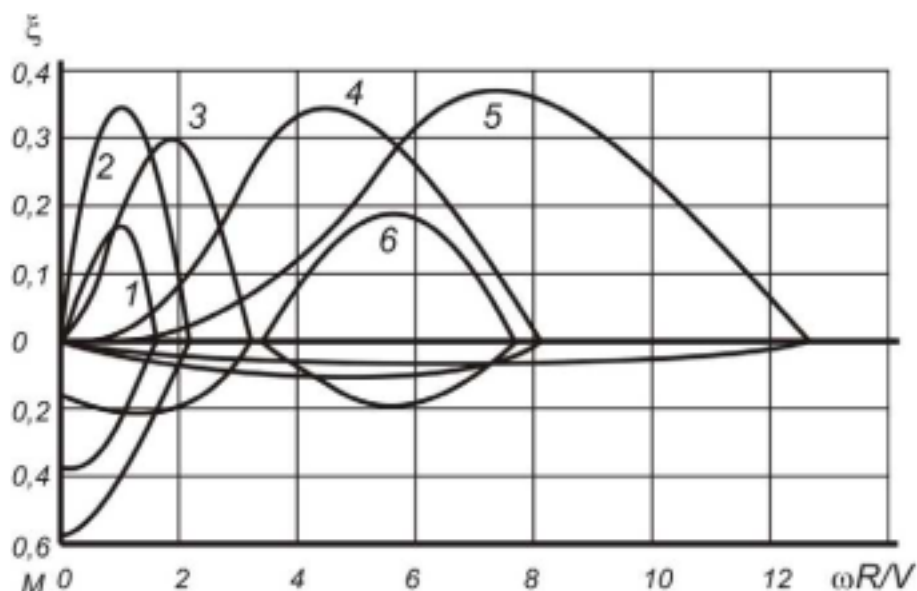


Рисунок 3.6. Коэффициенты использования энергии ветра и вращающие моменты различных типов ветродвигателей

Распространение крыльчатых ветроагрегатов объясняется величиной скорости их вращения. Они могут непосредственно соединяться с генератором электрического тока без мультипликатора. Скорость вращения крыльчатых ветродвигателей обратно пропорциональна количеству крыльев, поэтому агрегаты с количеством лопастей больше трех практически не используются.

Различие в аэродинамике дает карусельным установкам преимущество в сравнении с традиционными ветряками. При увеличении скорости ветра они быстро наращивают силу тяги, после чего скорость вращения стабилизируется. Карусельные ветродвигатели тихоходны и это позволяет использовать простые электрические схемы, например, с асинхронным генератором, без риска потерпеть аварию при случайном порыве ветра. Тихоходность выдвигает одно ограничивающее требование – использование многополюсного генератора, работающего на малых оборотах. Такие генераторы не имеют широкого распространения, а использование мультипликаторов (Мультипликатор [лат. *multiplicator* умножающий] – повышающий редуктор) не эффективно из-за низкого КПД последних. Еще более важным преимуществом карусельной конструкции стала ее способность без дополнительных ухищрений следить за

тем «откуда дует ветер», что весьма существенно для приземных рыскающих потоков. Ветро двигатели подобного типа строятся в США, Японии, Англии, ФРГ, Канаде.

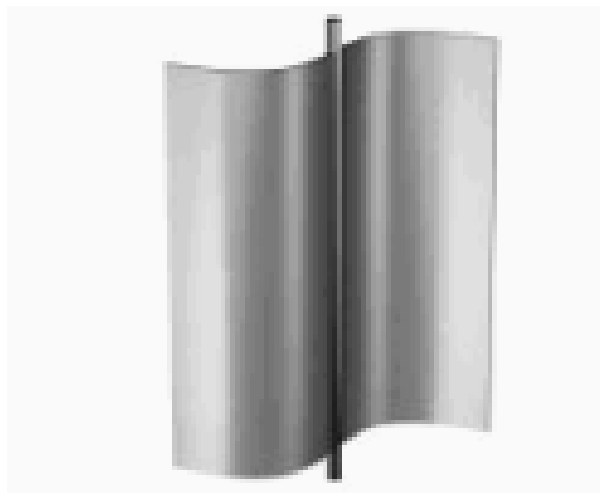


Рисунок 3.7. Однолопастной карусельный двигатель

Карусельный лопастный ветродвигатель наиболее прост в эксплуатации. Его конструкция обеспечивает максимальный момент при запуске ветродвигателя и автоматическое саморегулирование максимальной скорости вращения в процессе работы. С увеличением нагрузки уменьшается скорость вращения и возрастает вращающий момент вплоть до полной остановки. Ортогональные ветроагрегаты, как полагают специалисты, перспективны для большой энергетики. Сегодня перед конструкторами ортогональных конструкций стоят определенные трудности. Среди них, в частности, проблема запуска. В ортогональных установках используется тот же профиль крыла, что и в дозвуковом самолете. Самолет, прежде чем «опереться» на подъемную силу крыла, должен разбежаться. Так же обстоит дело и в случае с ортогональной установкой. Сначала к ней нужно подвести энергию – раскрутить и довести до определенных аэродинамических параметров, а уже потом она сама перейдет из режима двигателя в режим генератора. Отбор мощности начинается при скорости ветра около 5 м/с, а номинальная мощность достигается при скорости 14...16 м/с. Предварительные расчеты ветроустановок предусматривают их использование в диапазоне от 50 до 20 000 кВт. В реалистичной установке

мощностью 2000 кВт диаметр кольца, по которому движутся крылья, составит около 80 м.

У мощного ветродвигателя большие размеры. Однако можно обойтись и малыми – взять числом, а не размером. Снабдив каждый электрогенератор отдельным преобразователем, можно просуммировать выходную мощность, вырабатываемую генераторами. В этом случае повышается надежность и живучесть ветроустановки. При взаимодействии потока с лопастью возникают:

- 1) сила сопротивления, параллельная вектору относительной скорости набегающего потока;
- 2) подъемная сила, перпендикулярная силе сопротивления;
- 3) завихрение обтекающего лопасти потока;
- 4) турбулизация потока, т. е. хаотические возмущения его скорости по величине и направлению;
- 5) препятствие для набегающего потока.

Препятствие для набегающего потока характеризуется параметром, называемым геометрическим заполнением и равным отношению площади проекции лопастей на плоскость, перпендикулярную потоку, к ометаемой ими площади.

Основные классифицирующие признаки ветроэнергетических установок можно определить по следующим критериям:

1. Если ось вращения ветроколеса параллельна воздушному потоку, установка будет горизонтально-осевой, если ось вращения ветроколеса перпендикулярна воздушному потоку – вертикально-осевой.
2. Установки, использующие в качестве вращающей силы силу сопротивления (драг-машины), как правило вращаются с линейной скоростью, меньшей скорости ветра, а установки, использующие подъемную силу (лифт-

машины), имеют линейную скорость концов лопастей, существенно большую скорости ветра.

3. Для большинства установок геометрическое заполнение ветроколеса определяется числом лопастей. ВЭУ с большим геометрическим заполнением ветроколеса развивают значительную мощность при относительно слабом ветре, и максимум мощности достигается при небольших оборотах колеса. ВЭУ с малым заполнением достигают максимальной мощности при больших оборотах и дольше выходят на этот режим. Поэтому первые установки используются, например, в качестве водяных насосов и даже при слабом ветре сохраняют работоспособность, вторые – в качестве электрогенераторов, где требуется высокая частота вращения [36.37.38].

4. Установки для непосредственного выполнения механической работы часто называют ветряной мельницей или турбиной, установки для производства электроэнергии, т. е. совокупность турбины и электрогенератора, называют ветроэлектрогенераторами, аэрогенераторами, а также установками с преобразованием энергии.

5. У аэрогенераторов, подключенных напрямую к мощной энергосистеме, частота вращения постоянна вследствие эффекта ассинхронизации, но такие установки менее эффективно используют энергию ветра, чем установки с переменной частотой вращения.

6. Ветроколесо может быть соединено с электрогенератором напрямую (жесткое сопряжение) или через промежуточный преобразователь энергии, выполняющий роль буфера. Наличие буфера уменьшает последствия флуктуации частоты вращения ветроколеса, позволяет более эффективно использовать энергию ветра и мощность электрогенератора. Кроме того, существуют частично развязанные схемы соединения колеса с генератором, называемые мягкосопряженными. Таким образом, нежесткое соединение, наряду с инерцией ветроколеса, уменьшает влияние флуктуаций скорости ветра

на выходные параметры электрогенератора. Уменьшить это влияние позволяет также упругое соединение лопастей с осью ветроколеса, например, с помощью подпружинных шарниров.

3.4. Рассмотрим подробнее принцип действия ветроколес различных типов

Ветроколесо с горизонтальной осью. Рассмотрим горизонтально-осевые ветроколеса пропеллерного типа. Основной вращающей силой у колес этого типа является подъемная сила. Относительно ветра ветроколесо в рабочем положении может располагаться перед опорной башней или за ней. При переднем расположении ветроколесо должно иметь аэродинамический стабилизатор или какое-либо другое устройство, удерживающее его в рабочем положении. При заднем расположении башня частично затеняет ветроколесо и турбулизирует набегающий на него поток. При работе колеса в таких условиях возникают циклические нагрузки, повышенный шум и флуктуация выходных параметров ветроустановки. Направление ветра может изменяться довольно быстро и ветроколесо должно четко отслеживать эти изменения. Поэтому в ВЭУ мощностью более 50 кВт для этой цели используются электрические серводвигатели. В ветроэлектрогенераторах обычно используются двух и трехлопастные ветроколеса, последние отличаются очень плавным ходом. Электрогенератор и редуктор, соединяющий его с ветроколесом, расположены обычно на вершине опорной башни в поворотной головке. В принципе их удобнее размещать внизу, возникающие при этом сложности с передачей крутящего момента обесценивают преимущества такого размещения. Многолопастные колеса, развивающие большой крутящий момент при слабом ветре, используются для перекачки воды и других целей, не требующих высокой частоты вращения ветрового колеса.

Ветроэлектрогенераторы с вертикальной осью. Ветроэлектрогенераторы с вертикальной осью вращения вследствие своей геометрии при любом направлении ветра находятся в рабочем положении. Кроме того, такая схема

позволяет за счет только удлинения вала установить редуктор с генераторами внизу башни.

Принципиальными недостатками таких установок являются: гораздо большая подверженность их усталостным разрушениям из-за более часто возникающих в них автоколебательных процессов и пульсация крутящего момента, приводящая к нежелательным пульсациям выходных параметров генератора. Из-за этого подавляющее большинство ветроэлектрогенераторов выполнено по горизонтально-осевой схеме, однако исследования различных типов вертикально-осевых установок продолжаются.

Наиболее распространенные типы вертикально-осевых установок следующие:

1. Чашечный ротор (анемометр). Ветроколесо этого типа вращается силой сопротивления. Форма чашеобразной лопасти обеспечивает практически линейную зависимость частоты вращения колеса от скорости ветра.

2. Ротор Савониуса. Это колесо также вращается силой сопротивления. Его лопасти выполнены из тонких изогнутых листов прямоугольной формы, т. е. отличаются простотой и дешевизной. Вращающий момент создается благодаря различному сопротивлению, оказываемому воздушному потоку вогнутой и выгнутой относительно него лопастями ротора. Из-за большого геометрического заполнения это ветроколесо обладает большим крутящим моментом и используется для перекачки воды.

3. Ротор Дарье. Вращающий момент создается подъемной силой, возникающей на двух или на трех тонких изогнутых несущих поверхностях, имеющих аэродинамический профиль. Подъемная сила максимальна в тот момент, когда лопасть с большой скоростью пересекает набегающий воздушный поток. Ротор Дарье используется в ветроэлектрогенераторах. Раскручиваться самостоятельно ротор, как правило, не может, поэтому для его запуска обычно используется генератор, работающий в режиме двигателя.

4. Ротор Масгрува. Лопастей этого ветроколеса в рабочем состоянии расположены вертикально, но имеют возможность вращаться или складываться вокруг горизонтальной оси при отключении. Существуют различные варианты роторов Масгрува, но все они отключаются при сильном ветре.

5. Ротор Эванса. Лопастей этого ротора в аварийной ситуации и при управлении поворачиваются вокруг вертикальной оси.

6. Концентраторы. Мощность ветроэнергостанции зависит от эффективности использования энергии воздушного потока. Одним из способов ее повышения является использование специальных концентраторов (усилителей) воздушного потока. Для горизонтально-осевых ветроэлектростанций разработаны различные варианты таких концентраторов. Это могут быть диффузоры или конфузоры (дефлекторы), направляющие на ветроколесо воздушный поток с площади, большей ометаемой площади ротора, и некоторые другие устройства. Широкого распространения в промышленных установках концентраторы пока не получили.

3.5. Основы теории расчета ветроэнергетических установок

Работа поверхности при действии на нее силы ветра

Скоростью ветра называют расстояние в метрах, проходимое массой воздуха в течение одной секунды. Скорость ветра постоянно меняется по величине и направлению. Причиной этих изменений является неравномерное нагревание земной поверхности и неровности рельефа местности. Скорость ветра является важнейшей характеристикой технических свойств ветра. Поток ветра с поперечным сечением F обладает кинетической энергией, определяемой выражением:

$$\frac{mV^2}{2}, \quad (3.3)$$

Масса воздуха, протекающая через поперечное сечение F со скоростью V , равна:

$$m = \rho * F * V , \quad (3.4)$$

Подставив (3.3) в выражение кинетической энергии (3.4), получим:

$$\frac{m \cdot V^2}{2} = \frac{\rho \cdot F \cdot V^3}{2} , \quad (3.5)$$

Из 3.5 следует, что энергия ветра изменяется пропорционально кубу его скорости. Посмотрим, сколько процентов энергии ветра может превратить в полезную работу поверхность, поставленная перпендикулярно к направлению ветра и перемещающаяся в этом же направлении, что имеет место, например, у ветродвигателей карусельного типа. Мощность T определяется произведением силы P на скорость V :

$$T = P \cdot V , \quad (3.6)$$

Одну и ту же работу можно получить либо за счёт большой силы, при малой скорости перемещения рабочей поверхности, либо, наоборот, за счёт малой силы, а, следовательно, и малой поверхности, но при соответственно увеличенной скорости её перемещения.

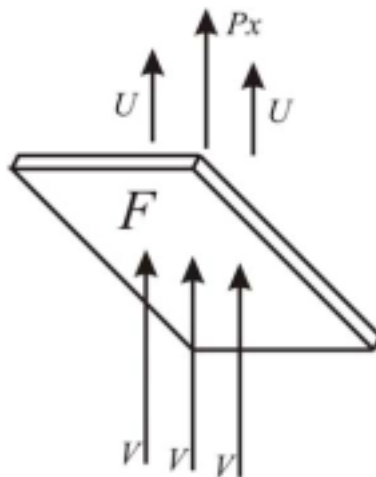


Рисунок 3.10. Действие силы ветра на поверхность

Допустим, мы имеем поверхность F , поставленную перпендикулярно к направлению ветра. Воздушный поток вследствие торможения его поверхностью получит подпор и будет обтекать её и производить давление силой P_x . Вследствие действия этой силы поверхность будет перемещаться в направлении потока с некоторой скоростью U (рис. 3.10); работа при этом будет равна произведению силы на скорость U , с которой перемещается поверхность F , то есть:

$$T = P_x \cdot U, \quad (3.7)$$

где P_x – сила сопротивления, которая равна:

$$P_x = C_x \cdot F \cdot \frac{\rho}{2} \cdot (V - U)^2, \quad (3.8)$$

где C_x – аэродинамический коэффициент лобового сопротивления; F – поверхность миделевого сечения тела, т. е. проекции площади тела на плоскость, перпендикулярную направлению воздушного потока.

В этом случае ветер набегаёт на поверхность с относительной скоростью, равной:

$$W = V - U, \quad (3.9)$$

Подставив значение P_x из уравнения (3.8) в уравнение (3.7), получим:

$$T = C_x \cdot F \cdot \frac{\rho}{2} \cdot (V - U)^2 \cdot U, \quad (3.10)$$

Определим отношение работы, развиваемой движущейся поверхностью и выраженной уравнением (3.10), к энергии ветрового потока, имеющего поперечное сечение, равное этой поверхности, а именно:

$$\xi = \frac{C_x \cdot F \cdot \frac{\rho}{2} \cdot (V - U)^2 \cdot U}{F \cdot \frac{\rho V^3}{2}} = C_x \cdot (V - U)^2 \cdot \frac{U}{V^3}, \quad (3.11)$$

После преобразований получим:

$$\xi = C_x \cdot \left(1 - \frac{U}{V}\right)^2 \cdot \frac{U}{V}, \quad (3.12)$$

Величину ξ называют коэффициентом использования энергии ветра.

Из уравнения (3.12) мы видим, что ξ зависит от скорости перемещения поверхности в направлении ветра. При некотором значении скорости U коэффициент ξ получает максимальное значение. В самом деле, если скорость перемещения поверхности равна нулю $U = 0$, то работа ветра также равна нулю. Если $U = V$, т. е. поверхность перемещается со скоростью ветра, работа также будет равна нулю, так как нет силы сопротивления, за счёт которой совершается работа. Отсюда следует, что значение скорости U заключено в пределах между $U = 0$ и $U = V$.

Установлено, чтобы получить максимальное ξ , поверхность должна перемещаться со скоростью:

$$U = \frac{1}{3} \cdot V, \quad (3.13)$$

Максимальный коэффициент использования энергии ветра при работе поверхности силой сопротивления не может быть больше $\xi = 0,192$.

3.6. Теория ветряных турбин - уравнение Бетца и оптимальное соотношение скоростей конца ротора

Фундаментальная теория конструкции и эксплуатации ветряных турбин основана на подходе из первых принципов, использующем сохранение массы и сохранение энергии в ветровом потоке. Подробный вывод «уравнения Бетца» и «критерия Бетца» или «Бетц предел», и обсуждаются его тонкости, идеи, а также подводные камни в его выводе и применении. Это фундаментальное уравнение впервые было введено немецким инженером Альбертом Бетцом в 1919 году и опубликовано в его книге «Wind Energie und ihre Ausnutzung. durch Windmühlen», или «Энергия ветра и ее извлечение с помощью ветряных мельниц» в 1926 году. Разработанная теория применима как к горизонтальным, так и к вертикальным ветровым турбинам. Коэффициент мощности ветряной

турбины определяется и связан с пределом Бетца. Также представлено описание оптимального соотношения скоростей конца ротора ветряной турбины. Это сравнивается с описанием, основанным на коэффициентах водоворота Шмитца, учитывающих различные потери и эффективность, встречающиеся при работе систем преобразования энергии ветра.

Показаны теоретический и скорректированный графики различных рабочих режимов и конфигураций ветряных турбин, связывающие коэффициент мощности с передаточным числом концевых скоростей ротора. Общие принципы преобразования ветровой, гидроэлектрической и тепловой энергии

.1. Уравнение и критерий Бетца, коэффициент полезного действия C_p

Уравнение Бетца аналогично эффективности цикла Карно в термодинамике, предполагая, что тепловая машина не может извлекать всю энергию из данного источника энергии и должна отклонять часть подводимого тепла обратно в окружающую среду. В то время как эффективность цикла Карно может быть выражена через изотермическую температуру подводимого тепла по Кельвину T_1 и изотермическую температуру отвода тепла T_2 по Кельвину:

$$\eta_{\text{кар}} = \frac{T_1 - T_2}{T_1} = 1 - \frac{T_2}{T_1}, \quad (3.14)$$

Уравнение Бетца учитывает скорость ветра перед турбиной V_1 и скорость ветра вниз по потоку V_2 . Ограниченная эффективность теплового двигателя вызвана отводом тепла в окружающую среду. Ограниченная эффективность ветряной турбины вызвана торможением ветра от его восходящей скорости V_1 до его нисходящей скорости V_2 , при этом позволяя продолжить режим потока.

Дополнительные потери эффективности практической ветряной турбины вызваны сопротивлением вязкости и давления на лопастях ротора, завихрением, создаваемым ротором воздушному потоку, и потерями мощности в трансмиссии и электрической системе. Бетц разработал глобальную теорию ветряных машин в Геттингенском институте в Германии (Le Gourières Désiré,

1982). Считается, что ветровой ротор является идеальным преобразователем энергии, а это означает, что:

1. У него нет концентратора.

2. Он имеет бесконечное количество лопастей ротора, которые не вызывают никакого сопротивления, сопротивление ветру, протекающему через них.

Кроме того, предполагается однородность по всей площади, охватываемой ротором, а скорость воздуха за ротором считается осевой. Идеальный ветряной ротор находится в состоянии покоя и помещается в движущуюся текучую среду. Рассматривая идеальную модель, показанную на рисунке 3.11. Площадь поперечного сечения, охватываемого лопаткой турбины, обозначена как S , при этом поперечное сечение воздуха по ветру от ротора обозначено как S_1 , а по ветру - как S_2 .

Скорость ветра, проходящего через ротор турбины, считается равномерной как V , со значением V_1 по ветру и V_2 по ветру на расстоянии от ротора. Извлечение механической энергии ротора возникает за счет уменьшения кинетической энергии воздушного потока с подветренной стороны до подветренной или просто путем торможения ветра. Это означает, что:

$$V_2 < V_1$$

Следовательно, площадь поперечного сечения воздушного потока увеличивается с переди турбины к расположению ниже по потоку, и:

$$S_2 > S_1$$

Если воздушный поток рассматривается как случай несжимаемого потока, уравнение сохранения массы или неразрывности может быть записано как:

$$m = \rho S_1 V_1 = \rho S V = \rho S_2 V_2 = \text{const}, \quad (3.15)$$

Это выражает тот факт, что массовый расход постоянен вдоль ветрового потока. Продолжая вывод, теорема Эйлера дает силу ветра, действующую на ротор, как:

$$F = ma = m \frac{dV}{dt} = m \Delta V = \rho S V (V_1 - V_2), \quad (3.16)$$

Дополнительная энергия или дополнительная работа, выполняемая в ветровом потоке, определяется как:

$$dE = Fdx, \quad (3.17)$$

От чего энергоёмкость ветрового потока составляет:

$$P = \frac{dE}{dt} = F \frac{dx}{dt} = FV, \quad (3.18)$$

Подставляя силу F из уравнения. 3.16, для извлекаемой энергии ветра получаем:

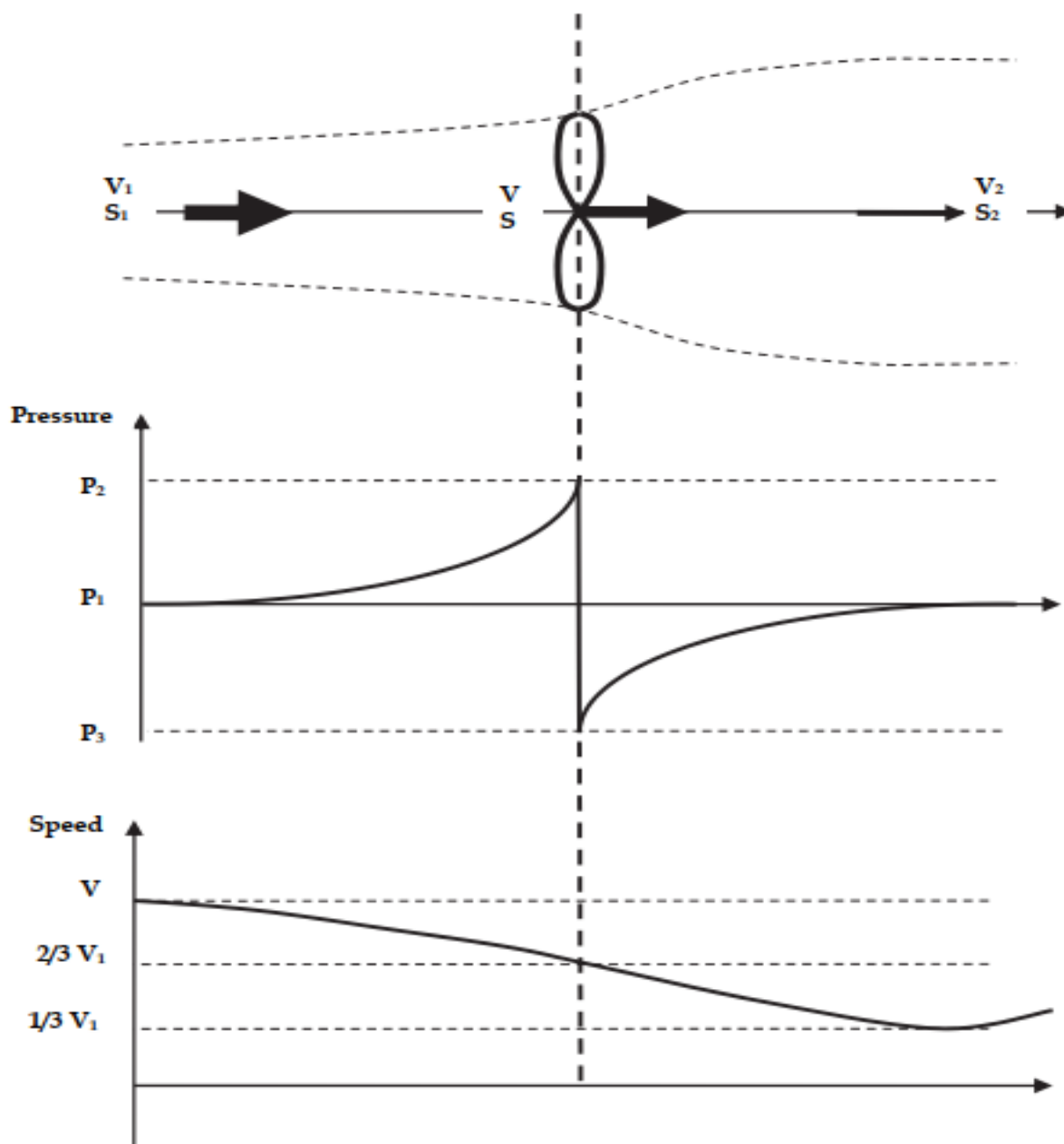


Рисунок 3.11. Изменение давления и скорости в идеальной модели ветряной турбины

$$P = \rho S V^2 (V_1 - V_2), \quad (3.19)$$

Мощность как скорость изменения кинетической энергии от верхнего к нижнему потоку определяется по формуле:

$$P \cong \frac{\Delta E}{\Delta t} \cong \frac{\frac{1}{2} m V_1^2 - \frac{1}{2} m V_2^2}{\Delta t} = \frac{1}{2} m (V_1^2 - V_2^2), \quad (3.20)$$

Используя уравнение неразрывности (уравнение 3.14), мы можем записать:

$$P = \frac{1}{2} \rho S V^2 (V_1^2 - V_2^2), \quad (3.21)$$

Приравнявая два выражения для мощности P в уравнениях 3.19 и 3.21 получаем:

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

Последнее выражение означает, что:

$$\frac{1}{2} (V_1^2 - V_2^2) = \frac{1}{2} (V_1 - V_2)(V_1 + V_2) = V(V_1 - V_2), \quad \forall V, S, \rho \neq 0$$

Или

$$V = \frac{1}{2} (V_1 - V_2), \quad \forall (V_1 - V_2) \neq 0 \text{ или } V_1 \neq V_2, \quad (3.22)$$

Это, в свою очередь, предполагает, что скорость ветра у ротора может быть принята как среднее значение скорости ветра вверх и вниз по потоку. Это также означает, что турбина должна действовать как тормоз, уменьшая скорость ветра с V_1 до V_2 , но не уменьшая ее полностью до $V = 0$, при котором точка уравнение больше не действует. Чтобы извлечь энергию из ветрового потока, его поток должен поддерживаться и не прекращаться полностью.

Последний результат позволяет нам записать новые выражения для силы F и мощности P в терминах скоростей вверх и вниз по потоку, подставив значение V как:

$$F = \rho S V (V_1 - V_2) = \frac{1}{2} \rho S (V_1^2 - V_2^2), \quad (3.23)$$

$$P = \rho S V^2 (V_1 - V_2) = \frac{1}{4} \rho S (V_1 - V_2)^2 (V_1 + V_2) = \frac{1}{4} \rho S (V_1^2 - V_2^2) (V_1 + V_2) \quad (3.24)$$

Мы можем ввести «коэффициент скорости нисходящего потока» или «коэффициент помех» b как отношение скорости нисходящего потока V_2 к скорости восходящего потока V_1 как:

$$b = \frac{V_2}{V_1}, \quad (3.25)$$

Из уравнения. 3.23 сила F может быть выражена как:

$$F = \frac{1}{2} \rho S V_1^2 (1 - b^2), \quad (3.26)$$

Извлекаемая мощность P с точки зрения коэффициента помех b может быть выражена как:

$$P = \frac{1}{4} \rho S (V_1^2 - V_2^2) (V_1 + V_2) = \frac{1}{2} \rho S V_1^3 (1 - b^2) (1 + b), \quad (3.27)$$

Наиболее важным наблюдением, касающимся производства энергии ветра, является то, что извлекаемая мощность ветра пропорциональна кубу скорости ветра V_1^3 вверх по течению и является функцией фактора помех b . «Поток мощности» или скорость потока энергии на единицу площади, иногда называемая «плотностью мощности», определяется с помощью уравнения. 3.19 как:

$$P = \frac{P}{S} = \frac{\frac{1}{2} \rho S V^3}{S} = \frac{1}{2} \rho V^3, \left[\frac{\text{Джоуль}}{\text{м}^2 \text{с}} \right], \left[\frac{\text{Ватт}}{\text{м}^2} \right], \quad (3.28)$$

Кинетическая мощность невозмущенного ветрового потока вверх по течению с $V = V_1$ и по площади поперечного сечения S становится:

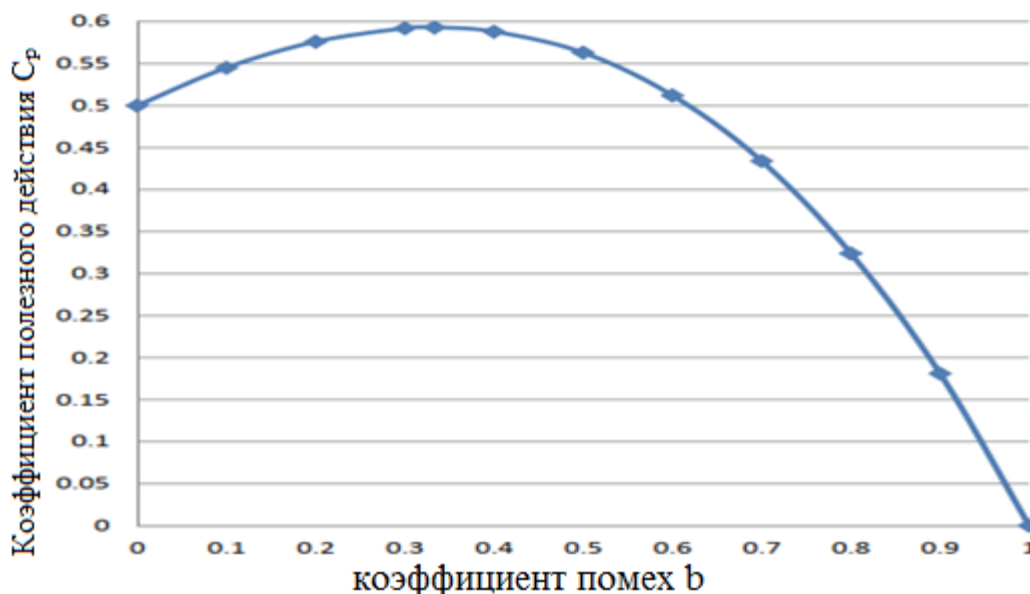
$$W = \frac{1}{2} \rho S V_1^3, \left[\frac{\text{Джоуль}}{\text{м}^2 \text{с}} \text{м}^2 \right], [\text{Ватт}], \quad (3.29)$$

Коэффициент полезного действия или эффективность - это безразмерное отношение извлекаемой мощности P к кинетической мощности W , имеющейся в невозмущенном потоке:

$$C_p = \frac{P}{W}, \quad (3.30)$$

Коэффициент полезного действия - это безразмерная мера эффективности ветряной турбины по извлечению энергоемкости ветрового потока. Подставляя выражения для P из уравнения 3.27 и для W из уравнения 3.29 имеем:

$$C_p = \frac{P}{W} = \frac{\frac{1}{2}\rho S V_1^3 (1-b^2)(1+b)}{\frac{1}{2}\rho S V_1^3} = \frac{1}{2}(1-b^2)(1+b), \quad (3.31)$$



b	0.0	0.1	0.2	0.3	1/3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0
C_p	0.500	0.545	0.576	0.592	0.593	0.588	0.536	0.512	0.434	0.324	0.181	0.0

Рисунок 3.12. Коэффициент полезного действия C_p как функция коэффициента помех b .

Когда $b = 1$, $V_1 = V_2$ и поток ветра не нарушается, коэффициент полезного действия равен нулю. Когда $b = 0$, $V_1 = 0$, турбина полностью останавливает воздушный поток, а коэффициент полезного действия равен 0,5. Из графика можно заметить, что коэффициент полезного действия достигает максимума около $b = 1/3$. Условие максимальной производительности может быть

получено дифференцированием уравнения 3.30 относительно интерференционного фактора b . Применение цепного правила дифференцирования (показано ниже) и установка производной равной нулю дает уравнение. 3.32:

$$\frac{d}{dx}(uv) = u \frac{dv}{dx} + v \frac{du}{dx}$$

$$\frac{dC_p}{dx} uv = \frac{1}{2} \frac{d}{db} [(1 - b^2)(1 + b)] = \frac{1}{2} [(1 - b^2) - 2b(1 + b)] = \frac{1}{2} (1 - b^2 - 2b - 2b^2) = \frac{1}{2} (1 - 3b^2 - 2b) = \frac{1}{2} (1 - 3b)(1 + b) = 0 , \quad (3.32)$$

Уравнение 3.32 имеет два решения. Первое - тривиальное решение:

$$(1 + b) = 0$$

$$b = \frac{V_2}{V_1} = -1, \Rightarrow V_2 = -V_1 , \quad (3.33)$$

Второе решение - это практическое физическое решение:

$$(1 - 3b) = 0$$

$$b = \frac{V_2}{V_1} = \frac{1}{3}, \Rightarrow V_2 = \frac{1}{3} V_1$$

Уравнение 3.33 показывает, что для оптимальной работы скорость V_2 на выходе должна быть равна одной трети скорости V_1 на входе. Используя уравнение 3.31 максимальное или оптимальное значение коэффициента полезного действия C_p становится:

$$C_{p, \text{опт}} = \frac{1}{2} (1 - b^2)(1 + b) = \frac{1}{2} \left(1 - \left(\frac{1}{3}\right)\right) \left(1 - \frac{1}{3}\right) = \frac{16}{27} =$$

$$= 0.59259 = 59.26 \% , \quad (3.34)$$

Это называется критерием Бетца или пределом Бетца. Впервые он был сформулирован в 1919 году и применим ко всем конструкциям ветряных турбин. Это теоретическая доля мощности, которую можно извлечь из

идеального ветрового потока. Современные ветряные машины работают с несколько более низким практическим неидеальным коэффициентом полезного действия. Обычно сообщается, что он находится в диапазоне:

$$C_{p, \text{опт}} \approx \frac{2}{5} = 40\%, \quad (3.35)$$

Результат I

Из уравнений. 3.22 и 3.33, получается, что:

$$V = \frac{1}{2}(V_1 + V_2) = \frac{1}{2}\left(V_1 + \frac{V_1}{3}\right) = \frac{2}{3}V_1, \quad (3.36)$$

Результат II

Из уравнения неразрывности. 3.14:

$$m = \rho S_1 V_1 = \rho S V = \rho S_2 V_2 = \text{constant}$$

$$S = S_1 \frac{V_1}{V} = \frac{3}{2} S_1, \quad (3.37)$$

$$S_2 = S_1 \frac{V_1}{V_2} = 3 S_1$$

Это означает, что площадь поперечного сечения воздушного потока по ветру от турбины увеличивается в 3 раза по сравнению с площадью с подветренной стороны от нее.

Некоторые ошибки при выводе предыдущих уравнений могут произойти непреднамеренно, и на них стоит обратить внимание. Например, можно попытаться определить извлечение энергии из ветра двумя разными способами. В первом подходе можно определить отвод мощности от идеальной турбины из уравнения. 3.36, 3.37 как:

$$\begin{aligned} P_{\text{идеал}}^1 &= P_{\text{против ветра}} - P_{\text{подветренный}} = \frac{1}{2} \rho S_1 V_1^3 - \frac{1}{2} \rho S_2 V_2^3 \\ &= \frac{1}{2} \rho S_1 V_1^3 - \frac{1}{2} \rho 3 S_1 \left(\frac{1}{3} V_1\right)^3 = \frac{1}{2} \rho \left(\frac{8}{9} S_1 V_1^3\right) = \frac{8}{9} \frac{1}{2} \rho S_1 V_1^3 \end{aligned}$$

Это говорит о том, что полностью $8/9$ энергии, доступной в противотоке, может быть извлечено турбиной. Это сбивает с толку, поскольку противоточный ветровой поток имеет площадь поперечного сечения, меньшую, чем площадь перехвата турбины. Второй подход дает правильный результат за счет переопределения отбора мощности на ветряной турбине с использованием площади турбины как $S = 3/2 S_1$:

$$P_{\text{идеал}} = \frac{1}{2} \rho \left(\frac{8}{9} V_1^3 \right) = \frac{1}{2} \rho \left(\frac{16}{27} S V_1^3 \right) = \frac{16}{27} \frac{1}{2} \rho S V_1^3, \quad (3.38)$$

Значение коэффициента Бетца предполагает, что ветряная турбина может извлекать максимум 59,3 процента энергии из невозмущенного ветрового потока.

$$\text{Коэффициент Бетца} = \frac{16}{27} = 0,592593 = 59,26\%, \quad (3.39)$$

Принимая во внимание потери на трение, шероховатость поверхности лопастей и механические дефекты, в практических условиях извлекается от 35 до 40 процентов энергии ветра.

Еще одну важную перспективу можно получить, оценив максимальное содержание энергии в ветровом потоке. Для постоянной скорости восходящего потока мы можем вывести выражение для максимальной мощности для постоянной восходящей скорости V_1 ветрового потока следующим образом:

Дифференцируя выражение для мощности P относительно скорости ветра вниз по потоку V_2 , применяя цепное правило дифференцирования и приравнивая результат к нулю как:

$$\begin{aligned} \left. \frac{dP}{dV_2} \right|_{V_1} &= \frac{1}{4} \rho S \frac{d}{dV_2} [(V_1 + V_1)^2 (V_1 - V_2)] = \frac{1}{4} \rho S \frac{d}{dV_2} [(V_1^2 - V_2^2) (V_1 + V_2)] = \\ &= \frac{1}{4} \rho S [(V_1^2 - V_2^2) - 2V_2(V_1 + V_2)] = \frac{1}{4} \rho S (V_1^2 - V_2^2 - 2V_1V_2 - 2V_2^2) = \\ &= \frac{1}{4} \rho S (V_1^2 - 3V_2^2 - 2V_1V_2) = 0, \end{aligned} \quad (3.40)$$

Решение полученного уравнения путем факторизации дает уравнение 3.41.

$$(V_1^2 - 3V_2^2 - 2V_1V_2) = 0$$

$$(V_1 + V_2)(V_1 - 3V_2), \quad (3.41)$$

Уравнение 3.41 снова имеет два решения. Тривиальное решение показано в уравнении. 3.42

$$V_1 + V_2 = 0, \quad (3.42)$$

$$V_2 = -V_1$$

Второе физически- практическое решение показано в уравнении 3.43.

$$V_1 - 3V_2 = 0$$

$$V_2 = \frac{1}{3}V_1, \quad (3.43)$$

Это подразумевает простой результат, заключающийся в том, что наиболее эффективная работа ветряной турбины происходит, когда скорость V_2 вниз по потоку составляет одну треть скорости V_1 на входе. Принимая второе решение и подставляя его в выражение для мощности в Ур. 3.29 мы получаем выражение для максимальной мощности, которая может быть извлечена из ветрового потока, как:

$$P_{max} = \frac{1}{4}\rho S(V_1^2 - V_2^2)(V_1 + V_2) = \frac{1}{4}\rho S \left(V_1^2 - \frac{V_1^2}{9} \right) \left(V_1 + \frac{V_1}{3} \right) = \frac{1}{4}\rho S V_1^2 \left(1 - \frac{1}{9} \right) \left(1 + \frac{1}{3} \right) = \frac{16}{27} \frac{\rho}{2} V_1^3, \quad [\text{Ватт}], \quad (3.44)$$

Это выражение представляет собой формулу, первоначально выведенную Бетцем, в которой площадь рабочего вращения ротора S равна:

$$S = \frac{\pi D^2}{4}, \quad (3.45)$$

и уравнение Бетца дает следующие результаты:

$$P_{max} = \frac{16}{27} \frac{\rho}{2} V_1^3 \frac{\pi D^3}{4} \quad [\text{Ватт}], \quad (3.46)$$

Наиболее важным выводом из уравнения Бетца является то, что должно быть изменение скорости ветра от верхнего течения к нижнему, чтобы

извлекать энергию из ветра; фактически за счет торможения с помощью ветряной турбины.

Если скорость ветра не меняется, энергия ветра не может быть эффективно извлечена. Реально, никакая ветряная машина не может полностью привести воздух в состояние покоя, а для вращающейся машины всегда будет некоторое количество воздуха, циркулирующего вокруг нее. Таким образом, ветряная машина может только извлекать часть кинетической энергии ветра. Скорость ветра на роторах, при которой отвод энергии максимальна, имеет величину, лежащую между скоростями ветра вверх и вниз по течению [39].

Критерий Бетца напоминает нам об эффективности цикла Карно в термодинамике, предполагая, что тепловой двигатель не может извлекать всю энергию из данного теплового резервуара и должен отклонять часть своего подводимого тепла обратно в окружающую среду.

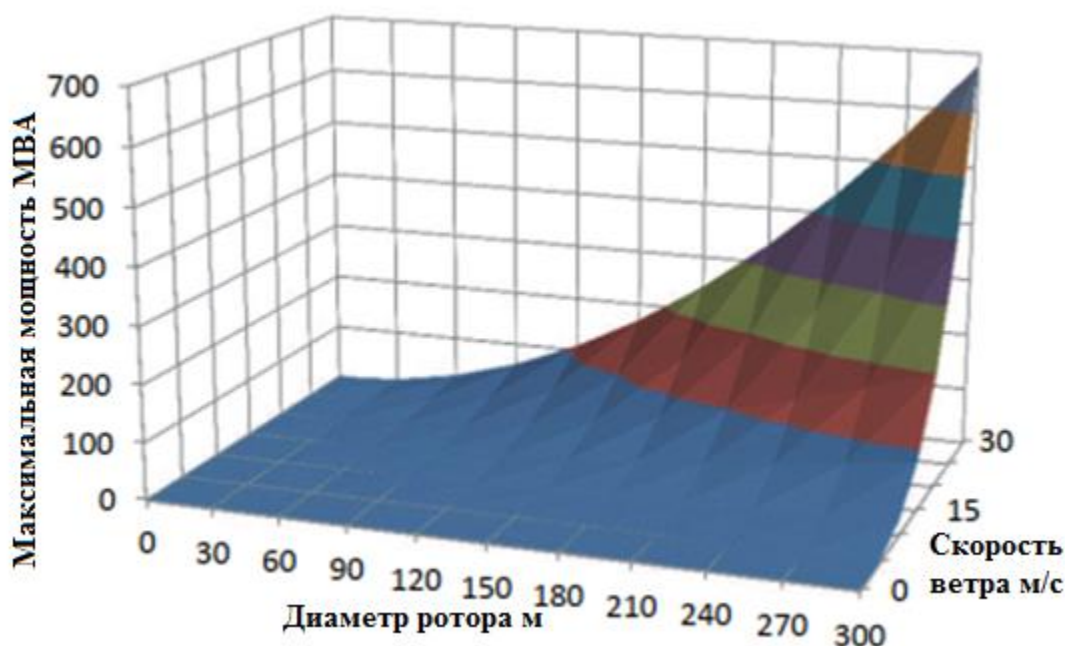


Рисунок 3.12. Максимальная мощность в зависимости от диаметра ротора и скорости ветра. Мощность увеличивается пропорционально квадрату диаметра ротора и, в большей степени, кубу скорости ветра

Оптимальное соотношение скорости кончика ротора. Коэффициент скорости наконечника ротора (КСНР)

Еще одна важная концепция, относящаяся к мощности ветряных турбин, это оптимальное передаточное отношение концевой скорости, которое определяется как отношение скорости кончика ротора к скорости ветра набегающего потока.

Если ротор вращается слишком медленно, он позволяет беспрепятственно проходить слишком сильному ветру и, таким образом, не извлекает столько энергии, сколько мог бы, конечно, в пределах критерия Бетца.

С другой стороны, если ротор вращается слишком быстро, он кажется ветру большим плоским диском, что создает большое сопротивление. Коэффициент скорости конца ротора, (КСНР), зависит от профиля используемой лопасти, количества лопастей и типа ветряной турбины. В общем, трехлопастные ветряные турбины работают с КСНР от 6 до 8, причем 7 является наиболее широко известным значением. В дополнение к факторам, упомянутым выше, ее опасения определяют КСНР, в соответствии с которым проектируется ветряная турбина. В общем, желателен высокий КСН, так как он приводит к высокой скорости вращения вала, что обеспечивает эффективную работу электрического генератора. Однако к недостаткам высокого КСН относятся:

а. концы лопастей, работающие на скорости 80 м / с и более, подвержены эрозии передней кромки из-за пыли и частиц песка, и для уменьшения такого повреждения потребуется специальная обработка передней кромки, например, лопасти вертолета

б. Шум, как слышимый, так и неслышимый, генерируется,

с. Вибрация, особенно в роторе с 2 или 1 лопастями

д. Снижение КПД ротора из-за потерь на лобовое сопротивление и наконечник,

е. Для более высокоскоростных роторов требуются тормозные системы гораздо большего размера для предотвращения выхода ротора из состояния разгона, которое может вызвать разрушение лопастей ротора турбины.

Коэффициент скорости наконечника ротора, КСРН, является безразмерным фактором, определенным в уравнении. 3.47

$$\text{КСРН} = \lambda = \frac{\text{скорость кончика ротора}}{\text{скорость ветра}} = \frac{v}{V} = \frac{\omega r}{V}, \quad (3.47)$$

Где: V- скорость ветра м/сек; v- скорость наконечника ротора м/сек; r-радиус ротора; $\omega=2\pi f$ -угловая скорость рад/сек; f- частота вращения Гц

Пример 1

При скорости ветра 15 м/сек для лопастей ротора радиусом 10 м, вращающихся со скоростью 1 оборот в секунду:

$$f = 1 \left[\frac{\text{вращение}}{\text{сек}} \right]$$

$$\omega = 2\pi f = 2\pi \left[\frac{\text{вращение}}{\text{сек}} \right]$$

$$\vartheta = \omega r = 2\pi \cdot 10 = 20\pi \left[\frac{\text{м}}{\text{сек}} \right]$$

$$\lambda = \frac{\omega r}{V} = \frac{2\pi \cdot 62.83}{15} = 4$$

Пример 2

Конструкция ветряной турбины **Suzlon S.66/1250**, номинальная мощность 1,25 МВт при номинальной скорости ветра 12 м / с, имеет диаметр ротора 66 метров и скорость вращения 13,9–20,8 об / мин. Диапазон угловой скорости:

$$\begin{aligned} \omega &= 2\pi f = 2\pi \frac{13.9 - 20.8}{60} \left[\text{радиан} \frac{\text{развиваемая скорость минут}}{\text{минут}} \frac{\text{минут}}{\text{секунд}} \right] \\ &= 1,46 - 2,18 \left[\frac{\text{радиан}}{\text{секунд}} \right] \end{aligned}$$

Диапазон конечной скорости его ротора можно оценить, как:

$$v = \omega r = (1.46 - 2.18) \frac{66}{2} = 48.18 - 71.94 \frac{\text{м}}{\text{сек}}$$

Таким образом, диапазон его передаточного числа конечной скорости:

$$\lambda = \frac{\omega r}{V} = \frac{48.18 - 71.94}{12} = 4 - 6$$

Оптимальный КСНР для максимального отбора мощности выводится путем соотнесения времени, необходимого для восстановления нарушенного ветра, со временем, необходимым для того, чтобы следующая лопасть переместилась на место предыдущей лопасти. Это время t_w и t_s , соответственно, и показано ниже в уравнениях. 3.47 и 3.48. В уравнениях. 35 и 36, n - количество лопастей, ω - частота вращения ротора, s - длина возмущенного ветрового потока, V - скорость ветра.

$$t_s = \frac{2\pi}{n\omega} \quad [\text{сек}], \quad (3.48)$$

$$t_w = \frac{s}{V} \quad [\text{сек}], \quad (3.49)$$

Если $t_s > t_w$, некоторый ветер не влияет, если $t_w > t_s$, некоторый ветер не может проходить через ротор. Максимальное извлечение мощности происходит, когда два момента примерно равны. Приравнивая t_w равным t_s , получаем уравнение. 3.50 ниже, который имеет следующий вид:

$$t_s \approx t_w$$

$$\frac{2\pi}{n\omega} \approx \frac{s}{V} \Rightarrow \frac{n\omega}{V} \approx \frac{2\pi}{s}, \quad (3.50)$$

Уравнение 3.50 затем может использоваться для определения оптимальной частоты вращения, как показано в уравнении. 38:

$$\omega_{\text{оптимал}} \approx \frac{2\pi V}{ns} \quad (3.51)$$

Следовательно, для оптимального отбора мощности лопасть ротора должна вращаться с частотой вращения, которая зависит от скорости встречного ветра. Эта частота вращения ротора уменьшается по мере увеличения радиуса ротора и может быть охарактеризована путем вычисления оптимального КСРН, $\lambda_{\text{оптимальн}}$, как показано в уравнении. 3.52

$$\lambda_{\text{оптимальн}} = \frac{\omega_{\text{оптимальн}} r}{v} = \frac{2\pi}{n} \left(\frac{r}{s} \right) \quad (3.52)$$

Влияние количества лопастей ротора на коэффициент скорости наконечника, КСРН

Оптимальный КСРН зависит от числа лопастей n ротора ветряной турбины. Чем меньше количество лопастей ротора, тем быстрее должна вращаться ветряная турбина, чтобы извлечь максимальную мощность из ветра. Для ротора с n -лопастями эмпирически наблюдалось это s примерно равно 50 процентам радиуса ротора. Таким образом, установив:

$$\frac{s}{r} \approx \frac{1}{2}$$

Уравнение. 39 преобразован в формулу. 3.52

$$\lambda_{\text{оптимальн}} \approx \frac{2\pi}{n} \left(\frac{r}{s} \right) \approx \frac{4\pi}{n} \quad (3.53)$$

Для $n = 2$ оптимальное КСРН рассчитано равным 6,28, в то время как для трехлопастного ротора оно составляет 4,19, а для четырехлопастного ротора оно снижается до 3,14. При правильной конструкции аэродинамического профиля оптимальные значения КСРН могут быть примерно на 25–30 процентов выше этих значений. Эти высокоэффективные лопасти ротора

Аэродинамические поверхности увеличивают скорость вращения лопасти и, таким образом, генерируют больше мощности. Используя это предположение, оптимальный КСРН для трехлопастного ротора будет в диапазоне 5,24 - 5,45.

Плохо спроектированные лопасти ротора, которые дают слишком низкий КСРН, могут привести к тому, что ветряная турбина будет замедляться и

заглохнуть. С другой стороны, если TSR слишком велик, турбина будет вращаться очень быстро и будет испытывать большие напряжения, что может привести к катастрофическому отказу в условиях сильно турбулентного ветра.

Коэффициент мощности, C_p

Мощность, генерируемая кинетической энергией набегающего потока ветра, показана в уравнении. 3.54.

$$P = \frac{1}{2} \rho S V^3 \quad \text{Ватт,} \quad (3.54)$$

Определение площади поперечного сечения S ветряной турбины через радиус лопастей r по формуле. 3.54 становится уравнением. 3.55.

$$P = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 V^3, \quad (3.55)$$

Коэффициент мощности (Джонс, Б., 1950), уравнение. 3.56, определяется как отношение мощности, извлекаемой ветряной турбиной, к энергии, доступной в ветровом потоке.

$$C_p = \frac{P_t}{P} = \frac{P_t}{\frac{1}{2} \rho \pi R^2 V^3}, \quad (3.56)$$

Как было установлено ранее в этой главе, максимально достижимый коэффициент мощности составляет 59,26 процента, предел Бетца. Однако на практике достижимые значения коэффициента мощности составляют около 45 процентов. Это значение ниже теоретического предела вызвано неэффективностью и потерями, связанными с различными конфигурациями, профилями лопастей ротора, конечными крыльями, трением и конструкциями турбин. На рисунок 3.12 показаны коэффициенты Бетца, идеальной постоянной и фактической мощности ветряной турбины в зависимости от КСНР. Как показано на рисунке 3.12, максимальное извлечение мощности происходит при оптимальном КСНР, где разница между фактическим КСНР (синяя кривая) и линией, определяемой постоянной КСНР, является наименьшей. Эта разница представляет собой мощность ветра, которая не улавливается ветряной турбиной. Потери на трение, конечный размер крыла и конструктивные потери турбины составляют часть неуловимой

энергии ветра, и дополняются тем фактом, что ветряная турбина не работает с оптимальным TSR в своем рабочем диапазоне скоростей ветра.

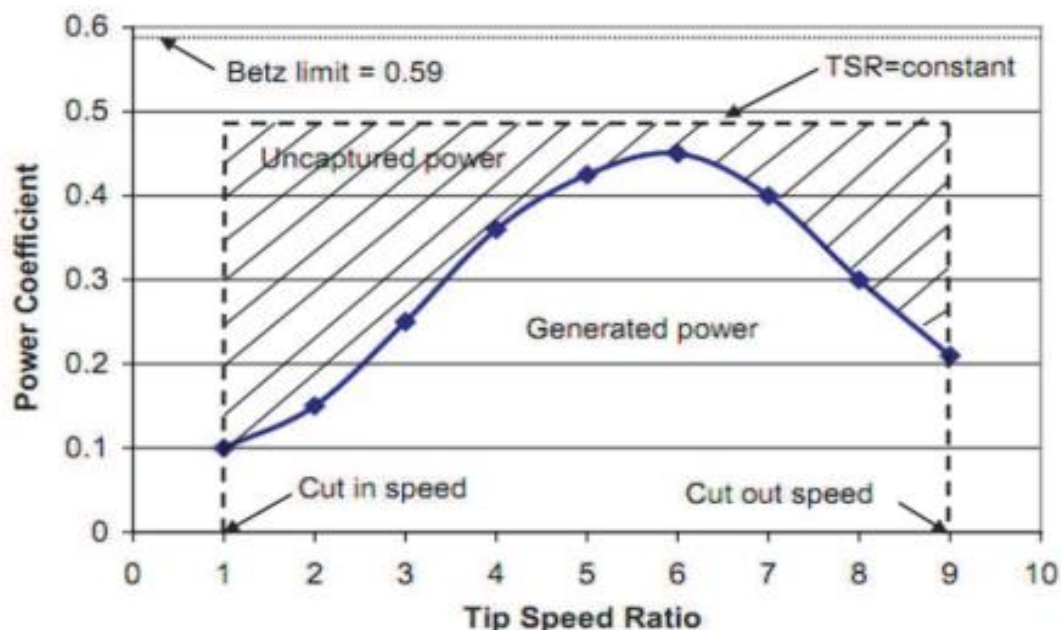


Рисунок 3.13. Зависимость коэффициента мощности от КСНР для двухлопастного ротора.

Неэффективность и потери, коэффициент мощности Шмитца

Неэффективность и потери, возникающие при эксплуатации ветряных турбин, включают потерю количества лопастей, потери вихревых потоков, потери на концах и потери профиля аэродинамического профиля (Четин, Н.С. и др., 2005).

Потери в профиле аэродинамического профиля Число скольжения s представляет собой отношение коэффициента подъемной силы используемого профиля C_L аэродинамического профиля к коэффициенту силы сопротивления C_D :

$$s = \frac{C_L}{C_D} \quad s = \frac{C_L}{C_D}, \quad (3.57)$$

Учет силы лобового сопротивления может быть достигнут за счет использования эффективности профиля, которая является функцией числа скольжения s и передаточного числа λ наконечника, как:

$$\eta_{\text{профиль}} = \frac{s-\lambda}{s} = 1 - \frac{\lambda}{s}, \quad (3.58)$$

Потери на конце ротора:

На вершине лопасти несущего винта воздушный поток проходит от нижней стороны профиля к верхней стороне. Этот воздушный поток соединяется с поступающим к лопасти воздушным потоком. Комбинированный воздушный поток приводит к эффективности кончика ротора, $\eta_{\text{конч.ротор}}$.

Таблица 3.2.

Потери при вихревом потоке. Коэффициент мощности Шмитца как функция передаточного числа концевых скоростей

Коэффициент скорости наконечника КСНР	Коэффициент мощности вихри Шмитца, $C_{p, \text{шмитц}}$
0,0	0,000
0,5	0,238
1	0,400
1,5	0,475
2	0,515
2,5	0,531
3	0,537
3,5	0,538
4	0,541
4,5	0,544
5	0,547
5,5	0,550
6	0,553
6,5	0,556
7	0,559
7,5	0,562
8	0,565
8,5	0,568
9	0,570
9,5	0,572
10	0,574

Потери в вихре:

В идеализированном выводе уравнения Бетца ветер не меняет своего направления после встречи с лопастями ротора турбины. Фактически, он меняет свое направление после встречи. Это объясняется измененной формой коэффициента мощности, известной как коэффициент мощности Шмитца $C_{p, \text{шмитц}}$, если на всей лопасти несущего винта используется одинаковая конструкция аэродинамического профиля.

Потери числа лопастей ротора:

Теория, разработанная Шмитцем и Глауэртом, применима к ветровым турбинам с четырьмя или менее лопастями ротора. В турбине с более чем четырьмя лопастями движение воздуха становится слишком сложным для строгой теоретической обработки, поэтому применяется эмпирический подход. Это можно объяснить числом лопастей ротора и КПД $\eta_{\text{лопастей}}$. С учетом связанных с этим потерь и неэффективности коэффициент мощности можно выразить как:

$$C_p = C_{\text{ршмитц}} \eta_{\text{профил}} \eta_{\text{конец лопасти}} \eta_{\text{лезвия}}, \quad (3.59)$$

Есть еще больше возможностей для повышения эффективности:

1. Потери на трение в подшипниках и шестернях: $\eta_{\text{трение}}$

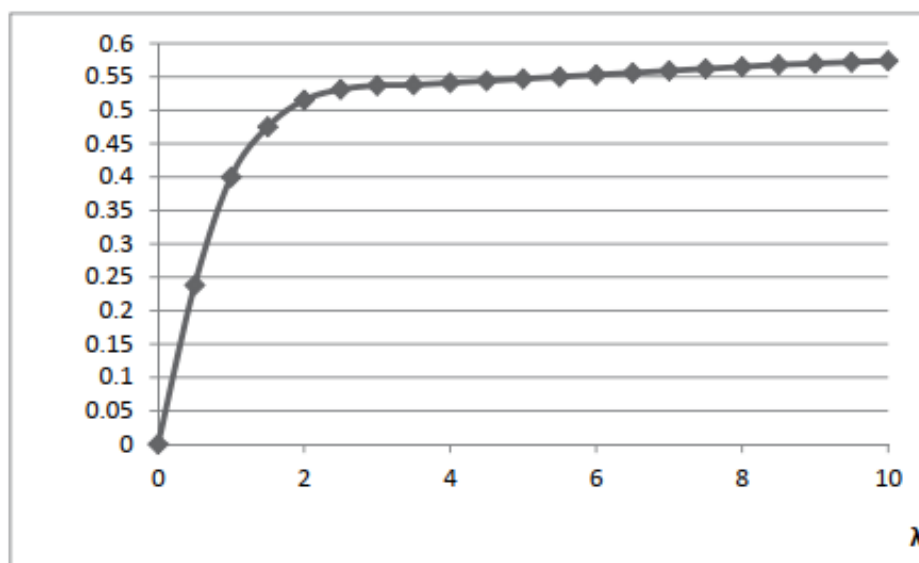


Рисунок 3.13. Коэффициент мощности Шмитца в зависимости от передаточного числа острья КСНР

2. Потери на магнитное сопротивление и электрическое сопротивление в генераторе или генераторе переменного тока: $\eta_{\text{электрический}}$.

$$C_p = C_{\text{ршмитц}} \eta_{\text{профил}} \eta_{\text{конец лопасти}} \eta_{\text{лезвия}} \eta_{\text{трения}} \eta_{\text{электрический}}, \quad (3.60)$$

В конце концов, предел Бетца - это идеализация и цель проектирования, которую дизайнеры пытаются достичь в реальной турбине. Значение C_p от 0,35

до 0,40 является реалистичной целью проектирования работоспособной ветряной турбины. Это все еще уменьшается за счет коэффициента мощности, учитывающего периоды ветра поток как фактор перемежаемости.

7. Коэффициент мощности и передаточное отношение лобовых скоростей различных конструкций ветряных преобразователей. Теоретический максимальный КПД ветряной турбины определяется пределом Бетца и составляет около 59 процентов. Практически ветряные турбины работают ниже предела Бетца. На рис.4 для двухлопастной турбины, если она работает с оптимальным передаточным числом 6, ее коэффициент мощности будет около 0,45. При заданной скорости ветра коэффициент мощности всего 0,10, а при заданной скорости ветра 0,22. Это говорит о том, что для получения максимальной мощности ветряная турбина должна работать с оптимальным соотношением ветрового наконечника [38].

Современные роторы ветряных турбин с горизонтальной осью состоят из двух или трех тонких лопастей и обозначаются как роторы с низкой прочностью. Это означает, что малая часть площади, охватываемой роторами, является твердой. Его конфигурация обеспечивает оптимальное соответствие требованиям частоты современных генераторов электроэнергии, а также минимизирует размер и вес требуемой коробки передач или трансмиссии, а также увеличивает эффективность. Такое расположение приводит к относительно высокому передаточному числу конечных скоростей по сравнению с роторами с большим количеством лопастей, такими как очень успешная американская ветряная мельница, используемая для перекачки воды на Западе Америки и во всем мире. Последнее потребовало высокого пускового момента. Связь между коэффициентом мощности ротора C_p и передаточным числом конечной скорости показана для различных типов ветряных машин. Можно заметить, что он достигает максимума в разных положениях для разных конструкций машин.

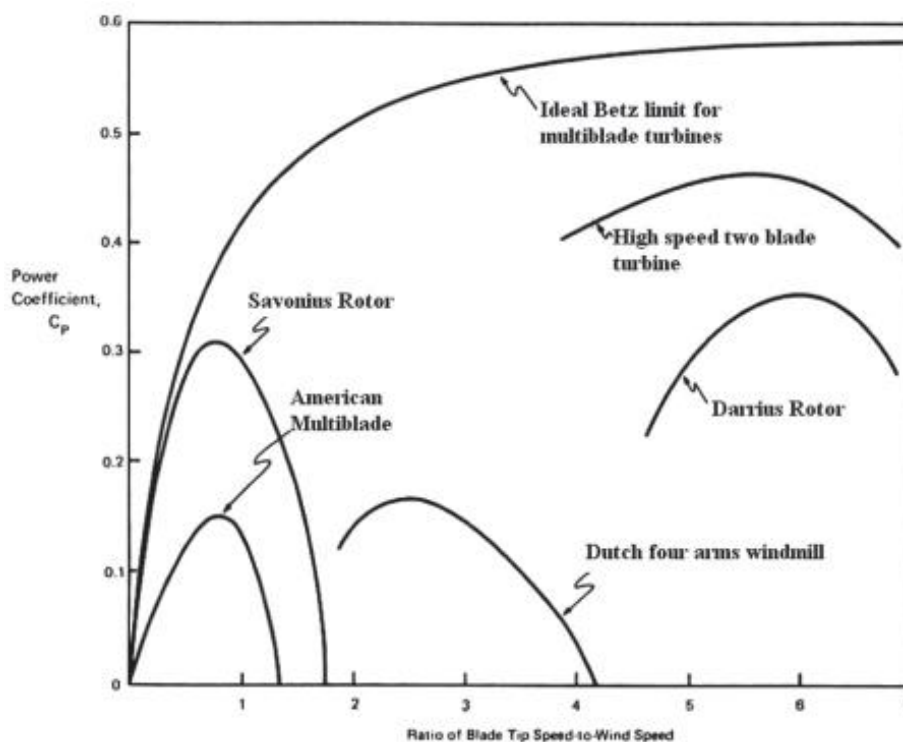


Рисунок 3.14. Коэффициент мощности C_p как функция передаточного числа концевых скоростей для различных конструкций ветряных машин.

Обратите внимание, что кривые эффективности конструкции Савониуса и американской многолезвийной конструкции были непреднамеренно изменены (Элдридж, Ф. Р., 1980) в некоторых предыдущих публикациях, препятствуя изучению конструкции Савониуса.

Максимальная эффективность двухлопастной конструкции, концепции Дарье и Савониуса достигает уровней выше 30 процентов, но ниже предела Бетца в 59 процентов. Американский дизайн с несколькими лезвиями и исторический голландский дизайн с четырьмя лезвиями достигают пика в 15 процентов. Они не подходят для производства электроэнергии, но идеально подходят для перекачивания воды.

3.7. Выводы

Ветровые турбины должны быть спроектированы таким образом, чтобы они работали при оптимальном соотношении скорости ветрового конца, чтобы извлекать как можно больше энергии из потока ветра. Когда лопасть ротора проходит через воздушный поток, она оставляет на своем пути турбулентный след. Если следующая лопасть во вращающемся роторе достигает следа, когда

воздух все еще является турбулентным, он не сможет эффективно извлекать энергию из ветра и будет подвергаться высоким вибрационным нагрузкам. Если бы ротор вращался медленнее, воздух, попадающий на каждую лопасть ротора, больше не был бы турбулентным. Это еще одна причина для такого передаточного числа, чтобы лопасти ротора не проходили через турбулентный воздух.

Преобразование энергии ветра аналогично другим методам преобразования энергии, таким как гидроэлектрические генераторы и тепловые двигатели. Некоторые общие базовые принципы могут служить ориентиром при проектировании и эксплуатации систем преобразования энергии ветра, в частности, и другие формы преобразования энергии в целом. Основной принцип можно сформулировать так: «Энергия может быть извлечена или преобразована только из проточной системы».

В гидравлике потенциальная энергия воды, заблокированной за плотиной, не может быть извлечена, если ей не позволено течь. В этом случае только его часть может быть извлечена водяной турбиной. В тепловом двигателе тепловая энергия не может быть извлечена из полностью изолированного резервуара. Только когда ему позволено течь из резервуара с высокой температурой в резервуар с низкой температурой, где он выбрасывается в окружающую среду; может ли часть этой энергии быть извлечена тепловым двигателем.

Полное блокирование ветрового потока исключает извлечение энергии. Только позволяя потоку ветра течь из области высокой скорости в область низкой скорости, ветряная турбина может извлекать энергию. Второй принцип преобразования энергии можно объяснить следующим образом:

«Естественная или искусственная асимметрия в аэродинамической, гидравлической или термодинамической системе позволяет извлекать только часть доступной энергии с заданной эффективностью». Гениальные умы разработали концептуальные устройства, использующие преимущества существующих естественных асимметрии, или созданные конфигурации или

ситуации, способствующие созданию этих асимметрий для извлечения энергии из окружающей среды. Из этого следует, что существование проточной системы требует, чтобы только часть доступной энергии могла быть извлечена с КПД, характерным для извлечения энергии процесс, а остальная часть возвращается в среду, чтобы поддерживать поток процесса. В термодинамике идеальный КПД теплового цикла выражается КПД цикла Карно. В ветровом потоке идеальная эффективность аэродинамического цикла выражается уравнением Бетца.

ГЛАВА 4. БИОРЕСУРСЫ И БИОТОПЛИВО

Биоресурсы - это природные возобновляемые источники, такие как органические отходы, а также природное или формованное сырье, полученное в результате деятельности человека и животных. В больших количествах они генерируются промышленностью или заводами в сельском, лесном, морском и муниципальном секторах. Эти биоресурсы используются в перерабатывающей и обрабатывающей промышленности, например, на масличных пальмах. Их биопродукты изготавливаются из сельскохозяйственных растений и могут использоваться в качестве энергоносителей, химикатов для платформ или специальных продуктов. Там огромный потенциал для биопродуктов в Малайзии и тропических странах из лесного, сельского, морского и муниципального секторов. С точки зрения биопродукции, эти развивающиеся отрасли значительно отличаются от традиционных отраслей тем, что на разных уровнях отрасли характер и характеристики сырья, продуктов и областей применения различны. Жизненный цикл устойчивого углерода, как показано на рисунке 8.1 показывает непрерывный процесс массопереноса углерода в различные состояния использования. Энергия, поступающая от солнца, берется в углеродный цикл, который перерабатывает его для производства продуктов питания, энергии и материалов в зависимости от потребностей страны.



Рисунок 4.1. Жизнеспособный углеродный жизненный цикл для производства продуктов питания, энергии и материалов

Индустрия биопродуктов состоит из следующих секторов: поставщики сырьевых биоресурсов, производство и потребители продукции. Чтобы быть жизнеспособными, биоресурсы должны либо иметь достаточные количества для долгосрочной основы, либо производство биоресурсов в больших количествах должно быть устойчивым. Обрабатывающая промышленность должна использовать процесс конверсии, основанный на лучших технологиях, экономически выгодный, устойчивый процесс и безвредный для окружающей среды. Биоресурсы в контексте этой главы относятся к биомассе, органическим твердым отходам, углеродистым твердым отходам и сельскохозяйственным отходам. Большая часть исследований в этой главе посвящена твердым отходам, которые являются однородными по природе, а не гетерогенными отходами из-за характера обращения и экологических ограничений [40].

Биомасса привлекает повышенное внимание, поскольку она является одним из наиболее доступных источников возобновляемой энергии для снижения зависимости от ископаемого топлива. Сельскохозяйственные отходы классифицируются как биомасса и непрерывно образуются в огромных количествах в результате сельскохозяйственной деятельности. Некоторые из этих сельскохозяйственных отходов используются в качестве топлива для выработки тепла и электроэнергии, необходимых для процессов измельчения. Использование биомассы для преобразования энергии все еще считается ограниченным из-за его плохих свойств топлива, таких как высокое содержание влаги и золы, низкая насыпная плотность, низкое содержание энергии и трудности в хранении, обработке и транспортировке. Образующаяся избыточная биомасса не только создает проблемы утилизации, но и считается отходом первичных ресурсов.

Использование биомассы в качестве возобновляемого источника энергии важно для стран, где запасы ископаемого топлива ограничены. Образование этих твердых отходов из городского и сельскохозяйственного секторов растет благодаря индустриализации деятельности городского и сельского

развития. Использование биомассы или углеродистых твердых отходов от промышленности для производства энергии и продукции с добавленной стоимостью способствовало обеспечению национальной энергии, а также текущему и будущему снабжению материалами. Биомасса является единственным возобновляемым источником углерода.

4.1. Характеристика биомассы

Использование биомассы для биотоплива и материалов зависит от химических и физических свойств. Биомасса поступает из сельскохозяйственного, промышленного и лесного секторов и включает лесозаготовки с лесопильных заводов и деревообрабатывающую промышленность. Биомасса также поступает из городского сектора в виде гетерогенных отходов, которые в основном представляют собой твердые бытовые отходы, состоящие из утильных шин, отходов резины, твердых отходов, неиспользованных отходов мебели и органических и неорганических отходов. Другой важной характеристикой биомассы является их тепловое поведение для использования в продуктах с добавленной стоимостью. Знание этих параметров поможет правильно спроектировать и разработать подходящий процесс термического преобразования, который должен быть простым, надежным, эффективным и экономичным для местного использования.

Как правило, материалы биомассы плантации содержат три основных компонента: целлюлозу, гемицеллюлозу и лигнин. Таблица 4.1.показывает состав целлюлозы, гемицеллюлозы и лигнина различных твердых отходов масличной пальмы и других материалов биомассы. Основным компонентом биомассы является целлюлоза с гемицеллюлозами, присутствующими между клеточной стенкой. Это смесь полисахаридов, которая содержит сахара, такие как глюкоза, манноза, ксилоза и арабиноза, а также метилглюкорин и галактуроновые кислоты. Гемицеллюлозы связывают целлюлозные волокна вместе с лигнином с образованием микрофибрилл, которые повышают стабильность клеточной стенки [40] .

Таблица 4.1

Составляющие масличной пальмы твердых отходов и другой биомассы

	Целлюлоза	Гемицеллюлоза	лигнин
Ракушки из масличной пальмы	31,0	20,0	49,0
Волокна пальмового масла	40,0	39,0	21,0
Масличные пальмы пустые пучки	40,0	36,0	24,0
Хвойные породы	41,0	24,0	27,8
Лиственные породы	39,0	35,0	+19,5
Солома пшеницы	39,9	28,2	+16,7
Рисовая соломка	30,2	+24,5	11,9
Багассы	38,1	38,5	20,2

Лигнины являются высоко разветвленными заменителями, одноядерными ароматическими полимерами в клеточных стенках древесных видов биомассы и часто прилегают к целлюлозным волокнам с образованием лигноцеллюлозных комплексов. Лигнин рассматривается как группа аморфных высокомолекулярных химически родственных соединений [41].

Ни одна стандартная процедура еще не рекомендована для определения свойств отходов, но определенные стандарты ASTM (Евросоюза), рекомендуемые для ископаемого топлива, соответствуют цели для характеристики твердых отходов. Большое количество летучих веществ имеется в скорлупе кокосовых орехов и масличных пальм, в каучуковых лесах и в отходах шин. Содержание влаги в твердых отходах может варьироваться в зависимости от типа и продолжительности хранения и принятой сушки. Содержание энергии зависит от содержания влаги и остаточного масла в твердых отходах, особенно в оболочках масличной пальмы. Содержание энергии колеблется от 13 МДж / кг до 30 МДж / кг и является самым высоким у древесного угля из скорлупы кокосового ореха и древесного угля. Это связано с более высоким содержанием углерода и менее летучих веществ. Зола и летучие

вещества влияют на содержание энергии в отходах. Скорлупа кокосового ореха, масличная пальма, сельскохозяйственные отходы обычно имеют высокое содержание влаги и низкую насыпную плотность и, следовательно, имеют относительно низкую теплотворную способность. Содержание энергии в отходах варьируется в зависимости от их влажности и остаточного содержания масла. Химические и физические характеристики некоторых твердых отходов представлены в таблице 4.2. Диапазон содержания кислорода в биомассе составляет 38–45% на основе влаги и без золы. Результатом высокого содержания кислорода является относительно низкая теплотворная способность 14–20 МДж / кг по сравнению с углеводородным топливом, у которого теплотворная способность составляет 40–45 МДж / кг. В них содержится незначительное количество серы, и большинство из них содержат меньше золы по сравнению с углем [43]. В биомассе содержится значительное количество калия, что приводит к отложению золы при сгорании. Эта щелочная зола может привести к коррозии или эрозии труб котлов, теплообменников и лопаток турбин. Биомасса также содержит небольшое количество неорганических минералов, таких как калий, натрий, фосфор, кальций и магний.

Биомасса в основном из биологического и органического материала из живых или недавно живых организмов в равных количествах. В качестве источника возобновляемой энергии биомасса может быть использована напрямую или преобразована в другие энергетические продукты, такие как биотопливо.

4.2. Предварительная обработка биомассы

Целью процессов предварительной обработки биомассы является снижение кристалличности целлюлозы, которая увеличивает пористость биомассы и достигает желаемых фракций. Различные виды предварительной обработки - это физические, физико-химические, химические и биологические процессы. Предварительная обработка лигноцеллюлозных материалов широко описана Кешвани и Ченгом [8].

4.2.1. Физическая предварительная обработка

Физическая предварительная обработка лигноцеллюлозы обычно включает измельчение с помощью измельчения, измельчения или измельчения. Целью является снижение кристалличности целлюлозных волокон в биомассе. Уменьшение размера также необходимо для устранения массы и теплоограничение переноса во время требуемой реакции. Размер получаемых материалов обычно составляет 10–30 мм после дробления и 0,2–2 мм после измельчения или измельчения. Шаровое измельчение используется для частиц размером менее 90 мкм с содержанием целлюлозы ниже, чем для частиц большего размера. Для молотковой мельницы требования к энергии для уменьшения размера линейно возрастают с уменьшением размера частиц и повышением содержания влаги, где энергетические требования имеют тенденцию к выравниванию для частиц размером менее 2 мм. Как правило, чем выше содержание влаги в биомассе, тем больше энергии требуется для уменьшения размера.

4.2.2. Физико-химическая предварительная обработка

Существует три типа физико-химической предварительной обработки: взрыв паром, взрыв аммиачного волокна (ВАВ) и взрыв CO_2 . При взрыве пара уменьшенный размер биомассы подвергается воздействию насыщенного пара высокого давления в течение короткого времени, прежде чем внезапное падение давления вызывает взрывную декомпрессию биомассы. Процесс вызывает преобразование лигнина и деградацию гемицеллюлозы. Известно, что паровой взрыв является экономически эффективной предварительной обработкой твердых пород древесины и сельскохозяйственных отходов. ВАВ и взрыв CO_2 аналогичны взрыву пара, когда биомасса подвергается воздействию жидкого аммиака или CO_2 при высоких температурах и давлениях в течение короткого периода времени с последующим внезапным падением давления. ВАВ не растворяет гемицеллюлозы, но требует извлечения аммиака по соображениям стоимости и воздействия на окружающую среду.

4.2.3. Предварительная химическая обработка

Химическая предварительная обработка биомассы включает использование озона, кислот, щелочей, органических растворителей и пероксидов. Озонолиз проводится при комнатной температуре и эффективен для удаления лигнина без образования токсичных побочных продуктов. Предварительная обработка мягкой кислотой серной кислотой эффективна для удаления гемицеллюлозы, но не позволяет эффективно удалить лигнин. Это также помогает в удалении золы в биомассе. Предварительная обработка разбавленной щелочью с использованием гидроксида натрия разрушает межмолекулярные связи между лигнином и гемицеллюлозой и улучшает пористость биомассы. В других исследованиях по предварительной обработке разбавленной щелочи изучалось использование аммиачной воды и гашеной извести.

4.2.4. Биологическая предварительная обработка

Это лечение включает использование микроорганизмов, которые избирательно разлагают лигнин и гемицеллюлозу. Биологическая предварительная обработка менее энергоемка по сравнению с химическими и физико-химическими процессами и требует только мягких условий реакции. Однако этот процесс очень медленный, что делает его непривлекательным для коммерческого использования.

4.3. Процессы термпреобразования

4.3.1. Конверсионные процессы

Осведомленность о потенциале восстановления, использования энергии и улучшенных продуктов из сельскохозяйственных отходов должна быть известна исследователям. В этих твердых отходах содержится огромное количество энергии. Перерабатывая их на мельницах, можно добиться огромной экономии за счет возможности преобразования их в энергию и продукцию с добавленной стоимостью. Зависимость отраслей от обычной энергии и топлива может быть значительно снижена. Потенциал, предлагаемый

энергией биомассы для решения энергетической проблемы страны, представляется в определенной степени жизнеспособным на рисунке 4.2 показаны основные процессы преобразования тепловой энергии. Существует несколько технологий для преобразования биомассы в энергию и более ценные продукты. Они в основном классифицируются как биохимические, термохимические, физические и сжиженные.

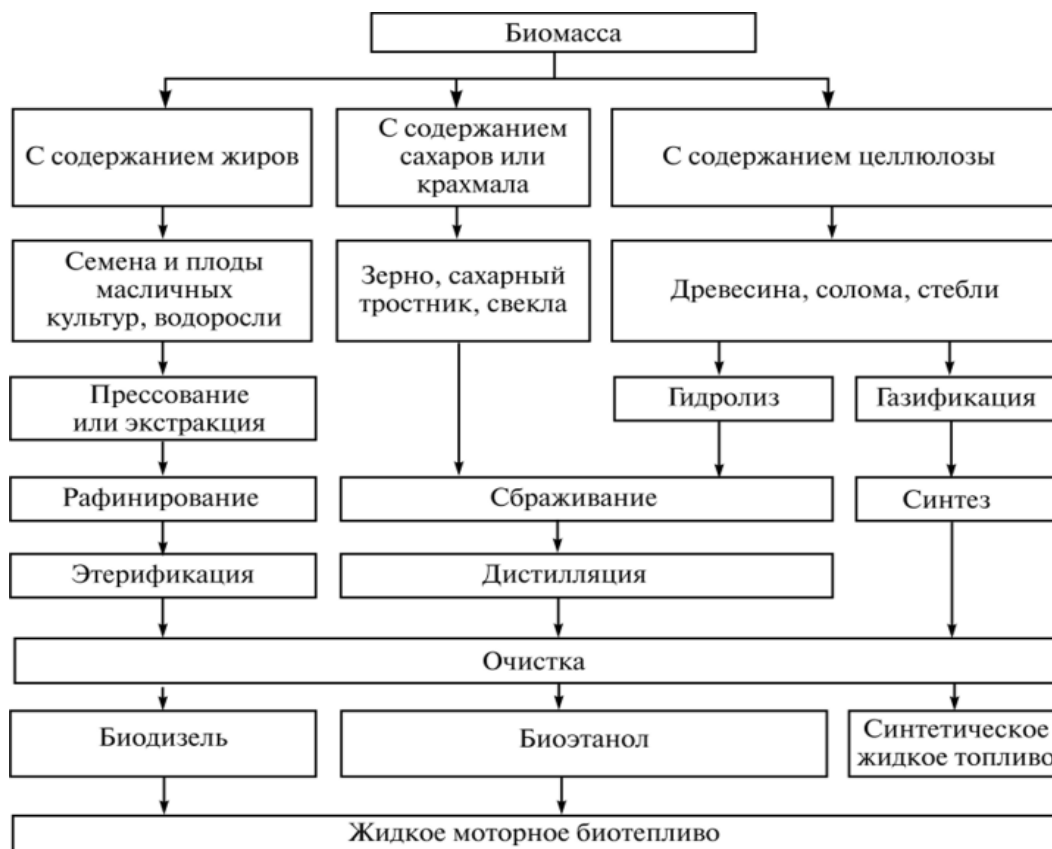


Рисунок 4.2. Основные процессы преобразования тепловой энергии.

Биологический процесс или влажный процесс могут привести к анаэробному образованию метана и ферментации этанола. В процессе анаэробного сбраживания производится биогаз и шлам, где они могут быть переработаны в топливо и удобрения, соответственно. Селективные микробные бактерии производят метан или газообразный водород, работая при необходимой температуре и уровне pH. На пути спиртового брожения образуются этанол, углекислый газ и твердые остатки. Биомасса, содержащая сахара и крахмал, превращается в простую глюкозу с использованием

микроорганизмов для производства этанола. В процессе сжижения растворители используются при высоком давлении и умеренной температуре для получения жидкого продукта. В процессе используется реактивный газ-носитель для производства гидрированного жидкого топлива.

Уплотнение биомассы включает физическое преобразование сыпучей биомассы в более компактную форму, такую как брикеты, гранулированное топливо и топливные бревна, для удобства обработки и хранения. Они включают процесс экструзии сыпучих частиц биомассы с или без связующего при высоком давлении и процесс карбонизации для получения угольной формы. Гранулирование или брикетирование в основном увеличивает плотность энергии исходной формы биомассы.

Термохимический или сухой процесс является основным процессом процесса термопреобразования. Существует три основных тепловых процесса для преобразования твердых отходов в энергию и побочные продукты: пиролиз, газификация и сжигание. Каждый процесс дает различный диапазон продуктов, то есть газа, жидкости или твердого вещества, в зависимости от того, как процесс контролируется. Система включает другую конструкцию и конфигурацию реактора для конкретного применения. Из-за ограничений по сбору, сбору и транспортировке биомассы наилучшее использование и преобразование в улучшенные продукты находятся на мельницах, где обрабатываются сельскохозяйственные культуры и производится избыток биомассы.

Биомасса может внести вклад в продукты с добавленной стоимостью после избыточного поступления энергии из мельниц. Следовательно, использование этой биомассы представляется целесообразным при децентрализованных технологических применениях в сценарии сельской местности. Это преимущество для сельского населения с точки зрения социального развития и технологического образования для сельских регионов. Приоритеты для использования в качестве топлива, агорезиденты

могут также конкурировать с другими традиционными источниками для использования в качестве продуктов питания, кормов для животных, волокон, удобрений, химических применений и т. д. Таким образом, основа стратегии утилизации агроотходов должна обрабатываться на месте и преобразовываться в продукты с добавленной стоимостью, которые впоследствии могут быть сохранены, а затем отправлены.

4.3.2. Процесс сгорания

В настоящее время прямое сжигание биомассы используется в средних и крупных отраслях промышленности для производства электроэнергии и технологического тепла, что является наиболее простым способом извлечения энергии из этих отходов. На рынке доступны различные технологии сжигания, но их пригодность зависит от характеристик самой биомассы. В общем-то, биомасса эффективно сгорает в установке для сжигания с наклонным движущимся слоем. Методы поэтапного сжигания используются для улучшения норм выбросов. Сжигание биомассы обычно состоит из летучего и полукокса, следовательно, теплопередача и время пребывания для двух видов сгорания будут разными для разных типов биомассы. Таким образом, метод для процесса сгорания будет отличаться для разных типов биомассы. Затем тепло от процесса сгорания можно использовать для сушки, а пар можно использовать для теплового нагрева и выработки электрической энергии пара.

4.3.3. Процесс пиролиза

Пиролиз биомассы - это термохимическое разложение органического материала при средних температурах в отсутствие кислорода. Это один из самых старых процессов производства древесного угля или биочара, который часто называют карбонизацией, при которой образуются твердые остатки с высоким содержанием углерода. Цель состоит в том, чтобы удалить влагу и в процессе преобразовать летучие вещества в материале биомассы в более высокое содержание углерода. Длительное время пребывания и средний нагрев с инертной средой являются ключевыми требованиями для

процесса. Существуют различные методы преобразования биомассы в древесный уголь - от захоронения нагретой биомассы до улей-печей до современных установок для карбонизации. Таблица 4.2 показывает различные процессы пиролиза с их соответствующим временем пребывания и конечными температурами.

Таблица 4.2.

Классификация процесса пиролиза на основе переменных процесса

Процесс пиролиза	время	Степень нагрева	T ⁰ C	Давление (бар)
Быстрый пиролиз	0,1-2	высоко	400-650	-1,01
Вспышка пиролиза	<0,5	Очень высоко	>1000	-1,01
Медленный (карбонизация)	Часы-дни	Очень медленный	300-500	-1,01
Медленный пиролиз	часы	низкий	400-600	-1,01
Вакуумный пиролиз	2-30 с	средный	350-450	-0,15
Разжижение	<10	высоко	250-325	250-300

4.3.3.1. Быстрый процесс пиролиза

За последние 25 лет быстрый пиролиз был передовой и сравнительно новой технологией, по сравнению с сжиганием и газификацией. Он превращает твердые биоресурсы в жидкие продукты, которые можно перерабатывать в жидкое топливо и химические вещества с добавленной стоимостью. Он преобразует высокие выходы жидких продуктов, которые могут храниться и транспортироваться. Производство жидкого пиролизного масла из быстрого пиролиза известно, как биомасло. Он также использует умеренную температуру и короткое время пребывания пара, которые являются оптимальными для производства жидкости. Сердцем этой технологии является сам реактор, на котором сосредоточены текущие исследования и разработки. Биологическое масло, которое дает более 75% масло. В пересчете на сухое сырье вместе с побочным продуктом биогаза и газа, может быть повторно использовано в процессе в качестве регенерации энергии. В зависимости от типа

используемого процесса, теплотворная способность. Биомасло является топливом с высокой удельной энергией и поэтому легко транспортируется, и хранится. Обработанное биомасло можно сжигать непосредственно на парогенераторных установках или превращать в высококачественное топливо на биоперерабатывающем заводе. Модернизированное биотопливное топливо с более высокой теплотворной способностью и качеством может использоваться в двигателях внутреннего сгорания и газовых турбинах.

4.3.4. Процесс газификации

Газификация биомассы используется для обеспечения чистого газообразного топлива для сжигания в печах, котлах и двигателях внутреннего сгорания для выработки электроэнергии и технологического нагрева. Биомасса в форме полукокса обычно используется, а не в высушенной форме, потому что газы-производители относительно свободны от смолы, воды и корродирующих компонентов. Газификаторы с нисходящим потоком имеют популярную конструкцию, которая специально исключает гудроны и масла из газа для применения в газовых двигателях. В газификаторе с неподвижным слоем влага обычно удаляется в верхней зоне сушки перед входом в зону пиролиза. Гудроны и масла проходят через слой горячего полукокса, где они синтезируются в более простые газы. В газификаторе нисходящего потока скорость газа низкая, и зола оседает через нижнюю решетку, так что очень мало пепла переносится с газами. До использования газа в двигателях газ проходит через систему химической очистки, которая обычно состоит из циклона, фильтровальных мешков и охладителей газа. В настоящее время мелкомасштабная газификация биомассы не популярна для выработки электроэнергии из-за беспорядочной проблемы обслуживания системы, но коммерческий масштаб будет представлять собой комбинированный цикл комплексной плазменной газификации с биомассой, в котором она изначально была разработана и использовалась для газификации угля.

4.3.5. Биохимический процесс

4.3.5.1. Биогаз

Биогаз производится из анаэробных бактерий или ферментативного разложения органических веществ в отсутствие кислорода. Это возобновляемый источник энергии, использующий анаэробное сбраживание биоразлагаемых материалов, таких как навоз, сточные воды, муниципальные отходы, зеленые отходы, растительный материал и органические стоки. В основном он содержит метан (CH_4), диоксид углерода (CO_2) и следовые количества сероводорода (H_2S). Метан, водород и окись углерода (CO) могут сжигаться или окисляться кислородом. Это выделение энергии позволяет использовать чистый биогаз в качестве топлива; это может использоваться для любой цели нагрева, такой как приготовление пищи. Он также может быть использован в газовом двигателе для преобразования энергии газа в электричество и тепло.

В Малайзии потенциальный источник поступает от заводов по производству пальмового масла, которые производят около 3,5 тонн жидких стоков на тонну произведенного пальмового масла. Анаэробные процессы используются для производства биогаза с получением около $28 \text{ м}^3 / \text{т РОМЕ}$ (сточных вод завода по производству пальмового масла). Использование газа в газовом двигателе может генерировать $1,8 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$ электроэнергии на м^3 биогаза. Производство биогаза из РОМЕ используется для выработки электроэнергии и технологического нагрева. Биогаз с содержанием метана 60–70%, 30 – 40% CO_2 и небольшими следами сероводорода используется в качестве топлива в паровых котлах и тепловых нагревателях на НПЗ пальмового масла. Газы обычно распределяются возле завода по производству пальмового масла в другие отрасли, которые используют газы, такие как керамическая промышленность или нефтеперерабатывающий завод. Биогаз может быть сжат, так же, как природный газ сжимается до сжатого природного газа и используется для питания автомобилей.

4.3.6. Процесс физического преобразования

Процесс обжига может быть описан как мягкая форма пиролиза при температурах в диапазоне от 200 до 320 ° C. Во время процесса удаляется вода, содержащаяся в биомассе, а также избыточные летучие вещества. Биомасса теряет около 20% своей массы и около 10% своей теплотворной способности, без каких-либо изменений в ее объеме, что снижает ее плотность энергии. Цель состоит в том, чтобы получить намного лучшее качество топлива для применений сгорания и газификации, а также позволить материалу легко гранулироваться или брикетироваться.

4.3.7. Процесс сжижения биомассы

Биомасса, такая как уголь, может быть преобразована в более ценные углеводороды: жидкое топливо, метан и нефтепродукты. Биомасса в жидкое топливо или «BTL» имитирует «уголь в жидкое топливо» или «CTL». Разжижение биомассы - это производство жидкого топлива из биомассы с использованием высокого давления и температуры в присутствии растворителей или катализаторов. Конкретные технологии сжижения обычно делятся на две категории: процессы прямого сжижения и косвенного сжижения. Процессы косвенного сжижения обычно включают газификацию угля или биомассы в смесь монооксида углерода и водорода (синтез-газ), а затем используют процесс, такой как процесс Фишера-Тропша, для преобразования смеси синтез-газа в жидкий углеводород. Процессы прямого сжижения превращают уголь или биомассу в жидкости напрямую, без промежуточной стадии газификации, разрушая его органическую структуру с применением растворителей или катализаторов в условиях высокого давления и температуры. Поскольку жидкие углеводороды обычно имеют более высокое молярное отношение водород-углерод, чем угли или биомасса, в технологиях как прямого, так и косвенного сжижения должны использоваться либо процессы гидрирования, либо отвод углерода. Сжижение биомассы или угля, как правило, представляет собой процесс при высокой температуре и высоком давлении, требующий значительного потребления энергии в промышленных

масштабах (тысячи баррелей в день) и требующий многомиллиардных капиталовложений. Таким образом, сжижение биомассы / угля экономически выгодно только при исторически высоких ценах на нефть и, следовательно, представляет высокий инвестиционный риск. Поскольку жидкие углеводороды обычно имеют более высокое молярное отношение водород-углерод, чем угли или биомасса, в технологиях как прямого, так и косвенного сжижения должны использоваться либо процессы гидрирования, либо отвод углерода. Сжижение биомассы или угля, как правило, представляет собой процесс при высокой температуре и высоком давлении, требующий значительного потребления энергии в промышленных масштабах (тысячи баррелей в день) и требующий многомиллиардных капиталовложений. Таким образом, сжижение биомассы / угля экономически выгодно только при исторически высоких ценах на нефть и, следовательно, представляет высокий инвестиционный риск. Поскольку жидкие углеводороды обычно имеют более высокое молярное отношение водород-углерод, чем угли или биомасса, в технологиях как прямого, так и косвенного сжижения должны использоваться либо процессы гидрирования, либо отвод углерода. Сжижение биомассы или угля, как правило, представляет собой процесс при высокой температуре и высоком давлении, требующий значительного потребления энергии в промышленных масштабах (тысячи баррелей в день) и требующий многомиллиардных капиталовложений. Таким образом, сжижение биомассы / угля экономически выгодно только при исторически высоких ценах на нефть и, следовательно, представляет высокий инвестиционный риск.

4.4. Уплотнение биомассы

Низкая объемная плотность биомассы делает ее дорогой и неэффективной для разработки и использования. Чтобы решить эту проблему, биомасса может быть уплотнена; это обычно достигается с помощью некоторой формы экструзии и значительного увеличения объемной плотности биомассы.

Брикетирование - это метод уплотнения, который существенно улучшает характеристики обработки материалов для транспортировки и хранения. Следовательно, биомасса наиболее экономически целесообразна при использовании вблизи источника. Производит однородный продукт с более высокой плотностью энергии, чем у исходного сырья.

Предыдущее исследование работало над процессом преобразования материала биомассы, выбранной из группы, состоящей из скорлупы масличной пальмы, волокон масличной пальмы, пустых плодовых пучков, сухих листьев, рисовой шелухи и древесных отходов, в биоуголь. Процесс состоит из пиролиза, который включает приложение давления к рыхлым частицам биомассы в форме, которая одновременно нагревается, в отсутствие или с очень ограниченным количеством кислорода, чтобы преобразовать их в компактную и агломератную форму желаемого диапазона биоугля товары. Могут быть использованы различные материалы из биомассы, а также улучшены физические и химические характеристики биоугля, получаемого путем приложения давления, температуры и интервалов времени. Биомасса может быть смешана с другими типами материалов или добавок из биомассы, используемых для улучшения качества. Биологические угли могут быть получены с определенным фиксированным содержанием углерода, золы и летучих веществ. Изменение плотности показано в Рисунок 4.4 .Это показывает улучшенную характеристику топлива от его сырого состояния. Процесс, предусмотренный для каждого типа биомассы, имел свою индивидуальную удельную температуру карбонизации и давление пиролиза с определением времени для получения требуемой физической характеристики биоугля [14] .

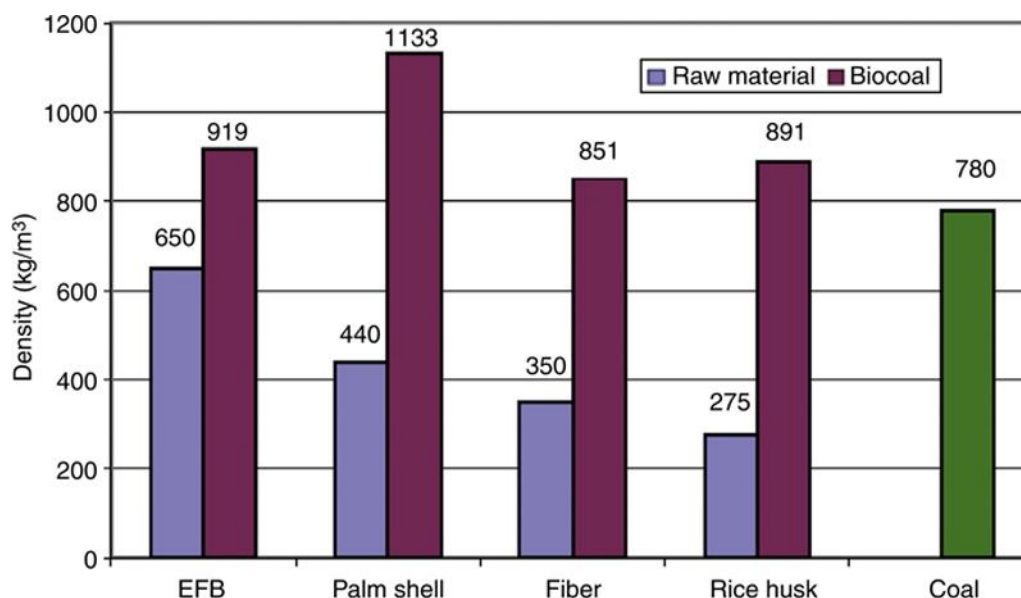


Рисунок 4.4. Плотности различной биомассы по отношению к их биоуглю и углю

4.5. Газификация биомассы

Газификация биомассы является одним из химических процессов, которые превращают твердые остатки биомассы в пригодное для использования газообразное топливо, называемое генератором газа. Он предлагает самый чистый и эффективный метод, доступный для получения синтез-газа из низкоценного сырья на основе углерода, такого как низкосортные угли, нефтяной кокс, биочар и материалы из биомассы. Производитель газогенерируется, когда углеродные материалы сжигаются в стехиометрических условиях воздуха. Газ-производитель содержит в основном CO, водород (H₂), CH₄, водяной пар и некоторые инертные газы. При смешивании с воздухом генераторный газ можно использовать в двигателях внутреннего сгорания с небольшими изменениями. Он также может быть использован в качестве топлива для сжигания в сочетании с другими жидкими видами топлива, такими как дизельное топливо или биодизельное топливо, для минимизации потребления жидкого топлива. Существуют различные типы газификаторов, доступных для процесса газификации, такие как восходящая тяга, нисходящая тяга, слой с поперечной тягой и псевдосжиженный слой.

В предыдущих исследованиях были предприняты некоторые попытки использовать генераторный газ в качестве топлива, используя метод сгорания для процесса сушки. Эта концепция была применена в двухтопливной горелке. В другом исследовании индуцированный поток под давлением использовался в газификаторе нисходящего потока с использованием вихревой горелки с низким уровнем выбросов. Он был соединен с воздушным эжектором, цилиндром с отверстием и газовой горелкой. В процессе использовалась когазификация биомассы и угля с первичной подачей сжатого воздуха в газогенератор. Вырабатываемый газ вытекает из газогенератора в цилиндр с отверстием и газовую горелку. Вторичный сжатый воздух подавался в газовую горелку через воздушный эжектор для содействия процессу смешивания и сжигания. Низкие уровни выбросов были получены при различных источниках давления вторичного воздуха.

4.6. Биодизельное топливо

Животные и растительные жиры и масла состоят из триглицеридов, которые представляют собой сложные эфиры, содержащие три свободные жирные кислоты (СЖК) и трехатомный спирт, глицерин. Метанол является наиболее распространенным спиртом, используемым из-за его низкой стоимости и высокой реакционной способности по сравнению с другими спиртами с длинной цепью. Реакция требует триглицеридов, спирта и тепла, и катализатор (кислота и/или основание) используется для ускорения реакции. Важно отметить, что катализаторы не расходуются в процессе реакции, поэтому они не реагенты, а катализаторы. Биодизель, произведенный с высоким FFA, требует кислотного катализатора, который намного медленнее. Этерификация представляет собой катализируемую кислотой химическую реакцию с участием большого количества СЖК и спирта, которая приводит к сложному эфиру жирных алкилов и воде. Серная кислота является обычным кислотным катализатором из-за ее низкой стоимости.

Почти весь биодизель производится из чистых растительных масел с использованием технологии, катализируемой основанием, поскольку это наиболее экономичный процесс обработки первичных растительных масел, требующий только низких температур и давлений и обеспечивающий более чем 98% выход конверсии (при условии, что исходное масло имеет низкое содержание влаги и жирных кислот). Катализаторы общего основания для переэтерификации включают гидроксид натрия, гидроксид калия и метоксид натрия.

Биодизель получают из растительных масел и / или животного жира путем переэтерификации спиртом для превращения триглицеридов в алкиловые эфиры жирных кислот (биодизель) и глицерин с использованием основного гомогенного катализатора, такого как гидроксид натрия, гидроксид калия и ацетат натрия. Катализируемые основанием реакции очень чувствительны к присутствию FFA и непригодны для сырой нефти с содержанием FFA более чем около 3%. Для предотвращения омыления во время реакции переэтерификации необходимо использовать чистые масла с FFA менее 0,5 и содержанием воды 0,05% мас. Высокие уровни FFA в масле также истощают основной катализатор в результате кислотно-основных реакций нейтрализации. Катализируемые основанием реакции также требуют нейтрализации катализатора NaOH кислотой и удаляют из реактора сточные воды с промывкой водой. Полученный солевой побочный продукт кислотно-основной нейтрализации затем должен быть отделен от биодизельного продукта.

В Малайзии пальмовое масло успешно перерабатывается в пальмовое дизельное топливо (метиловый эфир пальмового масла) и используется в неизмененных двигателях автобусов, грузовиков, такси и легковых автомобилей. Сырое пальмовое масло используется непосредственно в немецких двигателях Esbett, установленных на нескольких автомобилях Mercedes, что оказалось успешным в течение пробного демонстрационного

периода. Не съедобное масло из семян, такое как *Jatropha curcas*, также успешно используется в Индии в качестве биодизельного топлива, и многие тропические страны выращивают и используют эти растения в качестве заменителя биодизеля.

Реакции гомогенного кислотного катализатора обычно протекают медленно и менее пригодны для биодизельных процессов. Хотя на производительность кислотного катализатора не влияет присутствие FFA в масле или жировом сырье, тем не менее, процесс требует высокого молекулярного отношения спирт к маслу и длительного времени реакции из-за низкой активности кислотного катализатора. При использовании основания или кислотного катализатора процесс переэтерификации, который происходит в коррозионной среде, требует дорогостоящих этапов нейтрализации, промывки водой, фильтрации и удаления твердых отходов для удаления отработанного катализатора из потоков биодизельного топлива и глицерина.

Гетерогенные кислотные и основные катализаторы также можно классифицировать как катализаторы Бренстеда или Льюиса. Некоторые твердые оксиды металлов, такие как оксиды олова, магния, алюминия и цинка, являются примерами гетерогенных катализаторов. Реакция проводится при более высокой температуре, чем процессы гомогенного катализа, с избытком метанола. Гетерогенные катализаторы могут быть переработаны и использованы несколько раз с лучшим разделением биодизеля. Они безвредны для окружающей среды и могут использоваться в непрерывном процессе без необходимости дополнительных стадий очистки. Они также потенциально дешевы и доступны в изобилии. Катализаторы можно легко настроить так, чтобы они включали желаемые свойства катализатора, чтобы присутствие FFA или воды не оказывало неблагоприятного влияния на стадии реакции во время процесса переэтерификации.

4.7. Биоэтанол из биомассы

Сахарный тростник, кукуруза и маниока являются первыми источниками биоэтанола (на основе пищевых продуктов) и являются лучшими растениями для производства этанола. Пустые фруктовые пучки масличной пальмы, багасса (второе поколение - на основе непищевых продуктов), содержат целлюлозный материал, который можно превратить в простой сахар. В результате ферментации сахара образуется жидкость, которую затем перегоняют до получаемого топливного этанола. Этанол является высокооктановым топливом, которое может улучшить работу двигателей, а также снизить выбросы в атмосферу. Этанол можно использовать в чистом виде или смешать с бензином, который называется газохол (22% этанол). Страны АСЕАН, такие как Таиланд и Филиппины, внедрили использование этанола в коммерческом бензине (E5) и увеличат его процент до E11.

Производство биоэтанола состоит из гидролиза на предварительно обработанных лигноцеллюлозных материалах с использованием ферментов для расщепления комплексной целлюлозы на простые сахара, такие как глюкоза, с последующей ферментацией и дистилляцией. Стадии получения этанола с использованием биологического подхода - это, во-первых, этап предварительной обработки, чтобы сделать лигноцеллюлозный материал, такой как древесина или солома, поддающимся гидролизу. Второй этап - гидролиз целлюлозы, который расщепляет молекулы на сахара. Следующим этапом является процесс растворения сахара из остаточных материалов и реакция микробной ферментации раствора сахара. На последней стадии дистилляции получают примерно 95% чистого спирта с дегидратацией молекулярными ситами, чтобы довести концентрацию этанола до более чем 99,5%.

4.8. Выводы

В зависимости от количества доступной биомассы, типа и расстояния до применения, следует разрабатывать местные технологии, а не импортировать иностранные технологии. Местные технологии могут быть грубыми, непривлекательными и лишенными эстетических ценностей, но производительность может быть улучшена на основе опыта. Финансирование может быть ограничено, но правительства и коренное население должны гордиться своими собственными технологиями. Поэтому развивающимся странам важно развивать свои собственные технологии, стандарты и политику. Правительствам следует действовать быстро, чтобы стимулировать местных инвесторов и частные компании к разработке и совершенствованию таких технологий, поскольку получить новейшие зарубежные технологии нелегко. Эти мероприятия помогут местным жителям проявить творческий подход и новаторство, а также повысить уровень жизни будущих поколений.

ГЛАВА 5. ГЕОТЕРМАЛЬНАЯ ЭНЕРГИЯ

Эта глава описывает геотермальную энергию от ее определения до использования в качестве формы энергии. Прямое и косвенное использование геотермальной энергии подробно описано, чтобы дать общее представление. Различные типы геотермальных электростанций описаны подробно. В качестве высокоинтенсивной возобновляемой энергии, которая доступна постоянно, но не может быть экспортирована, геотермальная энергия должна рассматриваться как источник энергии в районах, где они доступны.

Термин «геотермальная энергия» происходит от греческих слов «geo», что означает землю, «therme», что означает тепло, и «energos», что означает активный или работающий [50]. Следовательно, геотермальная энергия может рассматриваться как активная тепловая энергия изнутри Земли.

Геотермальная энергия считается возобновляемой, если ее спрос не превышает предложение. Среди других возобновляемых источников энергии (солнечная энергия, энергия ветра, био, гидро и океан / море) более доступна геотермальная энергия, поскольку она имеет высокую плотность энергии, в отличие, например, от энергии ветра; и он доступен постоянно, в отличие от солнечной энергии, например. Но в отличие от ископаемого топлива, такого как нефть, газ и уголь, геотермальная энергия не может быть экспортирована или транспортирована на большие расстояния. Он должен использоваться на месте для непосредственного использования тепла или для выработки электроэнергии.

Геотермальная энергия в основном доступна в районах вблизи Кольца Огня, где встречаются тектонические плиты Земли. Поэтому карта на рисунке 5.1 может использоваться для определения с относительно высокой вероятностью расположения геотермальных источников энергии. Эти места, хотя и получают выгоду от наличия геотермальной энергии, также должны выдерживать риск извержений вулканов.



Рисунок 5.1. Огненное кольцо земли

Геологически геотермальная энергия может проявляться в следующих формах: вулканы, потоки лавы, гейзеры (горячие источники, которые периодически выбрасывают воду в воздух), фумаролы (небольшие отверстия, которые выпускают сухой или влажный пар), горячие / теплые источники (источники, которые выпускают горячая / теплая вода), горячие / теплые бассейны (бассейны с более высокой температурой, чем окружающая среда, которые указывают на наличие геотермального источника тепла под поверхностью), горячие озера (горячие бассейны с большей площадью поверхности), грязевые бассейны (бассейны горячая грязь, обычно с пузырьками CO_2 из земли), дымящиеся участки (основания, выделяющие пар), теплые грунты (грунты с более высокой температурой, чем у окружающей среды) и кремнеземные спекатели (серебристая конденсация кремнезема, которая образует кремнеземистые террасы или агломерационные платформы) [34]. Эти проявления показывают, что геотермальная энергия доступна и может быть взята из-под земли.

Рисунок 5.2 показывает типичное геотермальное поле, которое можно найти на Земле. Ближайшая к поверхности магма от центра Земли показана на рисунке 5.2 . Он затвердевает в магматическую породу или непроницаемую

скалу, также известную как вулканическая порода, если они найдены на поверхности. Магма нагревает изверженную породу с помощью проводимости, которая, в свою очередь, нагревает грунтовые воды путем конвекции в водоеме и проницаемой породе. Этот резервуар покрыт непроницаемой верхней крышкой. У камня могут быть трещины, чтобы вентилировать нагретый резервуар. Отверстие может быть сформировано естественным образом в виде гейзеров, фумарол или горячих источников; или это может быть преднамеренно выявлено путем использования эксплуатационной скважины для геотермальной электростанции. Охлажденная жидкость может быть возвращена на землю с помощью возвратной скважины.



Рисунок 5.2. Типичное геотермальное поле.

Пар, происходящий из самой магмы, называется магматическим паром, а пар из грунтовых вод, нагреваемых магмой, - метеоритным паром [50].

Геотермальный источник, описанный ранее, производит пар. Но не все источники производят пар. Некоторые производят теплую воду, в то время как другие вообще не производят воду, только горячие сухие камни (HDR). Согласно источникам энергии, геотермальные источники обычно делятся на гидротермальные, геопрессованные и петротермические [51].

Гидротермальные системы - это те, в которых вода нагревается от горячей породы. Если вода нагревается, чтобы создать в основном пар, то это называется системой с преобладанием паров. Но если большая часть воды все еще жидкая, то она называется системой с доминированием жидкости [52] .

Системы с избыточным давлением - это системы, в которых вода находится в гораздо более глубоких подземных резервуарах, около 2000–9000 м, с низкой температурой (около 160 °С) и высоким давлением (около > 1000 бар). Он имеет высокую минерализацию около 4–10% и очень насыщен природным газом, главным образом метаном, который можно использовать для выработки электроэнергии. Этот метан можно сжигать для производства электроэнергии, а тепло воды также можно использовать для производства электроэнергии [53] .

Петротермальные системы - это те, в которых вода не встречается в природе. Источник тепла находится в форме HDR. Тепло может быть извлечено путем закачки воды в трещины HDR. Полученный пар может быть использован для производства электроэнергии [4] .

5.1. Геотермальная энергия и типы её использования

Можно найти возможные варианты использования геотермальной энергии, но не ограничиваясь ими, как показано на диаграмме Линдаля. Диаграмма была изменена с первоначальной версии в 1973 году [53] на несколько форм, таких как показанная на рисунке 5.3[54] . Из диаграммы можно показать, что низкую температуру источника тепла или резервуара можно использовать для горячей воды, теплиц, обработки меди, подогрева почвы, разведения рыбы и т. д. Между тем, высокотемпературные резервуары могут производить электроэнергию с помощью паровых турбин и генераторов на электростанциях. Это электричество может быть легко передано по линиям электропередачи потребителям.

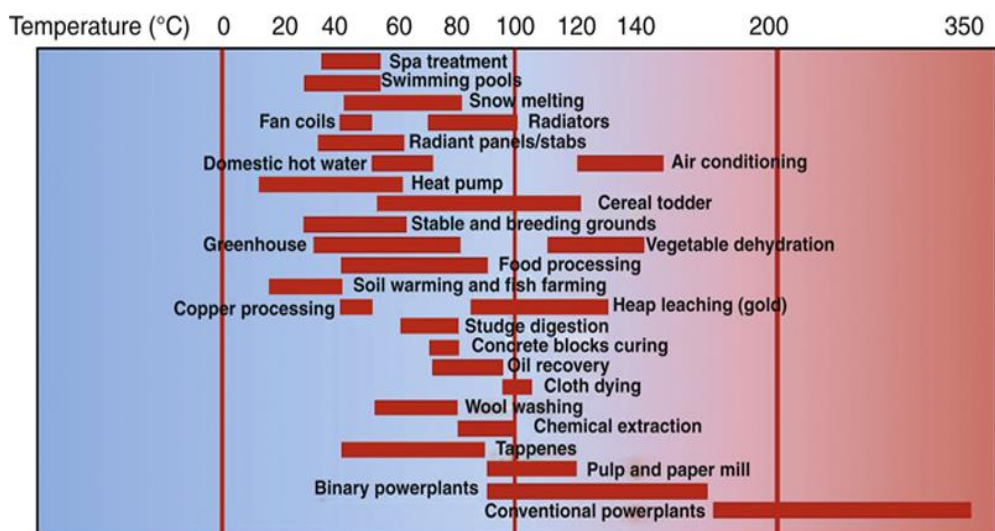


Рисунок 5.3. Линдальская диаграмма.

Когда геотермальная энергия используется в качестве тепла для купания, обогрева дома, выращивания плантаций и т. д., Она называется прямым использованием геотермальной энергии. Но когда геотермальная энергия преобразуется в электричество посредством термодинамического процесса / цикла, тогда это называется косвенным использованием геотермальной энергии.

5.1.1. Прямое использование геотермальной энергии

Прямое использование геотермальной энергии путем непосредственного использования теплая является самым старым и наиболее распространенным использованием геотермальной энергии. Люди купались в течение сотен лет в естественных водоемах или озерах, которые нагреты геотермальными источниками. Направляя горячую воду / пар / рассол, геотермальная энергия также использовалась непосредственно для отопления помещений, центрального отопления, таяния снега, обледенения дорог, сельскохозяйственного отопления / сушки и т. д., особенно в холодных странах. Несколько примеров непосредственного использования геотермальной энергии представлены в разделе 5.2.1.1 .

5.1.1.1. Отопление помещения или объекта

Обогрев помещений или объектов с использованием геотермальной энергии - наиболее очевидное применение. Направляя пар, воду или рассол из источника геотермальной энергии в пространство или объект, температура пространства или объекта может быть увеличена или поддерживается на заданном уровне. Тепло может быть непосредственно получено из геотермальных жидкостей, или эти геотермальные жидкости могут нагревать другую жидкость, такую как вода или воздух, чтобы нагреть пространство или объект. При использовании дополнительных жидкостей система может быть более сложной, но температуру обычно можно контролировать более точно и легко. Кроме того, используя дополнительную жидкость, некоторые части системы могут избежать нежелательных свойств геотермальной жидкости, таких как ее коррозионная активность.

Пример использования геотермальной энергии в системе централизованного теплоснабжения показан на рисунке 5.4. Три эксплуатационные скважины используются для снабжения домов жидкостью при 80°C . Охлажденная жидкость уходит при 35°C в стоки.



Рисунок 5.4. Пример прямого использования геотермальной энергии в системе теплоснабжения

Для отвода тепла от земли можно использовать систему трубопроводов в нескольких контурах, как показано на рисунке 5.5. [54]. Если доступно наземное пространство, можно использовать горизонтальную петлевую конфигурацию, выкапывая неглубокие траншеи в земле достаточно глубоко для достижения постоянной температуры. В случае, если пространство на земле ограничено, трубопровод может быть в форме вертикальной петли путем бурения скважин в землю. Если поблизости имеется пруд, петли для трубопроводов могут быть погружены под поверхность пруда, что снижает стоимость копания. Наконец, если есть подземная вода, теплая вода может быть накачана для нагрева системы, а затем охлажденная вода может быть выпущена в пруд.

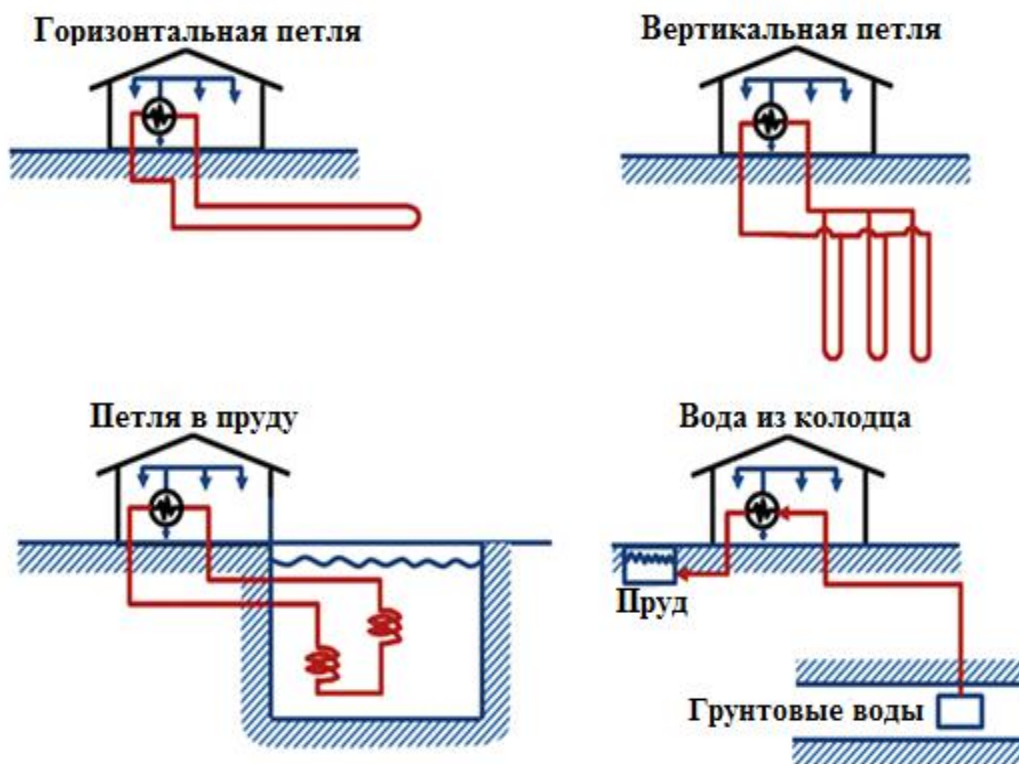


Рисунок 5.5. Несколько конфигураций системы трубопроводов для геотермального обогрева

В сельском хозяйстве было известно, что некоторые растения быстро растут при определенных температурах окружающей среды. Примеры салата, помидора и огурца показаны на рисунке 5.6. [55]. Конечно, важны и другие

переменные, такие как тип почвы, количество света, концентрация CO_2 , влажность воздуха и почвы и движение воздуха. Регулируя эти переменные в контролируемом помещении, можно оптимально выращивать сельскохозяйственную продукцию в любое время года или в любых погодных условиях, обеспечивая лучшую продовольственную безопасность.

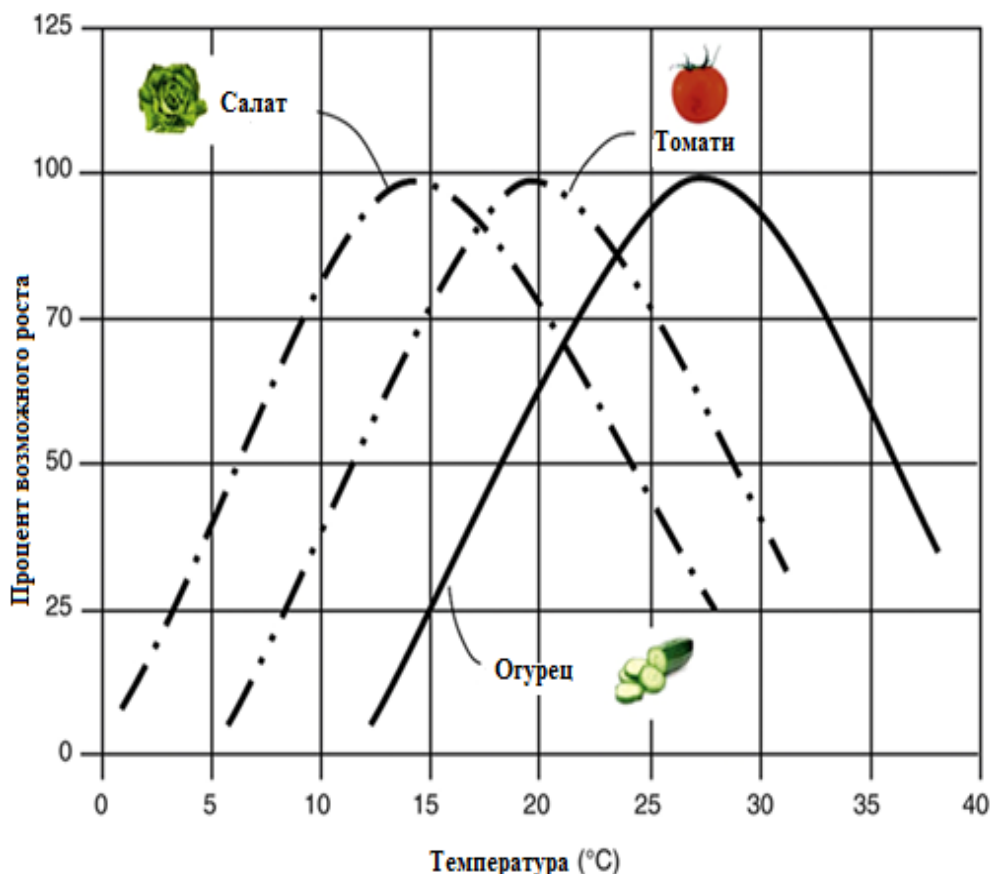


Рисунок 5.6. Влияние температуры на рост салата, помидоров и огурцов

Геотермальное тепло можно использовать для обогрева этих и других сельскохозяйственных продуктов в теплицах при оптимальной температуре для лучшего роста. Несколько возможных систем трубопроводов и воздуховодов, которые можно использовать в теплицах, показаны на рисунке 5.7. для естественных и принудительных движений воздуха. Дополнительные примеры прямого использования геотермальной энергии для сельскохозяйственных продуктов, такие как сушка кокоса, сушка кофе, сушка какао, производство пальмового сахара и грибов [56].

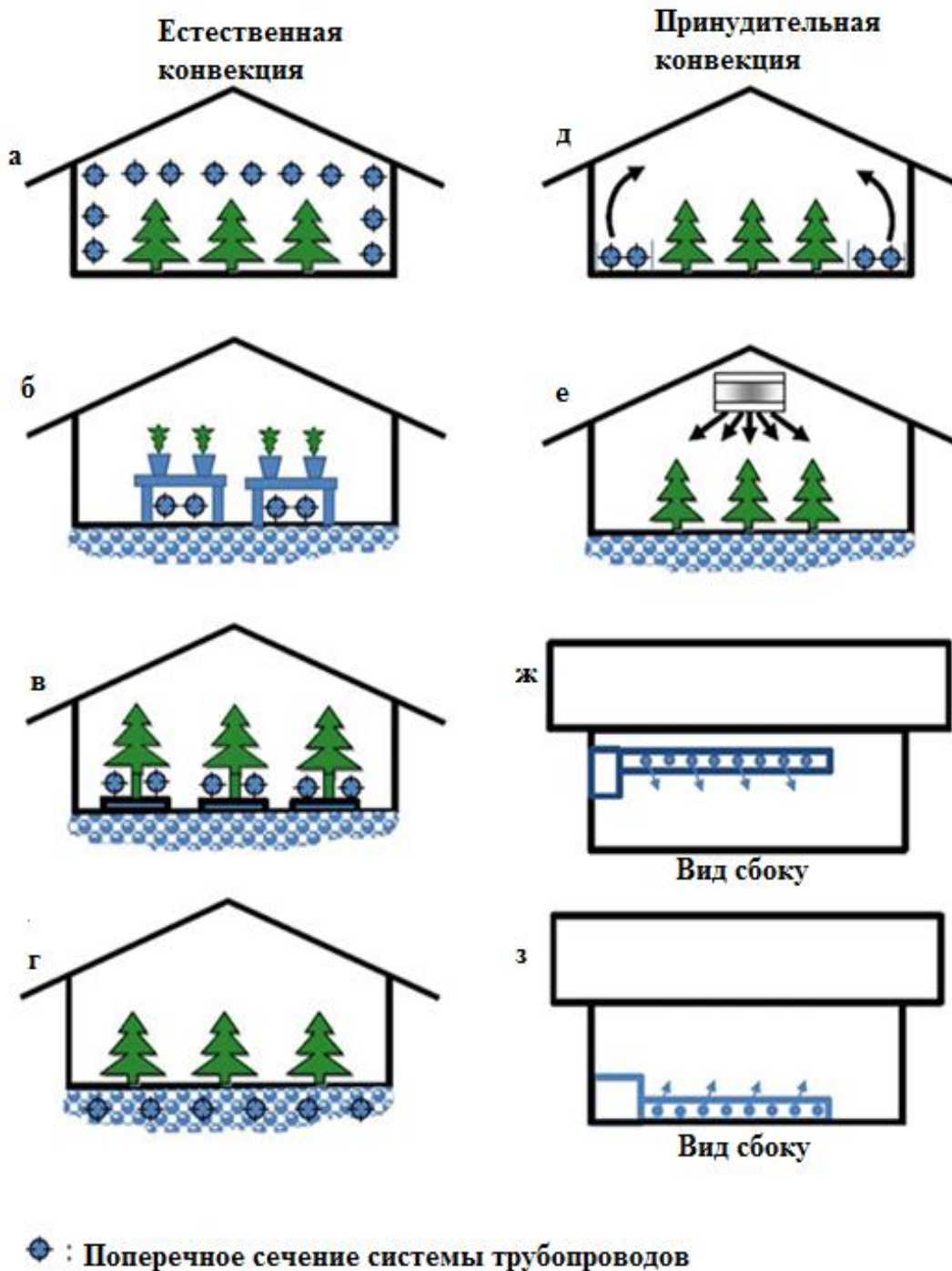


Рисунок 5.7. Примеры использования систем трубопроводов / воздуховодов для геотермального отопления в теплицах

Отопительные установки с естественным движением воздуха (естественная конвекция): (а) воздушный обогрев труб; (б) настольный обогрев; (в) трубы отопления низкого положения для воздушного отопления; и (г) подогрев почвы. Отопительные установки с принудительным движением воздуха (принудительная конвекция): (д) боковое положение; (е) воздушный

вентилятор; (ж) воздуховоды высокого положения; и (з) воздуховоды низкого положения. Для сельскохозяйственных животных и водных видов температура окружающей среды также может влиять на скорость роста. Рисунок 5.8 показывает процентные темпы роста нескольких фермживотные и водные виды. Водными видами, которые обычно выращиваются при контролируемых температурах, являются карп, сом, окунь, тилапия, кефаль, угорь, лосось, осетр, креветка, лобстер, рак, краб, устрица, моллюск, морской гребешок, мидия, морское ушко и т. д. [57], Конечно, геотермальное тепло можно использовать для получения оптимальной температуры роста фермы или пруда с аналогичными установками, как показано на рисунке 5.5.

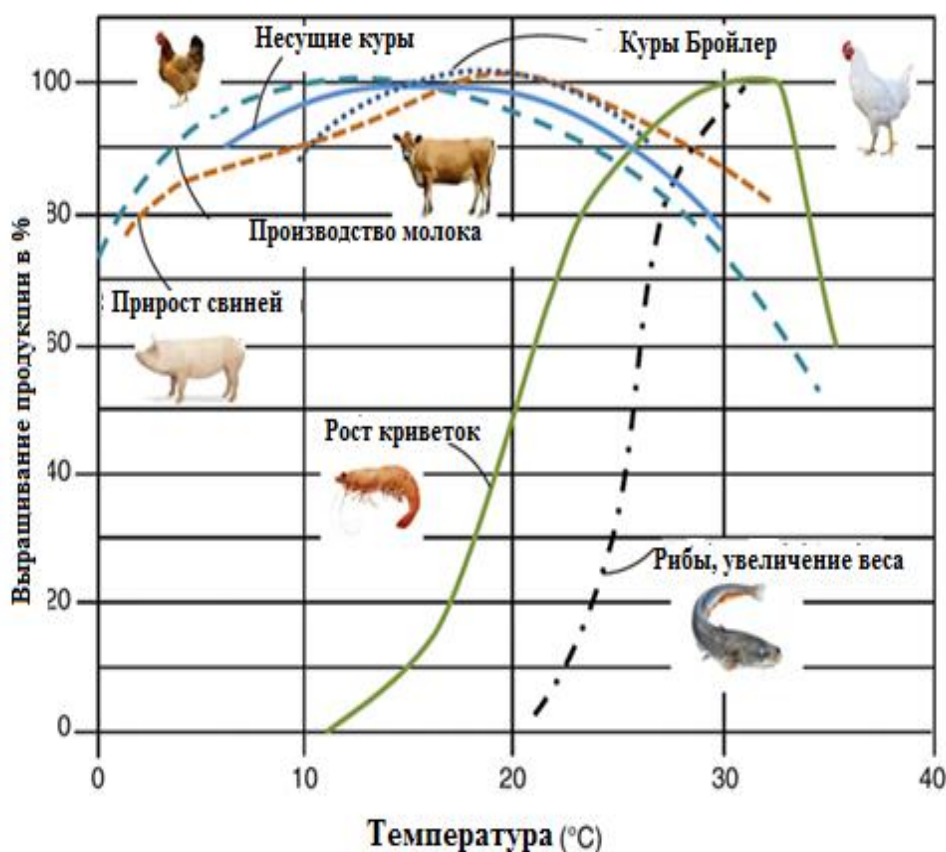


Рисунок 5.8. Влияние температуры на рост или продуктивность корма для животных

5.1.1.2. Геотермальный тепловой насос

Тепловой насос представляет собой устройство, которое принимает тепло от источника холода и освобождает тепло в горячую раковину. Работа теплового

насоса осуществляется в обратном порядке цикла охлаждения. Фактически, система кондиционирования воздуха может использоваться в качестве теплового насоса, просто помещая конденсатор в источник холода и испаритель в горячую раковину. Но вместо физического перемещения блоков можно использовать специальный клапан, чтобы изменить направление цикла охлаждения на цикл теплового насоса. Пример теплового насоса для нагрева бытовой воды и помещения с возможным использованием геотермального источника тепла можно увидеть на рисунке 5.9. Тепловой насос можно использовать для обогрева помещения с меньшим количеством энергии, используя уменьшенную электрическую энергию для запуска компрессора хладагента, а не для непосредственного нагрева помещения с помощью электричества.

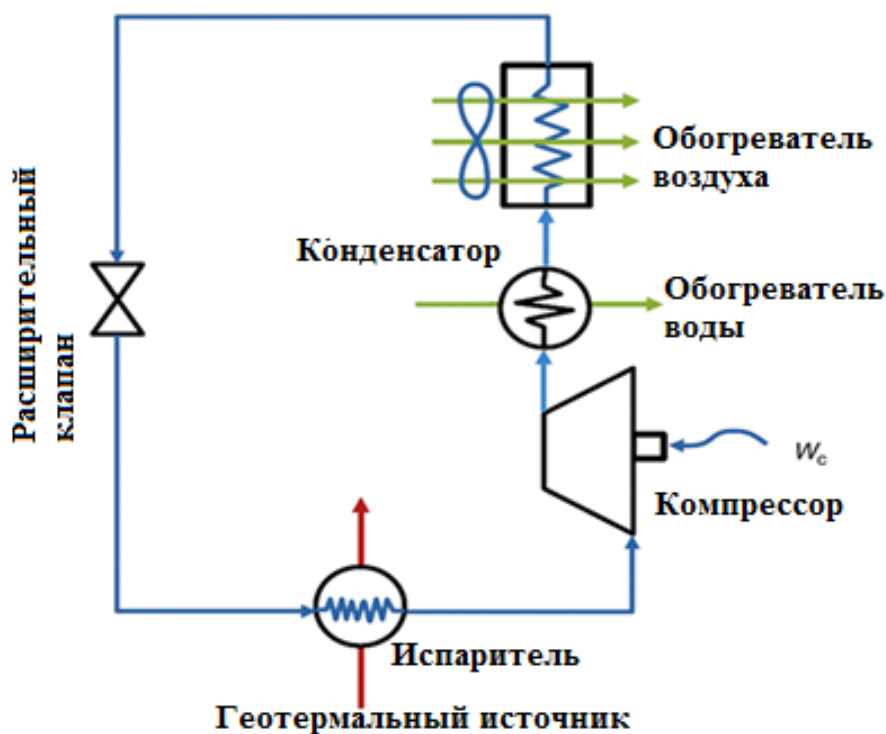


Рисунок 5.9. Тепловой насос для нагрева воды и воздуха для бытового использования

Тепловой насос можно использовать для отвода тепла снаружи дома внутрь. Но в зимний сезон, когда температура наружного воздуха очень низкая, тепловой насос должен работать из-за большой разницы температур. В то же

время, температура почвы на несколько метров ниже уровня земли обычно остается постоянной около 13°C (55°F). Следовательно, вместо того, чтобы отводить тепло от холодного наружного воздуха, тепловой насос может отводить тепло от более теплого грунта, что уменьшает количество энергии, необходимое для отопления дома. Принципиальная схема использования теплового насоса для геотермального отопления показана на рисунке 5.10. [58] .

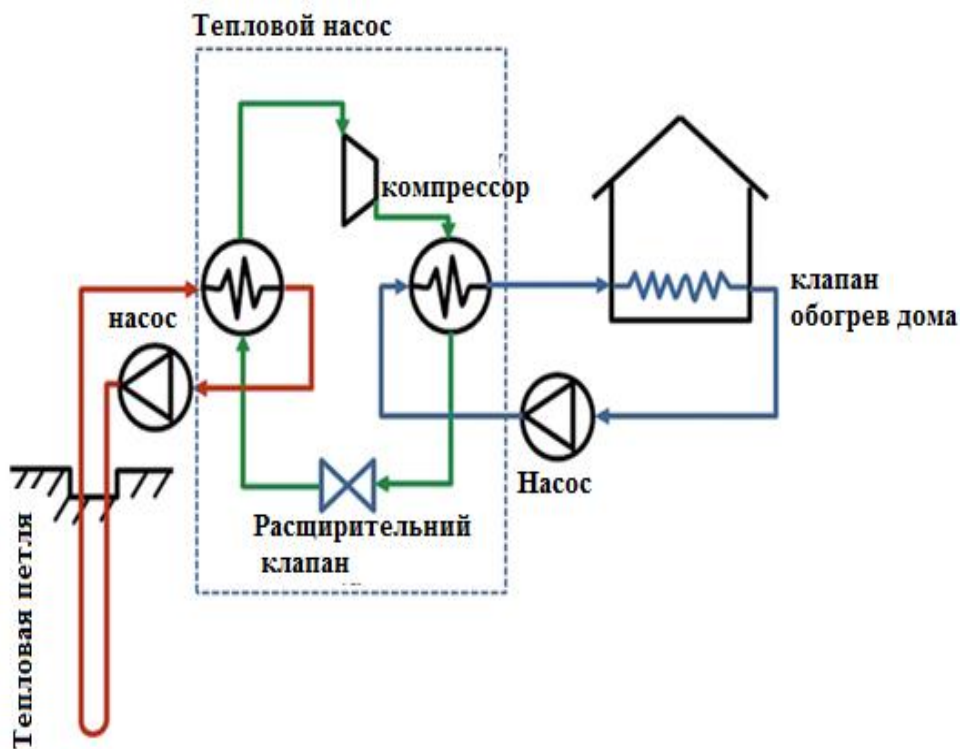


Рисунок 5.10. Принципиальная схема геотермального теплового насоса

5.1.1.3. Геотермальное охлаждение

В летний сезон, когда температура воздуха высока (25–40°C), а температура недр низкая (около 13°C), воду или воздух можно закачивать или выдувать в землю, охлаждать и затем поднимать на поверхность в пространство или объект, который будет охлаждаться с помощью теплообменника. Установка контура может быть такой же, как на рисунке 5.11, но для охлаждения. Это тип охлаждения грунта, который использует преимущества подпочвы кулера по сравнению с температурой наружного воздуха.

Геотермальная энергия также может быть использована в качестве источника тепла в абсорбционном холодильном цикле. Пример цикла поглощения показан на рисунке 5.11, где аммиак (NH_3) используется в качестве хладагента и вода (H_2O) в качестве поглотителя. В качестве альтернативы вода (H_2O) может использоваться в качестве хладагента, а бромид лития (LiBr) - в качестве поглотителя. На рисунке 5.11 геотермальное тепло используется для нагрева генератора, когда испаритель охлаждает пространство или охлаждаемый объект. По сравнению с паровым охлаждением, в котором используется компрессор, абсорбционное охлаждение дешевле в эксплуатации, поскольку оно использует насос. Подробное объяснение того, как работает система абсорбционного охлаждения, выходит за рамки этой книги. Пожалуйста, обратитесь к книгам по термодинамике или системам охлаждения для получения дополнительной информации.

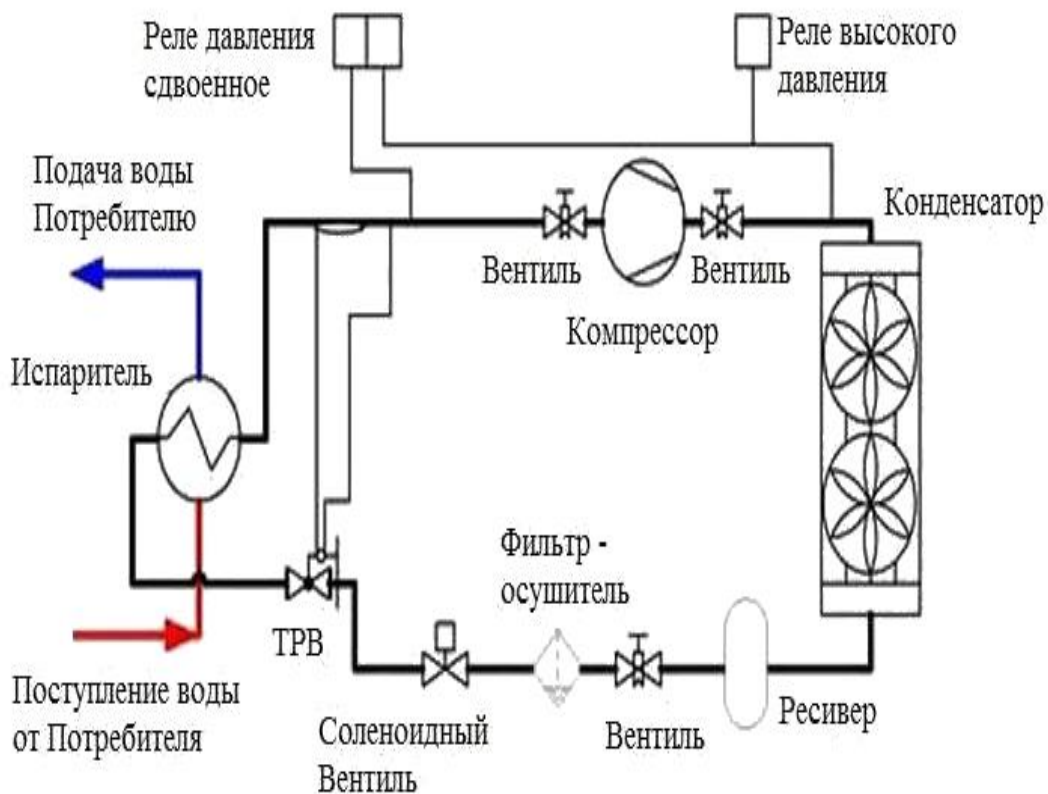


Рисунок 5.11. Абсорбционный холодильный цикл, который может использовать геотермальную энергию в качестве источника тепла

5.2. Геотермальная электростанция

Геотермальные электростанции в основном делятся на две группы: паровые и бинарные энергетические циклы. Эти циклы работают при высокой энтальпии геотермального флюида. Один цикл мгновенного испарения содержит только один дроссельный клапан (расширительный клапан), через который геотермальная жидкость расширяется, и один сепаратор для отделения пара от жидкости после процесса расширения в расширительном клапане. Это разделение происходит при постоянном давлении и температуре. Образующийся пар отправляется в паровую турбину для производства электроэнергии, а жидкость закачивается обратно в землю. Температура геотермального флюида в скважине выше 182°C для паровых электростанций мгновенного испарения. В паровых электростанциях мгновенного действия используется конденсатор для конденсации пара, выходящего из турбины, с последующим закачиванием его в землю. Бинарные циклы (БЦ) обычно реализуются, когда геотермальный флюид имеет низкую энтальпию, но с новой химической технологией, которая позволяет разрабатывать новые смеси рабочих флюидов, БЦ может работать при температурах до 200°C . Преимущество такой электростанции заключается в том, что геотермальная жидкость циркулирует по замкнутому контуру, чтобы не нанести вред окружающей среде. Однако для этого цикла требуется вторичная жидкость, которая нагревается геотермальной жидкостью в теплообменнике (испарителе), где она в конечном итоге испаряется, после чего отправляется в турбину для производства электроэнергии.

5.2.1. Паровая электростанция однократного испарения

На рисунке 5.12 показана принципиальная схема паровой электростанции с однократным испарением. Использование системы мгновенного испарения приводит к устранению значительной части энергии в форме рассола (жидкости) из сепаратора из-за низкого качества пара, который выходит из двухфазной жидкости после расширительного клапана. Электростанции с одной вспышкой обычно считаются наиболее экономичной альтернативой

доступным геотермальным ресурсам с температурой выше 190°C . Ресурсы с более высокой температурой производят больше жидкости и пара для условий естественного давления. Для высокотемпературных ресурсов, где преобладают две фазы, геотермальный флюид перемещается к поверхности ствола скважины в виде смеси пара и жидкости (рассола). Процесс отделения пара от рассола происходит либо в горизонтальном сепараторе под действием силы тяжести, либо в вертикальном сепараторе при циклонном движении.2010) или, в качестве альтернативы, пар повторно закачивается в пласт через нагнетательную скважину.

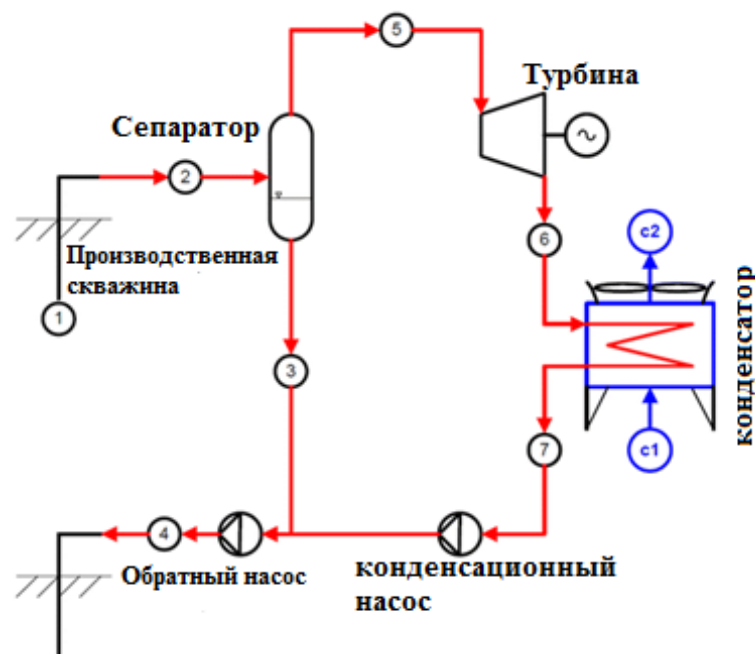


Рисунок 5.12. Показана принципиальная схема паровой электростанции с одним контуром

Электростанции с однократной вспышкой классифицируются в соответствии с типами паровых турбин, т. е. условиями на выходе из турбины. Двумя такими основными типами являются однократная вспышка с системой конденсации и система однократного обратного давления вспышки. В первом типе конденсатор, работающий при очень низком давлении, используется для конденсации пара, покидающего паровую турбину. Конденсатор должен работать при низком давлении вакуума, чтобы поддерживать большую разность энтальпий в процессе расширения паровой

турбины, что приводит к более высокой выходной мощности. Геотермальный флюид обычно содержит неконденсирующиеся газы, которые собираются в конденсаторе. Такой сбор газов может повысить давление в конденсаторе, поэтому газы следует удалять из конденсатора. Этого можно добиться, установив вакуумные насосы, компрессоры или паровые эжекторы. Конденсат образует небольшую часть контура охлаждающей воды, большая часть которой затем испаряется и рассеивается в атмосфере с помощью градирни. Избыток охлаждающей воды (продувка) утилизируется в неглубоких нагнетательных скважинах. В системе однократной мгновенной конденсации конденсат действительно находится в прямом контакте с охлаждающей водой.

5.2.2. Паровая электростанция с двойным контуром

Паровая установка с двойным мгновенным испарением (двойная вспышка) предпочтительнее паровой электростанции с одним мгновенным испарением в зависимости от условий ресурса. Фактически, она похожа на электростанцию с одним мгновенным испарением, за исключением того, что она производит больше пара за счет использования двух сепараторов. Принципиальная схема двойной силовой установки вспышки показана на рис. [2](#). Использование двух сепараторов приводит к использованию двухступенчатой паровой турбины, при которой одна ступень работает при высоком давлении, а другая - при низком. Электростанции с двойной вспышкой могут производить на 15–25% больше мощности, чем электростанции с одной вспышкой, поскольку их мощность производства находится в диапазоне 4,7–110 МВт. В электростанции с двойным мгновенным испарением насыщенная жидкость, выходящая из первого сепаратора, направляется во второй сепаратор при более низком давлении, что приводит к большему производству пара.

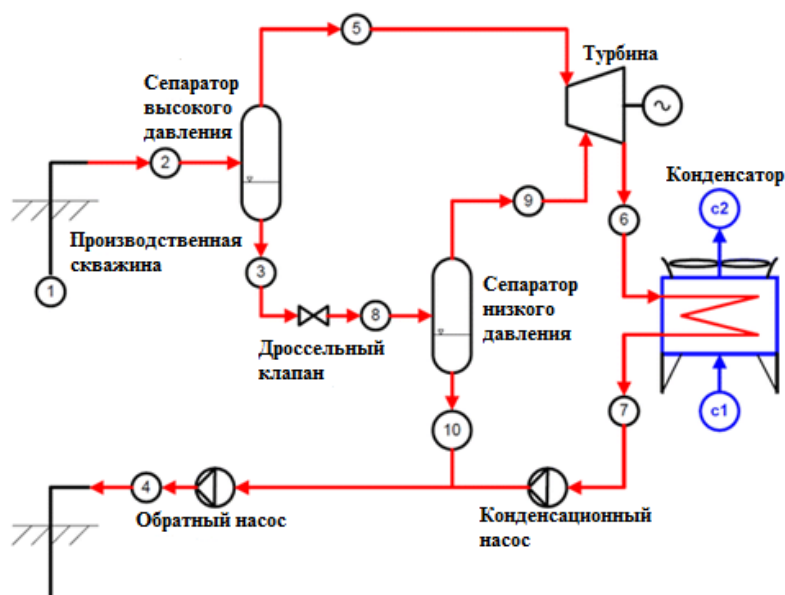


Рисунок 5.13. Электростанция с двойным контуром

После производства пара при высоком и низком давлении весь пар направляется в паровую турбину по отдельным трубопроводам. Паровая турбина может быть турбиной с двойным впуском, отдельной турбиной или может состоять из двух отдельных тандемных составных турбин, которые работают в зависимости от давления пара на входе. Компоненты паровой электростанции с двойной вспышкой аналогичны компонентам паровой электростанции с одним мгновенным испарением. Минеральное содержание воды становится концентрированным в зависимости от конструкции двойной вспышки, поэтому условия ресурса имеют чрезвычайно важное значение.

5.2.3. Бинарная силовая установка (БСУ)

В этом типе электростанции вторичная жидкость, такая как углеводород или фторуглерод, используется вместо воды для работы турбины БСУ. В БСУ геотермальная жидкость циркулирует в испарителе и отправляется обратно в скважину обратной закачки. Вторичный флюид нагревается и испаряется в испарителе за счет теплообмена между геотермальным флюидом и вторичным флюидом. Образующийся пар из вторичной жидкости направляется в турбину для производства электроэнергии. Пар, покидающий турбину, проходит через регенератор, где перегретый пар используется для нагрева конденсированной жидкости, покидающей конденсатор, прежде чем она попадет в

испаритель. Принципиальная схема БСУ силовой установки показана на рис. 5.14 .

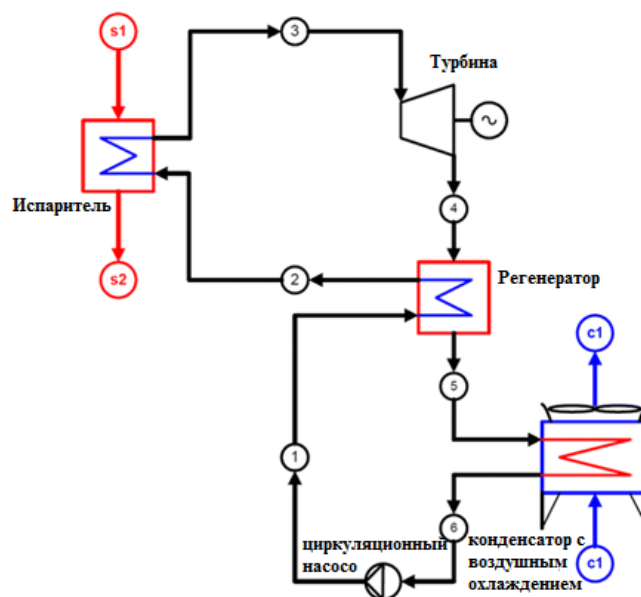


Рисунок 5.14. Бинарная электростанция

Можно запустить геотермальную электростанцию БСУ, используя геотермальную жидкость, имеющую температуру 200°C , за счет использования различных вторичных рабочих жидкостей, таких как R600a / R161 (Redko et al., 2016). Такие рабочие жидкости могут работать при температурах до 200°C . Более того, численные расчеты для получения выходной мощности геотермальной электростанции БСУ проводились при температуре геотермальной жидкости 200°C где, изопентан использовался в качестве вторичной рабочей жидкости для работы турбины. Бинарная электростанция имеет несколько преимуществ, таких как устойчивость коллектора, высокая надежность работы и экологичность.

Основные преимущества БСУ заключаются в том, что он работает при низкой температуре, что приводит к низким механическим напряжениям в турбине, а также в том, что нет эрозии лопаток турбины из-за отсутствия влаги во время расширения пара в турбине. Кроме того, турбина в БСУ имеет меньший размер, поэтому она дешевле, и нет проблем с утечкой воздуха или проблем, связанных с работой в вакууме, поскольку вакуум не нужен.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Возобновляемые источники энергии - это формы энергии, которые естественным образом пополняются на нашей планете. Примерами традиционных возобновляемых ресурсов являются гидроэнергетика и биомасса (например, растительное топливо, такое как древесина, традиционно использовалось на протяжении всей истории, в основном для отопления). Современные возобновляемые ресурсы включают ветер, волну, прилив, солнечную энергию и геотермальную энергию. Некоторые виды топлива, созданные из биомассы (растения и животные), также подпадают под эту категорию. Экологические соображения стали важной частью любой энергетической системы. Почти все системы производства или преобразования энергии оказывают негативное влияние на окружающую среду. Например, системы, которые используют ископаемое топливо, неизбежно производят парниковые газы наряду с твердыми побочными продуктами. Эти продукты обычно негативно влияют на окружающую среду и животный мир. Системы возобновляемой энергии также могут оказать негативное влияние; к счастью, это воздействие гораздо более тонкое и менее разрушительное. Даже самые чистые системы преобразования энергии неизбежно излучают тепловую энергию. Совокупная тепловая энергия, вырабатываемая миллионами таких систем, например, в городе, может вызвать нежелательные местные климатические изменения. В связи с постоянным ростом спроса на энергию и производства в последние десятилетия, негативные последствия различных промышленных систем были накоплены и в настоящее время создают серьезные проблемы на глобальном уровне. Как следствие, одна из наиболее важных инженерных задач - не только найти новые и более чистые способы производства энергии, но и сделать существующие системы более эффективными и чистыми.

ЛИТЕРАТУРА

1. Renewables 2013. Global status report. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.ren21.net.
2. Рамочная конвенция Организации объединенных наций об изменении климата. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/convru.pdf>
3. Фортов, В.Е. Энергетика в современном мире / В.Е. Фортов, О.С. Попель. – Долгопрудный: Издательский Дом «Интеллект», 2011. – 168 с.
4. Режимы внутригодового распределения стока рек Таджикистана: отчет о НИР / Тресман А.Г. – Душанбе: Отдел энергетики АН Таджикской ССР, 1959.–103с.
5. Авакян, А.Б. Энергетические ресурсы СССР. Гидроэнергетические ресурсы / А.Б. Авакян и др.; под ред. А.Н. Вознесенского – М.: Наука, 1967. – 599 с.
6. Petrov, G.N. Tajikistan`s Hydropower Resources. Central Asia and Caucasus / G.N. Petrov // Center for Social and Political Studies. Sweden. – 2003. –№ 33 (21), – pp. 153–161
7. Абдуллаева, Ф.С. Гидроэнергетические ресурсы Таджикской ССР / Ф.С. Абдуллоева, Г.Б. Баканин, С.М. Гордон. – Л.: Недра, 1965. – 658 с.
8. Ресурсы поверхностных вод СССР. Том 14. Средняя Азия. Выпуск.3. Бассейн р. Амударья: Гидрометеиздат, 1971.–359 с.
9. Шульц, В.Л. Реки Центральной Азии / В. Л. Шульц // Научно-исследовательский Институт по гидрометрологии Центральной Азии. – Л.: Гидрометеиздат, 1965. — 691 с.
10. Таджикистан. Природа и природные ресурсы.– Душанбе: Дониш, 1982.–96 с.

11. Тресман, А.Г. Кривые обеспеченности и естественная зарегулированность стока рек Таджикистана / А.Г. Тресман. – Душанбе: Дониш, 1969. – 168 с.
12. Киргизов, А.К. Методика определения расхода воды при проектировании малых ГЭС на горных водотоках. Таджикистана /А. К. Киргизов, С. Р. Расулов // Энергетика: Экология, Надежность, Безопасность: материалы девятнадцатой Всеросс. Науч.-техн. конф. / Томский политехнический университет. Т.1.– Томск: «СПБ Графика», – 2013. – С. 82-84.
13. Киргизов, А.К. Потенциал нетрадиционных источников энергии в Таджикистане / А.К. Киргизов, С. Р. Расулов, У.У. Косимов // Энергетика: Экология, Надежность, Безопасность: материалы восемнадцатой Всеросс. науч.-техн. конф. / Томский политехнический университет. – Томск: «СПБ Графика», – 2012. – С. 99-101.
14. Главтаджикгидромет. Гидрографический экспедиционный отдел. Схемные проработки. «Использование гидроэнергетических ресурсов малых и средних водотоков ГБАО средствами малой гидроэнергетики». Книга 1. Климата - Гидрологическое обоснование. Душанбе 1995.–132с.
15. Тресман, А. Г. Определение годового стока на неизученных створах рек Памира /А. Г. Тресман // Доклад АН Тадж. ССР. – № 4. т. 11, Душанбе – 1959.–98с.
16. Безруких, П.П. Ресурсы и эффективность использования возобновляемых источников энергии в России / П. П. Безруких, Ю. Д. Арбузов, Г. А. Борисов, В. И. Виссарионов, В. М. Евдокимов и др // СПб.: Наука, 2002. – 314 с.
17. Киргизов, А.К. Водно-энергетический потенциал малых рек Памира / А.К. Киргизов, Дж. С. Ахъеев, Дж, Х. Худжасаидов // 8-я Межд. конф. по проблемам горной промышленности, строительство и энергетики “Социально-экономические и экологические проблемы горной

промышленности, строительства и энергетики” ТулГУ. Тула-Донецк-Минск. – 2012. – С. 480-485.

18. Ахмедов, Х. М. Возобновляемые источники энергии в Таджикистане: состояние и перспективы развития / Х. М. Ахмедов, Х. С. Каримов, К. Кабутов // Физико-Технический институт им. С. У. Умарова Академии наук республики Таджикистан. – Доклад. – Душанбе: - 2010г. – 30 с.

19. Киргизов, А.К. Экономическая выгода от использования солнечного теплоснабжения в Таджикистане / А. К. Киргизов, М. Б. Иноятов // Вестник Таджикского технического университета. – 2009. – № 5. С. 32-34.

20. Достижения Целей Развития Тысячелетия в Республике Таджикистан, Таджикистан 2007. Информационный Сервер МИД Таджикистана [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://mfa.tj/>

21. Абдурасулов, А.А. Энергоресурсы Таджикистана и проблемы энергообеспечения горных районов / А. А. Абдурасулов, Х. М. Ахмедов, К. Кабутов // В. сб. Проблемы устойчивого развития горных территорий Республики Таджикистан. Душанбе, 2002. – С. 20-28.

22. Кабутов, К. Возобновляемые источники энергии проблемы и перспективы использования в Таджикистане / К. Кабутов // Материалы междунар. Конф. «Хартия Земли и устойчивое развитие Таджикистана» – Душанбе, – 2011. – С. 75-81.

23. Bukarica, V. United nations development programme Tajikistan: Energy efficiency master plan for Tajikistan / V. Bukarica, Morvaj, S. Robic // Dushanbe, 2011. – 73 p.

24. Таджикистан. Карты Таджикистана. Подробная карта Таджикистана [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://geo10.ru/963085.html>

25. МБРР / Всемирный банк, Энергетический кризис в Таджикистане в зимний период: Альтернативные варианты обеспечения баланса спроса и предложения, 2012.–111с.
26. Петров, Г.Н. Малая Гидроэнергетика Таджикистана / Г. Н. Петров, Х.М. Ахмедов // Гидротехническое строительство. – 2010. – № 12. – С. 49-56.
27. Осадчий, Г.Б. Возобновляемые энергоисточники для автономного энергоснабжения / Г. Б. Осадчий // Энергетик. – 2002. – Вып. 4. – С. 23-25.
28. Киргизов, А.К. Возобновляемые источники энергии как фактор устойчивого развития сельских территорий Республики Таджикистан / А.К. Киргизов, Р.З. Юлдашев, Ш. З. Юлдашев, Л.С. Касобов // Вестник Таджикского технического университета. – 2014. – № 2 (26). – С. 59-61.
29. Киргизов, А.К. К вопросу использования малой гидроэнергетики в условиях Таджикистана./А. К. Киргизов. М. Б. Иноятов // Вестник Таджикского технического университета. – 2008. – № 2(18). – С. 38-42.
30. Закон Республики Таджикистан об использовании возобновляемых источников энергии №587: [Принят Постановлением Маджлиси намояндагон Маджлиси Оли Республики Таджикистан от 23 дек.2009 г.: по состоянию на 23 нояб.2015 г.№587].–Ирфон. 2009.–8с.
31. Официальный сайт Центра по развитию малой гидроэнергетики в Таджикистане [Сайт] – URL: <http://www.tajhydro.tj/>.
32. Киргизов, А.К. Методика определения расхода воды при проектировании малых ГЭС на горных водотоках Таджикистана /А. К. Киргизов, С. Р. Расулов // Энергетика: Экология, Надежность, Безопасность: материалы девятнадцатой Всеросс. Науч.-техн. конф. / Томский политехнический университет. Т.1.- Томск: «СПБ Графика», 2013.– С. 82-84.

33. Историк, Б.Л. Исследование в области нетрадиционной энергетики. / Б. Л. Историк // Гидротехническое строительство. – 1999. – Вып.8/9. – С. 81-84.
34. Михайлов, Л.П. Малая гидроэнергетика / Л.П. Михайлов // М.: Энергоатомиздат, 1999. – 184 с.
35. Виссарионов, В.И. Техничко-экономические характеристики малой гидроэнергетики (справочные материалы) / В.И. Виссарионов, Н.К. Малинин, Г.В. Дерюгина и др. // Методическое пособие. М.: Изд-во. МЭИ, 2001. – 120 с.
36. Малинин, Н.К. Теоретические основы гидроэнергетики: учебник для вузов / Н.К. Малинин. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 312 с.
37. Ельманов, Б.А. Эффективность использования гидроэнергетических ресурсов малых водотоков в Южном Таджикистане и Горно-Бадахшанской автономной области (ГБАО) / Б.А. Элманов, В.И. Масликов, С.Р. Расулов, Р.С. Рубинов // Докл. АН Тадж. ССР. Том X, XVII. – 1984. – №6.
38. Официальный сайт ОАХК «Барки Точик» [Сайт]. – URL: <http://www.barqitojik.tj/>
39. Елистратов, В. В. Возобновляемые источники энергии и способы их использования (на примере Центрально-Азиатского региона) / В.В. Елистратов, В.П. Бреусов, М.А. Ташимбетов // СПб.: Изд-во «Нестор», 2005. – 135 с.
40. Трестман, А.Г. О гидрологическом районировании и характере распределения годового стока рек по территории Таджикистана / А. Г. Трестман // Изв. Отдел. геол. хим. и тех. наук АН Таджикской ССР, – 1959. – вып.1.

41. Александровский, А.Ю. Гидроэнергетика: учебник для вузов / А.Ю. Александровский, М.И. Кнеллер, Д.Н. Коробова и др.; под ред. В.И. Обрезкова. – 2-е изд. перераб и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 512 с.
42. Официальный сайт Министерство энергетики и промышленности Республики Таджикистан [Сайт]. – URL: <http://www.minenergoprom.tj>
43. Хрисанов, Н.И. Комплексная экспертная оценка экологических последствий гидроэнергетического строительства (на стадии ТЭО) / Н.И. Хрисанов, Н.И. Керро, Г.А. Колник // Гидротехническое строительство. – 1990. – №3.
44. Марковский, Ф.Т. Гидроэнергетические установки малой и средней мощности / Под ред. Ф. Т. Марковского. – М.: Машгиз, 1952. – 519 с.
45. Фельдман Б.Н. Современное состояние и перспективы развития малой гидроэнергетики в России./ Б.Н. Фельдман // Гидротехническое строительство, –2000.–№ 8-9,– С. 53-55.
46. Бальзанников, М.И. Возобновляемые источники энергии. Аспекты комплексного использования / М. И. Бальзанников, В.В. Елистратов – Самара, Изд. Сам ГАСУ, 2008. – 329 с.
47. Ушаков, В.Я. Современная и перспективная энергетика: технологические, социально экономическое и экологические аспекты / В.Я. Ушаков - Томск: изд.-во Томского политехнического университета, 2008.– 469 с.
48. Безруких, П.П. Справочник по ресурсам возобновляемых источников энергии России и местным видам топлива (показатели по территориям) / П.П. Безруких, В.В Елистратов, Дегтярев В.В, Сидоренко Г.И. и др., под ред. П.П. Безруких. – М.: «ИАЦ Энергия», 2007. – 272 с.
49. Волшаник, В.В. Обоснование применения термина «Местная энергетика» / В. В. Волшаник // Гидротехническое строительство. – 2002. – № 7. – С. 48-49.

50. Роза А.В.да. Возобновляемые источники энергии. Физико-технические основы / Роза Альдо В.да; Пер. с англ. Д.О.Лазарева и др.под ред. С.П.Малышенко, О.С.Попеля. - Долгопрудный: Интеллект; М.: Издательский дом МЭИ, 2009. –704с
51. Семкин, Б.В. Характеристика и возможность использования возобновляемых источников и нетрадиционных энергии для электроснабжения потребителей небольшой мощности на территории Алтайского Края. / Б.В. Семкин, В.М. Иванов, Т.Ю. Иванова. П.П. //Свит ГОУ ВПО «Алтайский государственный технический университет им. И.И. Ползунова». – Вестник алтайской науки. Краевое государственное учреждение «Дом ученых Алтайского края». – 2008. – С. 113-122.
52. Пехович, А.И. Расчет шугообразования и движения кромки ледяного покрова в нижних бьефах ГЭС/ А.И. Пехович, Г.А. Трегуб //Известия ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева. – Л.:1980. – т.143, – С.87-91.
53. Пиотрович, В.В. Расчеты толщины ледяного покрова на водохранилище по метеорологическим данным / В,В. Пиотрович – Л.: Гидрометеиздат, 1968. –185 с.
54. Готлиб, Я. Л. Пропуск льда через гидротехнические сооружения / Я.Л. Готлиб К.Н. Коржавин, В.А. Кореньков, И.Н. Соколов – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 184 с.
55. Шуляковский Л.Г. Появление льда и начало ледостава на реках, озерах и водохранилищах. Расчёты для целей прогнозов./ Л.Г. Шуляковский.–М.:Гидрометиоиздат,1960.–202с.
56. Рекомендации по расчету зажорных явлений в нижних бьефах ГЭС. –Л.: Гидрометеиздат, 1977. – 31 с.
57. Перова, М.Б. Эффективность объектов нетрадиционной электроэнергетики / М.Б. Перова, Ю.В. Воропанова // Монография. – Старый Оскол: ООО «ТНТ», 2004.–152с.

58. Асланян Г.С. Рациональное и эффективное использование энергетических ресурсов в Центральной Азии. / Г.С. Асланян, С.Д. Молодцов, В.Л. Лихачев.–М.,«СПЕКА».2001.–152с.– ООН, Специальная Программа ООН для экономик Центральной Азии.
59. Асарин, А.Е. Водно-энергетические расчеты / А.Е. Асарин, К.Н. Бестужева. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 222 с.
60. Киргизов, А.К. Нечеткие модели распределенной генерации возобновляемых источников энергии Республики Таджикистан / А.К. Киргизов, Дж. С. Ахъёев, Э.Г. Ядагаев // Научный Вестник НГТУ. – 2016. – № 3. – С. 117-130.
61. Манусов, В. З. Исследование вопроса интеграции ветровой генерации в работу новосибирской энергетической системы / В. З. Манусов, Ш. К. Халдаров // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – 2015. – № 4. –С. 216-219.
62. Манусов, В. З. Адаптивное регулирование скорости ветровой турбины с переменной скоростью на базе нечеткой логики / В. З. Манусов, Ш. К. Халдаров // Актуальные проблемы электронного приборостроения (АПЭП–2014): тр. 12 междунар. конф., – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2014. – Т. 7. – С. 292-295.
63. Кабутов, К. Перспективы использования альтернативных источников энергии в Таджикистане. / К. Кабутов – Душанбе: – 15 с.
64. Arnold. M. Model- Based Predictive Control Applied to Multi-Carrier Energy Systems / M. Arnold, R. R. Negenborn, G. Andersson and B. De Schutter // In Proceedings of the IEEE PES General Meeting, Calgary, Canada, 2009.– Paper 09GM1452
65. Pudjianto. D Virtual power plant and system integration of distributed energy resources / D. Pudjianto, C. Ramsay, and G. Strbac // IEET Renewable Power Generation. – 2007. – №1(1). – pp. 10-16.

66. Лукутин, Б.В. Возобновляемая энергетика в децентрализованном электроснабжении / Б.В. Лукутин, О.А. Суржикова, Е.Б. Шандарова - Москва: Энергоатомиздат, 2008. – 231 с.
67. Обухов, С.Г. Оценка эффективности регионального использования возобновляемых энергоресурсов/ С.Г. Обухов, Б.В. Лукутин, М.И. Яворский. – Технологии ТЭК. Москва, – 2003. – № 2. – С. 65-71.
68. Ahcin, P. Simulating demand response and energy storage in energy distribution systems. / P. Ahcin, M. Sikic –Presented at the IEEE International Conference on Power System Technology POWERCON, Hangzhou, China, 2010. – pp.36-42
69. Филиппова, Т.А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем: учебник / Т.А. Филиппова, Ю.М. Сидоркин, А.Г. Русина – Новосибирск: Изд-во НГТУ, –2007. – 356 с.
70. Jizhong, Zhu. Optimization of Power System Operation / – IEEE ed. New Jersey.: John Wiley & Sons, 2009. – 623 pp.
71. Секретарев, Ю.А. Метод оптимизации распределения нагрузки между ГЭС / Ю. А. Секретарев, Ш.М. Султонов // Главный энергетик. – 2015. – № 2. – С. 51-52.
72. Руденко Ю.Н Надежность систем энергетики/ Ю.Н. Руденко, И.А Ушаков. Второе изд. – Новосибирск: Наука, 1989. – 328 с.
73. IEA. 2006. Energy Technology Perspectives – 2006, OECD/IEA, 2006, 458 pp. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.iea.org (обзор на русском языке имеется на www.wwf.ru).
74. Масалевич, А.И. Киотский протокол и механизмы его реализации /А.И. Масалевич // Энергонадзор и энергобезопасность.– №3– 2007. С.8-12.
75. Адаптация к изменению климата в странах Европы и Центральной Азии. Документ Всемирного Банка. 2009 г. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://qo.worldbank.org/7OOCIE7AU0>

76. Справочник по управлению в области охраны окружающей среды, ПРООН и РБЕС, Братислава, Словацкая Республика, 2003. –253с.

77. Ньюшлосс, Дж. доклад «Развитие распределенной генерации» энергетического центра Сколково, / Дж. Ньюшлосс., И. Ряпин // Московская школа управления Сколково, 2012 г. URL: <http://energy.skolkovo.ru> (дата обращения: 20.05.2015).

78. Автономные энергоустановки на возобновляемых установках энергии/ О.С. Попель //Энергосбережение. –2006. – №3. – С 70-75.

79. Твайделл, Д. Возобновляемые источники энергии: пер с англ. / Д Твайделл, А Уэйр. - М.: Энергоатомиздат.1990. – 392 с.

80. Идельчик, В.И. Электрические системы и сети / В.И. Идельчик. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.

81. Усов, И.Ю. Методика оптимизации развития основной электрической сети с использованием показателей структурного анализа / И.Ю. Усов //Тр. Молодых ученых ИСЭМ СО РАН. – 2002. – Вып. 33. – С. 73-80.

82. Курицын, Б.Н., Фролова О.А. Оптимизация поселковых систем газоснабжения на базе природного газа / Б.Н. Курицын, О.А. Фролова // Научно-технические проблемы совершенствования и развития систем газоэнергоснабжения. Сборник научных трудов. – Саратов: изд-во СГТУ, 2005. – С. 35-42

УЧЕБНОЕ ИЗДАНИЕ

КИРГИЗОВ АЛИФБЕК КИРГИЗОВИЧ

ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Учебное пособие

Подписано в печать 17.09.2021 г. Формат 60x84¹/₁₆. Бумага офсетная.

Печать офсетная. Изд. уч. л. 11. Тираж 300 экз.

Редакционно-издательский отдел Таджикского
технического университета имени академика М.С. Осими, 2021 г.