

**В. Г. Злобин
А. А. Верхоланцев**

**НЕТРАДИЦИОННЫЕ И ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ
ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ В ПРОМЫШЛЕННОЙ
ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКЕ**

Часть 1

Учебное пособие

**Санкт-Петербург
2024**

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
**«Санкт-Петербургский государственный университет
промышленных технологий и дизайна»
Высшая школа технологии и энергетики**

**В. Г. Злобин
А. А. Верхоланцев**

НЕТРАДИЦИОННЫЕ И ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ В ПРОМЫШЛЕННОЙ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКЕ

Часть 1

Учебное пособие

Утверждено Редакционно-издательским советом ВШТЭ СПбГУПТД

Санкт-Петербург
2024

УДК 621.438 + 621.311
ББК 31.373 + 31.363
З 68

Рецензенты:

кандидат технических наук, доцент, заведующий кафедрой промышленной энергетики
ЛТУ им. С.М. Кирова

А. А. Куликов;

кандидат технических наук, доцент, заведующий кафедрой промышленной теплоэнергетики
Высшей школы технологии и энергетики Санкт-Петербургского государственного
университета промышленных технологий и дизайна

С. Н. Смородин

Злобин, В. Г.

З 68 Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии в промышленной теплоэнергетике. В 2 ч.: учебное пособие / В. Г. Злобин, А. А. Верхованцев. — СПб.: ВШТЭ СПбГУПТД, 2024. — Ч. 1. — 135 с. ISBN 978-5-91646-344-6

Учебное пособие соответствует программам и учебным планам дисциплины «Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии в промышленной теплоэнергетике». Учебное пособие предназначено для бакалавров и магистров, обучающихся по направлению подготовки 13.03.01 и 13.04.01 «Теплоэнергетика и теплотехника» профилей «Промышленная теплоэнергетика» и «Технология производства электрической и тепловой энергии».

В учебном пособии изложены основные типы нетрадиционных и возобновляемых источников энергии. Приведены основные принципы их конструкции и работы. Даны примеры и параметры основных мировых возобновляемых источников энергии. Описаны возобновляемые источники энергии, применяемые на территории Российской Федерации.

Материал, изложенный в учебном пособии, может быть использован при изучении следующих дисциплин: «Инновационные теплогенерирующие технологии в промышленной энергетике»; «Промышленные тепловые электростанции», «Автономные энергетические установки малой мощности при производстве тепловой и электрической энергии», «Парогазовые энергетические установки в производстве электрической и тепловой энергии».

УДК 621.438 + 621.311
ББК 31.373 + 31.363

ISBN978-5-91646-344-6

© ВШТЭСПбГУПТД, 2024

© Злобин В. Г., Верхованцев А. А., 2024

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
1. ЭНЕРГИЯ СОЛНЦА	13
1.1. Физические основы процессов преобразования солнечной энергии	13
1.2. Солнечные системы для получения электроэнергии на основе термодинамического принципа	19
1.3. Фотоэлектрические генераторы.....	26
1.4. Солнечные коллекторы, принципы их действия и применения	40
1.4.1. Классификация и основные элементы гелиосистем.....	42
1.4.2. Солнечные коллекторы.....	45
1.4.3. Солнечные абсорберы.....	49
1.5. Контрольные вопросы к разделу 1	50
1.6. Практические задачи к разделу 1	51
2. ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА	53
2.1. Характеристики ветра, ветроэнергетические установки, состояние ветроэнергетики.....	53
2.2. Классификация ветроэнергетических установок (ВЭУ).....	55
2.3. Ветровой кадастр России.....	60
2.4. Работа поверхности при действии на нее силы ветра	62
2.5. Работа ветрового колеса крыльчатого ветродвигателя	64
2.6. Расчет идеального и реального ветряка.....	66
2.6.1. Классическая теория идеального ветряка.....	66
2.6.2. Теория реального ветряка	71
2.6.3. Момент и мощность всего ветряка.....	77
2.6.4. Потери ветряных двигателей	80
2.7. Ветряные электрические станции (ВЭС).....	83
2.8. Ветро-дизель-генераторная установка для питания автономных потребителей.....	86
2.9. Характеристики ветроэнергетических установок.....	88
2.10. Расчет мощности момента ветродвигателей различного типа.....	90
2.11. Оценка экономической эффективности использования энергии ветра	93
2.12. Контрольные вопросы к разделу 2	98

2.13. Практические задачи к разделу 2	99
3. БИОЭНЕРГЕТИКА	103
3.1. Основные источники биомассы.....	103
3.2. Получение биогаза путем анаэробного сбраживания	105
3.3. Контрольные вопросы к разделу 3	113
3.4. Практические задачи к разделу 3	113
4. ГЕОТЕРМАЛЬНАЯ ЭНЕРГЕТИКА	116
4.1. Энергетика Земли.....	116
4.2. Внутренняя структура Земли и поток геотермальной энергии.....	118
4.3. Использование геотермального тепла в Российской Федерации	126
4.4. Конструктивные особенности ГеоЭС России и перспективы их развития.....	129
4.5. Контрольные вопросы к разделу 4	134
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	135

ВВЕДЕНИЕ

К нетрадиционным и возобновляемым источникам энергии обычно относят: *солнечную, ветровую и геотермальную энергию, энергию морских приливов и волн, биомассы (растения, различные виды органических отходов)*. К нетрадиционным и возобновляемым источникам энергии (НВИЭ) также принято относить малые ГЭС (мощностью до 30 МВт при мощности единичного агрегата не более 10 МВт), которые отличаются от традиционных более крупных ГЭС только масштабом.

Главным средством энергосбережения стала структурная перестройка экономики, направленная на уменьшение доли энергоемких производств (которые, как правило, являются к тому же экологически неблагоприятными) и увеличение доли наукоемких. Достаточно сказать, что, например, в 1970 г. энергоемкость единицы валового национального продукта в США была несколько выше, чем в бывшем СССР, а в настоящее время в России этот показатель в два с лишним раза выше, чем в США. Россия в большом количестве экспортирует алюминий, являющийся высокоэнергоемким продуктом, а импортирует, например, компьютеры, то есть наукоемкую и малоэнергоемкую продукцию.

Одним из положений новой энергетической стратегии стало всемирное развитие нетрадиционных направлений. Во многих странах оно превратилось в предмет государственной технической политики. Появились солидно финансируемые государственные программы в данной области. В ряде стран были приняты нормативно-законодательные акты в сфере использования НВИЭ, которые составили правовую, экономическую и организационную основу этого направления технического развития. Правовая база состоит в установлении права производителей электроэнергии на нетрадиционных источниках на подключение к сетям энергоснабжающих компаний, которые обязаны принимать эту энергию. Экономическая основа сводится к мерам по стимулированию применения НВИЭ, необходимому на этапе продвижения, становления и адаптации на энергетическом рынке. В различных странах применяются разные способы (и их сочетания) экономической поддержки: налоговые и кредитные льготы, благоприятные тарифы, дотации и т. п. Наконец, организационная основа решения проблемы состоит в определении государственного (федерального) органа (ведомства), ответственного в целом за данное направление. В функции такого органа входят разработка государственных программ развития НВИЭ, в том числе программы научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ (НИОКР), создание демонстрационных объектов, проведение маркетинга на внутреннем и внешнем рынках, пропаганда и популяризация и т. п. Особо следует сказать о развитии НИОКР. Технический прогресс в любой сфере деятельности немыслим без

опережающего развития научной базы. Тем более это справедливо для таких новых областей, как использование НВИЭ. Ежегодные расходы на НИОКР в сфере нетрадиционной энергетики составляют в мире не менее 1 млрд долларов.

Однако вот, что странно: в сознании большинства людей возобновляемые энергоресурсы ассоциируются почему-то лишь с солнечной энергией и с энергией ветра. Более того, достаточно широко распространено мнение, будто ветряные и гелиоэлектростанции смогут со временем полностью заменить нынешние АЭС. Но для того чтобы оправдать свое название и стать реальной альтернативой традиционным энергоресурсам, эти альтернативные источники энергии должны отвечать целому ряду критериев. Например, обеспечивать стабильное и управляемое энергопроизводство. Ведь цепную ядерную реакцию или процесс сжигания ископаемого топлива можно останавливать и снова запускать по мере надобности, а вот когда Солнце выглянет, а когда спрячется, когда ветер подует, а когда стихнет, – это прогнозированию не поддается. Для того чтобы обеспечить постоянный уровень напряжения в таких энергосетях, приходится использовать различные буферные и аккумуляционные установки, что значительно снижает коэффициент полезного действия этих электростанций.

Между тем, существует еще один исключительно перспективный энергоресурс, почему-то отошедший в сознании общественности на задний план, – это так называемая *геотермальная энергия*, то есть тепловые процессы в недрах Земли. Это тепло имеется повсюду и доступно круглосуточно. Достаточно привести такие цифры: 99 % всего вещества, образующего нашу планету, имеют температуру выше 1000 °С, а доля вещества с температурой ниже 100 °С и вовсе составляет лишь 0,1 % от массы Земли. И пусть даже реальному использованию поддается лишь очень незначительная часть этой энергии, но и она при таких масштабах практически неисчерпаема.

Уже разведанные запасы геотермальной энергии более чем в 30 раз превосходят энергозапасы всех ископаемых ресурсов вместе взятых. Более того, на сегодняшний день из всей энергии, вырабатываемой в разных странах мира за счет геотермии, ветра, солнца, приливов и отливов, 86 % приходится именно на геотермальные электростанции. Правда, сама доля альтернативной энергетики невелика: даже в Германии, где использованию возобновляемых энергоресурсов уделяется повышенное внимание, она составляет всего лишь 7 %. А уж геотермия до самого недавнего времени и вовсе находилась в Германии, можно сказать, в зачаточном состоянии. Некоторые из установок, работающих за счет гидрогеотермии, могут быть причислены к крупному промышленному оборудованию. Они обеспечивают централизованное теплоснабжение целых районов. Таких установок сейчас в Германии 6 или 7 – и мощность каждой из них исчисляется мегаваттами. Кроме того, существуют

системы на основе так называемых геотермических тепловых насосов. Они обеспечивают отопление или охлаждение отдельных строений – от частного жилого дома на одну семью до офисных или административных зданий. А теперь еще появились системы, позволяющие использовать геотермию для производства электроэнергии. Более того, если до недавних пор такие проекты осуществлялись, в основном, в регионах, где имеются горячие геотермальные воды, то сегодня все чаще встает вопрос о таких технологиях, которые позволили бы использовать заключенное в недрах Земли тепло повсеместно. Идея одной из таких технологий была впервые выдвинута американскими учеными еще в начале 70-х годов. Эта технология получила название «hot dry rock», то есть «горячие сухие горные породы». В ее основу положено давно известное явление: по мере углубления в недра Земли температура растет примерно на 3 градуса каждые 100 метров. Американские геофизики предложили пробурить на глубину в 4...6 километров 2 скважины с таким расчетом, чтобы через одну закачивать внутрь холодную воду, а через другую отводить разогретый пар – ведь температура на такой глубине достигает 150...200 °С. Пар может быть использован как для производства электроэнергии, так и для отопления. Технология «горячих сухих горных пород» как раз и создавалась для того, чтобы геотермальную энергию можно было использовать вне этих особых зон – зон вулканической активности, горячих источников, гейзеров и так далее. Сегодня эта технология испытывается в рамках экспериментального проекта, реализуемого совместно немецкими, французскими и британскими учеными в Эльзасе, в районе Сульца. Испытания идут вполне успешно: там уже удалось получить геотермальный пар, и возможно, что через два-три года построенная на этом принципе электростанция даст первый ток. Причем стоить этот ток будет гораздо дешевле, чем тот, что производится, например, солнечными батареями. Проектная мощность электростанции в Эльзасе – 25 мегаватт. Свою главную задачу ученые видят в том, чтобы заложить основы серийного строительства таких объектов.

Но если в Германии развитие геотермальной энергетики еще только набирает обороты, то некоторые другие государства – Италия, Мексика, Индонезия, Новая Зеландия, Япония, Коста-Рика, Сальвадор, а прежде всего, Филиппины и США – успели продвинуться гораздо дальше. Однако, пожалуй, самый интересный в технологическом отношении проект реализуется сегодня в Исландии – стране, и без того почти полностью покрывающей свою потребность в электрической и тепловой энергии за счет геотермии.

«Исландцы в этом деле – признанные мастера», – говорит с нескрываемой завистью Маршалл Ралф (Marshall Ralph), сотрудник американской энергетической фирмы «Power Engineers». Правда, пока многие рекорды в области геотермальной энергетики все еще принадлежат США. Самый крупный

в мире геотермальный проект реализуется в Калифорнии, в Долине больших гейзеров.

И все-таки пусть и не самый крупный, зато, безусловно, наиболее интересный и перспективный проект осуществляется в Исландии. Около двух лет назад там завершился монтаж геотермальной электростанции нового образца, способной придать использованию тепла из земных недр совершенно новые масштабы. По коэффициенту полезного действия эта электростанция значительно превосходит все прочие объекты того же назначения, возведенные в штатах Юта, Невада и Калифорния. Новаторская идея, реализованная вначале в экспериментальной установке в США, затем в двух установках в Японии, а теперь и в установке мощностью в 1,8 мегаватта в Исландии, носит название «цикл Калины». Помимо традиционных, теперь появились геотермальные электростанции с «циклом Калины». Они имеют две особенности: во-первых, извлеченная из недр Земли горячая вода используется не непосредственно, а передает свою энергию другой жидкости. Эту схему называют *двухконтурной*, или *бинарной*. Вторая особенность заключается в том, что в качестве этой второй жидкости, то есть рабочего тела, используется двухкомпонентная водно-аммиачная смесь. Эти компоненты имеют разные критические температуры, то есть равновесное состояние между жидкой и газообразной фазами у каждого из них наступает при различных параметрах. В ходе процесса состояние водно-аммиачной смеси и, соответственно, концентрация в ней компонентов непрерывно меняется. Это позволяет оптимизировать перенос тепла при испарении и конденсации рабочего тела. В результате «цикл Калины» оказался значительно эффективнее всех прочих бинарных схем.

Итак, первая в Европе установка с «циклом Калины» появилась на северо-восточном побережье Исландии в Хусавике – городке, насчитывающем 2,5 тысячи жителей. Их потребности в электроэнергии на 80 % покрывает эта установка. По словам местных инженеров-эксплуатационников, выигрыш в коэффициенте ее полезного действия составляет по сравнению с традиционными геотермальными электростанциями от 20 до 25 процентов. Вряд ли стоит объяснять, что это прогресс.

В 60–70-е годы в СССР проводились НИОКР и предпринимались практические шаги по использованию НВИЭ. Еще в 1967 г. на Камчатке была создана первая в стране Паужетская ГеоТЭС мощностью 5 МВт, доведенная впоследствии до мощности 11 МВт. В 1968 г. появилась экспериментальная Кислогубская ПЭС мощностью 0,4 МВт, на строительстве которой был впервые использован отечественный прогрессивный метод наплавного строительства плотины. В 80-е годы в Крыму были построены первая экспериментальная солнечная электростанция (СЭС-5) мощностью 5 МВт с термодинамическим циклом преобразования энергии, а также экспериментальный комплекс сооружений с солнечным тепло- и хладоснабжением. В 60–70-е годы появились

также фотоэлектрические установки автономного электроснабжения. К концу 80-х годов в бывшем СССР в эксплуатации находились солнечные установки горячего водоснабжения с общей площадью около 150 тыс. м², а производство солнечных коллекторов доходило до 80 тыс. м² в год.

Распад СССР, переход России на рыночные основы хозяйственной жизни и существенные экономические осложнения, возникшие в 90-е годы, не могли не сказаться и в сфере использования НВИЭ. Однако ситуация здесь хотя и оставляет желать лучшего, но отнюдь не безнадежна. Удалось сохранить, хотя и на минимальном уровне, имевшийся научно-технический потенциал, не потерять, а в некоторых случаях даже увеличить промышленные мощности по производству оборудования. Так, Калужский турбинный завод освоил выпуск блок-модульных ГеоТЭС мощностью 4 и 20 МВт. Три таких блока по 4 МВт смонтированы на Верхне-Мутновской ГеоТЭС на Камчатке. Следующая на очереди Мутновская ГеоТЭС мощностью 40...50 МВт будет создана в ближайшие годы. Заметим, что месторождения парогидротерм имеются в России только на Камчатке и Курилах, поэтому геотермальная энергетика не может играть значительную роль в масштабах страны в целом, но для указанных районов, которые периодически оказываются на грани выживания в ожидании очередного танкера с топливом, геотермальная энергетика способна радикально решить проблему энергообеспечения.

В свое время в бывшем СССР широкое распространение получили малые ГЭС, которые затем были законсервированы или списаны. Сейчас есть предпосылки возврата к малым ГЭС на новой основе, за счет производства современных гидроагрегатов мощностью от 10 до 5860 кВт.

В области ветроэнергетики созданы образцы отечественных ВЭУ мощностью 250 и 1000 кВт, находящиеся в опытной эксплуатации. Налаживается сотрудничество с зарубежными организациями и фирмами, имеющими большой опыт в этой области.

В России выпускаются солнечные тепловые коллекторы, фотоэлектрические преобразователи и модули на их основе, а также довольно обширная номенклатура теплонасосного оборудования и установок по использованию энергии биомассы. Однако в целом объем производства оборудования для использования НВИЭ невелик, и его рост сдерживается отсутствием платежеспособного спроса. Даже заведомо выгодные проекты в области НВИЭ сталкиваются со значительными трудностями на стадии инвестирования.

Что касается перспектив приливной энергетики в России, то следует отметить, что в силу природных условий проектируемые ПЭС должны обладать весьма большой мощностью (Мезенская ПЭС на Белом море – 19200 МВт, Тугурская ПЭС на Охотском море – 7800 МВт). Эти колоссальные величины, большое число (по несколько сотен) гидроагрегатов на каждой станции, весьма

длительные сроки строительства, огромные капиталовложения (как непосредственно в ПЭС, так и в мероприятия, необходимые для адаптации их в рамках энергосистемы) делают создание этих ПЭС предметом более отдаленного будущего.

В настоящий момент, значительная часть прироста энергопотребления в мире осуществляется странами, которые не входят в Организацию экономического сотрудничества и развития (ОЭСР). Специалисты подсчитали, что к 2030 году потребление энергии в этих странах вырастет на 69 % по сравнению с уровнем 2010 года. Темпы роста составят 2,7 % в год, и на их долю придется 65 % мирового потребления энергии по сравнению с 54 % в 2010 году. Темп роста в среднем составят 0,2 % в год до 2030 года. Потребление энергии на единицу населения в ОЭСР демонстрирует тенденцию к снижению – 0,2 % в год в 2010...2030 годах. Динамика структуры энергопотребления по видам источников энергии представлена в таблице В1.

Расхождения в структуре энергопотребления и энергогенерации свидетельствуют о значительном изменении энергоэффективности некоторых видов топлива. Энергоэффективность нефти значительно сократилась, энергоэффективность угля и атомной энергии сохранила прежний уровень, при этом повысилась энергоэффективность газа и других видов топлива.

Таблица В1 – Динамика структуры энергопотребления по источникам энергии, %

№ п/п	Источник энергии	1973 г.	2019 г.
1	Уголь	24,6	29,0
2	Нефть	46,1	31,4
3	Природный газ	16,0	21,3
4	Биотопливо	10,5	10
5	Гидроэнергия	1,8	2,4
6	Атомная энергия	0,9	4,8
7	Остальное	0,1	1,1

Самый быстрый рост в мировом энергопотреблении демонстрируют возобновляемые виды топлива – прогнозируется, что они будут достигнуты значения 8,2 % в год к 2030 г. Среди ископаемого топлива быстрее всего будет увеличиваться газ (2,1 % в год), медленнее всего – нефть (0,7 % в год). Сравнительно низкий темп изменений связан в первую очередь с большими вложениями, требующимися для перевооружения отрасли, а также с длительными сроками ранее существующих активов.

Таблица В2 – Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии

Источники первичной энергии	Естественное преобразование энергии	Техническое преобразование энергии	Вторичная потребляемая энергия
Земля	Геотермальное тепло Земли	Геотермальная электростанция	Электричество
Солнце	Испарение атмосферных осадков	Гидроэлектростанции (напорные и свободнопоточные)	
	Движение атмосферного воздуха	Ветроэнергетические установки	
	Морские течения	Морские электростанции	
	Движение волн	Волновые электростанции	
	Таяние льдов	Ледниковые электростанции	
	Фотосинтез	Электростанция на биомассе	
		Фотоэлектричество	
Планеты	Приливы и отливы	Приливные электростанции	

При этом следует отметить, что эксперты прогнозируют рост всех источников энергии (за исключением нефти), однако уголь к 2030 году по-прежнему останется доминирующим направлением как по объему установленной мощности – 26 %, так и по уровню генерации – 34 %.

Твердые виды топлива (уголь, твердая биомасса и др.) являются одной из основ мирового энергообеспечения благодаря своей экономической и технологической доступности.

Природные ресурсы, используемые для получения теплоты и электрической энергии для энерго- и теплоснабжения крупных объектов промышленного и гражданского назначения, относят к возобновляемым и невозобновляемым природным источникам (таблица В2).

К *возобновляемым* природным источникам относят энергию, получаемую от ветра, солнца, водных объектов, грунта Земли. Эта энергия практически неисчерпаема.

К *невозобновляемым* природным источникам относят виды топлива, добываемые из земных недр – нефть, газ, уголь, которые можно сразу использовать для получения тепловой и электрической энергии, без применения дополнительных технологий в отличие от энергии возобновляемых источников. Поэтому ископаемые виды топлива составляют основу мировой энергетики. Причем, чем проще добыча этого топлива, тем получаемая энергия

дешевле, а если учесть также неравномерное его распределение на планете, то все эти факторы, вместе с проводимой внешней политикой некоторых государств, вызывают локальные военные конфликты. Поэтому повсеместно ведется поиск решений вопросов как по снижению потребления топлива, так и по увеличению доли использования возобновляемых источников энергии.

Стратегическими целями использования возобновляемых источников и местных видов топлива являются:

- сокращение потребления невозобновляемых топливно-энергетических ресурсов;
- снижение экологической нагрузки от топливно-энергетического комплекса;
- обеспечение децентрализованных потребителей и регионов с дальним и сезонным завозом топлива;
- снижение расходов на дальнепривозное топливо.

1. ЭНЕРГИЯ СОЛНЦА

1.1. Физические основы процессов преобразования солнечной энергии

На поверхность Земли в течение года поступает солнечная энергия (СЭ), эквивалентная энергии, заключенной в $1,2 \cdot 10^{14}$ т у. т. (тонн условного топлива), что значительно превышает запасы органического топлива ($6 \cdot 10^{12}$ т у. т.).

Ежедневно на Землю поступает около $4,2 \cdot 10^{14}$ кВт · ч, а всем населением Земли в 2008 г. было израсходовано (за год) – $94 \cdot 10^{12}$ кВт · ч.

Таким образом, поступающая к нам СЭ в принципе многократно превосходит энергетические потребности человечества. Однако использование СЭ связано с определенными трудностями, что ограничивает широкомасштабную реализацию технологий. К ним относятся: малая плотность солнечного потока, непостоянство и прерывистость поступления СЭ во времени; зависимость этого потока от географического расположения приемника излучения и др.

Источником энергии солнечного излучения служит термоядерная реакция на Солнце, где температура достигает 10 млн К. Внешние неактивные слои, нагретые до 5800 К, изменяют спектр, и к верхней границе атмосферы поступает излучение в диапазоне $0,2 \div 3$ мкм. Солнечный спектр состоит из трех участков: (1) ультрафиолетовое излучение (с длиной волны до 0,4 мкм) – составляет 9 % интенсивности, (2) видимое излучение (0,4...0,7 мкм) – 45 % интенсивности и (3) инфракрасное излучение (более 0,7 мкм) – 46 % интенсивности.

Часть энергии солнечного излучения доходит до Земли в виде прямых солнечных лучей. Другая часть, достигая атмосферы, рассеивается облаками и пылью и доходит до поверхности Земли в виде рассеянного излучения. Первую часть потока в отличие от второй можно сфокусировать и в таком виде использовать в технических устройствах. Отношение интенсивности направленного потока к полной интенсивности излучения меняется от 0,9 в ясный день до нуля в пасмурный день.

При прохождении через атмосферу солнечный свет ослабляется в основном из-за поглощения инфракрасного излучения парами воды, ультрафиолетового излучения – озоном, и рассеяния излучения молекулами газов, и находящимися в воздухе частицами пыли, и аэрозолями. Параметром, отражающим влияние атмосферы на интенсивность и спектральный состав солнечного излучения, доходящего до земной поверхности, является атмосферная (или воздушная) масса (АМ). При нулевой воздушной массе АМ 0 интенсивность излучения равна $E_C = 1360$ Вт/м².

Величина АМ 1 соответствует прохождению солнечного излучения через безоблачную атмосферу до уровня моря при зенитальном расположении

Солнца. Воздушная масса для любого уровня земной поверхности в любой момент дня определяется по формуле:

$$AM(x) = \frac{x}{x_0} \frac{1}{\sin \theta}, \quad (1.1)$$

где x – атмосферное давление, Па;

x_0 – нормальное атмосферное давление ($1,013 \cdot 10^5$ Па);

θ – угол высоты Солнца над горизонтом.

Наиболее характерной в земных условиях является величина АМ 1,5 ($\theta \approx 42^\circ$). Она принята за стандартную при интегральной поверхностной плотности солнечного излучения $E_C = 835$ Вт/м², что необходимо при обеспечении сравнимости результатов исследований различных солнечных элементов. На рисунке 1.1 приведено спектральное распределение потока фотонов внеатмосферного (АМ 0) и наземного стандартизованного (АМ 1,5) солнечного излучения при перпендикулярном падении лучей на приемную площадку.

Энергия фотонов, эВ, в излучении с длиной волны λ определяется из соотношения:

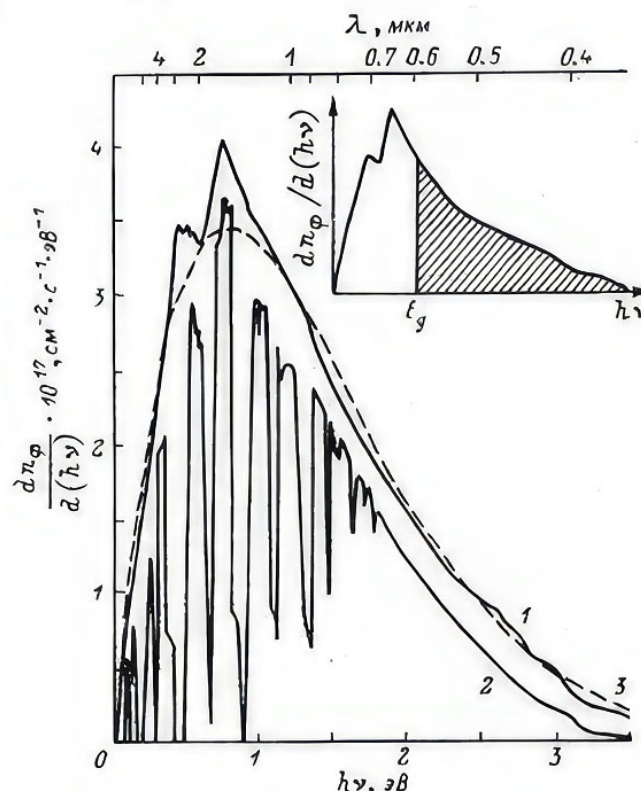


Рисунок 1.1 – Спектральное распределение потока фотонов солнечного излучения:

1 – внеатмосферное излучение (АМ 0); 2 – наземное стандартизованное излучение (АМ 1,5);

3 – спектр излучения абсолютно черного тела при $T_C = 5800$ К. На вставке заштрихована доля полезно используемых фотонов

$$h\nu = h \frac{c}{\lambda} = \frac{1,24}{\lambda}, \quad (1.2)$$

где h – постоянная Планка, $6,626196(50) \cdot 10^{-34}$ Дж·с;

c – скорость света, $2,9979250(10) \cdot 10^8$ м/с;

λ – длина волны, мкм.

Электрон-вольт – работа, которую необходимо совершить, чтобы переместить электрон между двумя точками с разностью потенциалов 1 В. $1 \text{ эВ} = 1,6 \cdot 10^{-19}$ Дж.

Граничная длина волны, начиная с которой фотоны будут поглощаться в материале солнечного элемента с шириной запрещенной зоны E_g :

$$\lambda_g = \frac{1,24}{E_g}. \quad (1.3)$$

Более длинноволновое излучение не поглощается в полупроводнике и, следовательно, бесполезно с точки зрения фотоэлектрического преобразования.

Запрещенная зона – характеризуется отсутствием энергетических уровней, различна по ширине для разных материалов.

Максимальная плотность направленного солнечного излучения на 1 м^2 поверхности Земли – около 1 кВт/м^2 в диапазоне волн $0,3 \div 2,5$ мкм. Это – коротковолновое излучение, и оно включает видимый спектр. В зависимости от времени суток, места, погоды плотность излучения меняется в десятки раз. Эта тепловая энергия может быть использована с помощью технических устройств. Плотность потока энергии излучения, связывающая атмосферу с поверхностью Земли также около 1 кВт/м^2 , но уже в диапазоне длинных волн $5 \div 25$ мкм.

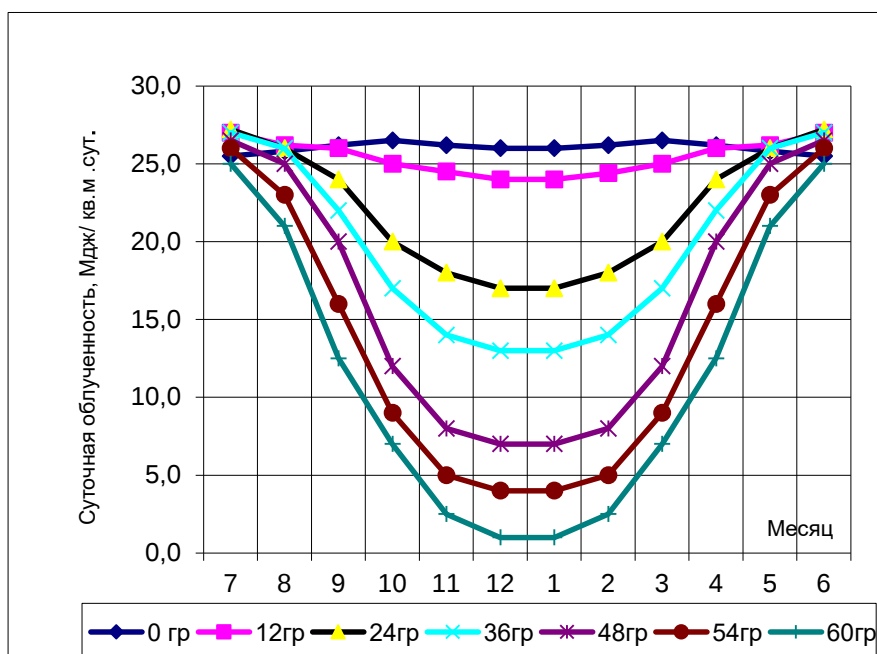


Рисунок 1.2 – Суточная облученность в зависимости от широты местности и времени года

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

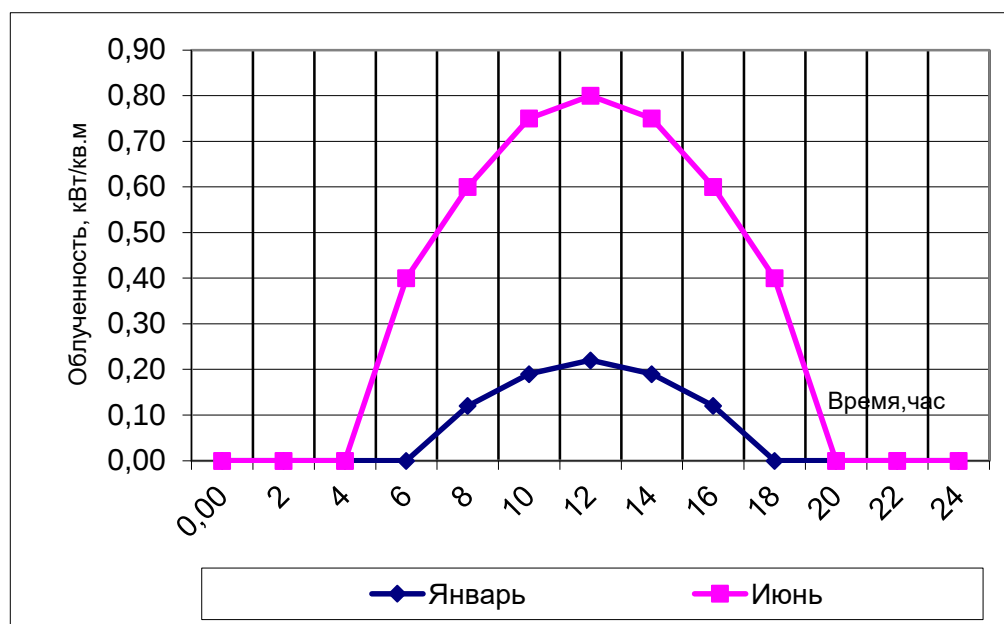


Рисунок 1.3 – Облученность горизонтальной площадки на широте 54 градуса в течение суток

Сезонные изменения суточной облученности горизонтальной приемной площадки в ясный день на разных широтах представлены на графике, рисунок 1.2. Летом она составляет 25...26 МДж/м² в день или 7 кВт·ч/м² в день во всех широтах, зимой – в высоких широтах она намного меньше из-за более короткого дня, косого падения лучей и большего ослабления атмосферой. Расстояние, пройденное прямыми солнечными лучами через атмосферу, зависит от угла падения (зенитного угла) и высоты над уровнем моря. При этом важно не только само расстояние, а взаимодействие излучения с атмосферными газами и парами. Увеличение длины пути при наклонном падении луча по сравнению с путем при нормальном падении называют оптической массой. Облученность горизонтальной площадки в течение суток летом и зимой показывает рисунок 1.3.

Прохождение солнечного коротковолнового излучения через атмосферу сопровождается: (1) поглощением, т. е. переходом энергии излучения в тепло, с последующим излучением света большей длины волны, (2) рассеянием, т. е. изменением направления распространения света в зависимости от длины волны, (3) отражением, которое не зависит от длины волны.

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

Коротковолновая ультрафиолетовая область (до 0,3 мкм) почти полностью отсутствует на уровне моря, так как поглощается кислородом O_2 , O_3 , O и азотом N_2 .

Коротковолновая ультрафиолетовая область (0,3...0,4 мкм) – частично проходит.

Видимый диапазон (0,4...0,5 мкм) почти полностью проходит через чистую (не загрязненную) атмосферу. Это почти половина потока солнечного излучения.

Ближняя инфракрасная область (0,7...2,5 мкм) – почти половина солнечного космического излучения – в значительной степени (на 20 %) поглощается в атмосфере в основном парами воды и углекислого газа CO_2 .

Инфракрасный диапазон (более 12 мкм) – для него атмосфера почти непрозрачна.

Отраженное коротковолновое излучение возвращается в космическое пространство. Это 30 % солнечного космического излучения. Большую часть отражают облака, меньшую снег и лед на поверхности земли. Плотность оставшегося потока коротковолнового излучения и составляет около 1 кВт/м².

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

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

$$H = \int (G_{\text{пр}} \cdot \cos\theta + G_{\text{рс}}) dt, \quad (1.4)$$

где $G_{\text{пр}}$ – облученность прямыми солнечными лучами площадки, перпендикулярной прямым лучам, кВт/м²;

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

$G_{\text{рс}}$ – облученность рассеянным облучением, кВт/м².

Иногда приемник располагают по направлению к экватору, иногда –

ориентируют в зависимости от того, когда нужно получить большой поток энергии – утром или днем.

Ориентировочные суточные изменения облученности горизонтальной поверхности в ясные дни в различные времена года (54 градуса северной широты) представлены на рисунке 1.3.

Максимальная облученность горизонтальной поверхности или плотность направленного солнечного излучения летом составляет 0,8 кВт/м², зимой – 0,2 кВт/м². В тропиках максимальная облученность около 0,9 кВт/м² круглый год.

Величина суточной облученности может быть определена как, кВт·ч/(м²·день):

$$H \approx \frac{2 \cdot N}{\pi} \cdot G_m, \quad (1.5)$$

где G_m – максимальная облученность площадки прямыми солнечными лучами, кВт/м²; N – продолжительность светового дня, час:

$$N = 0,133 \cdot \arccos(-\operatorname{tg} \varphi \cdot \operatorname{tg} \delta), \quad (1.6)$$

где φ – широта места; δ – склонение, или угол между направлением от Солнца и экваториальной плоскостью.

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

Наибольшее число солнечных часов в году в восточной Сахаре – 4300 (97 % возможных), в Беларуси – 2000...2300 (50 % возможных).

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

Индекс ясности K_m – это отношение лучистой энергии, пришедшей на горизонтальную поверхность за день к энергии, пришедшей на параллельную ей поверхность, расположенную вне атмосферы. Для самого ясного дня $K_m \approx 0,8$. Для таких дней доля рассеянной составляющей излучения равна 0,2; она увеличивается до 1 в пасмурные дни, когда $K_m = 0$. В солнечные дни при небольшой облачности и при значительном количестве аэрозолей в атмосфере рассеянная составляющая равна 0,5. Фокусирующие системы плохо работают в условиях сильной облачности. Однако, системы, следящие за солнцем, могут собирать большую часть потока, идущую по нормали к поверхности. Максимум облученности приемника зависит от широты расположения, угла наклона приемника и времени года. Так для местности, расположенной на 45° северной широты при $K_t \approx 0,5$, коэффициенте отражения Земли 0,2 средняя облученность вертикальной поверхности мало изменяется от времени года и составляет 8÷12 МДж/м² или 2,2÷3,3 кВт·ч/м² в день.

Средняя облученность горизонтальной поверхности для этой широты изменяется в более широких пределах от 5 МДж/м² в декабре до 20 МДж/м² в день в июне. Этого может быть достаточно для создания солнечных

электростанций. (45° северной широты – это Крым, Север Италии, Центральная Франция).

Таким образом, основное направление использования СЭ – это преобразование ее в электрическую энергию и получение теплоты для отопления зданий, горячего водоснабжения, опреснения вод, сушки и других технологических целей.

Преобразование СЭ в электрическую энергию может быть осуществлено по следующим двум принципиальным схемам:

- термодинамическим способом на обычных тепловых электростанциях (ТЭС); эта схема ориентирована на сооружение крупных гелиоэнергетических объектов и получение электроэнергии в больших масштабах;
- на фотоэлементах.

1.2. Солнечные системы для получения электроэнергии на основе термодинамического принципа

Термодинамический принцип преобразования солнечной энергии в электрическую используется в тепловом двигателе (турбине или двигателе внутреннего сгорания). Он состоит в циклическом изменении термодинамического состояния рабочего тела (например, воды-пара), которое перемещается между двумя источниками теплоты, «горячим» и «холодным». Солнечная энергия превращается в тепло в «горячем» источнике, солнечном парогенераторе, пар из которого поступает в турбину. В турбине энергия пара преобразуется в механическую энергию вращения электрического генератора. В генераторе происходит преобразование механической энергии в электрическую энергию. Отработанный пар отдает остаток тепловой энергии в «холодном» источнике – конденсаторе, превращаясь в конденсат, который затем опять поступает в солнечный парогенератор.

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

Параболоцилиндрические концентраторы солнечной энергии позволяют получать температуры $500\div 700\text{ }^{\circ}\text{C}$, необходимые для привода в движение стандартного теплового двигателя.

Концентрирующий коллектор (рисунок 1.4) состоит из приемника **П**, поглощающего излучение и преобразующего его в какой-либо другой вид энергии, и концентратора **К** в виде оптической системы, которая направляет поток солнечного излучения на приемник.

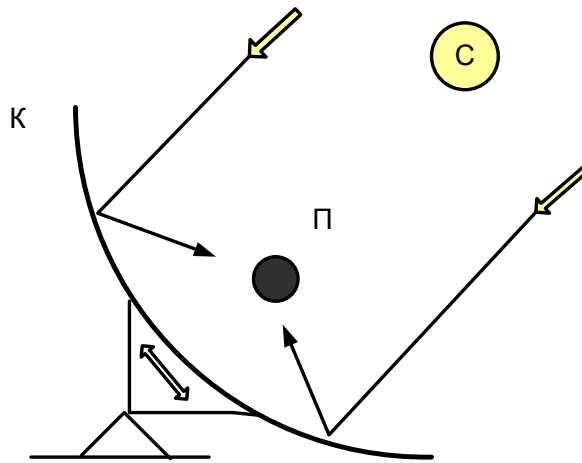


Рисунок 1.4 – Параболический концентратор

Параболический линейный коллектор состоит из концентрирующего зеркала, поглотителя и экрана. Зеркало имеет длину λ , а поглотитель (приемник) расположен вдоль его оси.

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

$$K_K = \frac{S_K}{S_R} . \quad (1.7)$$

Для идеального концентратора коэффициент концентрации представляет собой отношение плотности потока на приемнике к плотности потока на концентраторе. Его предельная величина ограничивается размерами источника лучей (Солнца) и его расстоянием до Земли и равна:

$$K_K = \left(\frac{L}{S_R} \right)^2 = 45000 , \quad (1.8)$$

где $S_R = 694\,500$ км – радиус Солнца; $L = 1498 \cdot 10^5$ км – расстояние от Земли до Солнца.

Такой параболический линейный концентратор обеспечивает концентрацию энергии в одном направлении и его коэффициент концентрации меньше, чем для параболоида, но его одномерное расположение осуществить проще и проще следить за Солнцем в одном направлении. Его ось располагается с Запада на Восток, а зеркало автоматически поворачивается вокруг оси, изменяя наклон за Солнцем. Экран уменьшает тепловые потери поглотителя, но закрывает его от прямого излучения. Приемник теряет энергию только в направлениях, незащищенных экраном. Теоретически максимальная

температура, достижимая в таком параболическом вогнутом концентраторе, 1160 К.

Практически достижимая температура 975 К (700 °С) из-за того, что реальные зеркала не являются строго параболическими, а полезное тепло выводится из приемника путем прокачки рабочей жидкости. Для получения электроэнергии с помощью солнечной системы необходимо использовать концентраторы солнечной энергии, позволяющие получить температуры 975 К и более, достаточные для работы теплового двигателя.

В параболическом объемном концентраторе сферической формы (параболоид вращения) концентрация энергии происходит в двух направлениях. В этом случае применяется более сложная система слежения за Солнцем. Максимально достижимая температура приемника при отклонениях профиля зеркала от параболы и неточностях слежения составляет 3000 К. Параболические объемные концентраторы изготавливаются с диаметром до 30 м. Мощность такого устройства составляет около 700 кВт, что с учетом КПД преобразования тепла в механическую, а затем в электрическую мощность, позволяет получить электрическую мощность 100÷200 кВт.

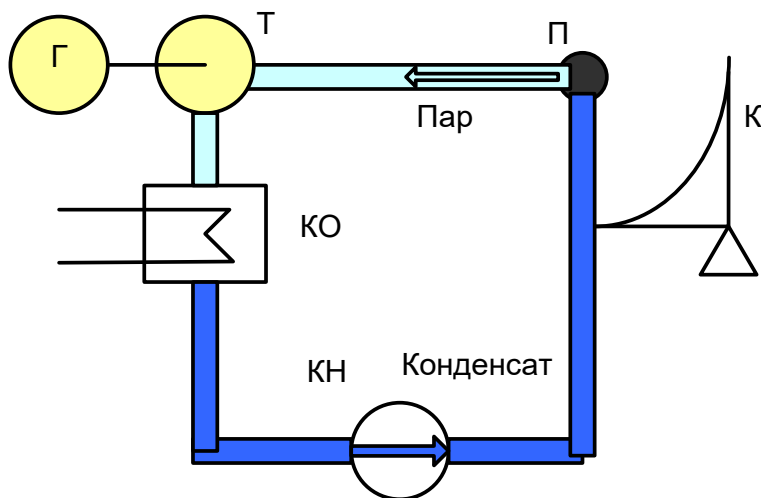


Рисунок 1.5 – Тепловой двигатель с параболическим концентрирующим коллектором – парогенератором:

K – концентратор; Π – приемник; T – турбина; G – электрический генератор;
 KO – конденсатор; KH – конденсатный насос

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

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

Принципиальная схема солнечной электростанции с рассредоточенным коллектором, состоящим из множества небольших концентрирующих коллекторов, каждый из которых независимо следит за Солнцем, представлена на рисунке 1.5.

Каждый коллектор передает солнечную энергию жидкости теплоносителю, горячая жидкость от всех коллекторов собирается в центральной энергостанции. Теплонесущая жидкость может быть прямо использована в парогенераторе и далее пар поступает в паровую турбину.

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

В приемнике парогенератора за счет получаемой от Солнца энергии вода нагревается и испаряется, увеличивается в объеме при постоянном давлении. Далее пар направляется в турбину, где он расширяется и происходит превращение его внутренней энергии в механическую работу. Затем пар, отработанный в турбине, конденсируется в конденсаторе и от него отводится тепло охлаждающей водой. Конденсат питательным насосом подается в парогенератор.

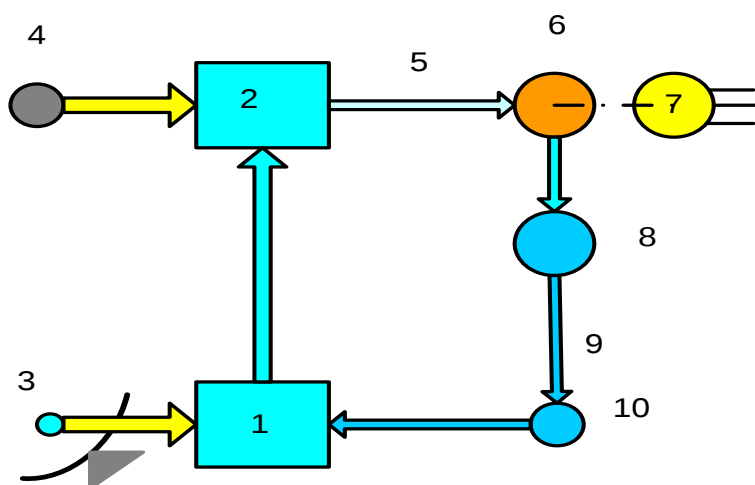


Рисунок 1.6 – Схема теплового двигателя на двух источниках энергии с двумя парогенераторами:

1 – солнечный парогенератор; 2 – котельная установка; 3 – приемник солнечного излучения; 4 – приемник парогенератора; 5 – паропровод; 6 – паровая турбина; 7 – генератор электрического тока; 8 – конденсатор; 9 – конденсатопровод; 10 – конденсатный насос

Это сопровождается повышением давления при постоянном объеме. Главный недостаток такой энергоустановки – неравномерность выработки электроэнергии в течение суток (отсутствие в ночное время) и значительные потери тепла на пути от приемников до турбины. Поэтому в настоящее время

строятся солнечные электростанции термодинамического типа с дополнительным источником тепловой энергии, который используется в ночное время или при плохой погоде. Схема такой установки представлена на рисунке 1.6.

Солнечный парогенератор **1** может выполнять роль предварительного нагревателя. Основным должен быть парогенератор **2**, питаемый от котельной установки (КУ) за счет сжигания топлива.

Парогенератор **1** получает энергию от преобразователя солнечной энергии. Он может быть выполнен на мощность $5 \div 10$ % от мощности основного. Так, при мощности энергоблока электростанции 100 тыс. кВт мощность солнечной энергоустановки может составить 10 тыс. кВт и *площадь преобразователя солнечной энергии*:

$$S = \frac{P_{\text{н}}}{G_{\text{м}} \cdot k_{\text{тм}} \cdot \eta} = 89286 \text{ м}^2. \quad (1.9)$$

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

Солнечная энергоустановка, использующая диссоциацию и синтез аммиака (NH_3), представлена на рисунке 1.7. В этой системе солнечные лучи фокусируются на приемнике **П**, в котором газообразный аммиак при высоком давлении разлагается на водород (H_2) и азот (N_2). Эта реакция эндотермическая. Недостаток энергии покрывается энергией солнечного излучения. Водород и азот далее направляются в камеру синтеза **КС**, где в присутствии катализатора происходит синтез аммиака и выделяется тепло, которое используется для подключения теплового двигателя. Выходящий из камеры синтеза аммиак охлаждается и сжижается.

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

Концентрирующая нагревательная система с оптическим (линзовым) концентратором показана на рисунке 1.8, где **1** – концентратор (линза Френеля), **2** – трубки с селективно поглощающими поверхностями, вакуумом между ними, с отражающей поверхностью от внутреннего излучения, **3** – жидкость.

Солнечный свет концентрируется на трубке и поглощается хорошо поглощающей селективной наружной поверхностью трубки. Жидкость в трубке нагревается до 500 °С. Получаемый пар приводит в движение турбину, с которой связан генератор. Для получения такой температуры при отношении

коэффициента поглощения селективной поверхности к ее коэффициенту излучения $\alpha/\varepsilon \approx 10$ достаточно коэффициента концентрации $K_K = 10$, что технически легко осуществимо.

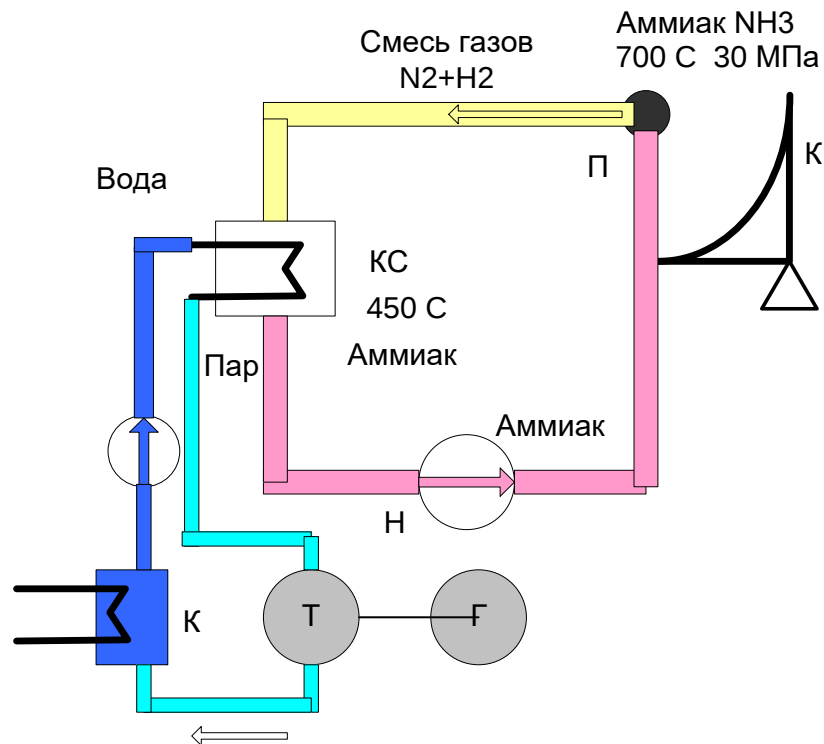


Рисунок 1.7 – Тепловой двигатель с аммиаком в качестве рабочей жидкости

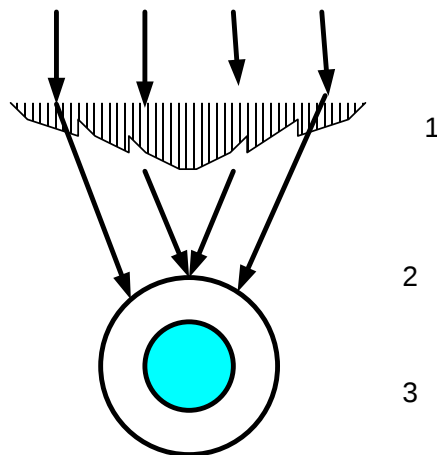


Рисунок 1.8 – Схема концентратора с линзой Френеля

Солнечная электростанция термоэлектрического типа представлена в качестве примера на рисунке 1.9. В РФ подобные электростанции построены в Крыму (рисунок 1.10) и в Республике Якутия. Общий вид параболических концентраторов дан на рисунках 1.11 и 1.12.



Рисунок 1.9 – Солнечная электростанция термoeлектрического типа в Калифорнии (США) мощностью 12,5 МВт



Рисунок 1.10 – Крымская солнечная электростанция термoeлектрического типа



Рисунок 1.11 – Параболический концентратор Крымской электростанции



Рисунок 1.12 – Концентратор Австралийской солнечной электростанции

1.3. Фотоэлектрические генераторы

Фотоэлектрическое (прямое) преобразование солнечной энергии в электрическую, основанное на особенностях электронной проводимости диэлектриков, в настоящее время является одним из приоритетных направлений ее использования.

В Португалии 28 марта 2007 г. в местечке Серпа (Serpa), что в 200 км от Лиссабона, заработала самая мощная солнечная электростанция в мире. Ее 52 тыс. солнечных батарей раскинулись на площади в 60 гектаров. Она обеспечивает энергией 8 тыс. домов. Мощность новой станции составляет 11 МВт, за год она вырабатывает свыше 20 ГВт·ч энергии. Серпа – одно из самых солнечных мест в Европе. Сооружение Серпской СФЭС – плод совместных усилий американских компаний *GE Energy Financial Services* и *Power Light*, а также португальской компании *Catavento*, стоил 73,5 млн долларов.

Данная электростанция «экономит» для Португалии выбросы парниковых газов на 30 тыс. тонн в год, если сравнивать с загрязнением от тепловой электростанции равной мощности.

Следует добавить, что Португалия инвестировала в следующие 5 лет в развитие альтернативных электростанций (Солнце, ветер, волны) 10,8 млрд долларов, при этом правительство стремилось достичь внушительного показателя – 45 % покрытия расхода электроэнергии в стране за счет возобновляемых источников к 2010 г.

В Институте материаловедения при университете г. Нюрнберг, Германия, разработан новый тип солнечных элементов, преимуществами которых являются сниженная стоимость, длительный срок службы, меньший вес. Элементы являются гибкими и, благодаря нанесенной на их оборотной поверхности специальной металлической сетке, могут абсорбировать солнечный свет и на оборотной поверхности.

КПД новых батарей составляет 20...24 % против 11 % для обычных солнечных батарей. Новые элементы воспринимают также рассеянный свет. Стоимость примененных материалов снижена на 50 %. Новые элементы найдут применение в космических исследованиях и при производстве гражданского оборудования.



Рисунок 1.13 – Атом кремния и четыре его валентные связи

Остановимся подробнее на процессе образования электронов проводимости в полупроводниках, например, в кремнии, являющимся типичным полупроводником (рисунок 1.13). Устройство и принцип действия фотоэлемента рассмотрим на примере самого распространенного в настоящее время фотоэлемента на основе кремния. Кремниевые фотоэлементы изготавливают путем диффузии фосфора из газовой среды в монокристалл

кремния *p*-типа, получая тонкий слой с *n*-проводимостью.

Атом кремния имеет порядковый номер в периодической системе Менделеева $Z = 14$. Поэтому заряд ядра атома кремния равен $+14e$ и в состав его атома входит 14 электронов. Однако из них четыре являются слабо связанными. Именно эти слабо связанные электроны участвуют в химических реакциях и обуславливают четыре валентности кремния, отчего они и получили название *валентных* электронов. Остальные десять электронов вместе с ядром составляют *остов атома*, имеющий заряд $+14e - 10e = +4e$ (рисунки 1.14 и 1.15).

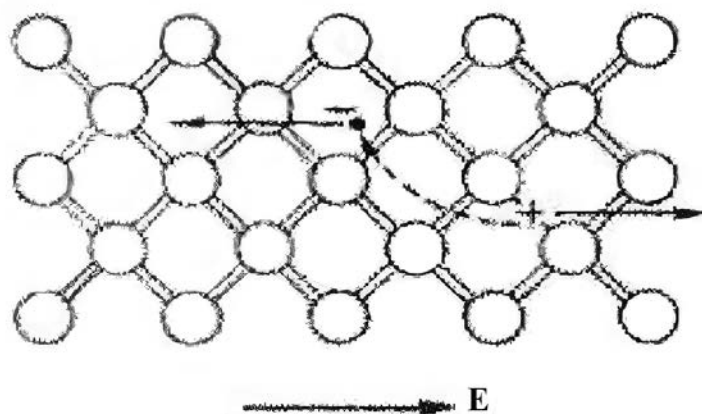


Рисунок 1.14 – Возникновение электрона проводимости и дырки в решетке кремния

Он окружен четырьмя валентными электронами, которые движутся вокруг остова и образуют облако отрицательного заряда. Связь двух соседних атомов обусловлена парой электронов, образующих так называемую *парно-электронную* или *валентную* связь.

Простейшая конструкция солнечного элемента на основе монокристаллического кремния показана на рисунке 1.16.

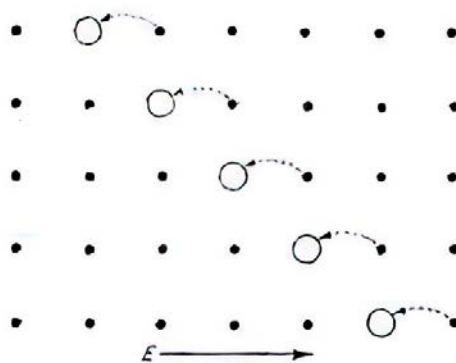


Рисунок 1.15 – Схема дырочной проводимости:
«●» – связанные электроны; О – валентные места (дырки)

Электрические контакты изготавливаются методом фотолитографии. Вначале для создания низкоомного контакта с кремнием испаряют и наносят титан **3**, затем тонкий слой палладия **4**, чтобы предупредить химическое взаимодействие титана с серебром, затем осаждают слой серебра **5** для получения токопроводящей сетки.

Итак, в кристалле полупроводника созданы две области – с *n*-проводимостью (электронная проводимость) и *p*-проводимостью (дырочная проводимость). В *p*-области концентрация основных носителей тока, дырок, значительно превышает концентрацию неосновных носителей, электронов, а в *n*-области – наоборот. По обе стороны от границы раздела областей возникают неравные концентрации электронов и дырок.

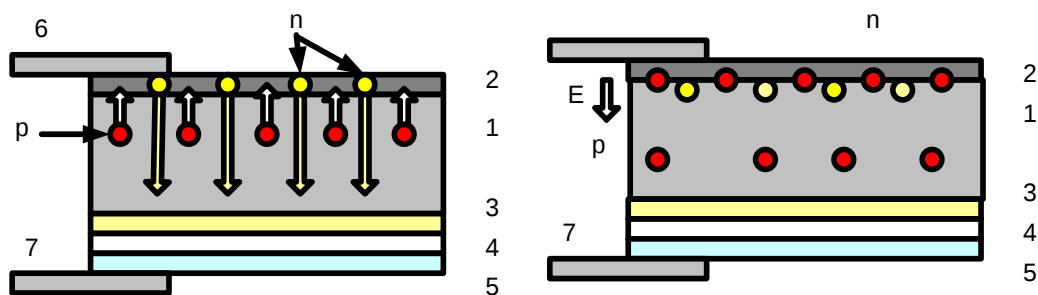


Рисунок 1.16 – Фотоэлемент. Принцип действия полупроводникового фотоэлемента

Это вызывает их диффузионное движение в сторону меньшей концентрации. Электроны, переходя в p -область, оставляют за собой положительно заряженные ионы, которые не могут принять участие в проводимости, так как жестко связаны с кристаллической решеткой. Дырки, переходя в n -область, оставляют отрицательно заряженные ионы, которые также связаны с решеткой.

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

Таблица 1.1 – Вольтамперная характеристика фотоэлемента:

$G, \text{кВт/м}^2$	$U, \text{В}$	$\Delta I, \text{А/м}^2$
1,0	0,5	200
0,8	0,5	160
0,6	0,5	120
0,4	0,5	80
0,2	0,5	40

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

Внутреннее поле кремниевого фотоэлемента создает разность потенциалов 0,5 В и допускает плотность тока до 200 А/м² при солнечном излучении 1 кВт/м².

КПД фотоэлемента равен 10÷20 %. Фотоэлементы соединяют последовательно, образуя модули, модули соединяются параллельно, образуя батареи. Обычно модуль состоит из 30÷35 фотоэлементов. Такое соединение имеет недостатки. При выходе из строя одного из элементов или неравномерном освещении его, он переходит в режим диода с прямым или обратным смещением и может перегреться. Для предотвращения лавинного

пробоя параллельно фотоэлементам устанавливают шунтирующие диоды. Фотоэлементы располагают в инертном наполнителе под прозрачной, герметичной, водонепроницаемой крышкой.

Основные технические требования к фотоэлементам:

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

Материалы для солнечных фотоэлектрических элементов:

Производство структур на основе кремния – процесс технологически сложный и дорогостоящий. Поэтому внимание было обращено на такие материалы, как сплавы на основе аморфного кремния (a-Si:H), арсенид галлия и поликристаллические полупроводники.

Аморфный кремний выступил в качестве более дешевой альтернативы монокристаллическому (МК). Первые СЭ на его основе созданы в 1975 г.

Оптическое поглощение аморфного кремния в 20 раз выше, чем кристаллического. Поэтому для существенного поглощения видимого света достаточно пленки a-Si:H толщиной $0,5 \div 1,0$ мкм вместо дорогостоящих 300 мкм подложек. Кроме того, благодаря существующим технологиям получения тонких пленок аморфного кремния большой площади не требуется операции резки, шлифовки и полировки, необходимых для СЭ на основе МК. По сравнению с поликристаллическими кремниевыми элементами изделия на основе a-Si:H производят при более низких температурах (300 °С): можно использовать дешевые стеклянные подложки, что сократит расход кремния в 20 раз.

Пока максимальный КПД элементов на основе a-Si:H – 12 % – несколько ниже КПД кристаллических кремниевых СЭ (≈ 15 %). Однако не исключено, что с развитием технологии КПД элементов на основе a-Si:H достигнет теоретического потолка – 16 %.

Арсенид галлия – один из наиболее перспективных материалов для создания высокоэффективных солнечных батарей. Это объясняется следующими его особенностями:

- почти идеальная для однопереходных солнечных элементов ширина запрещенной зоны 1,43 эВ;
- повышенная способность к поглощению солнечного излучения: требуется слой толщиной всего в несколько микрон;
- высокая радиационная стойкость, что совместно с высокой эффективностью делает этот материал чрезвычайно привлекательным для использования в космических аппаратах;
- относительная нечувствительность к нагреву батарей на основе GaAs;
- характеристики сплавов GaAs с алюминием, мышьяком, фосфором или индием дополняют характеристики GaAs, что расширяет возможности при проектировании СЭ.

Главное достоинство арсенида галлия и сплавов на его основе – широкий диапазон возможностей для дизайна СЭ. Фотоэлемент на основе GaAs может состоять из нескольких слоев различного состава. Это позволяет разработчику с большой точностью управлять генерацией носителей заряда, что в кремниевых СЭ является ограничено допустимым уровнем легирования. Типичный солнечный элемент на основе GaAs состоит из очень тонкого слоя AlGaAs в качестве окна.

Основной недостаток арсенида галлия – высокая стоимость. Для удешевления производства предлагается формировать СЭ на более дешевых подложках; выращивать слои GaAs на удаляемых подложках или подложках многократного использования.

Поликристаллические тонкие пленки также весьма перспективны для солнечной генерации. Чрезвычайно высока способность к поглощению солнечного излучения у диселенида меди и индия (CuInSe_2) – 99 % света поглощается в первом микроне этого материала (ширина запрещенной зоны – 1,0 эВ). Наиболее распространенным материалом для изготовления окна солнечной батареи на основе CuInSe_2 является CdS. Иногда для улучшения прозрачности окна в сульфид кадмия добавляют цинк. Немного галлия в слое CuInSe_2 увеличивает ширину запрещенной зоны, что приводит к росту напряжения холостого хода и, следовательно, повышению эффективности устройства. Один из основных способов получения CuInSe_2 – электрохимическое осаждение из растворов CuSO_4 , $\text{In}_2(\text{SO}_4)_3$ и SeO_2 в деионизированной воде при соотношении компонентов Cu:In:Se как 1:5:3 при $\text{pH} \gg 1,2 \div 2,0$.

Теллурид кадмия (CdTe) – еще один перспективный материал для фотовольтаники. У него почти идеальная ширина запрещенной зоны (1,44 эВ) и очень высокая способность к поглощению излучения. Пленки CdTe достаточно дешевы в изготовлении. Кроме того, технологически несложно получать разнообразные сплавы CdTe с Zn, Hg и другими элементами для создания слоев с заданными свойствами.

Подобно CuInSe_2 наилучшие элементы на основе CdTe включают гетеропереход с CdS в качестве оконного слоя. Оксид олова используется как прозрачный контакт и просветляющее покрытие. Серьезная проблема на пути применения CdS – высокое сопротивление слоя $p\text{-CdS}$, что приводит к большим внутренним потерям. Но она решена в $p\text{-i-n}$ -структуре с гетеропереходом CdTe/ZnTe . Пленки CdTe обладают высокой подвижностью носителей заряда, а солнечные элементы на их основе – высокими значениями КПД, от 10 до 16 %.

Среди солнечных элементов особое место занимают батареи, использующие *органические материалы*. КПД СЭ на основе диоксида титана, покрытого органическим красителем, весьма высок – $\approx 11\%$. Основа СЭ данного типа – широкозонный полупроводник, обычно TiO_2 , покрытый монослоем органического красителя. Принцип работы элемента основан на фотовозбуждении красителя и быстрой инжекции электрона в зону проводимости TiO_2 . При этом молекула красителя окисляется, через элемент идет электрический ток и на платиновом электроде происходит восстановление трииодида до иодида. Затем иодид проходит через электролит к фотоэлектроду, где восстанавливается окисленный краситель.

Представляет интерес технология получения тонких пленок кремния путем напыления парообразного кремния при температуре 2620°C .

Конструкция простейшего солнечного элемента на основе монокристаллического кремния приведена на рисунке 1.17.

На малой глубине от поверхности кремниевой пластины p -типа сформирован $p\text{-n}$ переход с тонким металлическим контактом. На тыльную сторону пластины нанесен сплошной металлический контакт.

Пусть $p\text{-n}$ переход расположен вблизи от освещаемой поверхности полупроводника. При использовании солнечного элемента в качестве источника электроэнергии к его выводам должно быть подсоединено сопротивление нагрузки R_n . Рассмотрим вначале два крайних случая: $R_n = 0$ (режим короткого замыкания) и $R_n = \infty$ (режим холостого хода). Зонные диаграммы для этих режимов изображены на рисунке 1.18а, б.

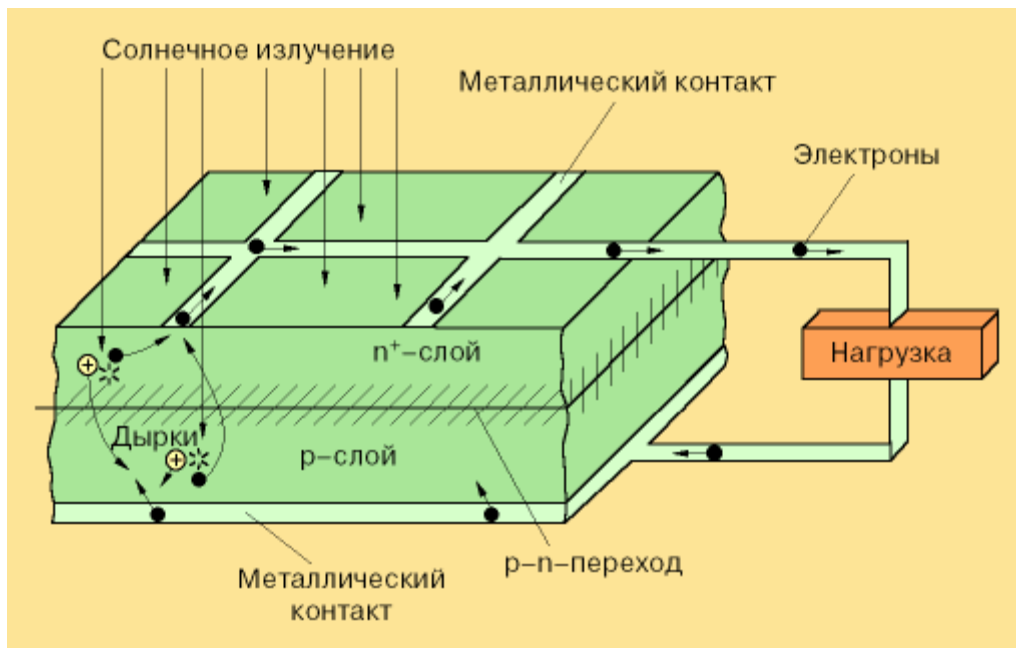


Рисунок 1.17 – Конструкция простейшего солнечного элемента

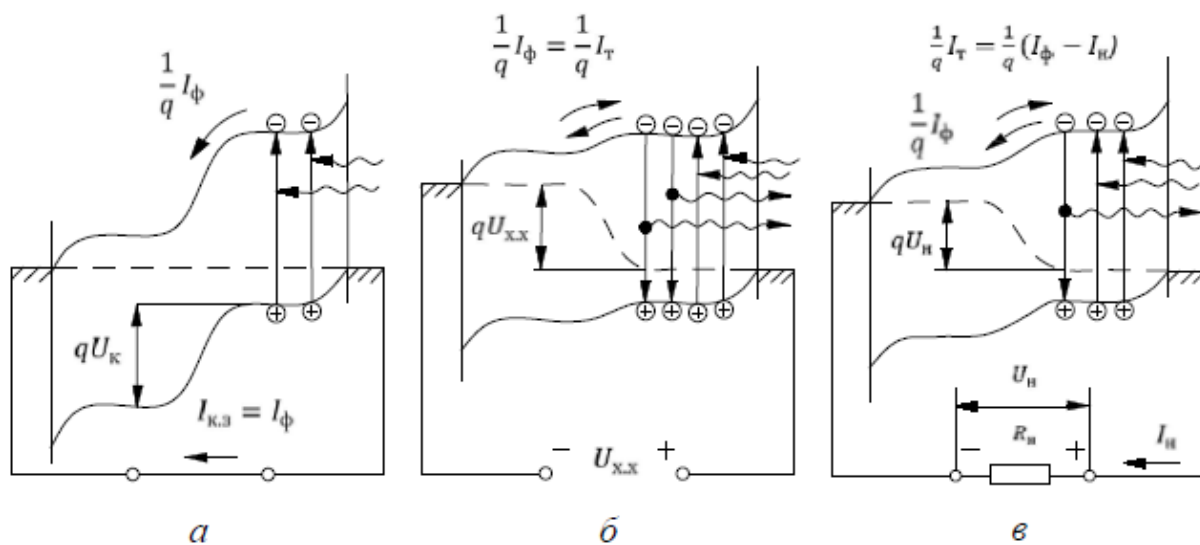


Рисунок 1.18 – Зонные энергетические диаграммы p - n перехода при освещении:
а) в режиме короткого замыкания; б) холостого хода; в) включения на сопротивление нагрузки

В первом случае зонная диаграмма освещенного p - n перехода не отличается от зонной диаграммы при термодинамическом равновесии (без освещения и без приложенного напряжения смещения), поскольку внешнее закорачивание обеспечивает нулевую разность потенциалов между n - и p -областями. Однако через p - n переход и внешний проводник течет ток, обусловленный фотогенерацией электронно-дырочных пар в p -области. Фотоэлектроны, образовавшиеся в непосредственной близости от области

объемного заряда, увлекаются электрическим полем p - n перехода и попадают в n -область.

Остальные электроны диффундируют к p - n переходу, стараясь восполнить их убыль, и в конечном итоге также попадают в n -область. В n -области возникает направленное движение электронов к тыльному металлическому контакту, перетекание во внешнюю цепь и в контакт к p -области. На границе контакта к p -области происходит рекомбинация подошедших сюда электронов с фотогенерированными дырками.

При разомкнутой внешней цепи p - n перехода (рисунок 1.18б) фотоэлектроны, попадая в n -область, накапливаются в ней и заряжают n -область отрицательно. Остающиеся в p -области избыточные дырки заряжают p -область положительно. Возникающая таким образом разность потенциалов является напряжением холостого хода $U_{x.x}$. Полярность $U_{x.x}$ соответствует прямому смещению p - n перехода.

Поток генерированных светом носителей образует фототок I_ϕ . Величина I_ϕ равна числу фотогенерированных носителей, прошедших через p - n переход в единицу времени:

$$I_\phi = q \frac{P_u}{h \cdot \nu}, \quad (1.10)$$

где q – величина заряда электрона; P_u – мощность поглощенного монохроматического излучения.

Здесь предполагается, что в полупроводнике каждый поглощенный фотон с энергией $h\nu \geq E_g$ создает одну электронно-дырочную пару. Это условие хорошо выполняется для солнечных элементов на основе Si и $GaAs$.

При нулевых внутренних омических потерях в солнечном элементе режим короткого замыкания эквивалентен нулевому напряжению смещения p - n перехода, поэтому ток короткого замыкания $I_{к.з}$ равен фототоку:

$$I_{к.з} = I_\phi. \quad (1.11)$$

В режиме холостого хода фототок уравнивается «темновым» током I_T – прямым током через p - n переход, возникающим при напряжении смещения $U_{x.x}$. Абсолютное значение «темнового» тока:

$$I_T = I_o \exp \left[\left(\frac{q \cdot U_{x.x}}{A \cdot k \cdot T} \right) - 1 \right] = I_\phi, \quad (1.12)$$

откуда при $I_\phi \gg I_o$

$$U_{x.x} = \frac{A \cdot k \cdot T}{q} \ln \left(\frac{I_\phi}{I_o} + 1 \right) \approx \frac{A \cdot k \cdot T}{q} \ln \frac{I_\phi}{I_o}, \quad (1.13)$$

где k – постоянная Больцмана, $k = 1,38 \cdot 10^{-23}$ Дж/К = $0,86 \cdot 10^{-4}$ эВ/К;

T – абсолютная температура, К;

I_0 – ток насыщения, А;

A – параметр вольтамперной характеристики p - n перехода, равная:

$$A = 0,434 \frac{q}{k \cdot T} \cdot \Delta U, \quad (1.14)$$

где ΔU – приращение напряжения при приращении плотности тока (или абсолютного значения тока) по касательной на один порядок.

«Темновой» ток сопровождается рекомбинацией неосновных носителей тока (в данном случае – электронов в p -области). При актах рекомбинации потенциальная энергия электронно-дырочных пар выделяется либо посредством излучения фотонов с $h\nu \approx E_g$, либо расходуется на нагревание кристаллической решетки. Оба процесса схематически показаны дополнительными стрелками на рисунке 1.18б. Таким образом, режим холостого хода солнечного элемента эквивалентен режиму работы светодиодов, а также выпрямительных диодов в пропускном направлении.

Найдем обобщенное выражение для вольт-амперной характеристики освещенного p - n перехода. Для этого предположим, что к нему подключен источник питания с варьируемым напряжением. При положительном напряжении смещения фототок I_ϕ вычитается из «темнового» тока p - n перехода, а при отрицательном – суммируется с ним. Выражение для вольт-амперной характеристики записывается в виде:

$$I = I_0 \left[\exp\left(\frac{q \cdot U}{A \cdot k \cdot T}\right) - 1 \right] - I_\phi. \quad (1.15)$$

Рассмотрим подключение к p - n переходу варьируемого сопротивления нагрузки (рисунок 1.18в). Направление тока в нагрузке всегда совпадает с направлением I_ϕ , а сам ток нагрузки I_n равен результирующему току через p - n -переход (см. (1.15)). Принимая направление тока I_ϕ за положительное, для I_n можно записать:

$$I_n = I_\phi - I_0 \left[\exp\left(\frac{q \cdot U_n}{A \cdot k \cdot T}\right) - 1 \right], \quad (1.16)$$

Здесь U_n – напряжение на нагрузке, равное напряжению на p - n переходе.

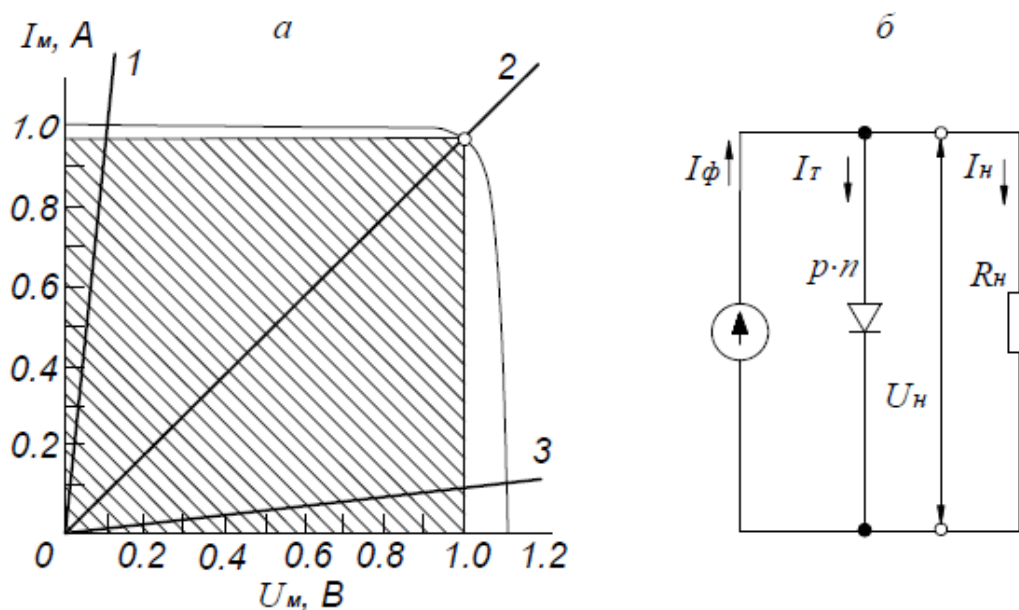


Рисунок 1.19 – Нагрузочная вольт-амперная характеристика р-п перехода GaAs и характеристики R_n при значениях 0,1 (1), 1,026 (2) и 10 Ом (3) и (а) – эквивалентная схема освещенного р-п перехода с сопротивлением нагрузки (б)

Выражение (1.16) описывает нагрузочную вольт-амперную характеристику освещенного р-п перехода. Нагрузочная ВАХ арсенид-галлиевого р-п перехода для значения фототока $I_\phi = 1 \text{ A}$ изображена на рисунке 1.19а, на этом же рисунке изображены ВАХ омических сопротивлений нагрузки:

$$I_n = \frac{U_n}{R_n}, \quad (1.17)$$

Для $R_n = 0,1 \text{ Ом}$, $R_n = 1,026 \text{ Ом}$ и $R_n = 10 \text{ Ом}$.

При известных параметрах нагрузочной ВАХ (1.16) и заданном значении R_n величины U_n и I_n находятся методом последовательных приближений при совместном решении (1.16) и (1.17) либо графически, как это сделано на рисунке 1.19а. Если R_n мало, пересечение графиков происходит на горизонтальном участке нагрузочной ВАХ, т. е. на участке, где «темновым» током через р-п переход можно пренебречь по сравнению с фототоком. По мере увеличения R_n ток через нагрузку уменьшается, т. к. с увеличением прямого смещения р-п переход как бы шунтирует нагрузку.

Таким образом, освещенный р-п переход в соответствии с выражением (1.16) может быть представлен в виде эквивалентной схемы (рисунок 1.19б). Здесь источник тока имитирует генерацию постоянного фототока, не зависящего от напряжения р-п перехода, а диод представляет собой неосвещенный р-п переход. При варьировании R_n фототок перераспределяется между нагрузкой и р-п переходом.

Электрическая мощность, выделяемая в нагрузке, определяется по формуле (пренебрегаем единицей в формуле (1.16)):

$$P = I_n \cdot U_n = I_\phi \cdot U_n - I_0 \cdot U_n \exp\left(\frac{q \cdot U_n}{A \cdot k \cdot T}\right). \quad (1.18)$$

В режимах короткого замыкания и холостого хода $P = 0$, поскольку либо U_n , либо I_n равны нулю.

Однако через p - n переход и внешний проводник течет ток, обусловленный фотогенерацией электронно-дырочных пар в p -области. Фотоэлектроны, образовавшиеся в непосредственной близости от области объемного заряда, увлекаются электрическим полем p - n перехода и попадают в n -область. Остальные электроны диффундируют к p - n переходу, стараясь восполнить их убыль, и в конечном итоге также попадают в n -область. В n -области возникает направленное движение электронов к тыльному металлическому контакту, перетекание во внешнюю цепь и в контакт к p -области. На границе контакта к p -области происходит рекомбинация подошедших сюда электронов с фотогенерированными дырками.

При наличии примесей электропроводность полупроводников сильно изменяется. Так кремний с добавкой фосфора в количестве всего около 0,001 атомного процента имеет удельное сопротивление при комнатной температуре около 0,6 Ом · см, т. е. почти в 100 000 раз меньше, чем сопротивление совершенно чистого кремния.

Такое влияние примесей вполне объясняется изложенными выше представлениями о строении полупроводников. Вернемся опять к конкретному примеру кремния и предположим, что в нем имеются атомы химической примеси, замещающие некоторые атомы кремния. В качестве примеси рассмотрим сначала какой-либо элемент пятой группы, например, мышьяк. Атом мышьяка как элемент пятой группы имеет пять валентных электронов. Но для осуществления парно-электронных связей в решетке кремния, как видно, необходимы всего четыре электрона. Поэтому пятый электрон атома мышьяка оказывается связанным особенно слабо и может быть легко отщеплен при тепловых колебаниях решетки. При этом возникает один электрон проводимости, а атом мышьяка превращается в положительно заряженный ион. Образование же дырки не происходит.

Резюмируя сказанное, видно, что полупроводники обладают той особенностью, что электропроводность в них может быть обусловлена как подвижными электронами, так и дырками. Если концентрация электронов в полупроводнике значительно больше концентрации дырок, то можно сказать, что полупроводник имеет *электронную* проводимость, или проводимость *n*-типа (от *negativ* – отрицательный). Если же значительно преобладают положительные дырки, то электропроводность называется *дырочной*, или *p*-

типа (от *positiv* – положительный). Носители заряда, представленные в большинстве (электроны в полупроводнике *n*-типа и дырки в полупроводнике *p*-типа), получили название *основных* носителей заряда, а представленные в меньшинстве – *не основных*. Если же концентрации электронов и дырок сравнимы между собой, то мы имеем *смешанную* проводимость.

Так, например, кремний с примесью мышьяка при низких температурах имеет только примесную проводимость и является полупроводником *n*-типа. Основные носители заряда в нем – электроны, а не основные – дырки. Последние возникают лишь в результате разрыва валентных связей, и их количество при низких температурах мало. Но при увеличении температуры количество таких процессов увеличивается и появляется заметная собственная проводимость. При этом увеличивается и количество дырок, и электропроводность по типу делается смешанной. При достаточно высоких температурах примесная проводимость, напротив, делается гораздо меньше, нежели собственная, и концентрация дырок становится практически равной концентрации электронов.

В полупроводниках *n*-типа основными подвижными носителями заряда являются отрицательные электроны, а в полупроводниках *p*-типа – положительные дырки. В случае контакта двух полупроводников электроны и дырки получают возможность переходить из одного полупроводника в другой, и поэтому между полупроводниками, так же как и между металлами, возникает контактная разность потенциалов, а в тонком пограничном слое появляется контактное электрическое поле.



Рисунок 1.20 – Солнечные батареи СЭ в КНР

Если в контакте находятся два полупроводника одного и того же типа (оба электронные или оба дырочные), то оба полупроводника обмениваются одинаковыми частицами: либо электронами, либо дырками, и явления в этом

случае имеют большое сходство с явлениями в двух соприкасающихся металлах.

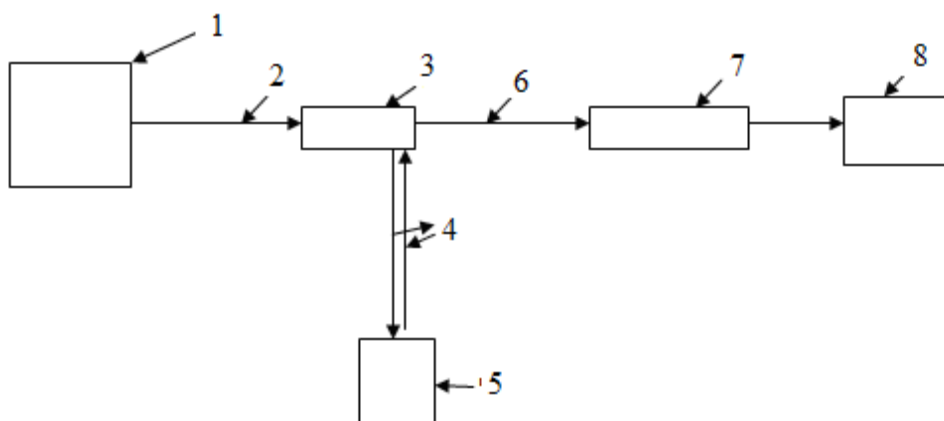


Рисунок 1.21 – Принципиальная схема солнечной электростанции фотоэлектрического типа:

- 1 – солнечные батареи; 2 – линия постоянного тока; 3 – промышленный контроллер;
 4 – линии постоянного тока; 5 – аккумуляторные батареи; 6 – линия постоянного тока;
 7 – инвертор (преобразователь постоянного тока в переменный $U = 220 \text{ В}$, $I = 5 \text{ А}$);
 8 – потребитель электрического тока

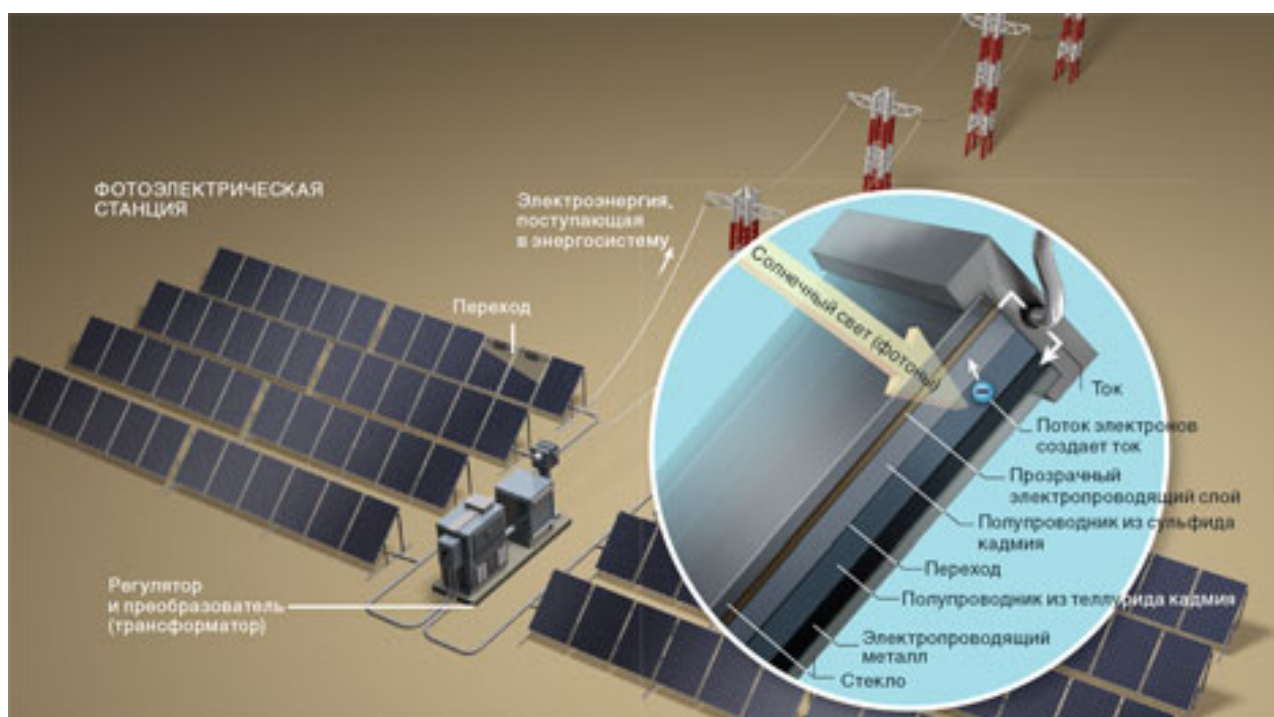


Рисунок 1.22 – Солнечная электростанция фотоэлектрического типа

Поэтому остановимся только на том случае, когда один из полупроводников имеет электронную проводимость (n -тип), а другой – дырочную (p -тип).

Масштабное строительство СЭ фотоэлектрического типа ведется в настоящее время в КНР. Одна из СЭ представлена на рисунке 1.20.

Принципиальная схема солнечной электростанции фотоэлектрического типа представлена на рисунках 1.21 и 1.22.

1.4. Солнечные коллекторы, принципы их действия и применения

Использование солнечной энергии в России в соответствии с программой «Экологически чистая энергетика» предусматривается в 13 регионах: Алтайском, Краснодарском, Приморском, Ставропольском и Хабаровском краях, Кабардино-Балкарии, Калмыкии, Северной Осетии, Чечне и Ингушетии, Астраханской, Волгоградской и Ростовской областях.

Однако осуществляется программа пока только в четырех регионах: в Краснодарском крае (города Краснодар, Новороссийск, Тимошевск, Усть-Лабинск), Ростовской обл. (г. Азов), Кабардино-Балкарии (г. Нальчик) и в Дагестане (села Гимры, Рубас, Хунзах и др.).

Солнечное теплоснабжение (СТС) как направление использования СЭ является наиболее освоенным. В основе таких систем лежит использование устройств, преобразующих солнечную радиацию в теплоту. Главным элементом этих устройств является плоский солнечный коллектор, поглощающий солнечные лучи с преобразованием их в тепловую энергию. В большинстве случаев применяется окраска поверхностей коллектора черной матовой краской или покрытие металлических поверхностей гальваническим способом.

Установки СТС используются для горячего водоснабжения, отопления и кондиционирования воздуха в жилых, общественных, санаторно-курортных зданиях, подогрева воды в плавательных бассейнах и в различных процессах промышленного и сельскохозяйственного производства. Различают:

- «активные» установки СТС, в которых используют коллекторы с циркуляцией теплоносителя;
- «пассивные» системы отопления зданий, в которых строительные конструкции используют как тепловоспринимающие элементы.

Опыт эксплуатации этих установок показывает следующее:

- в системах солнечного горячего водоснабжения (СГВС) замещается около 40÷60 % годового расхода топлива в зависимости от района расположения установок;
- в системах солнечного отопления и СГВС замещается 20÷50 % топлива;
- 100 м² коллектора обеспечивает замещение до 15 т у. т. в год;
- «пассивные» системы отопления зданий позволяют снижать энергопотребление домов до 40 %, а в отдельных случаях – до 70 %.

В настоящее время в мире работает более 3 млн гелиоустановок горячего водоснабжения (СГВС) и 450 тыс. систем солнечного отопления (ССО). В ССО широко используются тепловые насосы. В США и Японии работают более 6 млн тепловых насосов. За рубежом строительство СГВС началось в 1973–74 гг. и достигло пика в 1981–82 гг., далее несколько сократилось.

Наибольшей суммарной площадью установленных солнечных коллекторов располагают США – 10 млн м², далее следуют: Япония – 8 млн м², Израиль – 1,7 млн м², Австралия – 1,2 млн м².

Годовая производительность СГВС с температурой воды 30÷40 °С оценивается в 300÷650 кВт · ч/м², для получения 200÷300 л/день такой воды необходима общая площадь коллектора 5÷8 м². Производительность установок для отопления плавательных бассейнов с температурой 20÷27 °С составляет 250÷270 кВт · ч/м², для отопительных установок с температурой 35÷70 °С – 150÷300 кВт · ч/м². Стоимость 1 м² солнечного коллектора составляет (в долларах США):

США	250÷300;
Германия	400;
Австрия и Швейцария	800;
Великобритания.	300;
Австралия.....	200;
Испания	73.

В США большое распространение получили солнечные установки горячего водоснабжения, отопления и кондиционирования воздуха (1,1 млн штук). Перспективным считается использование «пассивных» систем для отопления зданий (200 тыс. жилых зданий и 15 тыс. промышленных зданий). В Японии работает около 310 тыс. солнечных бытовых и промышленных установок тепло- и хладоснабжения. Во Франции более 30 тыс. жилых домов используют солнечные коллекторы для отопления. В Нидерландах предусматривается широкое строительство низкотемпературных солнечных установок, с помощью которых в 2010 г. удалось заменить примерно 1 % расходуемого природного газа. В Испании общая площадь солнечных коллекторов составила около 220 тыс. м². В КНР имеется 100 тыс. м² площади солнечных коллекторов мощностью от 300 до 1200 Вт (90 % – более 1000 Вт), используемые в основном для «солнечных кухонь».

В РФ программа «Экологически чистая энергетика» предусматривает развитие систем солнечного отопления и горячего водоснабжения для индивидуальных жилых домов, сельскохозяйственных, курортных и некоторых производственных объектов (направление – солнечное теплоснабжение). При этом будут разработаны прогрессивные конструкции и высокомеханизированные технологические процессы для серийного производства долговечных и надежных солнечных коллекторов нового поколения (специальное стекло, свето- и термостойкие полимерные материалы, новые типы теплоизоляции и др.).

Общая потребность РФ в солнечных коллекторах оценивается миллионами квадратных метров, а 1 м² коллектора обеспечивает замещение до 0,15 т у. т. в год. Предполагается также разработать и построить серию

солнечно-топливных автономных комплексов (СТАК) для водо- и теплоснабжения вахтовых и коттеджных поселков (производительность в сутки по воде $100 \div 400 \text{ м}^3$; по тепловой мощности $1 \div 3 \text{ МВт}$).

Простейшая и наиболее дешевая система солнечного горячего водоснабжения основана на термосифонном принципе. Система состоит из солнечного коллектора и расположенного выше него бака-аккумулятора горячей воды. Плотность воды, нагретой в коллекторе, меньше, чем плотность более холодной воды в нижней части бака-аккумулятора, в результате чего в контуре возникает циркуляция. Когда бак-аккумулятор не может быть расположен выше коллектора (например, в больших системах), тогда циркуляция воды осуществляется насосом.

Помимо небольших солнечных систем теплоснабжения, рассчитанных на односемейный дом, все большее распространение получают системы, способные удовлетворить потребности многоквартирного дома или даже жилого района. Такие системы состоят из центрального блока теплоснабжения, распределительной сети и тепловых аккумуляторов.

В Краснодарском крае эксплуатируется шесть солнечно-топливных котельных в Краснодаре, Анапе, Новороссийске, Тимашевске, Усть-Лабинске, общей площадью солнечных коллекторов 1000 м^2 . В установках применены солнечные коллекторы (СК) Братского завода.

Солнечные приставки могут выполняться ко всем котельным, работающим по открытой схеме (т. е. на нужды горячего водоснабжения) при наличии территории для размещения СК (пустыри, эстакады и пр.). Гелиоприставки можно сооружать к существующим котельным и вновь проектируемым. Мощность солнечных приставок может составлять $5 \div 30 \%$ от мощности котельных, в среднем порядка 15% .

Конструктивные характеристики некоторых гелеоустройств повышенной эффективности приведены ниже.

1.4.1. Классификация и основные элементы гелиосистем

Системами солнечного отопления называются системы, использующие в качестве теплоисточника энергию солнечной радиации. Их характерным отличием от других систем низкотемпературного отопления является применение специального элемента – гелиоприемника, предназначенного для улавливания солнечной радиации и преобразования ее в тепловую энергию. По способу использования солнечной радиации системы солнечного низкотемпературного отопления подразделяют на пассивные и активные.

Пассивными называются системы солнечного отопления, в которых в качестве элемента, воспринимающего солнечную радиацию и преобразующего

ее в теплоту, служат само здание или его отдельные ограждения (здание-коллектор, стена-коллектор, кровля-коллектор и т. п.).

Активными называются системы солнечного низкотемпературного отопления, в которых гелиоприемник является самостоятельным отдельным устройством, не относящимся к зданию. Активные гелиосистемы могут быть подразделены:

- по назначению (системы горячего водоснабжения, отопления, комбинированные системы для целей теплоснабжения);
- по виду используемого теплоносителя (жидкостные – вода, антифриз и воздушные);
- по продолжительности работы (круглогодичные, сезонные);
- по техническому решению схем (одно-, двух-, многоконтурные).

Воздух является широко распространенным незамерзающим во всем диапазоне рабочих параметров теплоносителем. При применении его в качестве теплоносителя возможно совмещение систем отопления с системой вентиляции. Однако воздух – малотеплоемкий теплоноситель, что ведет к увеличению расхода металла на устройство систем воздушного отопления по сравнению с водяными системами.

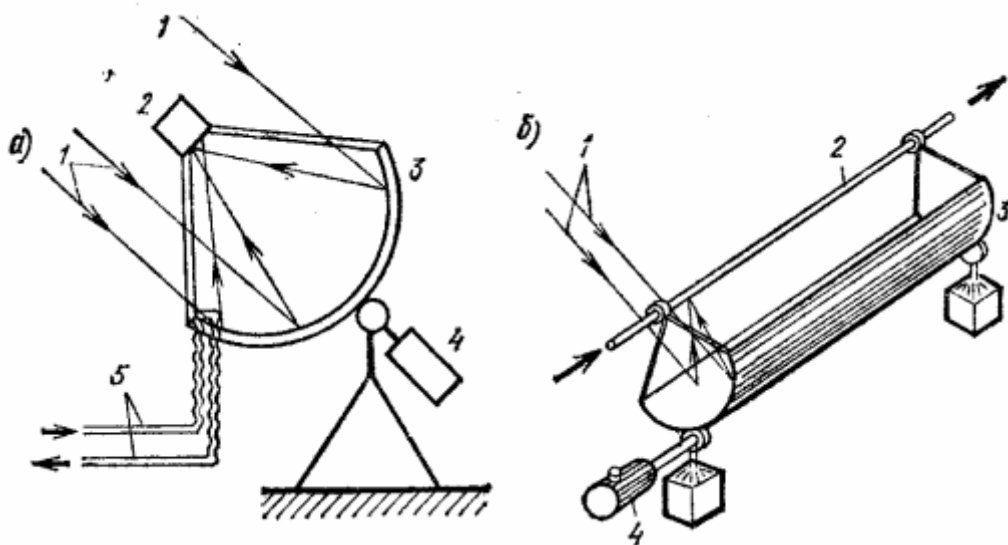


Рисунок 1.23 – Концентрирующие гелиоприемники:

а – параболический концентратор; *б* – параболоцилиндрический концентратор;

1 – солнечные лучи; 2 – тепловоспринимающий элемент (солнечный коллектор); 3 – зеркало;

4 – механизм привода системы слежения; 5 – трубопроводы, подводящие и отводящие теплоноситель

Вода является теплоемким и широкодоступным теплоносителем. Однако при температурах ниже 0 °С в нее необходимо добавлять незамерзающие жидкости. Кроме того, нужно учитывать, что вода, насыщенная кислородом, вызывает коррозию трубопроводов и аппаратов. Но расход металла в водяных

гелиосистемах значительно ниже, что в большой степени способствует более широкому их применению.

Сезонные гелиосистемы горячего водоснабжения обычно одноконтурные и функционируют в летние и переходные месяцы, в периоды с положительной температурой наружного воздуха. Они могут иметь дополнительный источник теплоты или обходиться без него в зависимости от назначения обслуживаемого объекта и условий эксплуатации.

Гелиосистемы отопления зданий обычно двухконтурные или чаще всего многоконтурные, причем для разных контуров могут быть применены различные теплоносители (например, в гелиоконтуре – водные растворы незамерзающих жидкостей, в промежуточных контурах – вода, а в контуре потребителя – воздух).

Комбинированные гелиосистемы круглогодичного действия для целей теплохолодоснабжения зданий многоконтурные и включают дополнительный источник теплоты в виде традиционного теплогенератора, работающего на органическом топливе, или трансформатора теплоты.

Основные элементы активных солнечных систем:

- гелиоприемник;
- аккумулятор теплоты;
- дополнительный источник или трансформатор теплоты (тепловой насос);
- потребитель (системы отопления и горячего водоснабжения зданий).

Выбор и компоновка элементов в каждом конкретном случае определяются климатическими факторами, назначением объекта, режимом теплопотребления, экономическими показателями.

Концентрирующие гелиоприемники (рисунок 1.23) представляют собой сферические или параболические зеркала, (параболоцилиндры), выполненные из полированного металла, в фокус которых помещают тепловоспринимающий элемент (солнечный котел), через который циркулирует теплоноситель.

Для обеспечения высокой эффективности процесса улавливания и преобразования солнечной радиации концентрирующий гелиоприемник должен быть постоянно направлен строго на Солнце. С этой целью гелиоприемник снабжают системой слежения, включающей датчик направления на Солнце, электронный блок преобразования сигналов, электродвигатель с редуктором для поворота конструкции гелиоприемника в двух плоскостях. Жидкостная комбинированная двухконтурная низкотемпературная система солнечного отопления с параболоцилиндрическим концентратором и жидкостным теплоаккумулятором представлена на рисунке 1.24.

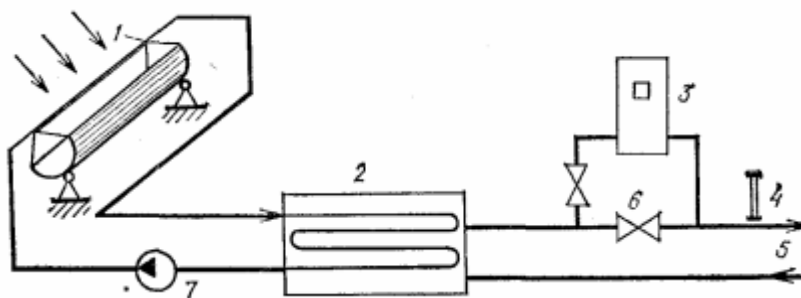


Рисунок 1.24 – Жидкостная комбинированная двухконтурная низкотемпературная система солнечного отопления:

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

Преимуществом систем с концентрирующими гелиоприемниками является способность выработки теплоты с относительно высокой температурой (до 100 °С) и даже пара. К недостаткам следует отнести высокую стоимость конструкции; необходимость постоянной очистки отражающих поверхностей от пыли; работу только в светлое время суток, а следовательно, потребность в аккумуляторах большого объема; большие энергозатраты на привод системы слежения за ходом Солнца, соизмеримые с вырабатываемой энергией. Эти недостатки сдерживают широкое применение активных низкотемпературных систем солнечного отопления с концентрирующими гелиоприемниками. В последнее время наиболее часто для солнечных низкотемпературных систем отопления применяют плоские гелиоприемники.

1.4.2. Солнечные коллекторы

Плоские солнечные коллекторы (рисунок 1.25) 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).

Простейший солнечный

Система отопления с приемником в виде металлического проточного нагревателя 1 представлена на рисунке 1.26. Она содержит изолированный накопитель 5, насос принудительной циркуляции 2, автоматический регулятор 3, трубопровод 4.

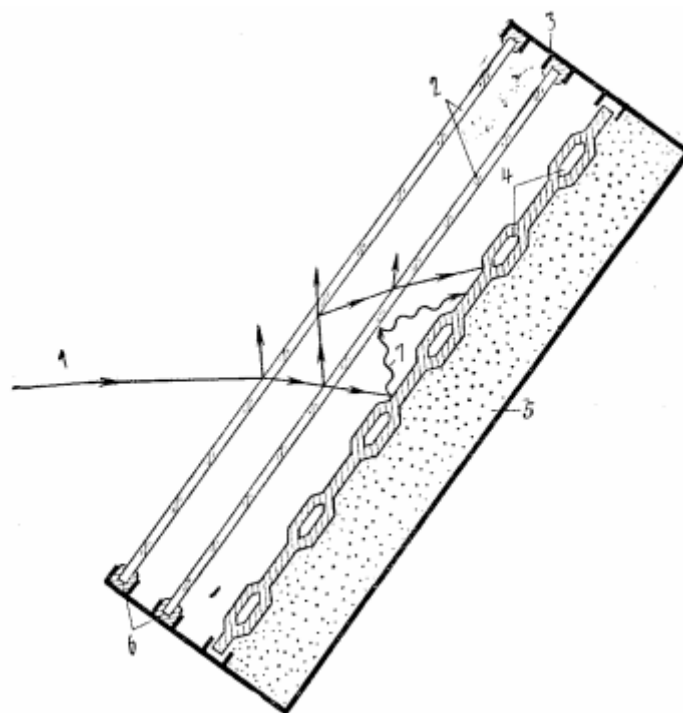


Рисунок 1.25 – Плоский солнечный коллектор:

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

Принцип действия водонагревателя заключается в концентрации солнечной энергии на поверхности труб и передаче его теплоносителю, который под давлением 1÷6 атмосфер поступает через подающий штуцер в теплоприемник, где воспринимает тепло от горячих стенок и подается через сливной штуцер потребителю. Водонагреватель рекомендуется использовать для систем отопления и горячего водоснабжения гражданских зданий, а также для технологических целей, где требуется горячая вода с температурой до 80 °С.

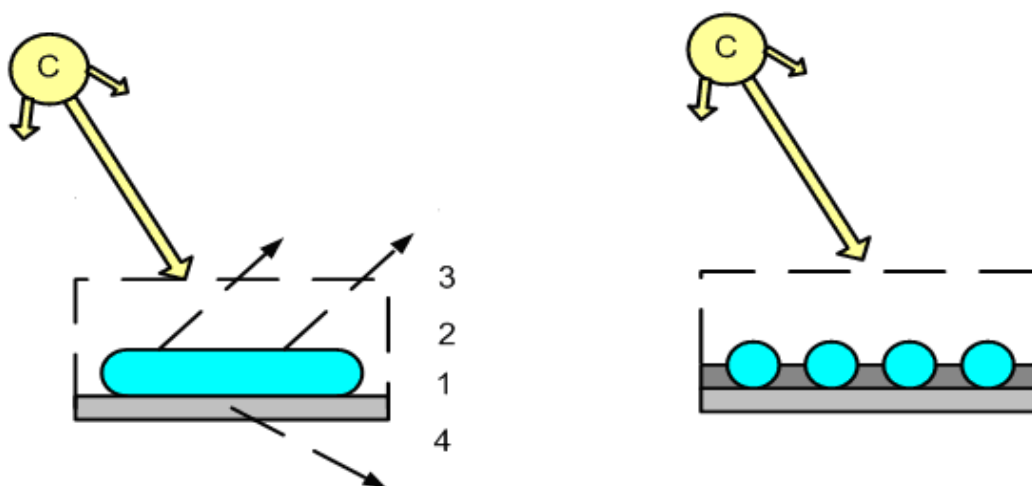


Рисунок 1.26 – Схема простейшего солнечного водонагревателя:

1 – металлическая труба-змеевик на металлической теплопоглощающей плите;
2 – контейнер; 3 – верхнее стекло; 4 – теплоизоляция

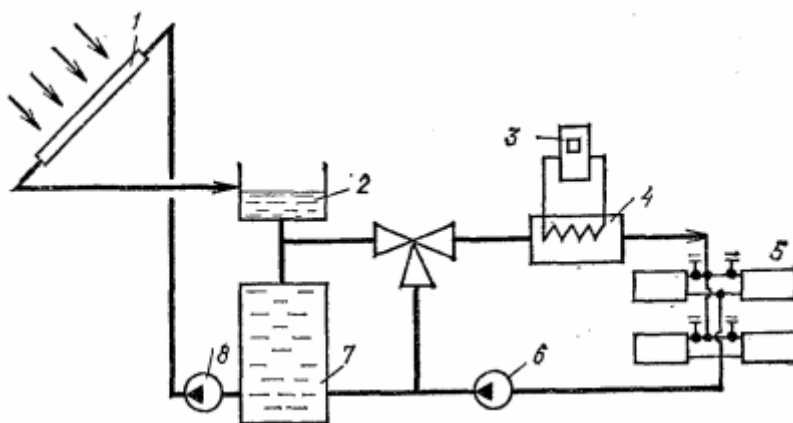


Рисунок 1.27 – Схема водяной низкотемпературной системы солнечного отопления с плоскими коллекторами и их автоматическим дренажем при прекращении циркуляции:

1 – солнечные плоские коллекторы; 2 – расширительный бак; 3 – дополнительный теплоисточник; 4 – теплообменник; 5 – отопительные приборы; 6 – циркуляционные насосы; 7 – бак теплоаккумулятор

На рисунке 1.27 представлена принципиальная схема водяной низкотемпературной системы солнечного отопления с солнечными коллекторами, в которой предусмотрен автоматический дренаж коллекторов при прекращении воздействия солнечной радиации.

В качестве тепловоспринимающей панели можно использовать любой металлический или пластмассовый лист с каналами для теплоносителя. Изготавливаются тепловоспринимающие панели из алюминия или стали двух типов: лист-труба и штампованные панели (труба в листе). Пластмассовые панели из-за недолговечности и быстрого старения под действием солнечных лучей, а также из-за малой теплопроводности не находят широкого применения. Под действием солнечной радиации тепловоспринимающие панели разогреваются до температур 70–80 °С, превышающих температуру окружающей среды, что ведет к возрастанию конвективной теплоотдачи панели в окружающую среду и ее собственного излучения на небосвод. Для достижения более высоких температур теплоносителя поверхность пластины покрывают спектрально-селективными слоями, активно поглощающими коротковолновое излучение солнца и снижающими ее собственное тепловое излучение в длинноволновой части спектра. Такие конструкции на основе «черного никеля», «черного хрома», окиси меди на алюминии, окиси меди на меди и другие стоят дорого (их стоимость часто соизмерима со стоимостью самой тепловоспринимающей панели).

Другим способом улучшения характеристик плоских коллекторов является создание вакуума между тепловоспринимающей панелью и прозрачной изоляцией для уменьшения тепловых потерь (солнечные коллекторы четвертого поколения). Устройство теплоизоляции удорожает и

утяжеляет конструкцию гелиоприемника. Опыт эксплуатации солнечных установок на основе солнечных коллекторов выявил ряд существенных недостатков подобных систем. Прежде всего, это высокая стоимость коллекторов. Увеличение эффективности их работы за счет селективных покрытий, повышение прозрачности остекления, вакуумирования, а также устройства системы охлаждения оказываются экономически нерентабельными. Существенным недостатком является необходимость частой очистки стекол от пыли, что практически исключает применение коллектора в промышленных районах. При длительной эксплуатации солнечных коллекторов, особенно в зимних условиях, наблюдается частый выход их из строя из-за неравномерности расширения освещенных и затемненных участков стекла за счет нарушения целостности остекления. Отмечается также большой процент выхода из строя коллекторов при транспортировке и монтаже. Значительным недостатком работы систем с коллекторами является также неравномерность загрузки в течение года и суток.

Опыт эксплуатации коллекторов в условиях Европы и европейской части России при высокой доле диффузной радиации (до 50 %) показал невозможность создания круглогодичной автономной системы горячего водоснабжения и отопления.

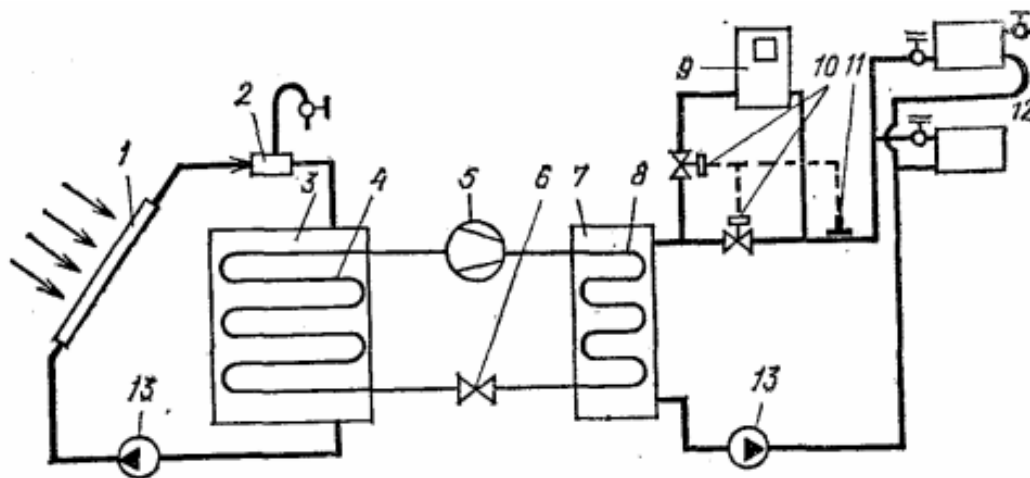


Рисунок 1.28 – Жидкостная двухконтурная комбинированная низкотемпературная система солнечного отопления с плоскими коллекторами, тепловым насосом и двумя жидкостными теплоаккумуляторами:

1 – солнечные коллекторы; 2 – воздушосборник; 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

Все гелиосистемы с солнечными коллекторами в средних широтах требуют устройства больших по объему баков-аккумуляторов и включения в

систему дополнительного источника энергии (рисунок 1.28), что снижает экономический эффект от их применения. В связи с этим наиболее целесообразно их использование в районах с высокой средней интенсивностью солнечной радиации (не ниже 300 Вт/м^2).

1.4.3. Солнечные абсорберы

Солнечные абсорберы состоят из тепловоспринимающей панели с каналами, по которым циркулирует теплоноситель. Тепловоспринимающая панель не изолируется остеклением со стороны, обращенной к солнцу, а частично и теплоизоляцией с обратной стороны. В связи с этим отпадает необходимость в корпусе, что значительно снижает стоимость данной конструкции по сравнению с солнечными коллекторами. Теплоноситель подается с постоянной температурой на $3\text{--}5^\circ\text{C}$ ниже температуры окружающего воздуха. Охлаждение теплоносителя производится с помощью теплового насоса.

За счет этого возможно полезное использование не только прямой и рассеянной солнечной радиации, но и теплоты атмосферы, осадков, фазовых превращений при конденсации и инееобразовании на их поверхности. Возможна также утилизация теплотерь через ограждающие конструкции при совмещении с ними абсорбера.

Солнечные абсорберы фактически не имеют потерь тепла. Лишь $5\text{--}10\%$ падающей на их поверхность солнечной радиации отражается от нее в зависимости от цвета и качества покрытия. Собственное тепловое излучение абсорбера на небосвод и окружающие поверхности также или отсутствует, или абсорбер сам воспринимает длинноволновое излучение небосвода и окружающих поверхностей. Абсорберы не требуют очистки от пыли, так как она увеличивает коэффициент поглощения солнечной радиации.

К устройству солнечных абсорберов предъявляются следующие требования: высокие поглотительные свойства поверхности за счет ее структуры, цвета, ориентации, высокие теплопроводность, долговечность (коррозионностойкость), низкая стоимость.

В качестве абсорбционных гелиоприемников чаще всего используются тепловоспринимающие панели двух типов: типа лист-труба и штампованные панели из алюминия к стали. Конструкция типа лист-труба обычно включает металлический лист, к которому привариваются! трубы круглого сечения.

Недостатками этой конструкции являются небольшая площадь контакта труб с листом и разрушение их металла при сварке, что приводит к ускорению коррозии в местах сварки. Недостаток второго типа тепловоспринимающей панели — низкая долговечность, так как такая панель быстро корродирует с внутренней стороны.

Солнечные абсорберы устанавливаются на кровле или могут служить ее конструктивным элементом, а также применяются в виде облицовочных стен, балконных ограждений или элементов ограды. При этом из-за их небольшого веса в отличие от солнечных коллекторов не требуется усиления несущих конструкций. На кровле здания абсорберы монтируются под углом к горизонту, равным географической широте местности $\pm 15^\circ$.

Основной недостаток солнечных абсорберов – необходимость поддержания постоянно низкого температурного уровня теплоносителя, из-за чего невозможно его использование для отопления и горячего водоснабжения зданий в зимний период. Для повышения потенциала низкотемпературного теплоносителя может применяться тепловой насос.

1.5. Контрольные вопросы к разделу 1

1. Традиционные и нетрадиционные источники энергии, сходство и отличия.
2. Запасы энергоресурсов и динамика структуры энергопотребления по источникам энергии: уголь; нефть; газ и т. д.
3. Экологические проблемы энергетики.
4. Возобновляемые и невозобновляемые источники энергии.
5. Место нетрадиционных источников в удовлетворении потребностей человека.
6. Запасы солнечной энергии и трудности ее использования.
7. Виды солнечных электростанций (на термодинамическом принципе, на фотоэлектрическом принципе).
8. Схема и принцип работы солнечной тепловой электростанции.
9. Солнечные концентрирующие коллекторы. Устройство. Описание. Концентрирующий коэффициент. Максимально достигнутые температуры.
10. Сосредоточенные коллекторы башенного типа. Принцип работы. Расчет площади преобразователя солнечной энергии.
11. Солнечные электростанции термоэлектрического типа.
12. Физические основы процессов преобразования солнечной энергии в электрическую.
13. Устройство и принцип действия фотоэлемента.
14. Простейшая конструкция солнечного элемента на основе монокристаллического кремния.
15. Принцип действия полупроводникового фотоэлемента.
16. Основные технические требования к фотоэлементам.
17. Зонные энергетические диаграммы p - n перехода при освещении.
18. Влияние примесей на электропроводность полупроводников.

19. Электронная, дырочная и смешанная проводимость.
20. Принципиальная схема солнечной фотоэлектростанции.
21. «Активные» и «пассивные» солнечные коллекторы, принципы их действия и применения.
22. Конструктивные характеристики гелиоустройств повышенной эффективности.
23. Описание простейшего солнечного водонагревателя.
24. Жидкостная комбинированная двухконтурная низкотемпературная система солнечного отопления с параболоцилиндрическим концентратором и жидкостным теплоаккумулятором.
25. Поясните, как устроен концентрирующий коллектор. Что такое коэффициент концентрации концентратора?
26. Параболический линейный концентратор и его характеристика. Параболоид вращения и его характеристики.
27. Поясните принцип работы солнечной системы для получения электроэнергии с использованием воды в качестве теплоносителя.
28. Поясните принцип работы солнечной системы для получения электроэнергии с использованием аммиака.

1.6. Практические задачи к разделу 1

Задача 1. Определите коэффициент использования номинальной мощности и срок окупаемости солнечной энергоустановки для получения электроэнергии. Значения суточной облученности 21 июня $8,6 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/\text{м}^2$ в день, 21 декабря $0,9 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/\text{м}^2$ в день, значения коэффициента ясности: наибольшее 0,7, среднее 0,5, количество солнечных дней (в том числе с переменной облачностью) $365/2$, максимальное (расчетное) значение потока солнечного излучения $0,8 \text{ кВт}/\text{м}^2$. Капитальные затраты на строительство солнечной энергоустановки 1000 долларов на 1 кВт установленной мощности. Стоимость электроэнергии 0,078 доллара за 1 кВт·ч. Предложите вариант схемы теплового двигателя солнечной энергоустановки, который обеспечивал бы ее непрерывную работу при крайне нерегулярной солнечной погоде. Срок окупаемости солнечной энергоустановки по аналогии с ветроэнергетической установкой и коэффициент использования:

$$T = \frac{C_K}{C_A \cdot 8760 \cdot k_i (1-z)}, \quad k_i = \frac{W}{P_H \cdot 8760} = \frac{\sum_0^{365} H_i \cdot S \cdot K_{Ti} \cdot \eta}{G_M \cdot S \cdot K_{TM} \cdot \eta \cdot 8760} = \frac{\sum_0^{365} H_i \cdot K_{Ti}}{G_M \cdot K_{TM} \cdot 8760},$$

где H_i – ежедневное значение суточной облученности при ясной погоде в

течение года, кВт·ч/м² ·день;

S – рабочая поверхность приемника, м²;

η – КПД преобразования солнечной энергии в электрическую;

K_{Ti} – ежедневное значение индекса ясности,

K_{TM} – то же – максимальное значение;

G_M – максимальное значение плотности потока солнечного излучения, кВт/м².

Ответ: 0,086; 21,3 года.

Задача 2. Определите коэффициент использования номинальной мощности и срок окупаемости солнечной энергоустановки для получения электроэнергии в условиях Египта. Значения расчетных показателей для климатических условий Египта: суточная облученность 21 июня 7,7 кВт·ч/м² в день, 21 декабря 6,2 кВт·ч/м² ·день, коэффициент ясности в течение года 0,8, количество солнечных дней в году 365, максимальное значение потока солнечного излучения 0,9 кВт/м². Капитальные затраты на строительство солнечной энергоустановки 1000 долларов на 1 кВт установленной мощности. Стоимость электроэнергии 0,078 доллара за 1 кВт·ч. Срок окупаемости солнечной энергоустановки определите по аналогии с ветроэнергетической установкой.

Ответ: 0,32; 5,7 года.

Задача 3. Определить количество энергии Q_{nj} (МДж), необходимое для нагрева m кг воды.

Исходные данные: $m = 10$ кг; C – теплоемкость воды ($C = 4,19$ кДж/кг °К); $T_k = 338$ °К – конечная температура нагрева, °К; $T_n = 288$ °К.

Ответ: 2,095 МДж.

2. ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА

2.1. Характеристики ветра, ветроэнергетические установки, состояние ветроэнергетики

В 2000 г. установленная мощность ветроэлектростанций (ВЭС) в мире составила 24 тыс. МВт, в том числе 70 % – в Европе:

- в Германии – 4,44 тыс. МВт;
- в Дании – 1,76 тыс. МВт;
- в Испании – 1,23 МВт;
- в Великобритании – 0,35 МВт.

Лидером в развитии и производстве оборудования для ветроэнергетики является Германия. В 2010 г. мощность ветроэлектростанций Европы составила около 60 тыс. МВт.

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

Максимальная проектная мощность ветроэнергетических установок определяется для некоторой стандартной расчетной скорости ветра в пределах от 7 до 15 м/с. Мощность, снимаемая с 1 м² ометаемой площади ветроколеса, равна 0,3...0,4 кВт. В районах с благоприятными ветровыми условиями среднегодовое производство электроэнергии составляет 25...35 % его максимального проектного значения. Срок службы ветрогенераторов 15...20 лет, а их стоимость 1000...1500 долларов США за 1 кВт проектной мощности. В ветроэнергетике районы со среднегодовой скоростью ветра менее 5 м/с считаются малопригодными для размещения ВЭУ, а со скоростью более 8 м/с – очень хорошими.

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

- 0 баллов – $0 \div 0,4$ м/с – штиль – условия для работы ветроэнергетических установок отсутствуют;
- 1 балл – $0,4 \div 1,8$ м/с – тихий ветер;
- 2 балла – $1,8 \div 3,6$ м/с – легкий ветер;
- 3 балла – $3,6 \div 5,8$ м/с – слабый ветер – начинают вращаться тихоходные ветроколеса и колеса ветроэлектростанций;
- 4 балла – $5,8 \div 8,5$ м/с – умеренный ветер;
- 5 баллов – $8,5 \div 11$ м/с – свежий ветер – мощность ветроэнергетических установок достигает 30 % проектной;
- 6 баллов – $11 \div 14$ м/с – сильный ветер – мощность ветроэнергетических установок равна номинальной;
- 7 баллов – $14 \div 17$ м/с – крепкий ветер – ветроэнергетические

- установки развивают номинальную мощность;
- 8 баллов – $17 \div 21$ м/с – очень крепкий ветер – ветроэнергетические установки начинают отключаться, условия работы для них – предельно допустимые;
- 9 баллов – $21 \div 25$ м/с – шторм – все ветроэнергетические установки отключаются, устанавливаются в нерабочее положение, возникают небольшие разрушения;
- 10 баллов – $25 \div 29$ м/с – сильный шторм – возникают значительные разрушения, деревья вырываются с корнем;
- 11 баллов – $29 \div 34$ м/с – жестокий шторм – возникают широкомасштабные разрушения, возможно повреждение некоторых ветроэнергетических установок;
- 12 баллов – более 34 м/с – ураган – происходят опустошительные разрушения, серьезные повреждения ветроэнергетических установок вплоть до разрушения.

В мире развитие ветроэнергетики шло по трем основным направлениям:

- расширение производства ветроагрегатов (ВА) малой мощности до 25 кВт, на них приходится основной объем продаж, они используются для электроснабжения автономных потребителей, насосных и мелиоративных установок;
- расширение производства ВА средней мощности $55 \div 500$ кВт, они применяются как источники электроснабжения групп потребителей, для совместной работы с действующими энергосистемами и создания так называемых «ветровых ферм», ожидается расширение рынка потребителей этих ВА;
- создание ветроагрегатов мощностью 1 МВт и более, они выпускаются единичными экземплярами, но имеют хорошую перспективу при создании ветроэнергетических систем электроснабжения (ВЭСЭ), этому классу ВА эксперты предсказывают большое будущее.

Наиболее острый вопрос ветроэнергетики – *экономическая эффективность и экологичность ВЭУ (ветроэнергетических установок)*. Исследования, проведенные в ряде стран, показали, что наиболее экономичными сейчас являются ВЭУ мощностью $100 \div 300$ кВт, ожидается в будущем $250 \div 350$ кВт. Рентабельность ВЭУ средней мощности может быть обеспечена при комбинированном их использовании с дизель-генераторами как резервными источниками энергии. На этой базе создаются автономные и комбинированные (с действующими энергосистемами) ВЭУ.

Один из отрицательных факторов ВЭУ – *блокировка территории оборудованием установки* и связанные с этим экологические и экономические потери. Если на 1 км^2 можно разместить ТЭС мощностью 1000 МВт или солнечную ЭС на $30 \div 60$ МВт, то максимальная мощность ВЭС, которая может

быть получена с 1 км^2 , составляет всего 10 МВт. Кроме того, при работе ВЭУ возникает *характерный шум*, который около ВЭУ может достигать 50÷80 дБ. В этой связи в Германии, Дании, Нидерландах, согласно законодательству, уровень шума не должен превышать: днем – 50 дБ, ночью – 35 дБ; минимальное расстояние ВЭУ от домов – 300 м, дорог – 20÷75 м, линий электропередач – 39÷52 м, аэропортов – 4÷6 км.

Применение ВЭУ мощностью 500 кВт и выше позволяет значительно экономить занимаемую ими площадь (особенно в Европе), а также снижает удельные капитальные вложения и стоимость электроэнергии.

2.2. Классификация ветроэнергетических установок (ВЭУ)

В соответствии с ГОСТ Р 51990-2002 «Нетрадиционная энергетика. Ветроэнергетика. Установки ветроэлектрические. Классификация» ветроэнергетические установки можно классифицировать по следующим признакам:

1. *По виду вырабатываемой энергии:* механические и электрические. Электрические к тому же на ВЭУ постоянного и ВЭУ переменного тока.

2. *По мощности:*

- *очень малые* – менее 5 кВт, диаметром ветроколеса до 10 м;
- *малые* – от 5 до 99 кВт и до 25 м;
- *средние* – от 100 кВт до 1 МВт 1000 кВт и до 64 м;
- *большие* – мощностью свыше 1 МВт и до 130 м.

3. *По областям применения:* ветронасосные и ветросиловые.

4. *По взаимному положению оси ветроколеса и направлению воздушного потока:*

- *горизонтально-осевые;*
- *вертикально-осевые.*

5. *По вращающей силе:*

- *установки, использующие силу сопротивления;*
- *установки, использующие подъемную силу.*

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

6. *По геометрическому заполнению ветроколеса:* одно-, двух-, трех-, многолопастные.

Установки с большим геометрическим заполнением – многолопастные развивают значительную мощность при слабом ветре. Установки с малым геометрическим заполнением достигают максимальной мощности при больших оборотах и дольше выходят на режим. Поэтому первые используют в качестве насосов. Они работоспособны даже при слабом ветре. Вторые – в качестве

электрогенераторов, где требуется высокая частота вращения.

7. По назначению:

- *ветряные мельницы* – для непосредственного выполнения механической работы;
- *ветроэлектрогенераторы* – для производства электроэнергии.

8. По стабильности частоты вращения:

- *установки с постоянной частотой вращения* – ветроэлектрогенераторы, синхронизированные с мощной энергосистемой;
- *установки с переменной частотой вращения.*

9. По способу соединения ветроколеса с генератором:

- *жесткие;*
- *через промежуточный преобразователь энергии, буфер.*

Ветроэнергостановки с горизонтальной осью вращения – это в основном ветроколеса пропеллерного (рипеллерного) типа, приводимые во вращение подъемной силой, действующей на лопасть или крыло с аэродинамическим профилем (рисунки 2.1 и 2.2).

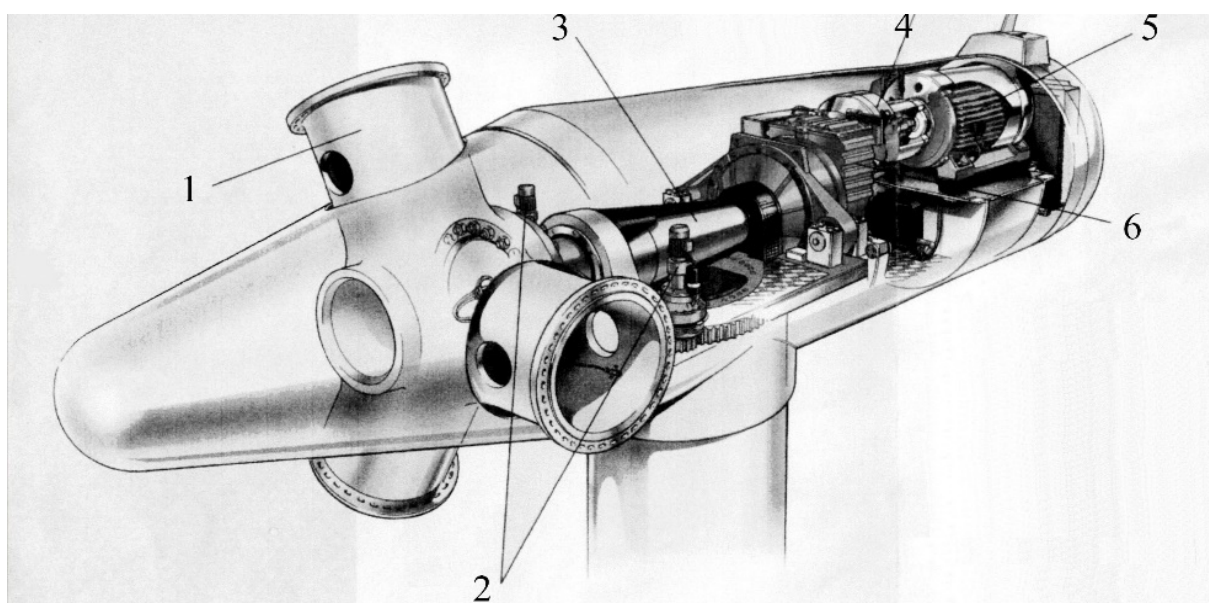


Рисунок 2.1 – Общий вид пропеллерной ветроэнергетической установки с горизонтальной осью вращения:

- 1 – рабочее колесо; 2 – система разворота лопастей; 3 – гидромуфта; 4 – мультипликатор;
5 – генератор; 6 – тормоз системы поворота

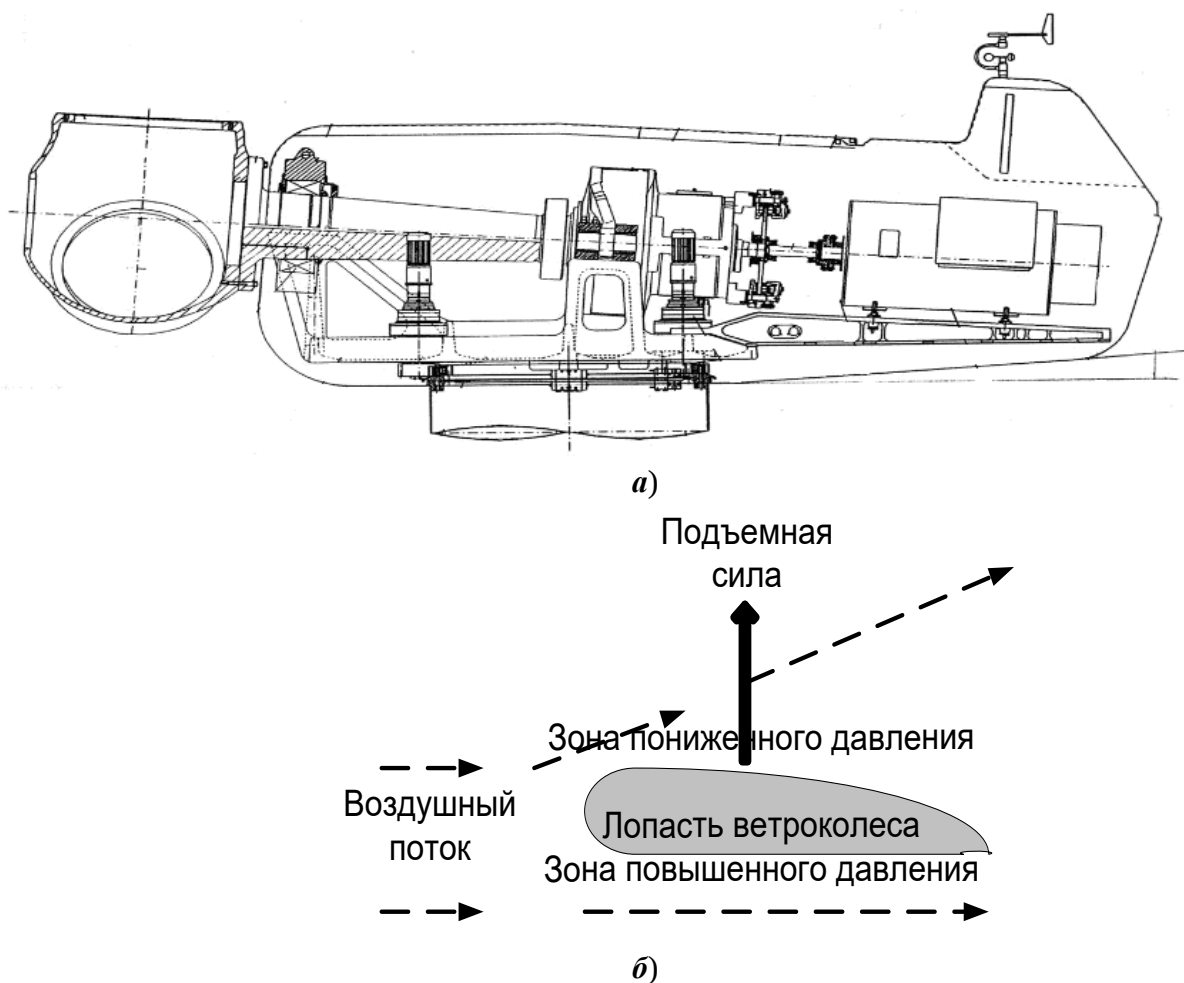


Рисунок 2.2 – Ветроэнергетическая установка с горизонтальной осью вращения:
 а) конструкция ветроголовки пропеллерной ветроэнергетической установки с горизонтальной осью вращения; б) действие подъемной силы

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

- 1) ветроротор, ступица ветроротора;
- 2) вал ротора ветродвигателя;
- 3) крепление подшипника;
- 4) корпус ветроголовки;
- 5) коробка передач;
- 6) опора;
- 7) тормоз ротора;
- 8) вал генератора;

- 9) теплообменник;
- 10) подшипник ротора;
- 11) станина;
- 12) горизонтальный тормозной диск;
- 13) горизонтальный тормоз;
- 14) горизонтальная поворотная платформа с поворотным диском;
- 15) муфта сцепления;
- 16) электрический генератор;
- 17) опора генератора;
- 18) измерительное устройство (флюгер и анемометр);
- 19) опорная конструкция – мачта.

Ветроэнергетические установки с вертикальной осью находятся в рабочем положении при любом направлении ветра (рисунок 2.3) и позволяют устанавливать генератор внизу. Недостатки таких установок – большая подверженность усталостным разрушениям из-за возникающих колебательных процессов и пульсация вращающего момента, приводящая к нестабильности выходных параметров генератора, а также низкая эффективность преобразования ветрового потока в установках, использующих силу сопротивления. ВЭУ с вертикальной осью: ротор Савониуса (см. рисунок 2.3), ротор Дарье (рисунок 2.4а), ротор Эванса (рисунок 2.4б), ротор с откидными пластинами, (рисунок 2.5а), роторная ветроэнергетическая установка с вертикально-осевым ротором Флеттнера (рисунок 2.5б).

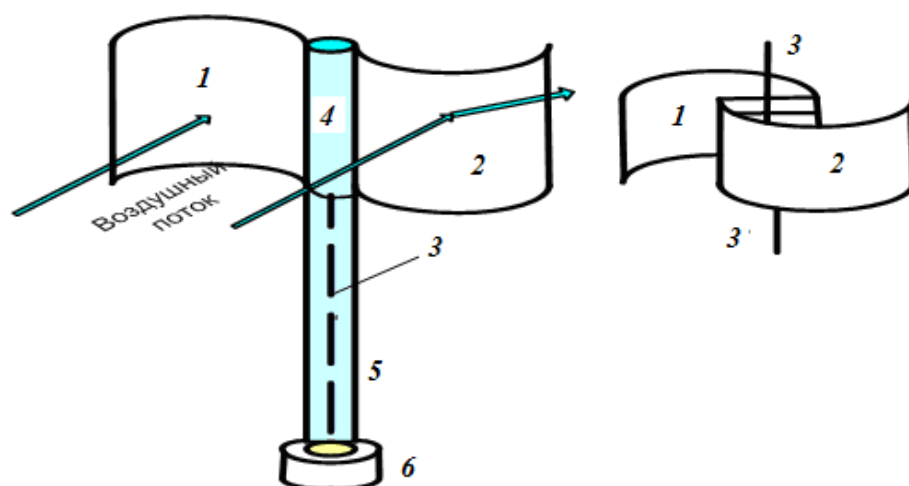


Рисунок 2.3 – Ветроэнергетическая установка с вертикально-осевым ротором Савониуса:
 1, 2 – лопасти, установленные на вращающейся ветроголовке; 3, 4 – вертикальный вал;
 5 – башня; 6 – электрический генератор

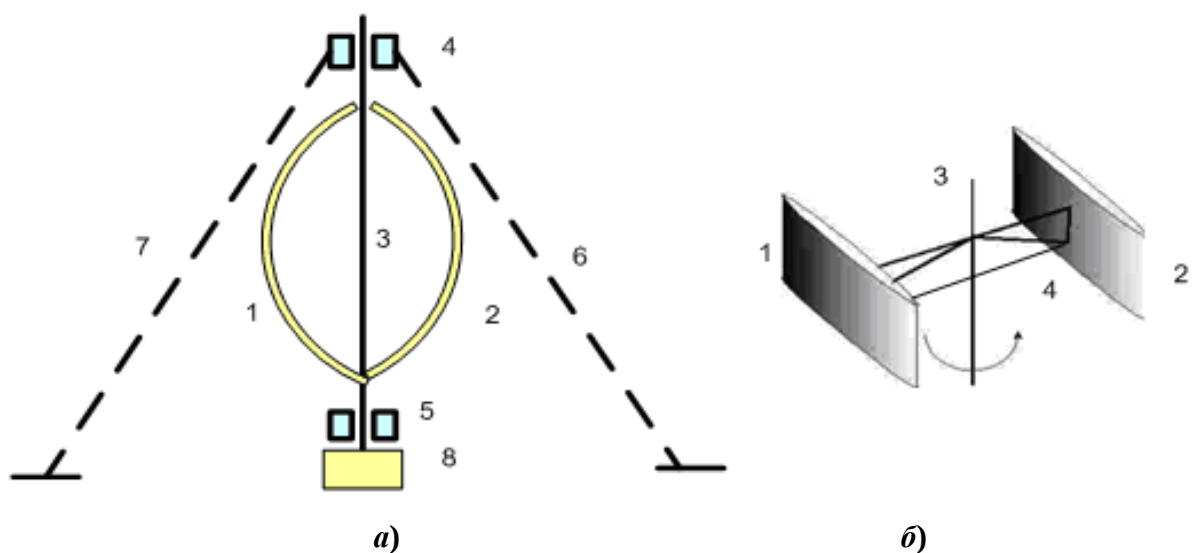


Рисунок 2.4 – Схемы роторов:

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

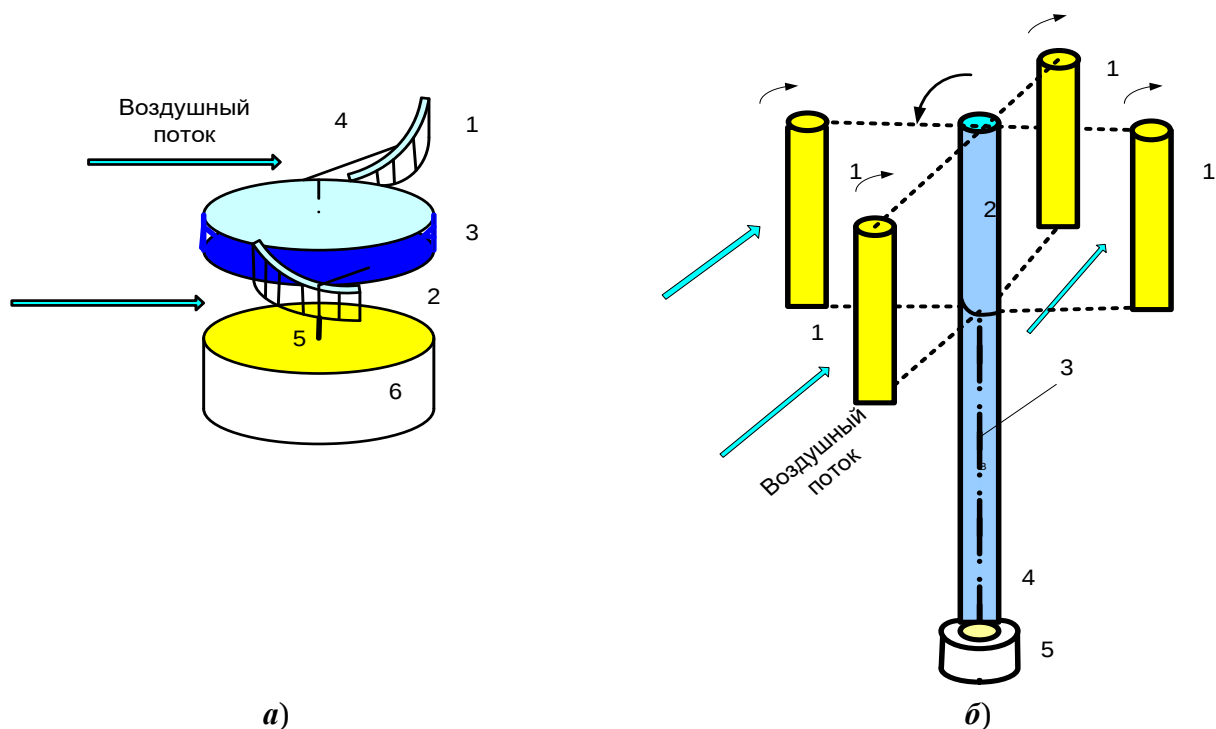


Рисунок 2.5 – Схемы роторов:

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

2.3. Ветровой кадастр России

Систематизированный свод сведений, характеризующий ветровые условия местности, составляемый периодически или путем непрерывных наблюдений и дающий возможность количественной оценки энергии ветра и расчета ожидаемой выработки ветроэнергетическими установками, представлен в ветровом кадастре.

Сведения о ветровом кадастре России – сфера экономически целесообразного применения ветроустановок в современных условиях ограничивается в основном районами, имеющими децентрализованное энергоснабжение, благоприятные ветровые условия и возможность эксплуатации ветроустановок в течение большей части года. Энергетические ветровые зоны в России представлены на рисунке 2.6. Первая зона расположена в основном на побережье и островах Северного Ледовитого океана от Кольского полуострова до Камчатки, в районах Каспийского моря, нижней и средней Волги, на побережье Охотского, Баренцева, Черного и Азовского морей отличаются, как это видно на карте, высокой интенсивностью ветрового режима и составляют почти 5 млн км². Здесь среднегодовые скорости ветра превышают 6 м/сек. В этих районах часто наблюдаются ураганные ветры (выше 30 м/сек), которые сопровождаются снежными метелями и буранами. Поэтому в указанной зоне можно использовать только агрегаты с ветродвигателями высокой быстроходности (двух-трехлопастные), прочность которых рассчитана на ветровые нагрузки при скоростях ветра 40 м/сек.



Рисунок 2.6 – Карта ветроэнергетических ресурсов России:

1 – выше 6 м/с; 2 – от 3,5 до 6 м/с; 3 – до 3,5 м/с

(цифрами обозначены зоны со среднегодовыми скоростями ветра)

В Арктике и на побережье наиболее эффективно применение ветроэлектрических станций, работающих совместно с тепловым резервом, а также небольших ветроэлектрических агрегатов.

Большинство областей европейской части России относятся к зоне *средней интенсивности* ветра. В этих районах среднегодовая скорость ветра составляет от 3,5 до 6 м/сек. К этой же зоне относится часть территории, лежащая юго-восточнее озера Байкал.

Третья зона занимает обширную территорию Восточной Сибири и Дальнего Востока, некоторых областей европейской части России. В этой зоне скорости ветра относительно невелики – до 3,5 м/с, и широкое применение здесь ветроэнергетических установок не рекомендуется.

Валовой ветровой потенциал оценивается в $80 \cdot 10^{15}$ кВт · ч/год, технический в $6,2 \cdot 10^{15}$ кВт·ч/год, экономический – в $31 \cdot 10^{12}$ кВт·ч/год. При этом длительность действия энергетического потока ветра составляет от 2000 до 5000 часов в год. АО «Нетраэл» с привлечением ряда организаций разработал «Атлас ветропотенциала России» с программным обеспечением расчета ветропотенциала и выработки электроэнергии для любой намечаемой строительной площадки и любого ветроэнергетического оборудования.

Около 30 % экономического потенциала ветроэнергетики сосредоточено на Дальнем Востоке, примерно по 16 % – в Западной и Восточной Сибири, 14 % – в Северном экономическом районе и менее чем по 5 % – в остальных районах.

Наиболее перспективными для размещения ветроэнергетических установок являются побережья морей и участки их шельфов. На шельфах морей удельная мощность ветрового потока достигает $1000 \div 1500$ Вт/м², а на побережьях – $500 \div 1000$ Вт/м², в то время как на удалении от побережий и в глубинных районах удельная мощность ветрового потока составляет 100...500 Вт/м².

Впрочем, достижений, несмотря на все проблемы, было намного больше. Например, можно вспомнить про запуск в Ростовской области сразу трех ветряных электростанций, которые ознаменовали начало серийного строительства ветропарков в России.

2.4. 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:

$$\frac{mV^2}{2}. \quad (2.1)$$

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

$$m = \rho \cdot F \cdot V. \quad (2.2)$$

Подставив (2.2) в выражение кинетической энергии (2.1), получим:

$$\frac{m \cdot V^2}{2} = \frac{\rho \cdot F \cdot V^3}{2}, \quad (2.3)$$

где ρ – плотность воздуха, кг/м³. При расчетах в качестве ρ часто принимают ее значение, равное 1,226 кг/м³ соответствующее нормальным климатическим условиям: $t = 15^\circ\text{C}$, $p = 760$ мм рт. ст., или 101,3 кПа.

Из (2.3) 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 :

$$T = P \cdot V. \quad (2.4)$$

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

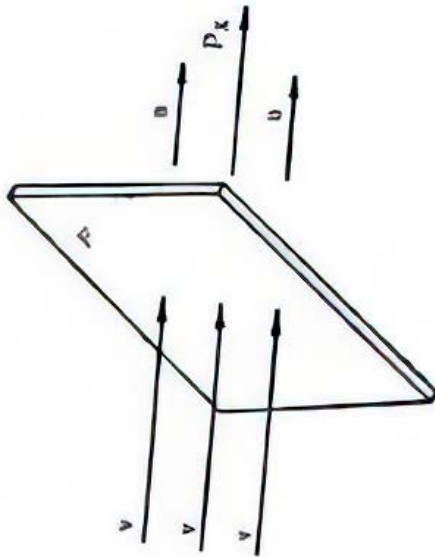
Допустим, мы имеем поверхность F , поставленную перпендикулярно к направлению ветра. Воздушный поток вследствие торможения его поверхностью получит подпор, и будет обтекать ее и производить давление силой P_x . Вследствие действия этой силы поверхность будет перемещаться в направлении потока с некоторой скоростью U (см. рисунок 2.7); работа при этом будет равна произведению силы на скорость U , с которой перемещается поверхность F , т. е.:

$$T = P_x \cdot U, \quad (2.5)$$

где P_x – сила сопротивления, которая равна:

$$P_x = C_x \cdot F \cdot \frac{\rho}{2} \cdot (V - U)^2, \quad (2.6)$$

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 набегает на поверхность с относительной скоростью, равной:

$$W = V - U. \quad (2.7)$$

Подставив значение P_x из уравнения (2.6) в уравнение (2.5), получим:

$$T = C_x \cdot F \cdot \frac{\rho}{2} (V - U)^2 U. \quad (2.8)$$

Рисунок 2.7 – Действие силы ветра на поверхность

Определим отношение работы, развиваемой движущейся поверхностью и выраженной уравнением (2.8), к энергии ветрового потока, имеющего поперечное сечение, равное этой поверхности, а именно:

$$\xi = \frac{C_x \cdot F \cdot \frac{\rho}{2} (V - U)^2 U}{F \frac{\rho V^3}{2}} = C_x (V - U)^2 \frac{U}{V^3}. \quad (2.9)$$

После преобразований получим:

$$\xi = C_x \left(1 - \frac{U}{V}\right)^2 \frac{U}{V}. \quad (2.10)$$

Величину ξ называют *коэффициентом использования энергии ветра*.

Из уравнения (2.10) 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 счет 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:

$$U = \frac{1}{3} V. \quad (2.11)$$

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

2.5. Работа ветрового колеса крыльчатого ветродвигателя

Крыльчатые ветроколеса работают за счет косого удара при движении лопастей перпендикулярно к направлению скорости ветра в противоположность к прямому удару, рассмотренному в предыдущем случае. Устройство такого колеса показано на рисунке 2.8.

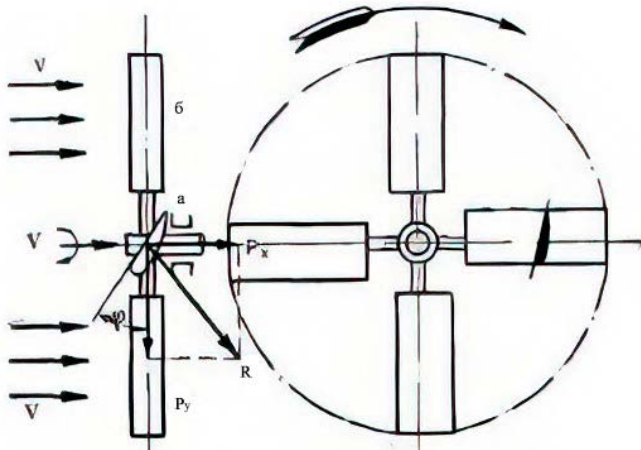


Рисунок 2.8 – Конструктивная схема крыльчатого ветроколеса

На горизонтальном валу закреплены крылья, число которых у современных ветродвигателей бывает от 2 и больше. Крыло ветроколеса состоит из маха a и лопасти b , закрепляемой на махе так, что она образует с плоскостью вращения некоторый угол φ . Этот угол называют *углом заклинивания*

лопасти (см. рисунок 2.8). При этом на ее элементы набегает воздушный поток с относительной скоростью W под углом α , который называют *углом атаки*, и действует с силой R . Углы φ и α в значительной мере определяют эффективность крыльев. Силу R раскладывают на силы P_x и P_y (рисунок 2.9а). Силы P_x производят давление в направлении ветра, которое называется лобовым давлением. Силы P_y действуют в плоскости $y - y$ вращения ветроколеса и создают крутящий момент.

Максимальные силы, приводящие колесо во вращение, получаются при некотором значении угла атаки α , т. е. угла наклона относительного потока к поверхности лопасти. Ввиду того, что окружная скорость по длине крыла неодинакова, а возрастает по мере удаления его элементов от оси вращения ветроколеса, относительная скорость W набегания потока на лопасть также возрастает.

Вместе с этим убывает угол атаки α , и при некоторой окружной скорости $\omega \cdot R$, где ω угловая скорость, этот угол станет отрицательным (рисунок 2.9б). Следовательно, не все элементы крыла будут иметь максимальную подъемную силу.

Если мы будем уменьшать угол φ каждого элемента лопасти по мере удаления его от оси вращения так, чтобы наивыгоднейший угол атаки α примерно сохранялся постоянным, то мы получим условие, при котором приблизительно все элементы лопасти будут работать со своей максимальной подъемной силой. Лопасть с переменным углом заклинения получает форму винтовой поверхности.

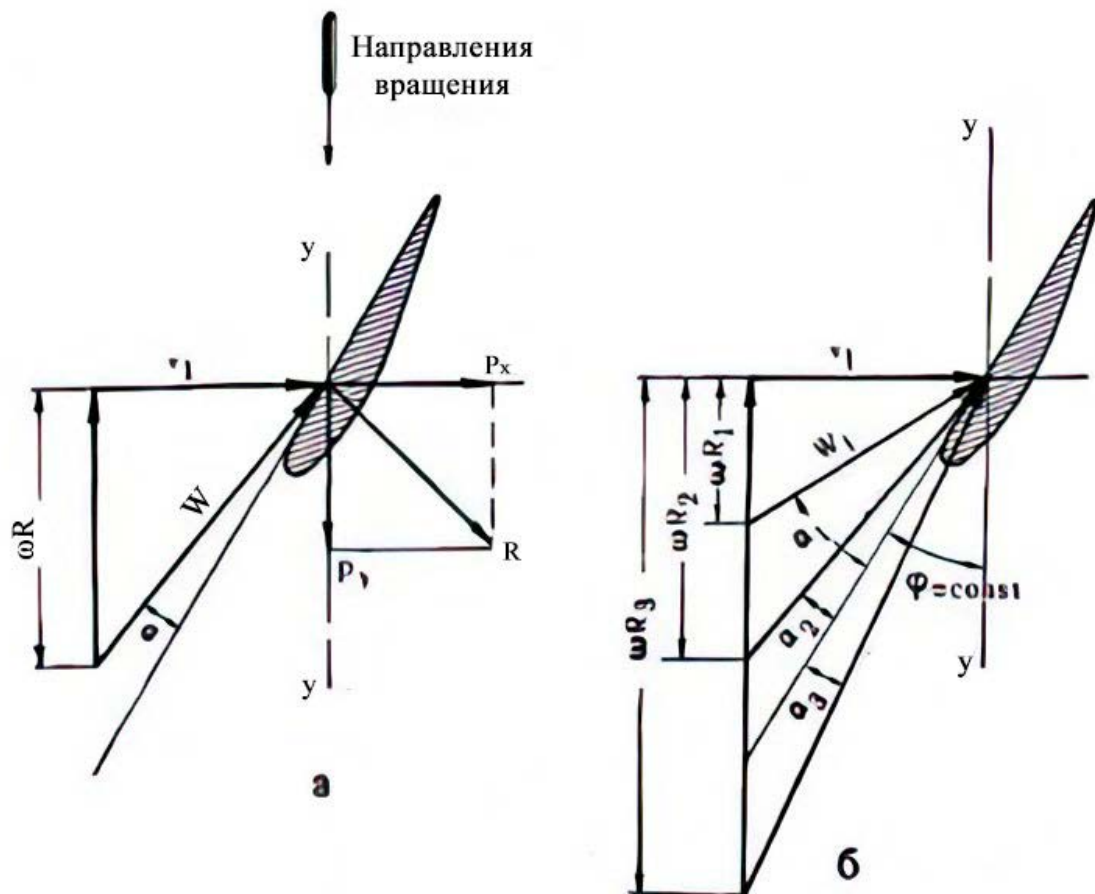


Рисунок 2.9 – Набегание воздушного потока на элементы лопасти:

a – схема действия сил воздушного потока на элемент лопасти; *б* – графическое изображение относительного потока, набегающего на элементы лопасти, расположенные на разных радиусах ветроколеса

Правильные углы заклинения лопасти при хорошем аэродинамическом качестве профиля, а также ширине, соответствующей заданной быстроходности, обеспечивают высокий коэффициент использования энергии ветра. У хорошо выполненных моделей он достигает $\xi = 0,46$.

2.6. Расчет идеального и реального ветряка

Идеальным ветряком называют ветроколесо, у которого:

- 1) ось вращения параллельна скорости ветра;
- 2) бесконечно большое число лопастей очень малой ширины;
- 3) профильное сопротивление крыльев равно нулю, и циркуляция вдоль лопасти постоянна;
- 4) потерянная скорость воздушного потока на ветроколесе постоянна по всей ометаемой поверхности ветряка;
- 5) угловая скорость стремится к бесконечности.

Теорию идеального ветряка впервые разработал в 1914 г. В. П. Ветчинкин на основе теории идеального гребного винта. В этой работе он установил понятие коэффициента использования энергии ветра идеальным ветряком.

В 1920 г. профессор Н. Е. Жуковский изложил теорию «Ветряной мельницы НЕЖ», где сделал вывод коэффициента использования энергии ветра идеальным ветряком. Аналогичные теории были разработаны позднее также в нашей стране профессором Г. Х. Сабининым и академиком Г. Ф. Проскура.

Теория идеального ветряка профессора Н. Е. Жуковского носит название *классической теории*; она устанавливает, что *максимальный коэффициент использования энергии ветра идеальным ветряком равен $\xi = 0,593$* .

Наиболее полно, с точки зрения практического применения, теория идеального ветряка изложена профессором Г. Х. Сабининым, согласно которой *коэффициент использования энергии ветра идеальным ветряком равен $\xi = 0,687$* .

Отличие этой теории от прежних теорий заключается в том, что при определении осевой силы давления потока на ветроколесо импульс сил подсчитывается по вихревому соленоиду в том месте, где он принял уже установившуюся цилиндрическую форму, а не в момент его образования, как принималось прежними теориями. Так как соленоид в цилиндрической части имеет площадь сечения большую, чем площадь, ометаемая ветроколесом, то осевая сила и коэффициент использования энергии ветра, по теории Г. Х. Сабинина, получаются несколько большими.

2.6.1. Классическая теория идеального ветряка

Представим равномерный поток ветра, набегаящий на идеальное ветроколесо со скоростью V в сечении $A-A'$ (рисунок 2.10). В сечении $B-B'$ на ветроколесе скорость будет $V_1 = V - v_1$, а на некотором расстоянии позади ветряка в сечении $C-C'$ скорость будет $V_2 = V - v_2$.

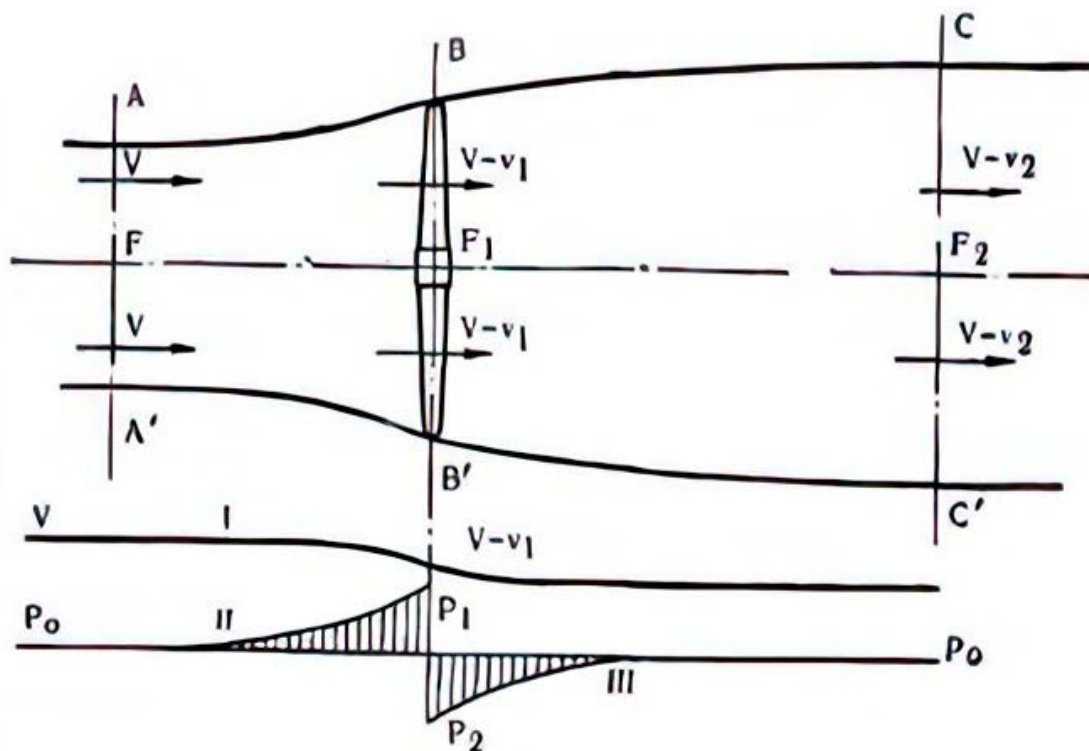


Рисунок 2.10 – Характеристика воздушного потока, протекающего через ветроколесо

При этом вращающееся ветроколесо создаст подпор, вследствие чего скорость потока по мере приближения к ветряку и некоторое время за ветряком падает, как показано кривой *I* на рисунке 2.10. Вместе с этим давление воздуха p по мере приближения к ветряку повышается (кривая *II*), и при прохождении через ометаемую поверхность оно резко падает. За ветряком образуется некоторое разрежение $p_0 - p_2$, которое по мере удаления от ветряка асимптотически приближается к нулю, т. е. восстанавливается нормальное давление (кривая *III*). Потерю скорости за идеальным ветряком можно установить при помощи уравнения Бернулли:

$$p_2 + \frac{\rho V_2^2}{2} = p_0 + \frac{\rho V^2}{2}. \quad (2.12)$$

Так как $p_2 < p_0$, то $V > V_2$.

Кинетическая энергия ветра перед ветряком равна $\frac{mV^2}{2}$, а за ветряком $\frac{m(V - v_2)^2}{2}$. Разность этих энергий затрачена на ветроколесо и, в случае отсутствия потерь, может быть получена как полезная работа:

$$T_1 = \frac{mV^2}{2} - \frac{m(V - v_2)^2}{2}. \quad (2.13)$$

Преобразовав правую часть уравнения (2.13), получим:

$$\frac{m}{2} [V^2 - (V - v_2)^2] = \frac{m}{2} (2Vv_2 - v_2^2) = mv_2 \left(V - \frac{v_2}{2} \right). \quad (2.14)$$

Следовательно,

$$T_1 = mv_2 \left(V - \frac{v_2}{2} \right). \quad (2.15)$$

Энергию T_1 , воспринятую ветроколесом, можно выразить как произведение из силы давления ветра P на скорость в плоскости ветряка $(V - v_1)$, т. е.:

$$T_1 = P(V - v_1). \quad (2.16)$$

Лобовое давление P равно приращению количества движения струи, проходящей через ометаемую поверхность, т. е.:

$$P = mv_2. \quad (2.17)$$

Подставляя значение P в уравнение (2.16), получим:

$$T_1 = mv_2(V - v_1). \quad (2.18)$$

Сравнивая уравнения (2.15) и (2.18) находим, что:

$$mv_2 \left(V - \frac{v_2}{2} \right) = mv_2(V - v_1), \quad (2.19)$$

откуда:

$$v_1 = \frac{v_2}{2}, \quad (2.20)$$

или:

$$v_2 = 2v_1. \quad (2.21)$$

Равенство (2.21) показывает, что *потеря скорости воздушного потока происходит не только в сечении ветроколеса, но также и на некотором расстоянии за ветряком, причем полная потеря скорости в два раза больше потери на ветроколесе.*

Через ометаемую поверхность F ветроколеса протекает масса воздуха m , количество которой за 1 секунду будет равно:

$$m = \rho \cdot F \cdot V. \quad (2.22)$$

Подставляя значение массы воздуха в выражение кинетической энергии ветра перед ветроколесом, получим:

$$\frac{mV^2}{2} = \frac{\rho FV^3}{2}. \quad (2.23)$$

Взяв отношение секундной работы, воспринятой идеальным ветроколесом (2.16) к той энергии ветра, которая протекала бы через сечение, равное ометаемой поверхности ветряка (2.23), получим *идеальный коэффициент использования энергии ветра ξ_i* :

$$\xi_i = \frac{P(V - v_1)}{F \frac{\rho V^3}{2}}. \quad (2.24)$$

Преобразуем это уравнение:

$$\xi_i = \frac{P(V - v_1)}{F \frac{\rho V^3}{2}} = 2 \frac{P}{F \rho V^2} \cdot \frac{V - v_1}{V}, \quad (2.25)$$

здесь выражение:

$$B = \frac{2P}{F \rho V^2} \quad (2.26)$$

называют *коэффициентом нагрузки на ометаемую площадь, или коэффициентом лобового давления.*

Подставив в это уравнение $P = \rho F(V - v_1)v_2 = \rho F(V - v_1)2v_1$ и обозначив $\frac{v_1}{V} = e$, после сокращений получим:

$$B = \frac{2\rho F(V - v_1)2v_1}{\rho F V^2} = \frac{4(V - v_1)v_1}{V^2} = 4e(1 - e). \quad (2.27)$$

Поступая также с уравнением (25) для ξ_i , получим:

$$\xi_i = \frac{2\rho F(V - v_1)2v_1}{F \frac{\rho V^3}{2}} = \frac{4(V - v_1)^2 v_1}{V^3} = 4e(1 - e)^2. \quad (2.28)$$

Отношение $\frac{v_1}{V} = e$ называют *коэффициентом торможения.*

Определим значение e , при котором ξ_i будет иметь максимальную величину. Для этого возьмем первую производную и приравняем ее нулю, т. е.:

$$\frac{d\xi_i}{de} = \frac{d}{de} [4e(1 - e)^2] = \frac{d}{de} (4e - 8e^2 + 4e^3) = 0, \quad (2.29)$$

или:

$$\frac{d\xi_i}{de} = 4 - 16e + 12e^2 = 0, \quad (2.30)$$

откуда:

$$3e^2 - 4e + 1 = 0. \quad (2.31)$$

Решая это равенство, находим, что ξ_i принимает максимальное значение, когда $e = \frac{1}{3}$, при этом:

$$\xi_i = 4 \frac{1}{3} \left(1 - \frac{1}{3}\right)^2 = 0,593. \quad (2.32)$$

Из уравнения (2.27) находим B коэффициент нагрузки на ометаемую площадь при максимальном ξ_i :

$$B = 4 \frac{1}{3} \left(1 - \frac{1}{3}\right) = 0,888. \quad (2.33)$$

Таким образом, из классической теории идеального ветряка вытекают следующие основные положения.

1. Максимальный коэффициент использования энергии ветра идеального ветроколеса равен $\xi_i = 0,593$.

2. Потеря скорости в плоскости ветроколеса равна одной трети скорости ветра:

$$v_1 = \frac{1}{3}V. \quad (2.34)$$

3. Полная потеря скорости ветра за ветроколесом в два раза больше потери скорости в плоскости ветроколеса:

$$v_2 = \frac{2}{3}V. \quad (2.35)$$

Таким образом, *скорость ветра за ветроколесом в три раза меньше скорости ветра перед ветроколесом.*

4. Коэффициент нагрузки на ометаемую поверхность ветроколеса равен $B = 0,888$.

Задаваясь коэффициентом торможения $e = \frac{v_1}{V}$ в пределах от 0 до 1 и подсчитывая с помощью уравнений (2.25) и (2.26), получим следующие значения коэффициентов ξ_i и B (таблица 2.1, рисунок 2.14).

Таблица 2.1 – Значения коэффициентов использования и нагрузки в зависимости от коэффициента торможения

$e = \frac{v_1}{V}$	0,100	0,200	0,333	0,400	0,500	0,600	0,700	0,800	0,900	1,000
ξ_i	0,324	0,512	0,593	0,576	0,500	0,384	0,252	0,128	0,036	0
B	0,360	0,640	0,888	0,960	1,000	0,960	0,840	0,640	0,360	0

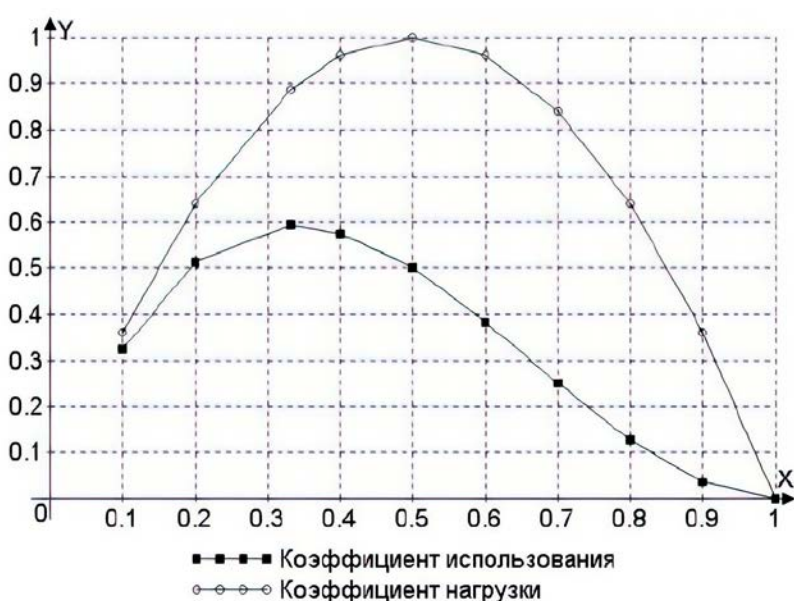


Рисунок 2.11 – Изменение коэффициента использования нагрузки от коэффициента торможения

2.6.2. Теория реального ветряка

2.6.2.1. Работа элементарных лопастей ветроколеса

Первое уравнение связи

Выделим из лопастей ветроколеса двумя concentрическими окружностями с радиусами r и $r + dr$ кольцевую поверхность $dF = 2\pi r dr$. Это кольцо на крыльях вырежет отрезки длиной dr , которые называются *элементарными лопастями* (рисунок 2.12). Через все точки обеих окружностей проведем линии тока, образующие две поверхности ABC , $A'B'C'$ бутылкообразной формы (рисунок 2.13). Жидкость, заключенную между этими поверхностями, назовем элементарной кольцевой струей.

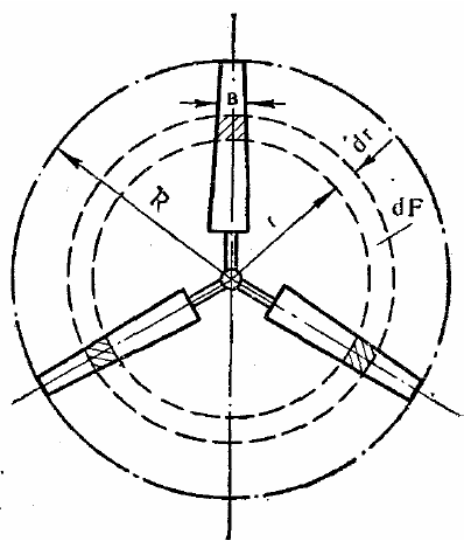


Рисунок 2.12 – Выделение элементарных лопастей на ветроколесе

Сделаем предположение, обычно принимаемое в аналогичных теориях, что разность давлений по обе стороны ветрового колеса, действующая на площадь кольца, получающегося от пересечения ометаемой плоскостью элементарной струи, воспринимается элементарными лопастями.

На основании этого составляем первое уравнение связи:

$$2\pi r dr (p_1 - p_2) = i(dY \cdot \cos \beta + dX \sin \beta), \quad (2.36)$$

где Y – подъемная сила крыла, направленная перпендикулярно потоку; X – сила сопротивления крыла (лобовое сопротивление крыла), направленная по потоку; B – угол между плоскостью вращения ветроколеса и направлением воздушного потока, набегающего на крыло; i – число лопастей ветроколеса.

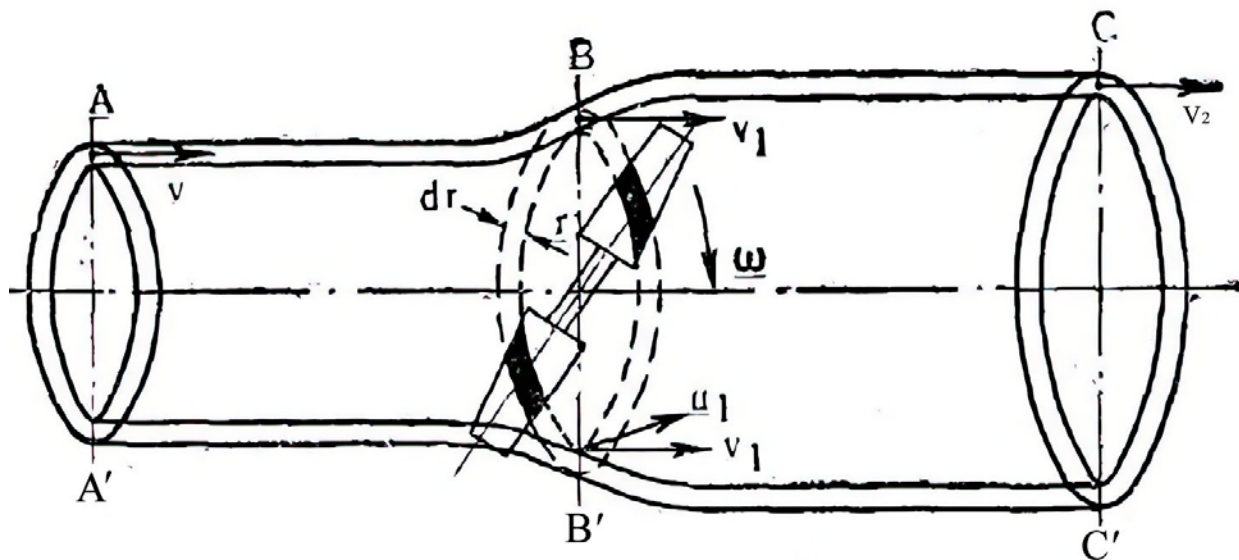


Рисунок 2.13 – Элементарная кольцевая струя

Для определения направления сил, действующих на элементарную лопасть, изобразим её сечение на рисунке 2.14, где ось Z направлена по оси ветроколеса и ось $x - x$ в плоскости его вращения; V – направление скорости ветра; W – направление скорости относительного потока, набегающего на элемент лопасти.

Разложим силу dR , действующую на элементарную лопасть, на две силы: dX , действующую по потоку; и dY , направленную перпендикулярно потоку. Сила dX вызывает сопротивление элемента крыла; dY вызывает окружное усилие элемента крыла и называется *подъемной силой*.

Вследствие вращения ветроколеса в плоскости $x - x$ воздушный поток набегаёт на ветроколесо не со скоростью ветра V , а с относительной скоростью W , которая складывается геометрически из скорости ветра V и окружной скорости $\omega \cdot r$, где ω угловая скорость и r – расстояние элемента лопасти от оси вращения ветроколеса.

Скорость потока, набегающего на элемент лопасти, в относительном движении будет равна:

$$W = \sqrt{V_1^2 + (-\omega r - u_1)^2}, \quad (2.37)$$

где $V_1 = V - v_1$ – скорость ветра в плоскости ветряка.

Скорость u_1 получается как реакция от крутящего момента, развиваемого лопастями. Эта скорость имеет направление, обратное моменту; ее величина берется как средняя для всей зоны, в которой работают лопасти. В действительности эта скорость перед ветроколесом равна нулю и непосредственно за ветряком равна u_2 . Так как закон изменения этой скорости неизвестен, то, как первое приближение, ее принимают равной:

$$u_1 = \frac{u_2}{2}. \quad (2.38)$$

Силы dY и dX можно выразить как:

$$dY = C_y b dr \frac{\rho}{2} W^2, \quad (2.39)$$

$$dX = C_x b dr \frac{\rho}{2} W^2, \quad (2.40)$$

где b – ширина элемента лопасти по хорде.

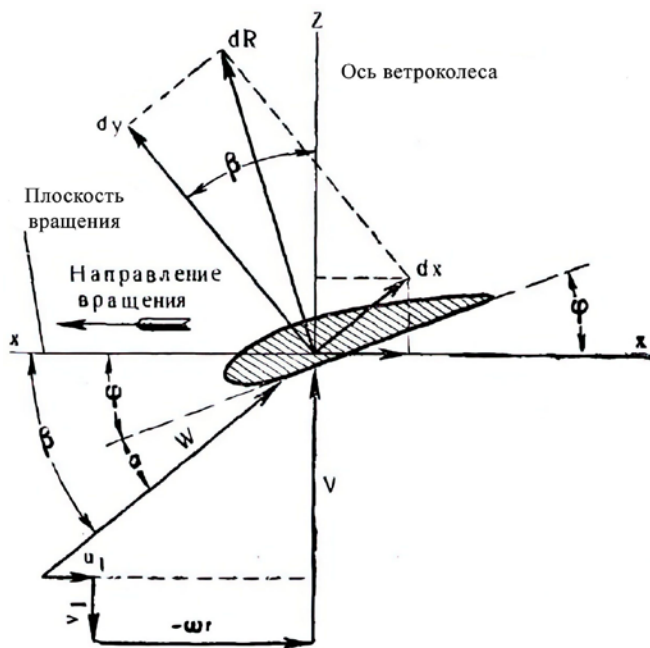


Рисунок 2.14 – План скоростей воздушного потока при набегаании его на элемент лопасти

Кроме того, на основании уравнения для лобового давления на ветряк (по теории идеального ветряка Г. Х. Сабинина) можем написать:

$$p_1 - p_2 = \frac{P}{F_1} = \rho V v_2. \quad (2.41)$$

Подставляя вместо dY и dX и $p_1 - p_2$ их значения в уравнение, (2.36), получим:

$$2\pi dr \rho V v_2 = i \left(bdr C_y \frac{\rho}{2} W^2 \cos \beta + bdr C_x \frac{\rho}{2} W^2 \sin \beta \right); \quad (2.42)$$

после сокращения получим:

$$2\pi V v_2 = ibdr C_y \frac{W^2}{2} \cos \beta \left(1 + \frac{C_x}{C_y} \operatorname{tg} \beta \right); \quad (2.42a)$$

или

$$4\pi V v_2 = ibdr C_y W^2 \cos \beta \left(1 + \frac{C_x}{C_y} \operatorname{tg} \beta \right). \quad (2.42б)$$

На основании рисунка 2.14 можно ввести обозначение:

$$\operatorname{ctg} \beta = \frac{\omega r + u_1}{V - v_1} = z_u, \quad (2.43)$$

которое называют *числом относительных модулей*.

Из уравнения (2.43) имеем:

$$-\omega r - u_1 = z_u (V - v_1), \quad (2.43a)$$

или

$$(-\omega r - u_1)^2 = z_u^2 (V - v_1)^2 \quad (2.43б)$$

и, зная, что $V_1 = V - v_1$, уравнение (2.37) можем переписать так:

$$W = \sqrt{(V - v_1)^2 + z_u^2 (V - v_1)^2} = (V - v_1) \sqrt{1 + z_u^2}. \quad (2.44)$$

Заменим:

$$\sin \beta = \frac{V - v_1}{W} = \frac{V - v_1}{(V - v_1) \sqrt{1 + z_u^2}} = \frac{1}{\sqrt{1 + z_u^2}}, \quad (2.45)$$

$$\cos \beta = \frac{\omega r + u_1}{W} = \frac{\omega r + u_1}{(V - v_1) \sqrt{1 + z_u^2}} = \frac{z_u}{\sqrt{1 + z_u^2}}, \quad (2.46)$$

$$\operatorname{tg} \beta = \frac{1}{z_u}, \quad (2.47)$$

$$\frac{C_x}{C_y} = \mu - \text{обратное качество крыла} \quad (2.48)$$

и подставим их в уравнение (2.42б):

$$4\pi V v_2 = ib C_y (V - v_1)^2 (1 + z_u^2) \frac{z_u}{\sqrt{1 + z_u^2}} \left(1 + \frac{\mu}{z_u} \right). \quad (2.42в)$$

Вводя в это уравнение $e = \frac{v_1}{V}$ и заменив v_2 его значением из равенства

$$v_2 = \frac{2v_1}{1 + \frac{v_1}{V}}, \text{ получим:}$$

$$ibC_y = 8\pi \frac{e}{(1+e)(1+e)^2} \frac{1}{(z_u + \mu)\sqrt{1+z_u^2}}. \quad (2.49)$$

Это уравнение называется *уравнением связи*, оно связывает ширину лопасти и коэффициент подъемной силы с деформацией потока, характеризуемой величиной e .

Взяв сумму проекций сил элемента лопасти на касательную к окружности, по которой он движется, получим окружное усилие, развиваемое элементарными лопастями:

$$dQ = ibdr \frac{\rho}{2} W^2 (C_y \sin \beta - C_x \cos \beta).$$

Подставляя сюда значение W , $\sin \beta$ и $\cos \beta$ и вводя $C_x = \mu C_y$, получим:

$$dQ = ibdr \frac{\rho}{2} (V - v_1)^2 (1 + z_u^2) C_y \frac{1 - \mu z_u}{\sqrt{1 + z_u^2}}. \quad (2.50)$$

Подставляя сюда значение ibC_y из уравнения (2.49) и сделав сокращения, получим:

$$dQ = 4\pi dr \rho \frac{e}{1+e} V^2 \frac{1 - \mu z_u}{z_u + \mu}. \quad (2.51)$$

Момент относительно оси ветряка равен:

$$dM = dQ \cdot r = 4\pi r^2 dr \rho \frac{e}{1+e} V^2 \frac{1 - \mu z_u}{z_u + \mu}. \quad (2.52)$$

Секундная работа элементарных лопастей:

$$dT = dM \cdot \omega = 4\pi dr \rho \frac{e}{1+e} V^3 \frac{1 - \mu z_u}{z_u + \mu} z. \quad (2.53)$$

Секундная энергия далеко перед ветряком, заключенная в потоке, площадь сечения которого определяется площадью кольца, сметаемого элементарными лопастями, равна:

$$dT_0 = 2\pi dr \rho \frac{V^3}{2}. \quad (2.53a)$$

Поделив секундную работу элементарных лопастей на эту энергию, получим *элементарный коэффициент использования энергии ветра*:

$$\xi = \frac{dT}{dT_0} = \frac{4e}{1+e} \frac{1 - \mu z_u}{z_u + \mu} z. \quad (2.54)$$

Умножив и разделив выражение (54) на $(1 - e)$, получим:

$$\xi = 4e \frac{1-e}{1+e} \frac{1-\mu z_u}{z_u + \mu} \frac{z}{1-e}. \quad (2.54a)$$

Так как выражение $4e \frac{1-e}{1+e}$ представляет *идеальный коэффициент использования энергии ветра*, то можем написать:

$$\xi = \xi_i \frac{1-\mu z_u}{z_u + \mu} \frac{z}{1-e} = \xi_i \cdot \eta, \quad (2.55)$$

где

$$\eta = \frac{1-\mu \cdot z_u}{z_u + \mu} \cdot \frac{z}{1-e} \quad (2.56)$$

называют *относительным коэффициентом полезного действия элементарного ветряка*.

При большом числе модулей можно приблизительно считать: $\frac{z}{1-e} \cong z_u$

и тогда:

$$\eta = \frac{1-\mu \cdot z_u}{z_u + \mu} \cdot z_u. \quad (2.56a)$$

Напомним, что *числом модулей, или быстроходностью* ветродвигателя, называют отношение окружной скорости конца лопасти к скорости ветра:

$$Z = \frac{\omega \cdot R}{V}.$$

Число модулей элементов лопастей на радиусе r равно:

$$z = \frac{\omega \cdot r}{V}. \quad (2.57)$$

Число модулей для любого радиуса r ветряка с известной быстроходностью Z может быть выражено так:

$$z = Z \frac{r}{R}, \quad (2.58)$$

где R – радиус ветроколеса.

2.6.2.2. Второе уравнение связи

Момент относительно оси ветряка аэродинамических сил, действующих на элементарные лопасти, равен по величине и противоположен по знаку моменту количества движения, получаемого элементарной струей, увлеченной ветряным колесом. Здесь предполагается, что в этом процессе принимает участие и присоединенная масса, так как в противном случае теорема Гельмгольца о сохранении вихря не была бы выполнена.

Второе уравнение связи выводим из рисунка 2.17:

$$i(dY \sin \beta - dX \cos \beta)r = d(m_1 + m_2)2u_1 r. \quad (2.59)$$

Но

$$d(m_1 + m_2) = 2\pi r dr \rho V.$$

Подставляя указанное уравнение и значения dY и dX из уравнений (2.39) и (2.40) в уравнение (2.59), получим:

$$ibdr(C_y \sin \beta - C_x \cos \beta) \frac{\rho}{2} W^2 r = 2\pi r dr \rho V 2u_1 r. \quad (2.59a)$$

Заменив в этом уравнении $\sin \beta$ и $\cos \beta$ их значениями из уравнений (2.45) и (2.46) и сделав сокращения, получим:

$$ib \left(C_y \frac{1}{\sqrt{1+z_u^2}} - C_x \frac{z_u}{\sqrt{1+z_u^2}} \right) W^2 = 8\pi r V u_1. \quad (2.59b)$$

Подставляя сюда (2.48) и (2.44), получим:

$$ib C_y \frac{1 - \mu \cdot z_u}{\sqrt{1+z_u^2}} (V - v_1)^2 (1 + z_u^2) = 8\pi r V u_1. \quad (2.59c)$$

Из этого равенства находим отношение $\frac{u_1}{V}$, для чего разделим правую и левую части на $8\pi r V^2$ и заменим отношение $\frac{v_1}{V}$ его значением e .

$$\frac{u_1}{V} = \frac{ib C_y}{8\pi r} (1 - e)^2 (1 - \mu \cdot z_u) \sqrt{1 + z_u^2}. \quad (2.60)$$

Подставляя из уравнения (2.49) значение $\frac{ib C_y}{8\pi r}$ и проведя сокращения, получим:

$$\frac{u_1}{V} = \frac{e}{1 + e} \frac{1 - \mu \cdot z_u}{z_u + \mu}. \quad (2.61)$$

Преобразуя уравнение (2.43), находим соотношение между z_u и z :

$$z_u = \frac{\omega r + u_1}{V - v_1} = \frac{\omega r}{V} \frac{V}{V - 1} + \frac{u_1}{V} \frac{V}{V - 1} = \frac{z}{1 - e} + \frac{u_1}{V(1 - e)}.$$

Подставим значение $\frac{u_1}{V}$ из уравнения (2.60):

$$z_u = \frac{z}{1 - e} + \frac{e}{1 - e^2} \frac{1 - \mu \cdot z_u}{z_u + \mu}. \quad (2.62)$$

$$z = z_u (1 - e) - \frac{e}{1 + e^2} \frac{1 - \mu \cdot z_u}{z_u + \mu}. \quad (2.63)$$

Решаем это уравнение относительно z_u :

$$z_u^2 + \mu \cdot z_u - \frac{z_u \cdot z}{1 - e} - \frac{\mu \cdot z}{1 - e} - \frac{e}{1 - e^2} + \frac{e}{1 - e^2} \mu \cdot z_u = 0;$$

$$z_u^2 - z_u \left(\frac{z}{1 - e} - \mu - \frac{e}{1 - e^2} \mu \right) - \frac{e}{1 - e^2} - \mu \frac{z}{1 - e} = 0;$$

$$z_u = \frac{1}{2} \left[\frac{z}{1-e} - \mu \left(1 + \frac{e}{1-e^2} \right) \right] \pm \sqrt{\frac{1}{4} \left[\frac{z}{1-e} - \mu \left(1 + \frac{e}{1-e^2} \right) \right]^2 + \frac{e}{1+e^2} + \mu \frac{e}{1-e}} = 0. \quad (2.64)$$

Так как μ обычно имеет малую величину, то, приняв $\mu = 0$, уравнения (2.63) и (2.64) можно упростить:

$$z = z_u(1-e) - \frac{e}{z_u(1-e)}. \quad (2.63a)$$

$$z_u = z \frac{1 + \sqrt{1 + \frac{4e(1-e)}{z^2(1+e)}}}{2(1-e)} = z \frac{1 + \sqrt{1 + \frac{\xi_i}{z^2}}}{2(1-e)}. \quad (2.64a)$$

Уравнения (2.49), (2.57) и (2.64) позволяют сделать полный аэродинамический расчет ветроколеса для заданных ωR и V , а также формы профиля крыла. При этом пользуются диаграммой C_y и C_x , построенной для данного профиля.

Задаваясь e в пределах 0,28 до 0,35 и наиболее выгодным углом атаки, по диаграмме C_y и C_x для данного профиля находят: $\mu = \frac{C_x}{C_y}$.

Подставляя значения z , e и μ в уравнение (2.64), находят число относительных модулей z_u . Далее, пользуясь уравнением (2.49), находят суммарную ширину лопастей ib :

$$ib = \frac{8\pi r}{C_y} \frac{e}{(1+e)(1-e)^2} \frac{1}{(z_u + \mu)\sqrt{1+z_u^2}}. \quad (2.65)$$

И, наконец, определяют угол заклинения лопасти φ на радиусе r :

$$\varphi = \text{arctg} z_u - \alpha. \quad (2.66)$$

C_y находят по диаграмме C_y по α , построенной на основании экспериментальных данных.

2.6.3. Момент и мощность всего ветряка

Момент всего ветряка получим, проинтегрировав уравнение (2.65) в пределах от r_0 до R , где r_0 – расстояние от оси ветряка до начала лопасти и R – расстояние от оси ветряка до конца лопасти.

$$M = \int_{r_0}^R dM = \int_{r_0}^R 4\pi r^2 \rho \frac{e}{1+e} V^2 \frac{1-\mu \cdot z_u}{z_u + \mu} dr. \quad (2.67)$$

Этот момент обычно выражают в отвлеченных величинах и обозначают через $\overline{M}$ с чертой сверху. При этом правую и левую части равенства (2.67)

делят на $\pi R^3 \frac{\rho V^2}{2} \pi$ и вводят обозначение $\bar{r} = \frac{r}{R}$, называемое *относительным радиусом*:

$$\overline{M} = \int_{\frac{r_0}{R}}^{\bar{R}} 8 \frac{e}{1+e} \frac{1-\mu \cdot z_u}{z_u + \mu} r^2 dr. \quad (2.68)$$

Уравнение (2.68) является основным для вычисления характеристики моментов. Им можно пользоваться при переменных значениях e вдоль r , если предположить, что элементарные струи не влияют друг на друга, что практически допустимо при плавных изменениях e .

Для ветряка с постоянным e по радиусу, мы можем вынести e за знак интеграла:

$$\overline{M} = 8 \frac{e}{1+e} \int_{\frac{r_0}{R}}^{\bar{R}} \frac{1-\mu \cdot z_u}{z_u + \mu} r^2 dr. \quad (2.69)$$

Этот интеграл можно решить, если пренебречь кручением струи, которое у быстроходных ветряков незначительно.

Следовательно, мы можем принять $u_1 = 0$, и относительное число модулей z_u из уравнения (2.43) можем выразить так:

$$z_u = \frac{\omega r + u_1}{V - v_1} \cong \frac{\omega r}{V - v_1} = \frac{\omega r}{V(1-e)} = \frac{z}{1-e}. \quad (2.70)$$

Для конца лопасти имеем:

$$Z_u \cong \frac{\omega R}{V - v_1}. \quad (2.71)$$

Разделив уравнение (2.70) на (2.71), получим:

$$\frac{r}{R} \cong \frac{z_u}{Z_u}; \quad (2.72)$$

$$\frac{dr}{R} \cong \frac{dz_u}{Z_u}. \quad (2.73)$$

Сделав ряд преобразований уравнения (2.69) и пренебрегая малыми величинами μ^2 и $\frac{z_{u0}^3}{Z_u^3}$, получим:

$$\overline{M} = \frac{4e}{(1+e)Z_u \left[(1+\mu) \left(1 - \frac{r_0^2}{R^2} \right) - 2\mu \left(\frac{Z_u}{3} + \frac{1 - \frac{r_0}{R}}{Z_u} \right) \right]}. \quad (2.74)$$

Подставляя значение z_u из уравнения (2.70), получим:

$$\overline{M} = \frac{4e}{Z} \frac{1-e}{1+e} \left[\left(1 - \frac{r_0^2}{R^2} \right) - 2\mu \left(\frac{Z_u}{3} + \frac{1 - \frac{r_0}{R}}{Z_u} - \frac{1 - \frac{r_0^2}{R^2}}{2} \right) \right]. \quad (2.75)$$

Мощность, развиваемая ветряком, равна $M \cdot \omega$, а так как из уравнения (2.68) момент равен:

$$M = \overline{M} \pi R^3 \frac{\rho V^2}{2}, \quad (2.68a)$$

то мощность, развиваемую ветряком, можно написать так:

$$T = M \cdot \omega = \overline{M} \pi R^3 \frac{\rho V^2}{2} \omega, \quad (2.76)$$

Подставив сюда $Z = \frac{\omega R}{V}$, вместо $\omega = \frac{ZV}{R}$, получим:

$$T = \overline{M} \pi R^2 \rho \frac{V^3}{2} Z, \quad (2.77)$$

Заменив $\overline{M}$ его значением из уравнения (2.75), получим:

$$T = 4e \frac{1-e}{1+e} \left[\left(1 - \frac{r_0^2}{R^2} \right) - 2\mu \left(\frac{Z_u}{3} + \frac{1 - \frac{r_0}{R}}{Z_u} - \frac{1 - \frac{r_0^2}{R^2}}{2} \right) \right] \pi R^2 \rho \frac{V^3}{2}. \quad (2.78)$$

Разделив мощность ветряка на секундную энергию потока, получим коэффициент использования энергии ветра:

$$\xi = \frac{T}{\pi R^2 \rho \frac{V^3}{2}} = 4e \frac{1-e}{1+e} \left[\left(1 - \frac{r_0^2}{R^2} \right) - 2\mu \left(\frac{Z_u}{3} + \frac{1 - \frac{r_0}{R}}{Z_u} - \frac{1 - \frac{r_0^2}{R^2}}{2} \right) \right]. \quad (2.79)$$

Так как: $4e \frac{1-e}{1+e} = \xi_i$ и $\xi = \xi_i \cdot \eta$, то:

$$\eta = \left(1 - \frac{r_0^2}{R^2} \right) - 2\mu \left(\frac{Z_u}{3} + \frac{1 - \frac{r_0}{R}}{Z_u} - \frac{1 - \frac{r_0^2}{R^2}}{2} \right). \quad (2.80)$$

При выводе этого уравнения не были приняты во внимание потери, происходящие вследствие образования вихрей, сходящих с концов лопастей, а также принято кручение уходящей струи равным нулю, что допустимо у быстроходных ветряков.

Следовательно, коэффициент использования энергии ветра, подсчитанный по формуле (2.79), будет значительно выше возможного к получению в практике.

2.6.4. Потери ветряных двигателей

Потери ветряных двигателей разделяются на четыре группы.

1. *Концевые потери, происходящие за счет образования вихрей, сходящих с концов лопастей.* Эти потери определяются на основании теории индуктивного сопротивления. Часть этих потерь была учтена при выводе идеального коэффициента использования энергии ветра ξ_i ; неучтенная часть концевых потерь выражается формулой (2.81):

$$\bar{T}_j \cong \frac{e}{1-e} \left[\frac{8\sqrt{1+\left(\frac{1-e}{Z}\right)^2}}{(1+e)iZ} - \frac{1}{\sqrt{1+\left(\frac{iZ}{\pi\left(1-\frac{e}{2}\right)}\right)^2}} \right]. \quad (2.81)$$

2. *Профильные потери, которые вызываются трением струй воздуха о поверхность крыла* и зависят только от профиля лопастей.

Мощность, поглощаемая профильным сопротивлением элементарных лопастей длиной dr , на радиусе r ветряка равна:

$$dT_p = iC_p b dr \rho \frac{W^2}{2} W, \quad (2.82)$$

где C_p – коэффициент профильного сопротивления, который для крыла бесконечного размаха равен C_x , т. е.: $C_p = C_x$.

Так как $\frac{C_x}{C_y} = \mu$, или $C_x = \mu C_y$, то $C_p = \mu C_y$. Подставляя значение C_p ,

равное μC_y и $W = (V - v_1) \sqrt{1 + Z_u^2}$ в уравнение (2.82), получим:

$$dT_p = ibC_y \mu dr \frac{\rho}{2} (V - v_1)^3 (1 + z_u^2) \sqrt{1 + Z_u^2}.$$

Подставляем значение ibC_y из уравнения (2.49) и делаем преобразования этого уравнения:

$$dT_p = \frac{4\pi dre}{(1+e)(1-e)^2} \rho (V - v_1)^3 \frac{1 + z_u^2}{z_u + \mu} \mu.$$

Подставляем:

$$r = z \frac{V}{\omega}; dr = \frac{V}{\omega} dz; z_u \cong \frac{z}{1-e};$$

и отбрасываем в знаменателе μ , как малую величину, по сравнению с z_u :

$$dT_p \cong 4\pi\rho \frac{V^5}{\omega^2} \frac{e(1-e)^2}{1+e} \mu \left[1 + \frac{z^2}{(1-e)^2} \right] dz.$$

Интегрируя в пределах от 0 до Z, получим:

$$T_p \cong 4\pi\rho \frac{V^5}{\omega^2} \frac{e(1-e)^2}{1+e} \int_0^Z \mu \left[1 + \frac{z^2}{(1-e)^2} \right] dz.$$

Профильные потери там, где уже кончилась лопасть, существуют в виде сопротивления маха, которое, таким образом, учитывается приблизительно. В результате интегрирования получаем профильные потери всего ветряка:

$$T_p \cong 4\pi R^2 \frac{\rho V^3}{2} \frac{4e(1-e)^3}{1+e} \frac{V^2}{\omega^2 R^2} 2\mu' \left[Z + \frac{Z^3}{3(1-e)^2} \right],$$

где $\mu' = \frac{c_x}{c_y}$ есть средняя величина по всей лопасти.

Так как $\frac{4e(1-e)}{1+e} = \xi_i$ и $\frac{V}{\omega R} = \frac{1}{Z}$, то, подставляя значения этих выражений в

данное уравнение и разделив его на $\pi R^2 \frac{\rho V^3}{2} \xi_i$, получим окончательную формулу профильных потерь в безразмерном значении:

$$\bar{T}_p \cong \frac{T_p}{\pi R^2 \frac{\rho V^3}{2} \xi_i} = 2\mu' \left[\frac{1-e}{Z} + \frac{Z}{3(1-e)} \right]. \quad (2.83)$$

3. Потери на кручение струи за ветряком равны живой силе тангенциальных скоростей уходящей струи. Величину этих потерь получим, проинтегрировав живую силу от тангенциальных скоростей всех элементарных струй в пределах от r_0 до R , а именно:

$$T_m = \int_{r_0}^R (2\pi dr \rho V) \frac{u_2^2}{2}. \quad (2.84)$$

Заменим в данном выражении u_2 его значением, которое равно $2u_1$.

Так как на основании уравнений (2.82) и (2.81):

$$\frac{u_1}{V} = \frac{e}{1+e} \frac{1-\mu z_u}{z_u + \mu} = \frac{e}{1+e} \frac{1-\mu z_u}{\left(1 + \frac{\mu}{z_u}\right) z_u},$$

$$z_u \cong \frac{z}{1-e} \text{ и } \eta = \frac{1-\mu \eta_z}{1 + \frac{\mu}{z_u}},$$

получим:

$$u_1 \cong \frac{e}{Z} \frac{1-e}{1+e} \eta V.$$

Следовательно,

$$u_2 = 2u_1 \cong 4e \frac{1-e}{1+e} \eta \frac{V}{2Z},$$

откуда:

$$u_2 = \frac{V}{2Z} \xi_i \eta,$$

или

$$u_2 = \frac{V}{2Z} \frac{R}{r} \xi_i \eta. \quad (2.85)$$

Подставляя значение u_2 в уравнение (2.84), получим:

$$T_m = \int_{r_0}^R \pi r dr \rho V^3 \frac{R^2}{r^2} \frac{\xi_i^2 \eta^2}{4Z^2}.$$

Вынося постоянные за знак интеграла и заменив η некоторым его значением η_1 средним для всего радиуса r , получим:

$$T_m = \pi R^2 \rho \frac{V^3}{2} \frac{\xi_i^2 \eta_1^2}{2Z^2} \int_{r_0}^R \frac{dr}{r} = \pi R^2 \rho \frac{V^3}{2} \frac{\xi_i^2 \eta_1^2}{2Z^2} \ln \frac{R}{r_0}.$$

Поделив обе части этого равенства на мощность идеального ветряка:

$$T_i = \pi R^2 \rho \frac{V^3}{2} \xi_i,$$

получим отвлеченную величину потерь на кручение струи за ветряком:

$$\bar{T}_m = \frac{\xi_i^2 \eta_1^2}{2Z^2} \ln \frac{R}{r_0} \quad (2.86)$$

4. *Потери, происходящие вследствие неполного использования всей ометаемой площади, учитываются отношением:*

$$\left(\frac{r_0}{R}\right)^2.$$

Полезную мощность, развиваемую ветряком, получим, вычтя все потери из мощности идеального ветряка:

$$T = T_i \left(1 - \frac{r_0^2}{R^2}\right) - T_j - T_p - T_m.$$

Разделив на T_i , получим:

$$\frac{T}{T_i} = 1 - \frac{r_0^2}{R^2} - \frac{T_j}{T_i} - \frac{T_p}{T_i} - \frac{T_m}{T_i},$$

откуда:

$$T = T_i \left[1 - \left(\frac{r_0}{R}\right)^2 - \bar{T}_j - \bar{T}_p - \bar{T}_m\right]. \quad (2.87)$$

Разделив правую и левую части этого уравнения на выражение энергии ветра $\pi R^2 \rho \frac{V^3}{2}$, получим коэффициент использования энергии ветра реального ветряка:

$$\xi = \xi_i \left[1 - \left(\frac{r_0}{R}\right)^2 - \bar{T}_j - \bar{T}_p - \bar{T}_m\right]. \quad (2.88)$$

Так как, согласно уравнению $\xi = \xi_i \cdot \eta$, находим, что относительный коэффициент полезного действия η ветряка равен:

$$\eta = 1 - \frac{r_0^2}{R^2} - \bar{T}_j - \bar{T}_p - \bar{T}_m. \quad (2.89)$$

2.7. Ветряные электрические станции (ВЭС)

ВЭС состоит из нескольких ветроэлектрических установок, работающих параллельно и отдающих вырабатываемую электроэнергию в электроэнергетическую систему.

Измерительное устройство дает сигнал на поворот ветроголовки при изменении направления или силы ветра, а также регулирует угол поворота лопастей в зависимости от силы ветра.

Существуют ветроагрегаты на 500, 1000, 1500, 2000, 4000 кВт. Ветроагрегат на 500 кВт имеет: мачту высотой $40 \div 110$ м, ветроголовку массой $15 \div 30$ т, частоту вращения $n = 20 \div 200$ мин⁻¹, частоту вращения ротора генератора $750 \div 1500$ мин⁻¹ (редукторный привод) или $20 \div 200$ мин⁻¹ (прямоприводной агрегат).

В качестве генераторов в ВЭУ чаще используются *асинхронные генераторы с короткозамкнутым ротором*, которые отличаются от синхронных большей надежностью, простотой конструкции и меньшей массой, что необходимо для повышения надежности ветроэнергоустановки.

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

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

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

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

химического или механического аккумулятора энергии.

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

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

Для исключения перебоев в электроснабжении ветроэнергетические установки должны иметь аккумуляторы энергии или быть включены параллельно с энергетическими установками других типов (дизель-электростанции, аккумуляторные батареи).

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

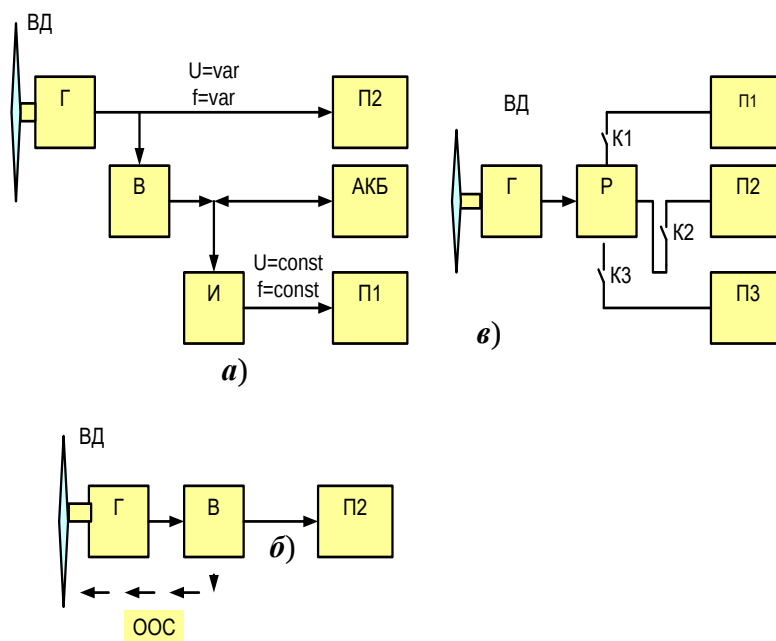


Рисунок 2.15 – Системы управления автономным ветрогенератором:

а) система минимального управления генератором; б) механическое управление лопастями ветроколеса с помощью регулятора с ООС; в) электрическое управление изменением нагрузки на выходе генератора

При автономной работе частота вращения ветродвигателя ВД не регулируется или поддерживается в пределах $\pm 50\%$, поэтому частота и напряжение на зажимах генератора непостоянны, т. е. вырабатываемая

электрическая энергия некачественная, а потребители таких ВЭУ часто не предъявляют высоких требований к качеству (в основном нагревательные приборы). Для получения качественной энергии применяются стабилизаторы, состоящие из выпрямителя, инвертора и аккумулятора. Они могут не иметь других резервных источников энергии или иметь дополнительную ветроэнергетическую установку меньшей мощности. Эти установки, предназначены для использования в отдаленных районах для освещения, питания маяков, средств связи, отопления. Их мощность до 25 кВт.

Эффективность работы ветроэнергетической установки и ее стоимость зависят от правильности выбора системы управления генератором. Возможные схемы управления приведены на рисунке 2.15.

Мощные ВЭУ работают *параллельно с энергосистемой* (рисунок 2.16). Эта параллельная связь обеспечивает постоянство частоты, напряжения и постоянство частоты вращения ветродвигателя. Мощность, которую генератор отдает в сеть, зависит от вращающего момента двигателя и определяется силой ветра.

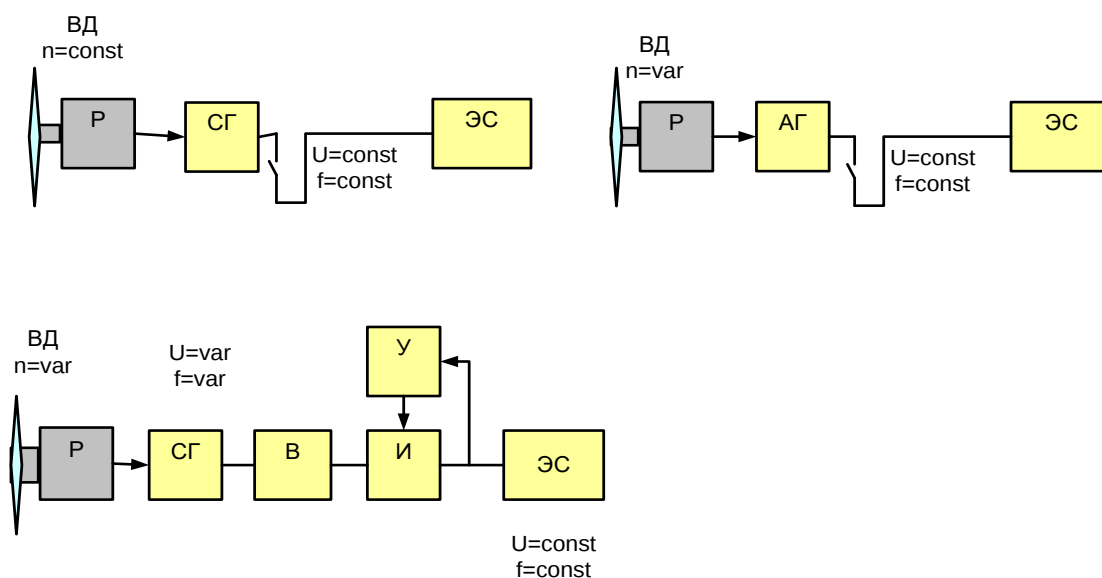


Рисунок 2.16 – Параллельная работа ветроэнергетической установки с мощной энергосистемой:

ВД – ветродвигатель; Р – редуктор; СГ – синхронный генератор; АГ – асинхронный генератор; В – выпрямитель; И – инвертор; У – блок управления; ЭС – энергосистема

При параллельной работе ветроэнергетической установки совместно с мощной энергосистемой генератор подключается к ней непосредственно или через преобразователь частоты. Генератор работает параллельно с энергосистемой при скорости ветра в пределах рабочего диапазона обычно от 2,5÷3,5 м/с до 25 м/с. При скорости ветра ниже 2,5÷3,5 м/с и выше 25 м/с генератор отключается от системы, ветродвигатель переводится в нерабочее

положение. Возможна работа ВЭУ через промежуточный преобразователь частоты с постоянной и с переменной частотой.

Для возбуждения асинхронный генератор потребляет из сети или от специальной конденсаторной батареи реактивную мощность, а синхронный сам ее создает.

Совместная работа ветроэнергетической установки с источником соизмеримой мощности используется, например, в ветро-дизель-генераторной установке. Возможна раздельная и параллельная работа ветроэнергетической установки (ВГ – ветрогенератор) и дизель-генератора (ДГ). Такая ситуация характерна для небольших энергосистем в отдаленных районах. Использование ветроэнергетической установки позволяет экономить дизельное топливо. Дизель-генератор может включаться в безветрие или работать параллельно с ВЭУ при слабом ветре. Здесь возможны две схемы согласования ветро-дизель-электрической установки: одноканальная (рисунок 2.17а) и многоканальная (рисунок 2.20б).

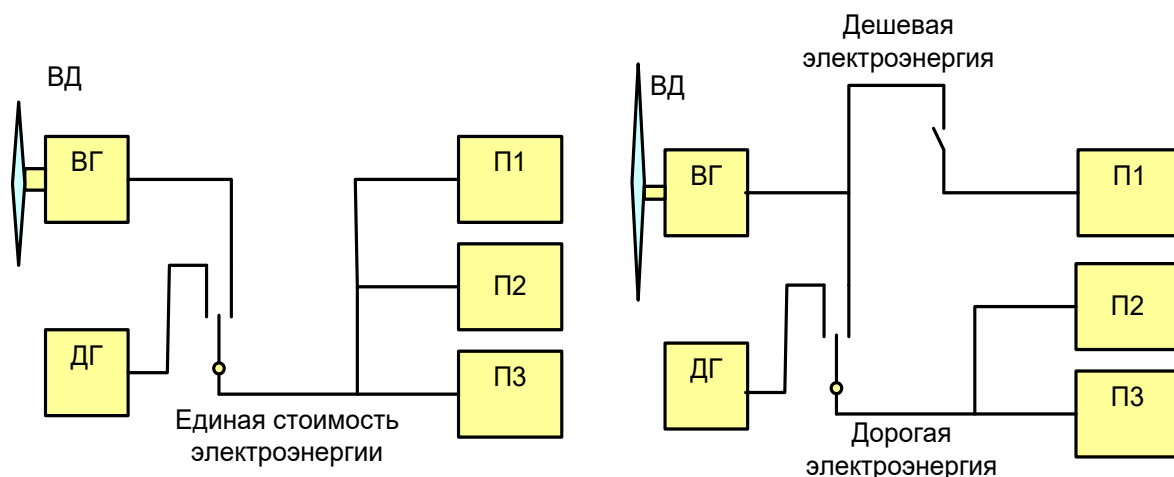


Рисунок 2.17 – Схемы согласования ветроэнергетической и дизель-электрической ЭУ:

- а) одноканальная схема согласования ветро-дизель-электрической установки;
- б) многоканальная схема согласования ветро-дизель-электрической установки

2.8. Ветро-дизель-генераторная установка для питания автономных потребителей

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

Один из вариантов такого решения – комплексная энергетическая установка для питания автономных потребителей электроэнергией (рисунок 2.18). Структурная схема этой установки состоит из взаимосвязанных функциональных блоков:

- ВЭУ – ветроэнергетическая установка – первичный источник переменного тока, ВГ – ветрогенератор;
- ДГУ – дизель-генераторная установка – резервный источник переменного тока, ДГ – дизель-генератор;
- АКБ – аккумуляторная батарея, работающая в буферном режиме;
- В – выпрямительно-зарядное устройство;
- И – инвертор-преобразователь постоянного тока в переменный.

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

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

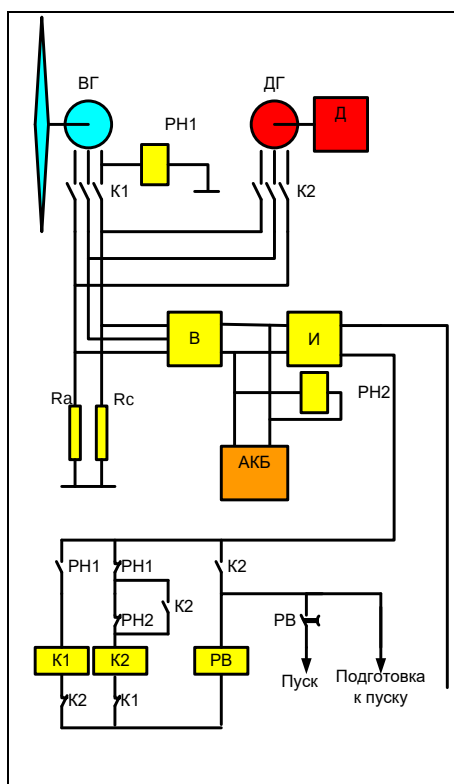


Рисунок 2.18 – Электрическая схема ветро-дизель-генераторной установки для питания автономных потребителей

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

Особенности системных ветроэнергетических станций (ВЭС):

1. Они располагаются в местах с высоким ветровым потенциалом.
2. Имеют мощность энергоблоков: 1500÷2000 кВт и более при континентальном базировании и 4000÷5000 кВт при морском и прибрежном базировании.
3. Используют генераторы асинхронные с короткозамкнутым ротором и синхронные (часто с возбуждением постоянными магнитами) с невысоким генераторным напряжением (0,50–0,69 кВ).
4. Низкий КПД станции – 30–40 %.
5. Отсутствие тепловой нагрузки.
6. Высокая маневренность, но полная зависимость от погодных условий.
7. Диапазон рабочих скоростей ветра от 3,0÷3,5 до 20÷25 м/с. При скорости ветра менее 3,0÷3,5 м/с и более 20÷25 м/с ВЭУ отключаются от сети и устанавливаются в нерабочее положение, а при восстановлении скорости ветра ВЭУ подключаются к сети и разгоняются с помощью генератора, работающего в двигательном режиме.
8. Отсутствие отбора электрической мощности на генераторном напряжении (кроме собственных нужд).
9. Передача электроэнергии потребителям на напряжениях 10, 35, 110, кВ.

2.9. Характеристики ветроэнергетических установок

Наиболее широкое распространение получили горизонтально-осевые ВЭУ. Они серийно производятся и внедряются многими фирмами. Производители и экспортеры ветроэнергетических установок – это в основном фирмы Германии и Дании (таблица 2.2).

Таблица 2.2 – Техническая характеристика ветроэнергетических установок

№ п/п	Тип Ветроэнергетической установки	Nordex S77	V82	Enercon 66	Tw1,5	Lagerwey- 50/750
	Фирма изготовитель	Nordex	Vestas Micon	Enercon	Tacke Windtech	Lagerwey
1	Ротор: диаметр, м	77	82	66	65	50,5
2	Число лопастей	3	3	3	3	3

№ п/п	Тип Ветроэнергетической установки	Nordex S77	V82	Enercon 66	Tw1,5	Lagerwey- 50/750
	Фирма изготовитель	Nordex	Vestas Micon	Enercon	Tacke Windtech	Lagerwey
3	Частота вращения, мин ⁻¹	9,9...17,3	14,4/10,8	18...38	14...20	15...20
4	Генератор: тип	асинхрон- ный двойного питания с редуктор- ным приводом и воздушным охлаждение м	асинхрон- ный с редуктор- ным приводом двухсоро- стной с водяным охлаждение м	синхронный прямо- приводной с преобразова- телем частоты	асинхронный с редукторным приводом и преобразова- телем частоты	синхронный прямо- приводной с преобразова- телем частоты
5	Мощность, кВт	1500	1650/900	1500	1500	750
6	Частота вращения, мин ⁻¹	1000...1800	1522	18...38	1080...1560	15...20
7	Напряжение, В	690	690	400	500	400
8	Ветер: рабочий диапазон, м/с	3...25	3...24	2,5...25	4...25	4...25
9	Расчетная скорость, м/с	11,1	11,6...13	13	13	14,5
10	Мачта: высота, м	61,5...111	59...78	70...108	67...112	65...100
11	Уровень шума в непосредстве нной близости, дБ	72,0	75,0	62,5	104	101,6
12	Уровень шума на расстоянии 500 м, дБ	35	35	37	38	38
13	Капитальные затраты, долл. США за 1 кВт установленно й мощности	900...1300				

2.10. Расчет мощности момента ветродвигателей различного типа

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

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

$$T = \frac{mV^2}{2} = \frac{\rho \cdot F \cdot V \cdot V^2}{2} = \rho \cdot F \cdot \frac{V^3}{2}, \quad (2.90)$$

где F – площадь, ометаемая ветроколесом, м^2 ;

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

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

При набегании потока на ветроколесо поток отдает колесу часть своей энергии, расширяется. Скорость потока уменьшается от величины V перед ветроколесом до величины V_1 на самом колесе и до величины V_2 за колесом (рисунок 2.19).

Сила P , действующая на ветроколесо и приводящая его во вращение, равна изменению количества движения при прохождении ветроколеса потоком:

$$P = m \cdot V - m \cdot V_2 = m(V - V_2), \quad (2.91)$$

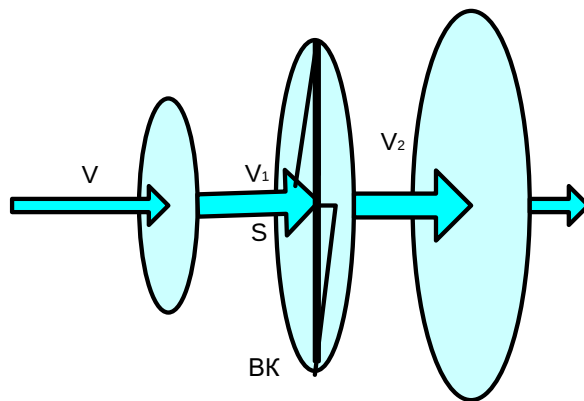


Рисунок 2.19 – К расчету мощности горизонтально-осевого пропеллерного ветродвигателя

Мощность, развиваемая ветроколесом:

$$T = P \cdot V_1 = m(V - V_2) \cdot V_1. \quad (2.92)$$

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

$$V_1 = \frac{V + V_2}{2}, \quad (2.93)$$

а коэффициент торможения потока при прохождении им ветроколеса:

$$e = \frac{V-V_1}{V} = \frac{V-V_2}{2V}, \quad (2.94)$$

соотношение скоростей ветра в сечениях составит:

$$V_1 = V - e \cdot V = V(1 - e). \quad (2.95)$$

Искомое выражение мощности, развиваемой ветроколесом:

$$\begin{aligned} T &= \rho \cdot F \cdot V_1 \cdot \frac{V - V_2}{2V} \cdot V_1 \cdot 2V = \rho \cdot F \cdot V_1^2 \cdot e \cdot 2V = \rho \cdot F \cdot V^2 \cdot (1 - e)^2 \cdot e \cdot 2V = \\ &= 4(1 - e)^2 \cdot e \cdot \rho \cdot F \cdot \frac{V^3}{2}, \end{aligned} \quad (2.96)$$

$$T = \xi_p \cdot \rho \cdot F \cdot \frac{V^3}{2} = \xi_p \cdot T_0, \quad (2.97)$$

где ξ_p – коэффициент использования ветродвигателем мощности потока, или просто коэффициент мощности ветродвигателя.

$$\xi_p = 4 \cdot e \cdot (1 - e)^2. \quad (2.98)$$

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

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

$$M = \frac{T}{\omega} = \frac{\xi_p \cdot F \cdot \rho \cdot \frac{V^3}{2}}{Z \cdot \frac{V}{R}} = \xi_m \cdot F \cdot \rho \cdot V^2 \frac{R}{2}, \quad (2.99)$$

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

R – радиус ветроколеса;

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

$\xi_m = \frac{\xi_p}{Z}$ – коэффициент вращающего момента.

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

$$Z_{opt} \approx \frac{4 \cdot \pi}{N}, \quad (2.100)$$

где N – число лопастей ветроколеса.

Сила лобового давления на ветроколесо:

$$P = \xi_F \cdot F \cdot \rho \cdot \frac{V^2}{2}, \quad (2.101)$$

где $\xi_F = 4e(1 - e)$ – коэффициент лобового давления.

Мощность ветродвигателя, использующего силу сопротивления.
Ветровой поток воздействует одновременно на две лопасти. Одна из них оказывает большое сопротивление потоку и является рабочей и вращает ветроколесо, другая обтекаемая тоже оказывает сопротивление потоку, но действует навстречу направлению вращения (рисунок 2.20).

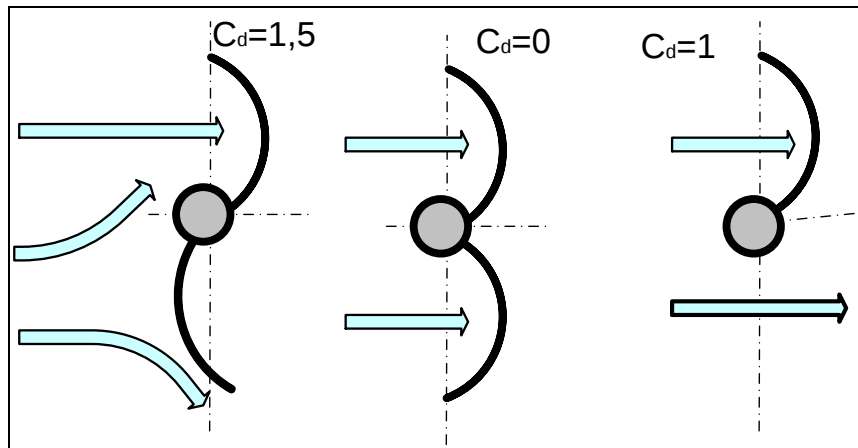


Рисунок 2.20 – К расчету коэффициента мощности вертикально-осевого ветродвигателя

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

$$T = \xi_p \cdot \rho \cdot F \cdot \frac{v^3}{2}, \quad (2.102)$$

где ξ_p – коэффициент использования мощности потока – $\xi_p = \xi_d \cdot e \cdot (1 - e)^2$.

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

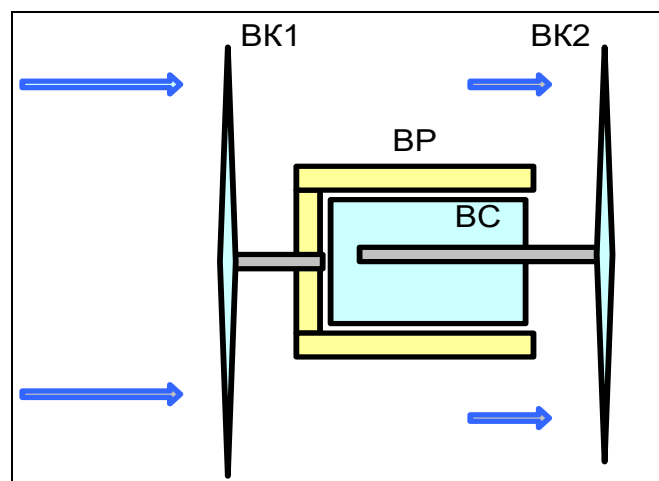


Рисунок 2.21 – Контрроторная ВЭУ с двухроторным синхронным магнитоэлектрическим генератором

2.11. Оценка экономической эффективности использования энергии ветра

Для оценки эффективности использования энергии ветра рассмотрим технико-экономические показатели:

- выработку электроэнергии при меняющейся по случайному закону в течение года скорости ветра;
- развиваемой мощности ветроэнергетической установки;
- срок окупаемости.

Определение выработки электроэнергии по среднегодовой скорости ветра дает ошибочные результаты.

Расчетная скорость ветра определяет габариты генератора и всей ветроэнергетической установки и расход активных материалов на ее изготовление, а также годовую выработку электроэнергии. Принимаемая расчетная скорость должна обеспечить оптимальные размеры установки, а именно, *минимум массы материалов на 1 кВт·ч выработанной электроэнергии*. В расчетах обычно принимают капитальные затраты на внедрение ветроэнергетических установок мощностью 100 кВт и выше около 1000 долларов за 1 кВт установленной мощности независимо от среднегодовой скорости ветра в месте установки и независимо от принятой расчетной скорости ветра, независимо от высоты установки (мачты). При этом не учитывают, что эти величины влияют на массогабаритные показатели установки и на ее стоимость.

Выбор расчетной скорости ветра для проектирования ВЭУ является интуитивным и не всегда обоснованным. В то же время каждой величине среднегодовой скорости ветра соответствует расчетная величина, обеспечивающая минимум массы и стоимости ветроэнергетической установки, а также максимальное значение коэффициента использования номинальной мощности.

Срок окупаемости ветроэнергетической установки с учетом эксплуатационных расходов может быть определен как:

$$T_{OK \text{ ВЭУ}} = \frac{C_K}{(1-Z) \cdot C_A \cdot K_i \cdot 8760}, \quad (2.103)$$

где C_K – капитальные удельные затраты принимаются равными 900÷1300 долл./кВт установленной мощности. Они состоят из стоимости оборудования 75 % и затрат на создание инфраструктуры (стоимость фундамента 5÷7 %, стоимость электрической линии и трансформаторной подстанции 5÷8 %, транспортировка и монтаж оборудования 6÷8 % и прочие расходы);

C_A – тариф на электроэнергию;

Z – годовые эксплуатационные затраты; они приняты на основе имеющихся литературных данных в пределах 20 % или 0,2 относительных единиц (о. е.) и включают:

- издержки на техническое обслуживание и текущий ремонт, 10 % от стоимости ВЭУ деленные на срок эксплуатации в 25 лет;
- отчисления на погашение процентной ставки за кредит, 10 % от стоимости ВЭУ деленные на срок эксплуатации в 25 лет;
- отчисления за эксплуатацию электросетей, 6 % от годового дохода продаж электроэнергии;
- государственные отчисления (налоги), 10÷15 % от годового дохода продаж электроэнергии;

K_i – коэффициент использования номинальной мощности установки.

Величина коэффициента K_i не однозначна. Она зависит от среднегодовой скорости ветра на площадке под ВЭУ, от высоты опоры ВЭУ, от расчетной скорости ветра, принятой при проектировании ВЭУ и определяющей номинальный режим работы электрогенератора внедряемой установки.

Номинальная мощность установки при расчетной скорости ветра:

$$T_H = \xi_p \cdot \rho \cdot F_0 \cdot \frac{V_p^3}{2}, \quad (2.104)$$

где ξ_p – коэффициент использования мощности ветрового потока;

ρ – плотность воздуха;

F_0 – ометаемая площадь ветроколеса;

V_p – расчетная скорость ветра.

Количество выработанной за год электроэнергии определится исходя из того, что мощность T_i развивается установкой при скорости ветра V_i в течение Δt_i часов в году. При скорости ветра менее 3 м/с ветроэнергетическая установка отключается. При скорости от 3 м/с до расчетной величины скорости ветра V_p развиваемая мощность возрастает пропорционально кубу скорости ветра, а при скорости ветра от V_p и до 25 м/с установка развивает номинальную мощность. При скорости ветра более 25 м/с она отключается.

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

$$K_i = \frac{W}{T_H \cdot 8760} = \sum_{V_i > 3}^{V_i < V_p} \left(\frac{V_i}{V_p} \right)^3 \cdot \Delta t_{i*} + \sum_{V_i = V_p}^{25} \Delta t_{i*}. \quad (2.105)$$

Здесь Δt_{i*} – временной интервал в относительных единицах по отношению к 8760 часам (год), в течение которого скорость ветра равна V_i . Он равен вероятности, с которой ветер такой интенсивности дует в течение года.

Функция распределения вероятности скорости ветра Φ_{V_i} выражается распределением *Рэлея*, которое получается из формулы *Вейбулла* при значениях

параметра $k = 2$ и параметра C , равного среднегодовой скорости ветра V_{cp} , и которое обеспечивает хорошее соответствие экспериментальным данным:

$$\Phi_{V_i} = \frac{2V_i}{V_{cp}^2} \cdot \exp \left[1 - \left(1 - \left(\frac{2V_i}{V_{cp}} \right)^2 \right)^2 \right]. \quad (2.106)$$

Временной интервал Δt_{i*} в относительных единицах:

$$\Delta t_{i*} = \frac{\Delta t_i}{8760} = \frac{\Phi_{V_i}}{\sum_{i=0}^{\infty} \Phi_{V_i}}. \quad (2.107)$$

Среднегодовая скорость ветра V_{cp} на высоте установки ветродвигателя H определяется по известной формуле, в которую входят стандартная скорость ветра V_{10} , измеренная на высоте 10 м от поверхности земли, и параметр b , значение которого для открытой местности $b = 0,14$. Величина b изменяется в зависимости от закрытости местности, времени суток, времени года:

$$V_{cp} = V_{10} \cdot \left(\frac{H}{10} \right)^b. \quad (2.108)$$

На основании приведенных соотношений по заданным значениям среднегодовой и расчетной скоростей ветра, тарифа на электроэнергию, долл./кВт·ч, капитальных удельных затрат на ВЭУ, долл./кВт, номинальной мощности ВЭС, кВт, эксплуатационных затрат, о. е. определялись значения:

- коэффициента использования номинальной мощности (см. таблицу 2.3), зависимость капитальных удельных затрат на ВЭУ от расчетной скорости ветра и высоты установки: 1- $H = 110$ м, 2- $H = 70$ м;

- зависимость срока окупаемости ВЭУ от расчетной скорости ветра при тарифе на электроэнергию 0,06 долл./кВт·ч: 0 – $V_{cp} = 8 \frac{м}{с}, H = 70$ м, 1 – $V_{cp} = 6 \frac{м}{с}, H = 110$ м, 2 – $V_{cp} = 6 \frac{м}{с}, H = 70$ м, 3 – $V_{cp} = 5,5 \frac{м}{с}, H = 110$ м, 4 – $V_{cp} = 5,5 \frac{м}{с}, H = 70$ м, рисунок 2.25.

В таблице 2.4 Представлены расчеты наилучших вариантов ВЭС для площадок со среднегодовыми скоростями ветра $4,8 \div 6$ м/с, при высоте установки 70 и 110 м.

Таблица 2.3 – Коэффициент использования номинальной мощности

Среднегодовая скорость ветра на стандартной высоте, м/с	Высота мачты, м	Расчетная скорость ветра на высоте оси ветроколеса, м/с				
		7,0	9,0	11,0	13,0	15,0
8	50	0,0762	0,66	0,545	0,432	0,332
	70	0,799	0,711	0,601	0,485	0,377
	90	0,831	0,755	0,648	0,529	0,415
	110	0,858	0,792	0,690	0,568	0,448
7	50	0,7	0,58	0,452	0,337	0,244
	70	0,743	0,633	0,504	0,381	0,279
	90	0,778	0,678	0,549	0,419	0,309
	110	0,809	0,717	0,588	0,453	0,335

Среднегодовая скорость ветра на стандартной высоте, м/с	Высота мачты, м	Расчетная скорость ветра на высоте оси ветроколеса, м/с				
		7,0	9,0	11,0	13,0	15,0
6	50	0,615	0,474	0,341	0,236	0,162
	70	0,661	0,526	0,386	0,270	0,186
	90	0,700	0,570	0,424	0,298	0,206
	110	0,734	0,608	0,457	0,323	0,224
5,5	50	0,559	0,412	0,282	0,187	0,126
	70	0,607	0,460	0,320	0,215	0,144
	90	0,647	0,502	0,353	0,238	0,160
	110	0,682	0,538	0,382	0,258	0,174
5	50	0,494	0,343	0,222	0,142	0,094
	70	0,542	0,387	0,254	0,164	0,108
	90	0,581	0,424	0,281	0,182	0,120
	110	0,616	0,456	0,305	0,197	0,131
4,5	50	0,419	0,271	0,165	0,103	0,067
	70	0,460	0,310	0,190	0,120	0,080
	90	0,501	0,339	0,211	0,132	0,086
	110	0,535	0,366	0,229	0,143	0,094

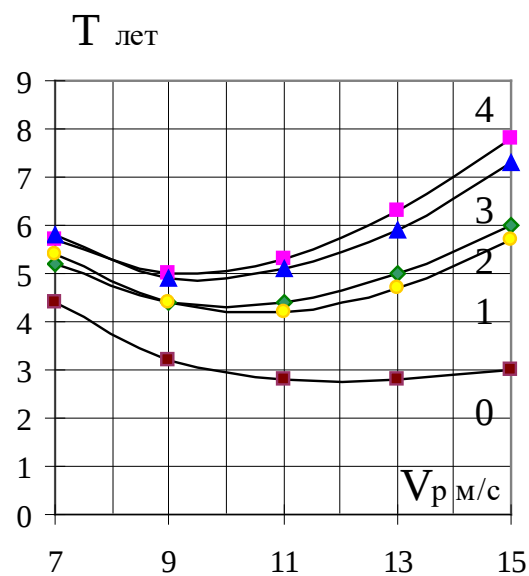
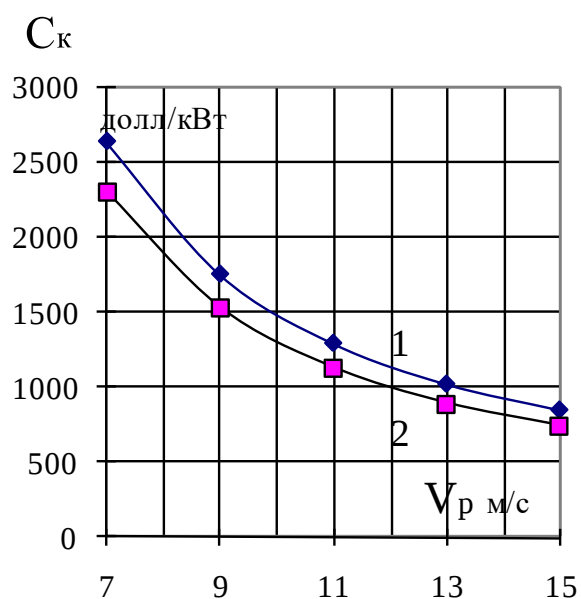


Рисунок 2.22 – Зависимости (а) капитальных удельных затрат C_K от расчетной скорости V_p ветра и высоты установки и (б) срока окупаемости T_{OK} ВЭУ от расчетной скорости ветра V_p при тарифе на электроэнергию 0,095 долл./кВт·ч

Таблица 2.4 – Варианты ВЭС для площадок со среднегодовыми скоростями ветра $4,8 \div 6$ м/с, при высоте установки 70 и 110 м

Наименование / Вариант ВЭС	0	1	2	3	4	5	6
Среднегодовая скорость ветра на стандартной высоте, м/с	8,0	6,0	6,0	5,5	5,5	5,0	4,8
Высота мачты, м	70	70	110	70	110	110	110
Расчетная скорость ветра на высоте оси ветроколеса, м/с	12,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0
Коэффициент использования номинальной мощности	0,54	0,39	0,46	0,32	0,38	0,31	0,27
Капитальные удельные затраты на ВЭУ, долл./кВт	1000	1133	1295	1133	1295	1295	1295
Тариф на электроэнергию, долл./кВт·ч	0,06–0,095						
Количество ВЭУ в ВЭС	1	1	1	1	1	1	1
Номинальная мощность ВЭС, кВт	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
Среднегодовая скорость ветра на высоте установки, м/с	10,5	7,9	8,4	7,2	7,7	6,99	6,71
Капитальные затраты, млн долл.	1,5	1,7	1,9	1,7	1,9	1,94	1,94
Годовая выработка электроэнергии, млн кВт·ч	7,1	5,1	6,0	4,2	5,0	4,00	3,60
Годовой экономический эффект при тарифе 0,06, млн долл.	0,3	0,2	0,3	0,2	0,2	0,19	0,17
Срок окупаемости при тарифе 0,06 долл./кВт·ч, лет	4,4	7,0	6,7	8,4	8,1	10,1	11,2
Срок окупаемости при тарифе 0,095 долл./кВт·ч, лет	2,8	4,4	4,3	5,3	5,1	6,4	7,1

На основании данных таблиц 2.3 и 2.4, рисунка 2.22 установлено, что:

- капитальные затраты на ВЭУ возрастают с увеличением высоты установки и с уменьшением расчетной скорости ветра агрегата;
- при определенной среднегодовой скорости ветра для данной местности существует оптимальное значение расчетной скорости ветра, при котором срок окупаемости ВЭУ имеет минимальное значение;
- оптимальные значения расчетной скорости ветра независимо от высоты установки, составляют:
 - при среднегодовой скорости 8 м/с – $12 \div 14$ м/с;
 - при среднегодовой скорости 6 м/с – $10 \div 11$ м/с;
 - при среднегодовой скорости 5,5 м/с – $9 \div 10$ м/с;
- минимальная среднегодовая скорость ветра, при которой внедрение ветроэнергетических установок экономически целесообразно при тарифе на электроэнергию 0,06 долл./кВт·ч и стоимости оборудования $1100 \div 1300$ долл./кВт – 5,5 м/с;

- минимальная среднегодовая скорость ветра, при которой внедрение ветроэнергетических установок экономически целесообразно при тарифе на электроэнергию 0,095 долл./кВт·ч и стоимости оборудования 1100÷1300 долл./кВт – 4,8 м/с;
- целесообразно внедрение ВЭУ с высотой установки не менее 70 м и расчетной скоростью ветра не более 11 м/с; поскольку ВЭУ с расчетной скоростью ветра менее 11 м/с не выпускаются промышленностью, следует выбирать ВЭУ с расчетной скоростью 11 м/с;
- при высоте установки 70÷110м коэффициент использования номинальной мощности равен 0,32÷0,457, капитальные затраты – 1100÷1300 дол/кВт и срок окупаемости менее 8 лет. Вариант с высотой установки 110 м является предпочтительным, так как обеспечивает наибольшую выработку электроэнергии.

2.12. Контрольные вопросы к разделу 2

1. Оцените перспективность использования энергии ветра в районах с различными ветровыми условиями.
2. Каково назначение и состав ветроэнергетической установки? Что означают термины: «ветроэнергетическая установка», «ветроэлектрическая установка», «ветродвигатель», «ветроколесо», «ветроротор», «ветроэлектродвигатель», «ветроэлектростанция»?
3. Как подразделяются ветроэнергетические установки по взаимному положению оси ветроколеса и направлению воздушного потока? По вращающей силе? По геометрическому заполнению? По назначению? По движущей силе?
4. Чем отличаются характеристики ветроколес с большим и малым геометрическим заполнением?
5. Назовите особенности ветроэнергетических установок с горизонтальной осью.
6. Перечислите известные типы вертикально-осевых ветродвигателей.
7. Нарисуйте конструктивную схему и объясните устройство и принцип действия:
 - чашечного ротора;
 - ротора Савониуса;
 - ротора с откидными пластинами;
 - ротора Эванса, ротора Дарье;
 - ротора Флеттнера.
8. Как обеспечиваются электроэнергией потребители качественной и некачественной энергии автономной ветроэнергостанции? Нарисуйте схему.

9. Как обеспечиваются электроэнергией потребители при регулировании нагрузки на выходе генератора? Нарисуйте схему.

10. Как обеспечивается совместная работа ВЭУ с источником электроэнергии соизмеримой мощности, например, дизель-генератором в одноканальной схеме? В двухканальной схеме?

11. В чем преимущества двухканальной схемы?

12. Нарисуйте схему совместной работы ветроэнергоустановки с мощной энергосистемой. В каких режимах может работать генератор ветроэнергоустановки?

13. Что характеризует коэффициент использования номинальной мощности ветроэнергетической установки? От чего зависит его величина?

14. Назовите и охарактеризуйте основные элементы ветро-дизель-генераторной установки.

15. Каково назначение установки и каковы ее функции?

16. Как обеспечивается надежность и качество электроэнергии для потребителей разной категории?

17. Поясните порядок работы системы в различных ветровых условиях.

18. Как осуществляется питание потребителей при исчезновении ветра?

19. Когда вводится в действие дизель-генераторная установка?

20. Какую роль играет аккумуляторная батарея и в каком режиме она работает?

21. Назовите несколько крупных действующих ветроэлектростанций. Какова их мощность? Какова мощность одной турбины?

22. Предложите вариант схемы управления ветро-дизель-генераторной установкой, которая обеспечит параллельную работу ветрогенератора и дизель-генератора. Какие сложности появятся при переходе от совместной работы к параллельной работе?

2.13. Практические задачи к разделу 2

Задача 1. По приведенному выше алгоритму составьте программу расчета коэффициента использования ветроэнергетической установки. Определите значение коэффициента использования при среднегодовой скорости ветра 8 м/с, расчетной скорости 13 м/с, при высоте установки 70 м, коэффициенте использования мощности ветрового потока 0,35. Номинальная электрическая мощность ветроэнергетической установки 1500 кВт, удельная стоимость 1000 долларов за 1 кВт установленной мощности. Стимулирующий тариф на электроэнергию 0,095 доллара за 1 кВт·ч. Эксплуатационные расходы составляют 20 % годовой стоимости выработанной электроэнергии. Определите также капитальные затраты на строительство, годовую выработку электроэнергии, экономический эффект от выработки электроэнергии, срок

окупаемости.

Ответ: 0,485, 1,50 млн долл., 6,37 млн кВт·ч, 0,48 млн долл., 3,1 года.

Задача 2. Определите коэффициент использования, капитальные затраты на строительство, годовую выработку электроэнергии, экономический эффект от выработки электроэнергии и срок окупаемости ветроэлектростанции: мощность 2×1500 кВт, среднегодовая скорость ветра 6 м/с, расчетная скорость ветра 11 м/с, тариф на электроэнергию и затраты данным задачи 1, удельная стоимость 1245 долларов за 1 кВт установленной мощности, мощность 2×1500 кВт, среднегодовая скорость ветра 5,1 м/с, расчетная скорость ветра 11 м/с, тариф на электроэнергию и затраты по данным задачи 1, удельная стоимость 1245 долларов за 1 кВт установленной мощности.

Ответ: 0,386, 3,74 млн долл., 10,14 млн кВт·ч, 0,78 млн долл., 4,85 года, 0,267, 3,74 млн долл., 7,0 млн кВт·ч, 0,54 млн долл., 7 лет.

Задача 3. Определите номинальную мощность синхронного генератора ветроэнергетической установки Савониуса с трехлопастным ротором и редукторным приводом. Ометаемая площадь ветроколеса 20 м^2 . Среднегодовая скорость ветра на стандартной высоте 6 м/с. Расчетная скорость ветра ВЭУ 8,5 м/с. Определите мощность, переносимую потоком при расчетных условиях. КПД генератора 85 %, КПД редуктора 85 %. Нарисуйте кинематическую схему установки.

Ответ: 1,2 кВт, 8,0 кВт.

Задача 4. Определите расчетную мощность двухлопастной горизонтально-осевой ветроэнергетической установки с размахом лопастей 7,54 м, при расчетной скорости ветра 12 м/с и плотности воздуха $1,3 \text{ кг/м}^3$, оптимальную быстроходность и частоту вращения ветроколеса, мин^{-1} , полагая $\xi_p = 0,3$. Определите передаточное отношение редуктора для привода синхронного генератора с номинальной частотой вращения $n = 1500 \text{ мин}^{-1}$.

Ответ: 15 кВт, 6,28, 191 мин^{-1} , 1: 7,85.

Задача 5. Определите расчетную мощность трехлопастной горизонтально-осевой установки с размахом лопастей 42 м, при расчетной скорости ветра 11 м/с и плотности воздуха $1,3 \text{ кг/м}^3$, а также оптимальную быстроходность и частоту вращения ветроколеса, мин^{-1} , полагая $\xi_p = 0,35$. Определите номинальную мощность, частоту вращения и число пар полюсов прямоприводного синхронного генератора при номинальной частоте сети $f = 50 \text{ Гц}$, если КПД генератора $\eta_r = 85,9 \%$.

Ответ: 419,3 кВт, 4,19, 21 мин^{-1} , 360 кВт, 21 мин^{-1} , 150 пар полюсов.

Задача 6. Определите пределы изменения коэффициента торможения потока и их физический смысл.

Ответ: При $V=V_1=V_2$, $e = 0$ и $\xi_p = 0$ – идеальный холостой ход, при $V=V_1=V_2$, $e = 1$ и $\xi_p = 0$ ветроколесо не пропускает поток и не развивает мощности.

Задача 7. Определите максимальное значение коэффициента мощности горизонтально-осевой ветроэнергетической установки, использующей подъемную силу. Чему равны практически достижимые значения ξ_p ?

Ответ: 0,59.

Задача 8. Определите эффективность использования ветрового потока (максимальное значение коэффициента мощности) контрроторной ветроэнергетической установки с синхронным двухроторным магнитоэлектрическим генератором (рисунок 2.21), где ВК1 и ВК2 – 1-е и 2-е встречно-вращающиеся ветроколеса, ВС и ВР – вращающиеся ротор и статор. Чему равны практические значения коэффициента использования мощности ветрового потока ξ_p ?

Ответ: 0,615.

Задача 9. Определить количество электроэнергии с удельной ометаемой площади в январе, которое может выработать ветроэнергетическая установка (ВЭУ) за сутки.

Исходные данные: коэффициент, учитывающий характеристики ветра $\beta = 2 \cdot 10^{-4}$; рабочая скорость ветра составляет 7 м/с; $T = 24$ ч – число часов работы ВЭУ в сутки.

Решение. Количество энергии с удельной ометаемой площади, которую может выработать ВЭУ в январе в выбранном районе с учетом повторяемости ветра в этом районе:

$$W_{уд}^M = \beta T \left(\sum_{v_{min}}^{v_p} v_i^3 t^* + v_p^3 \sum_{v_p}^{v_{max}} t^* \right),$$

где $\beta = 2 \cdot 10^{-4}$ – коэффициент, учитывающий характеристики ветра;

T – число часов работы ВЭУ в месяце, ч;

v_i – средняя скорость в градации, м/с; v_p – рабочая скорость ветроустановки, м/с;

v_{max} – максимальная скорость ветроустановки, м/с;

v_{min} – минимальная скорость ветроустановки, м/с;

t^* – повторяемость скорости ветра для данной градации.

К примеру, произвольные данные на январь:

В январе:

$$W_{y\partial}^M = 2 \cdot 10^{-4} \cdot 31 \cdot 24 [(3^3 \cdot 0,21 + 4,5^3 \cdot 0,16 + 7^3 \cdot 0,1) + 8^3(0,06 + 0,02 + 0,02 + 0,01)] = 16,5 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{м}^2.$$

Ответ: 16,5 кВт·ч/м².

Задача 10. Рассчитать мощность, вырабатываемую горизонтально-осевой ВЭУ.

Исходные данные: $W_{y\partial} = 15,5$ кВт/ч – удельное количество энергии с ометаемой площади; $D = 3$ м – диаметр ветроколеса.

Решение. Полная энергия, вырабатываемая ВЭУ в январе:

$$W_{ВЭУ}^M = W_{уд}^M \cdot \frac{\pi \cdot D^2}{4} = 15,5 \cdot \frac{3,14 \cdot 3^2}{4} = 109,5 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Ответ: 109,5 кВт·ч.

3. БИОЭНЕРГЕТИКА

3.1. Основные источники биомассы

Развитие энергетики за счет использования сельскохозяйственных культур имеет как достоинства, так и недостатки. Один из наиболее существенных недостатков то, что производство энергии станет конкурировать с производством пищи. Крупномасштабное увеличение объема производства биотоплива (например, этилового спирта) по этой причине может оказать существенное отрицательное влияние на мировой рынок пищевых продуктов.

Второй серьезный недостаток – возможность обеднения и эрозии почв в результате интенсификации выращивания «энергетических» культур. Очевидная стратегия спасения от этих явлений – выращивание культур, пригодных и для обеспечения человека (зерно), и для энергетических нужд при одновременном сокращении части урожая, скормливаемого животным.

Для выращивания и переработки урожая необходима энергия в форме солнечного излучения и в форме, пригодной для получения топлива для работы сельхозмашин, создания самих этих машин, получения удобрения и т. п. Для оценки эффективности получения энергии из того или иного вида биомассы необходимо проведение энергетического анализа.

Энергетический анализ – это определение затрат энергии энергопотребляющих и энергопроизводящих систем, позволяющий выделить технические и технологические аспекты процесса.

На практике энергетический анализ и связанный с ним анализ экономических факторов получения и переработки биомассы агропромышленным методом оказывается достаточно сложным. Однако использование для получения тепла и электроэнергии дешевых отходов биомассы может иметь решающее значение при оценке эффективности того или иного процесса.

Биомасса – это органические соединения углерода. Энергия биомассы возникает в результате фотосинтеза под действием солнечного излучения в процессе образования органических веществ и аккумуляирования в них химической энергии.

Поток солнечной энергии, преобразуемый на Земле в результате фотосинтеза, составляет 250 кВт на человека, что эквивалентно 250 000 крупных АЭС (по 6 млн кВт каждая). Для сравнения – мощность электрических станций на планете составляет около 0,8 кВт на человека.

В результате фотосинтеза образуются углеводы, содержащие углерод в соединениях с кислородом и водородом (например, глюкоза $C_6H_{12}O_6$ или сахароза $C_{12}H_{22}O_{11}$). В процессе соединения с кислородом при сгорании или

гниении биомассы выделяется тепло. При сжигании биомассы в кислороде выход тепла составляет 16 МДж/кг или 4,4 кВт·час на 1 кг сухого веса.

Основными источниками биомассы являются:

- лесоработки и отходы переработки древесины;
- сахарный тростник;
- зерновые и другие продовольственные и технические культуры, продукция энергетического растениеводства;
- отходы животноводства (навоз);
- городские стоки, мусор (твердые бытовые отходы).

Переработка биомассы, связанная с извлечением энергии, осуществляется *термохимическими, биохимическими и агрохимическими* способами.

Термохимические способы – это прямое сжигание и пиролиз; биохимические – спиртовая ферментация и анаэробная переработка; агрохимические – экстракция топлива прямо от живых растений (например, получение каучука).

Сжигание биотоплива с получением тепла используется для приготовления пищи, обогрева жилищ, для сушки зерна, получения электроэнергии и т. д.

Приготовление пищи и сжигание топлива в традиционных, часто примитивных «устройствах» – неэффективно. Их КПД часто не превышает 5 %. Велики потери из-за неполного сгорания, уноса тепла ветром, испарения из открытого котла и т. д. Процесс можно улучшить совершенствованием методов приготовления (например, паровые сковородки), уменьшением тепловых потерь (теплоизоляция печей, конструкция нагревателей), улучшением сгораемости топочных газов, применением простых и надежных методов управления нагревателями. Применение древесного угля, принудительной подачи воздуха позволяет повысить эффективность плит и печей до 50 %.

Другие направления по совершенствованию процесса сжигания биотоплива – это применение в качестве топлива печей биогаза, использование солнечных кухонь.

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

Выход биогаза зависит от содержания сухого вещества и вида используемого сырья. Из тонны навоза крупного рогатого скота получается 40...50 м³ биогаза с содержанием метана 60 %. *Энергия, заключенная в 1 м³ биогаза, эквивалентна 0,6 м³ природного газа, 0,74 м³ нефти и 0,66 л дизельного топлива.* В расчетах используется понятие сухого вещества (СВ). Вода, содержащаяся в биомассе, не дает газа.

Различают 3 уровня брожения:

- низкий (до 20 °С) – *психрофильное брожение*;

- средний (32...34 °C) – *мезофильное брожение*;
- высокий (52...55 °C) – *термофильное брожение*.

Чем выше температура, тем лучше идет процесс брожения, однако при этом значительно возрастают затраты на подогрев.

3.2. Получение биогаза путем анаэробного сбраживания

В естественных условиях биомасса разлагается на элементарные соединения в условиях сырости, тепла, темноты в присутствии кислорода под действием бактерий. С участием этих бактерий углерод биомассы окисляется до двуокси углерода (углекислого газа).

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

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

Сбраживание в биогазогенераторе может происходить при температуре 20÷30 °C с участием *психрофильных бактерий* с циклом сбраживания 14 суток. При подогреве до 35 °C в процессе участвуют *мезофильные бактерии* и процесс ускоряется до 7 суток. Для подогрева используется часть биогаза, получаемого в биогазогенераторе. При необходимости ускорения разложения биомассы без увеличения выхода биогаза массу подогревают до 55 °C, что соответствует *термофильному уровню анаэробных бактерий*. В любом случае необходимо поддерживать в биогазогенераторе стабильные условия по температуре и подаче биомассы для выведения подходящих для данных условий популяций бактерий. В тропиках сбраживание ведется при 20÷30 °C без дополнительного подогрева, с временным интервалом 14 дней. В средней полосе для сбраживания необходим дополнительный подогрев, например, с использованием части получаемого биогаза. При повышении температуры процесса до 35 °C, скорость реакции в биогазогенераторе удваивается.

Процесс сбраживания идет в три стадии, которые обеспечиваются собственными для каждой стадии бактериями:

1-я стадия – расщепление нерастворимых материалов (целлюлоза, жиры, полисахариды) на углеводы и жирные кислоты в течение 1 суток при 20...25 °C;

2-я стадия – образование уксусной и др. кислот в течение 1 суток;

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

Теплота сгорания некоторых видов топлива:

- бензин 47 МДж/кг или $34 \cdot 10^{-3}$ МДж/л;
- этиловый спирт C_2H_5OH 30 МДж/кг или $25 \cdot 10^{-3}$ МДж/л;
- метан CH_4 55 МДж/кг или $38 \cdot 10^{-3}$ МДж/л;
- метанол CH_3OH 23 МДж/кг или $18 \cdot 10^{-3}$ МДж/л;
- биогаз (50 % CH_4 и 50 % CO_2) 28 МДж/кг или $20 \cdot 10^{-3}$ МДж/л;
- генераторный газ 5...10 МДж/кг или $(4...8) \cdot 10^{-3}$ МДж/л;
- древесный уголь (кусковой) 32 МДж/кг;
- коровий навоз 12 МДж/кг;
- древесина сухая 16 МДж/кг.

Пиролиз (сухая перегонка) – это процессы нагрева или частичного сжигания органического сырья для получения производных видов топлива или химических соединений. Сырьем служит древесина, отходы биомассы, городской мусор, уголь. Продукты пиролиза – газы, смолы и масла, древесный уголь, зола (рисунок 3.1). Разновидность пиролиза – газификация предназначена для максимального получения газообразного топлива. Пиролиз осуществляется в газогенераторах.

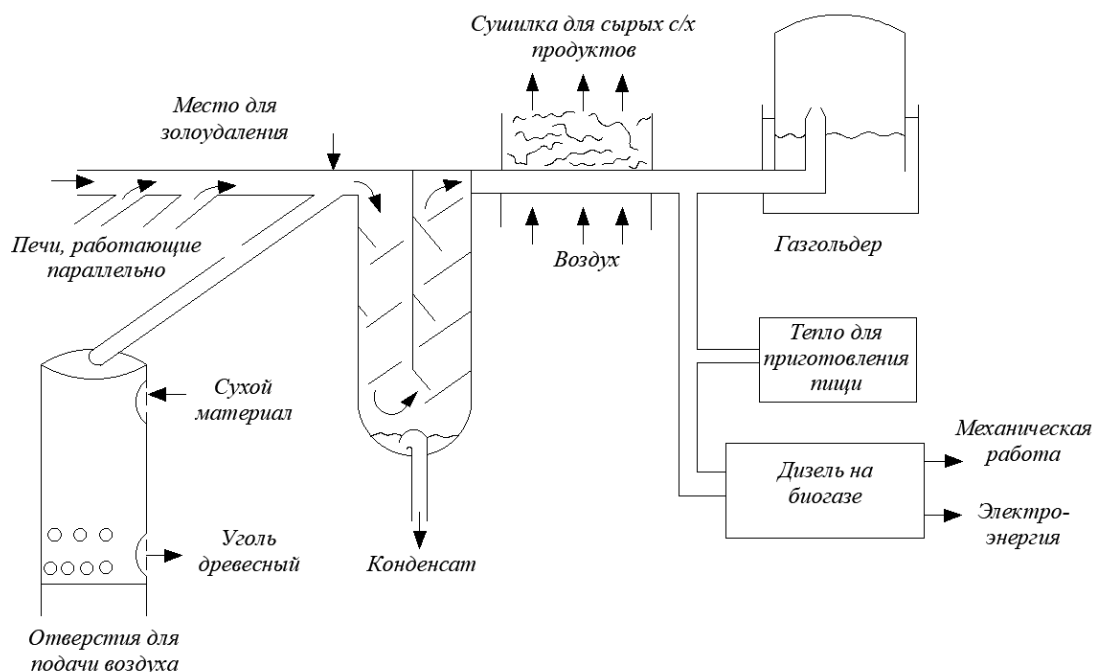


Рисунок 3.1 – Установка для осуществления пиролиза

КПД пиролиза определяется как отношение теплоты сгорания производного топлива к теплоте сгорания используемой в процессе биомассы. Достижимый КПД весьма высок – 80–90 %.

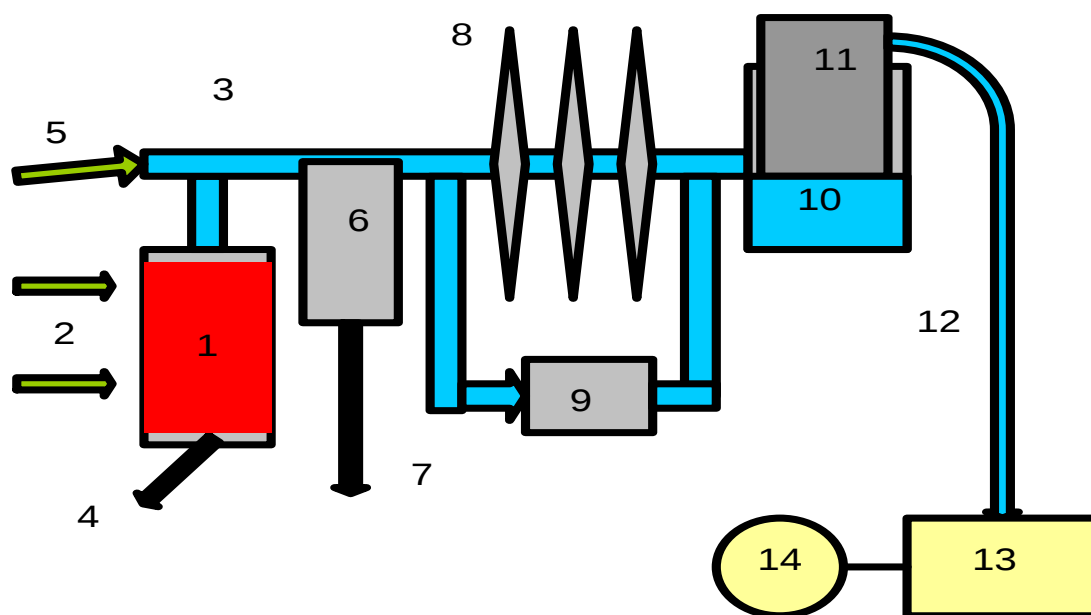


Рисунок 3.2 – Схема газогенератора:

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

Схема газогенератора представлена на рисунке 3.2.

Подаваемый материал предварительно сортируют для снижения негорючих примесей, подсушивают, измельчают. Температура в печи зависит от соотношения воздух – горючее. Проще всего управление установкой при температуре ниже 600 °С. При более высоких температурах сложнее управление, но увеличивается содержание водорода в вырабатываемом газе (рисунок 3.3).

Перегонка идет в 4 стадии:

- 100÷120 °С – подаваемый в газогенератор материал опускается вниз и освобождается от влаги;
- 275 °С – отходящие газы в основном состоят из N_2 , CO и CO_2 ; извлекаются уксусная кислота и метанол;
- 280÷350 °С – начинается реакция выделения летучих химических веществ, таких как эфиры, фенолы и др.;

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

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

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

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

Газы – это древесный газ (синтетический газ, генераторный газ или водяной газ) – до 80 % в газогенераторах. Газы состоят из азота, водорода, метана, углекислого газа и угарного газа. Они накапливаются в газгольдерах при давлении, близком к атмосферному (они не сжимаются).

Другие термохимические процессы – гидрогенизация и каталитическая реакция между углеродом и окисью углерода.

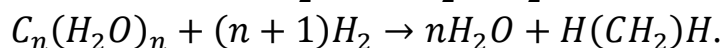
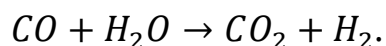
Теплота сгорания на воздухе составляет 5÷10 МДж/кг (от 4 до 8 МДж/м³ при нормальных условиях). Эти газы могут быть использованы непосредственно в дизелях или в карбюраторных двигателях с искровым зажиганием, при этом основная трудность – избежать попадания в цилиндры золы и конденсирующихся продуктов пиролиза. Газы в основном состоят из N_2 , H_2 и CO с малыми добавками CH_4 и CO_2 .

Биомасса может сжигаться или подвергаться пиролизу непосредственно после предварительной сортировки и измельчения. Однако она может быть еще и обработана химически для того, чтобы получить исходный материал для спиртовой ферментации, или вторичное топливо. Рассмотрим несколько наиболее важных примеров из большого числа возможных.

Гидрогенизация – процесс нагревания измельченной или переваренной биомассы до 600 °С при давлении около 5 МПа. Получаемые при этом горючие газы метан и этан дают при сжигании 6 МДж на 1 кг сухого сырья.

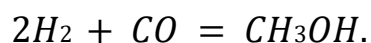
Гидрогенизация с применением CO и пара аналогична предыдущему процессу, но нагревание производится в атмосфере CO и водяного пара при температуре 400 °С и давлении 5 МПа. Извлекается синтетическая нефть,

которую можно использовать как топливо. Соответствующие реакции идут в присутствии катализатора:



Последняя реакция описывает превращение углеводов в нефтеподобные углеводороды. Эффективность преобразования энергии в этом процессе составляет примерно 65 %.

Каталитическая реакция между H_2 и CO при 330 °С и давлении 15 МПа дает *метиловый спирт (метанол)* – ядовитую жидкость, которую можно использовать в качестве заменителя бензина с теплотой сгорания 23 МДж/кг.



Гидролиз под воздействием кислот и ферментов. Целлюлоза, составляющая основную массу сухого остатка растений (от 30 до 50 %), трудно поддается гидролизу и сбраживанию с помощью микроорганизмов. Превращение целлюлозы в сахара, которые могут сбраживаться, возможно путем нагревания в серной кислоте или под воздействием фермента целлюлозы некоторых микроорганизмов. Полученные продукты можно использовать в качестве пищи для крупного рогатого скота.

Преобразование масла кокосовых орехов в эфиры. Белая мякоть кокосовых орехов (копра) примерно на 50 % состоит из масла. Кокосовое масло может быть непосредственно использовано в качестве дизельного топлива в двигателях, оснащенных специальной системой подачи, однако при этом образуется ядовитый дым, кроме того, при температуре ниже +23 °С масло затвердевает. Добавив в масло 20 % (по объему) метилового или этилового спирта, можно получить летучие эфиры, являющиеся прекрасным дизельным топливом, и глицерол. Получаемые эфиры имеют теплоту сгорания около 38 МДж/кг, что выше, чем у перерабатываемого масла, и приближается к соответствующему показателю бензина (46 МДж/кг). Другие растительные масла также могут быть переработаны аналогичным образом.

Спиртовая ферментация (брожение) используется для получения *этилового спирта (этанола)* – C_2H_5OH . Этиловый (питьевой) спирт образуется из сахаров особыми микроорганизмами, дрожжами, в кислой среде. При концентрации спирта 10 % микроорганизмы погибают. Поэтому дальнейшее повышение концентрации получается перегонкой (дистилляцией). В результате получают смесь – 95 % спирта и 5 % воды. При брожении теряется 0,5 % энергетического потенциала сахара. Необходимую для перегонки тепловую энергию получают, сжигая отходы биомассы (рисунок 3.2).

Этиловый спирт получают из сахарного тростника, сахарной свеклы, крахмала. При получении спирта из сахарного тростника вначале отделяют сок для получения сахарозы. Оставшуюся патоку с содержанием сахара до 55 %

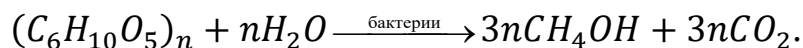
сбраживают и перерабатывают в спирт. Реакция превращения сахарозы в этанол в присутствии дрожжей:



Реакция превращения сахарозы в метан в присутствии бактерий:



Реакция превращения целлюлозы в метан:



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

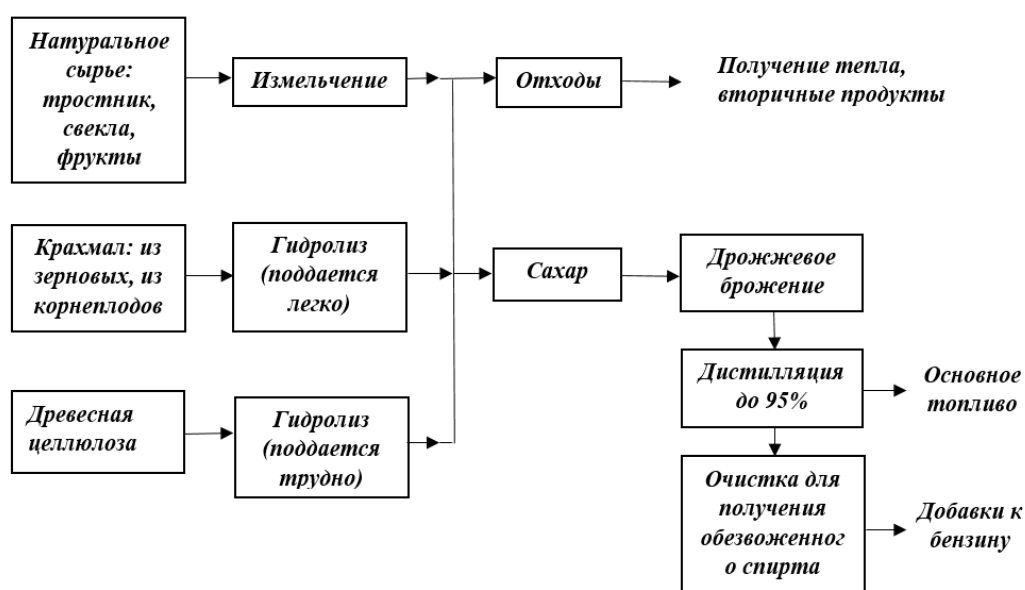


Рисунок 3.3 – Схема производства этанола

Для получения спирта из растительного крахмала, например, из злаковых, его предварительно подвергают гидролизу на сахар (рисунок 3.3).

Крупные молекулы крахмала разрушаются ферментами солода, содержащимися, например, в ячмене или при обработке его сильными кислотами при повышенном давлении. Важный вторичный продукт сбраживания – отходы, которые используются в качестве корма для скота и удобрений.

Этиловый спирт – хорошее жидкое топливо. Он используется в чистом виде (95 %) при небольшой переделке карбюратора или в смеси с бензином 1:10 (газохол).

Обезвоженный этанол – жидкость в интервале температур от -117 до $+78$ °C с температурой воспламенения 423 °C. Применение его в двигателе внутреннего сгорания требует специального карбюратора. Поэтому и смешивают бензин с обезвоженным этанолом (20 % по объему) и используют эту смесь (газохол) в обычных бензиновых двигателях. *Газохол* в настоящее

время – обычное топливо в Бразилии (этанол там получают из сахарного тростника и маниока), используют его и в США (этанол из кукурузы).

Таблица 3.1 – Выход этанола из некоторых технических культур

Культура	Выход этанола из 1 т культуры, л/т
Сахарный тростник	70
Маниок	180
Сладкое сорго	86
Сладкий картофель	125
Зерновые (кукуруза)	370
Плодовые	160

Важная особенность этанола – способность выдерживать ударные нагрузки без взрыва, из-за этого он гораздо предпочтительнее добавок из тетраэтилсвинца, вызывающего серьезные загрязнения атмосферы. Превосходные свойства этанола как горючего обеспечивают двигателям 20 %-ное увеличение мощности по сравнению с чистым бензином. Массовая плотность и теплотворная способность этанола ниже, чем бензина, соответственно теплота сгорания (24 МДж/м^3) на 40 % ниже, чем бензина (39 МДж/м^3). Однако лучшее горение этанола компенсирует это уменьшение теплотворной способности. Опыт подтверждает, что двигатели потребляют примерно одинаковое количество газохлоа и бензина. При применении газохлоа увеличивается на 20 % мощность двигателей, снижается загрязнение атмосферы по сравнению с применением тетраэтилсвинца.

Эти реакции экзотермические. В процессе их протекания выделяется 1 МДж тепла на 1 кг сухой массы сбраживаемого материала. Этого, однако, недостаточно для необходимого повышения температуры массы.

Анаэробное сбраживание и получение биогаза с последующим его использованием в качестве качественного топлива выгоднее, чем простое высушивание и сжигание исходного материала, так как только удаление 95 % влаги при сушке требует до 40 МДж тепла на 1 кг сухого остатка.

Теплота сгорания сухого навоза составляет $12 \div 15 \text{ МДж/кг}$. Кроме того, после анаэробной переработки навоз может быть использован как удобрение. Технологическая и электрическая схема биогазогенератора для условий умеренного климата для утилизации навоза животноводческого комплекса, использующего электроэнергию в качестве основного источника энергии, представлена на рисунке 3.4. Навоз помещают в накопитель, где он отделяется от несбраживаемых материалов.

Далее масса медленно проходит через емкость, врытую в землю, где происходит сбраживание, а затем отработанная масса поступает в бак для отработанной массы, которая используется для удобрения.

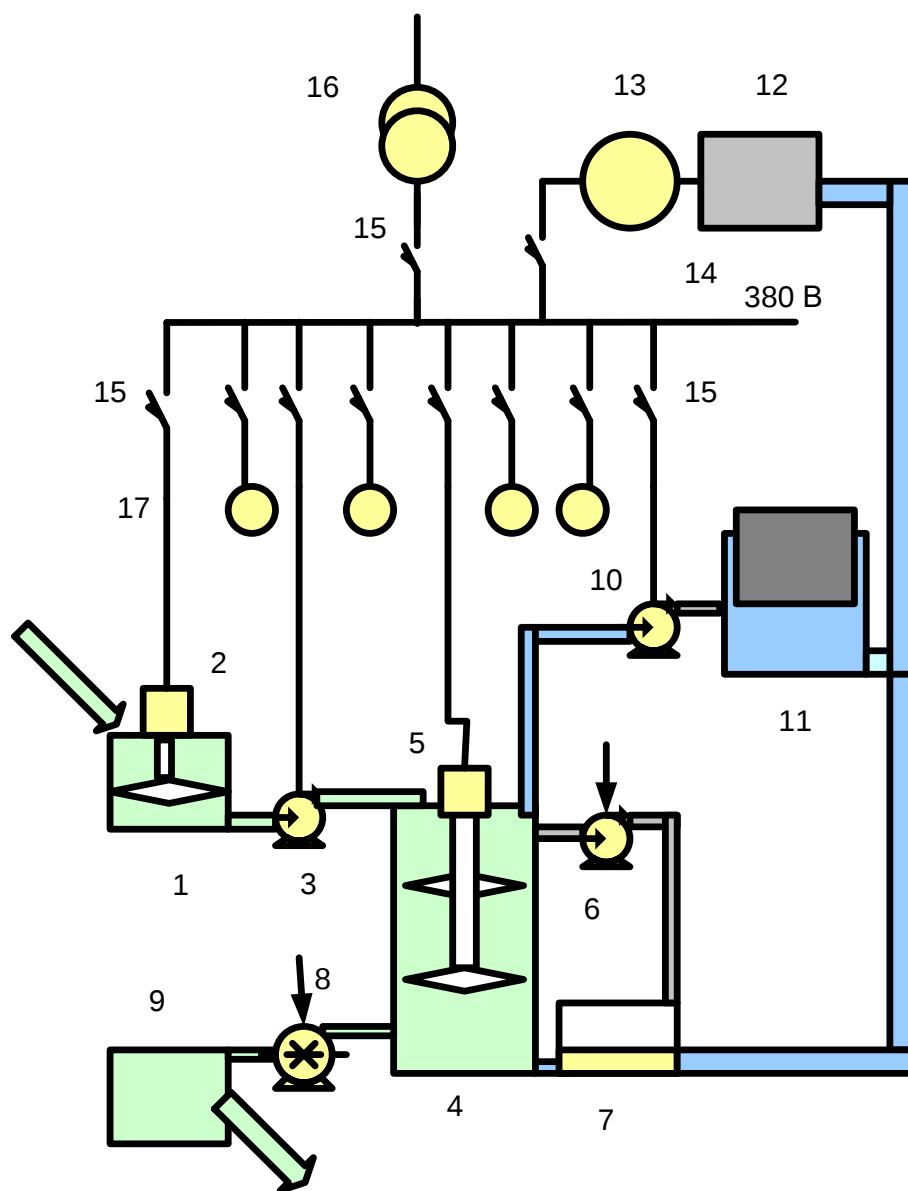


Рисунок 3.4 – Схема биогазогенератора:

1 – приемная емкость с мешалкой, куда поступает очищенный от соломы и других неактивных материалов навоз; 2 – мешалка; 3 – насос; 4 – бак (метантанк) с мешалкой; 5 – мешалка; 6 – насос для перекачки навоза в бак с подогревом в зимнее время с помощью газового нагревателя; 7 – газовый нагреватель; 8 – насос для перекачки отработанного навоза в выходную емкость для отходов; 9 – выходная емкость; 10 – компрессор для перекачки получаемого биогаза в газгольдер; 11 – водяной газгольдер; 12 – двигатель внутреннего сгорания; 13 – электрогенератор; 14 – шины трансформаторной подстанции предприятия; 15 – коммутирующие аппараты подстанции; 16 – главный трансформатор подстанции предприятия; 17 – приводные электродвигатели вытяжной и приточной вентиляции с калориферами для обогрева помещений, привода механизмов кормораздачи, скребок, а также лампы освещения

Давление газа в газгольдере создается тяжелым металлическим газгольдером.

3.3. Контрольные вопросы к разделу 3

1. Что такое биоэнергетика и каков энергетический потенциал биомассы?
2. Что такое фотосинтез и какой поток солнечной энергии преобразуется на Земле в результате фотосинтеза?
3. Назовите основные источники биомассы.
4. Назовите основные способы переработки биомассы.
5. Какова эффективность сжигания биотоплива? Как ее можно повысить?
6. В чем заключается сущность пиролиза?
7. Порядок работы установки пиролиза.
8. В чем универсальность топлива, получаемого при пиролизе?
9. Какие вещества получают при пиролизе?
10. В чем заключается процесс гидрогенизации?
11. Какой продукт получают в результате спиртовой ферментации?
12. В чем сущность процесса спиртовой ферментации?
13. В чем сущность анаэробного сбраживания?
14. Как работает установка для анаэробного сбраживания?
15. Какова эффективность анаэробной переработки навоза?

3.4. Практические задачи к разделу 3

Задача 1. Оцените эффективность установки биогазогенератора и двигатель-генераторной установки для утилизации навоза на свиноферме на 1000 голов.

Исходные данные: (1) содержание сухого сбраживаемого материала в навозе одного животного 0,2 кг за сутки, (2) время цикла сбраживания при температуре 20 °C $t = 14$ суток, (3) суммарная теплотворная способность сухого навоза 12 МДж/кг, (4) суммарная теплотворная способность биогаза (50 % – метан и 50 % – углекислый газ) – $C_B = 20$ МДж/м³, (5) при полном сбраживании за 14 суток полный выход биогаза 0,5 м³ на 1кг сухого материала, (6) КПД двигатель-генераторной установки $\eta = 30\%$.

Решение.

- Объем жидкой массы, проходящей через биогазогенератор ежесуточно:

$$V_j = \frac{m}{\rho} = \frac{0,2 \cdot 1000}{50} = 4 \text{ м}^3,$$

где m – масса сухого материала в навозе животных за сутки;

$\rho = 50 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ – содержание сухого материала в 1 м³ жижи.

- Объем биогазогенератора:

$$V_G = V_j \cdot t = 4 \cdot 14 = 56 \text{ м}^3,$$

где t – время цикла сбраживания, суток.

- Масса сухого материала в полном биогазогенераторе:

$$G_c = m \cdot t = 0,2 \cdot 1000 \cdot 14 = 2800 \text{ кг.}$$

- Объем биогаза, выделяемого биогазогенератором за сутки

$$V_b = G \cdot c = 2800 \cdot 0,036 = 100,8 \text{ м}^3/\text{сут.},$$

где c – выход биогаза из 1 кг сухого материала в сутки.

- Годовая выработка электроэнергии при использовании биогаза в двигатель-генераторной установке

$$W = \eta \cdot V_b \cdot C_B \cdot 365 = 0,3 \cdot 100,8 \cdot 20 \cdot 365 = 61320 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

- Номинальная мощность двигатель-генератора

$$P_H = \frac{1,0 \cdot W}{365 \cdot 24} = \frac{1,0 \cdot 61320}{365 \cdot 24} = 7,0 \text{ кВт},$$

где 1,0 – коэффициент запаса.

Задача 2. По данным задачи 1 определите:

- Расход электроэнергии на подогрев массы в биогазогенераторе в холодное время года (365/2 суток) в среднем от 5 до 20 °С, полагая теплоемкость массы 1 ккал/кг·°С, плотность массы 900 кг/м³, 1 кВт·ч = 1 ккал/860.

- Расход электроэнергии двигателями насосов и мешалок биогазогенератора при их установленной мощности 20 кВт и коэффициенте использования 0,1.

- Годовую экономию электроэнергии.

- Капитальные затраты на установку при удельных затратах 2 млн руб. за 1 кВт установленной мощности.

- Годовой экономический эффект, руб., без учета дополнительных эксплуатационных расходов при тарифе на электроэнергию для производственных потребителей 170 руб./кВт·ч.

- Срок окупаемости без учета дополнительных эксплуатационных расходов.

Ответ: 11,5 тыс. кВт·ч, 17,5 тыс. кВт·ч, 32,3 тыс. кВт·ч, 14,0 млн руб., 5,5 млн руб., 2,5 года.

Задача 3. Оцените эффективность установки биогазогенератора и дизель-генераторной установки для утилизации навоза на свиноферме на 1000 голов **задачи 1** при повышении температуры процесса до 35 °С. Определите:

- Объем жидкой массы, проходящей через биогазогенератор ежедневно.

- Объем биогазогенератора.

- Массу сухого материала в полном биогазогенераторе.

- Объем биогаза, выделяемого биогазогенератором за сутки.

- Годовую выработку электроэнергии при использовании биогаза в двигатель-генераторной установке.

- Номинальную мощность дизель-генератора.

– Расход электроэнергии на подогрев массы в биогазогенераторе в холодное время.

– Расход электроэнергии двигателями насосов и мешалок биогазогенератора при их установленной мощности 20 кВт и коэффициенте использования 0,1.

– Годовую экономию электроэнергии.

– Капитальные затраты на установку.

– Годовой экономический эффект, руб.

– Срок окупаемости.

Ответ: 4 м³, 28 м³, 1400 кг, 100,8 м³/сут., 61,3 тыс. кВт·ч, 7,0 кВт, 22,9 тыс. кВт·ч, 17,5 тыс. кВт·ч, 20,9 тыс. кВт·ч, 14,0 млн руб., 3,55 млн руб., 3,9 года.

Задача 4. Определите количество электроэнергии, которое можно получить за сутки при анаэробной переработке навоза одного крупного рогатого животного с использованием биогазогенератора и двигатель-генераторной установки, и круглосуточную мощность, если: (1) время цикла сбраживания 14 суток при температуре 20 °С, (2) выход сухого навоза от 1 коровы 2,0 кг/сутки, (3) выход газа из сухой массы 0,6 м³/кг, (4) содержание метана в биогазе 52 %, (5) К. П. Д. двигатель-генераторной установки 30 %, (6). Теплота сгорания метана 55 МДж/кг или $38 \cdot 10^{-3}$ МДж/л при 15 °С.

Ответ: 2,0 кВт·ч, 0,083 кВт.

Задача 5. Определите условное годовое количество электроэнергии, которое можно получить при анаэробной переработке навоза в регионе с поголовьем крупного рогатого скота 2,5 млн голов при коэффициенте использования номинальной мощности генерирующего оборудования, равном 0,26.

Ответ: 474,5 млн кВт·ч.

Задача 6. Оцените электроэнергетический потенциал биомассы в области при КПД преобразования энергии топлива 30 %, если 1 тыс. кВт·ч эквивалентна 0,28 т у. т. Потенциал биомассы: (1) отходы лесоразработок и отходы переработки древесины при годовом объеме заготовок древесины 10 млн м³ составляют 1,5 млн т у. т. в год, (2) отходы производства зерновых и других, продовольственных и технических культур, энергетическое растениеводство – 0,8 млн (3) т у. т. отходы животноводства – 1 млн т у. т. (4) городские стоки, мусор – 0,7 млн т у. т.

Ответ: 4,29 млрд кВт·ч.

Задача 7. Сельское хозяйство области потребляет 2,5 млрд кВт·ч электроэнергии в год, что составляет 7,3 % всего электропотребления республики. Определите, какую часть электропотребления страны можно покрыть за счет использования энергии биомассы.

Ответ: 12,5 %.

4. ГЕОТЕРМАЛЬНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

4.1. Энергетика Земли

Энергетика Земли – геотермальная энергетика базируется на использовании природной теплоты Земли. Под геотермикой (от греческих слов «гео» – земля и «термо» – тепло) понимается наука, изучающая тепловое состояние земной коры и Земли в целом, его зависимость от геологического строения, состава горных пород, магматических процессов и целого ряда других факторов.

Первый опыт генерирования электричества из геотермальных источников был в Италии в 1904 г.

Сегодня геотермальную энергию используют в 40 странах мира. В Швейцарии 10 тысяч теплоносителей забирают тепло из-под грунта. Сотни тысяч киловатт дают станции районов Лардерелло в Италии, Вайракей в Новой Зеландии. Треть электроэнергии для Сан-Франциско также дают геотермальные станции. Сегодня мощность канадских ГеоТЭС достигла 0,7 млн кВт. Поляки начали заниматься геотермальной энергией десять назад. В Польше есть уже четыре геотермальные станции. В Литве вся Клайпеда обеспечивается горячей водой с помощью геотермальной станции.

В Японии с помощью геотермальной энергетики растапливают снег на дороге. Геотермальная энергетика в Японии занимает значительное место – ее доля составляет 21 %.

В США на долю геотермальных электростанций приходится 1,6 % всей производимой «чистой» электроэнергии. К 2000 г. в США электростанции, работающие на геотермальной энергии, позволили сэкономить 60 млн баррелей нефти. В том же году из геотермальных источников было произведено 2200 мегаватт электроэнергии, т. е. приблизительно столько же, сколько могли произвести 4 крупные атомные электростанции

Но дальше всех в использовании геотермальных ресурсов продвинулась Исландия. Например, столица Исландии Рейкьявик с 1943 года использует геотермальные воды для обогрева зданий. Установленная мощность всех исландских геотермальных станций еще в 1988 г. составляла 39 МВт.

К достоинствам этого метода получения энергии относится ее дешевизна и экологическая чистота.

Зарубежный опыт показывает, что затраты на строительство геотермальных ЭС сначала получаются больше. Однако поскольку эта энергия «дармовая», предлагаемая нам самой природой и к тому же возобновляемая, отопление потом становится дешевле в два раза. Для обеспечения экологической чистоты в технологической схеме ГеоЭС предусмотрены система закачки конденсата и сепарата обратно в земные пласты, а также системы снеготаяния и предотвращения выбросов сероводорода в атмосферу.

К недостаткам можно отнести невозможность строительства геотермальных станций в большинстве регионов планеты. Кроме того, есть пример того, когда построенная электростанция годами простаивала без дела, поскольку источник горячих вод неожиданно иссяк.

К тому же геотермальная энергетика не мобильна, она территориально привязана к источникам, находящимся порой в труднодоступных, малоосвоенных, преимущественно горных районах (за исключением, пожалуй, Исландии).

Еще одна сложность использования геотермальных вод – их высокая минерализация. В отдельных местах она достигает 400 граммов на литр. Из-за этого может наступить закупоривание скважин.

Также сдерживающим фактором для развития геотермальной энергетики стали экологические движения. Это связано с тем, что станции расположены в природных парках и дальнейшее их развитие затруднено опасностью нанести ущерб охраняемым и заповедным территориям.

Критерием теплового состояния земного шара является поверхностный градиент температуры, позволяющий судить о потерях тепла Земли. Экстраполируя градиент на большие глубины, можно в какой-то степени оценить температурное состояние земной коры. *Величина, соответствующая углублению в метрах, при котором температура повышается на 1° С, называется геотермической ступенью.*

В связи с изменением интенсивности солнечного излучения тепловой режим первых 1,5–40 м земной коры характеризуется суточными и годовыми колебаниями. Далее имеют место многолетние и вековые колебания температуры, которые с глубиной постепенно затухают.

На любой глубине температура горных пород (T) приближенно может быть определена по формуле:

$$T = t_g + \frac{(H + h)}{\sigma}, \quad (4.1)$$

где t_g – средняя температура воздуха данной местности;

H – глубина, для которой определяется температура;

h – глубина слоя постоянных годовых температур;

σ – геотермическая ступень.

Средняя величина геотермической ступени равна 33 м, и с углублением от зоны постоянной температуры на каждые 33 м температура повышается на 1 °С.

Геотермические условия чрезвычайно разнообразны. Это связано с геологическим строением того или иного района Земли. Известны случаи, когда увеличение температуры на 1° С происходит при углублении на 2÷3 м.

Эти аномалии обычно находятся в областях современного вулканизма. На глубине 400÷600 м в некоторых районах, например Камчатки, температура доходит до 150÷200 °С и более.

В настоящее время получены данные о довольно глубоком промерзании верхней зоны земной коры. Геотермические наблюдения в зоне вечной мерзлоты позволили установить, что мощность мерзлых горных пород достигает 1,5 тыс. м. Так, в районе реки Мархи (приток Вилюя) на глубине 1,8 тыс. м температура составляет всего лишь 3,6 °С. Здесь геотермическая ступень составляет 500 м на 1 °С. На отдельных платформенных частях территории (на Русской платформе) температура с глубиной примерно следующая:

- 500 м – не выше 20° С;
- 1 тыс. м – 25÷35° С;
- 2 тыс. м – 40÷60° С;
- 3–4 тыс. м – до 100° С и более.

4.2. Внутренняя структура Земли и поток геотермальной энергии

Повсеместно на планете на глубине 5÷10 км под поверхностью земли протекают геотермальные воды, которые возможно использовать для получения энергии. Нагретые (иногда до температуры 6 тыс. градусов по шкале Цельсия) подземные воды выходят на поверхность земли в виде горячих источников или гейзеров, это тепло и может быть трансформировано в электрическую энергию или использоваться непосредственно для обогрева домов.

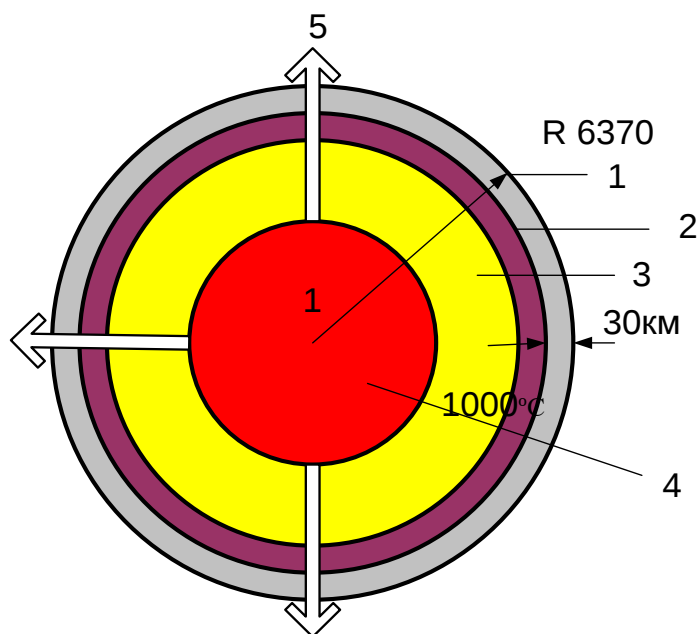


Рисунок 4.1 – Внутренняя структура Земли и поток геотермальной энергии:

1 – раскаленное внутреннее ядро; 2 – наружное ядро; 3 – мантия; 4 – тонкая, толщиной 30 км, кора Земли

Внутренняя структура Земли представлена на рисунке 4.1.

Однако геотермальная теплота в верхней части земной коры (до глубины 10 км) слишком рассеяна, чтобы на ее базе решать мировые энергетические проблемы. Ресурсы, пригодные для промышленного использования, представляют собой отдельные месторождения геотермальной энергии, сконцентрированной на доступной для разработки глубине, имеющие определенные объемы и температуру, достаточные для использования их в целях производства электрической энергии или теплоты.

С геологической точки зрения геотермальные энергоресурсы можно разделить на гидротермальные конвективные системы, горячие сухие системы вулканического происхождения и системы с высоким тепловым потоком.

Земная кора получает тепло от раскаленного до 4000 °С ядра, где происходят ядерные и химические реакции с выделением огромного количества тепла. Разность температур между внешней и внутренней поверхностями коры около 1000 °С. Кора состоит из твердых пород и имеет невысокую теплопроводность. Геотермальный поток 5 через нее в среднем $0,06 \text{ Вт/м}^2$ при температурном градиенте $30 \text{ }^\circ\text{С/км}$. Выход тепла через твердые породы суши и океанского дна происходит за счет теплопроводности (геотермальное тепло) и в виде конвективных потоков расплавленной магмы или горячей воды.

В районах с повышенными градиентами температуры эти потоки составляют $10 \div 20 \text{ Вт/м}^2$ и там могут быть созданы геотермальные энергетические (электрические) станции (ГеоТЭС).

Температурный градиент повышается в зонах с плохо проводящими тепло или насыщенными водой породами. Особенно высокое тепловое взаимодействие мантии с корой наблюдается по границам материковых платформ. В этих районах велик потенциал геотермальной энергии. Градиент температуры достигает $100 \text{ }^\circ\text{С/км}$. Это районы с повышенной сейсмичностью, с вулканами, гейзерами, горячими ключами. Такими районами являются: Камчатка в России, Калифорния (Сакраменто) в США, а также зоны в Новой Зеландии, Италии, Мексике, Японии, Филиппинах, Сальвадоре, Исландии и других странах.

Сведения о геотермальных структурах получают при геологической съемке, проходке шахт, скважин (при глубоком бурении – 6 км и более). Технология бурения скважин до 15 км остается такой же, как и до 6 км, поэтому при строительстве ГеоТЭС эта проблема может считаться решенной.

Геотермальные районы подразделяют на 3 класса:

– *гипертермальные* с температурным градиентом более $80 \text{ }^\circ\text{С/км}$ – расположены в зонах вблизи границ континентальных платформ – Тоскана в Италии;

– *полутермальные* – $40 \div 80$ °С/км – расположены вдали от границ платформ, но связаны с аномалиями, например, глубокими естественными водоносными пластами или раздробленными сухими породами – район Парижа;

– *нормальные* – менее 40 °С/км, где тепловые потоки составляют $0,06$ Вт/м². В этих районах извлечение геотермального тепла пока нецелесообразно.

Тепло получается благодаря:

1. *Естественной гидротермальной циркуляции*, при которой вода проникает в глубокие слои, нагревается, превращается в сухой пар, пароводяную смесь или просто нагревается и образует гейзеры, горячие источники. К категории гидротермальных конвективных систем относят подземные бассейны пара или горячей воды, которые выходят на поверхность земли, образуя гейзеры и сернистые грязевые озера.

В принципе для производства электроэнергии на месторождениях с горячей водой применяется метод, основанный на использовании пара, образовавшегося при испарении горячей жидкости на поверхности. Этот метод использует то явление, что при приближении горячей воды (находящейся под высоким давлением) по скважинам из бассейна к поверхности давление падает, и около 20 % жидкости вскипает и превращается в пар. Этот пар отделяется с помощью сепаратора от воды и направляется в турбину. Вода, выходящая из сепаратора, может быть подвергнута дальнейшей обработке в зависимости от ее минерального состава. Эту воду можно закачивать обратно в скальные породы сразу или, если это экономически оправдано, с предварительным извлечением из нее минералов. Примерами геотермальных месторождений с горячей водой являются Уайракей и Бродлендс в Новой Зеландии, Серро-Прието в Мексике, Солтон-Си в Калифорнии, Отаке в Японии.

Другим методом производства электроэнергии на базе высоко- или среднетемпературных геотермальных вод является использование процесса с применением двухконтурного (бинарного) цикла. В этом процессе вода, полученная из бассейна, используется для нагрева теплоносителя второго контура (фреона или изобутана), имеющего низкую температуру кипения. Пар, образовавшийся в результате кипения этой жидкости, используется для привода турбины. Отработавший пар конденсируется и вновь пропускается через теплообменник, создавая тем самым замкнутый цикл. Установки, использующие фреон в качестве теплоносителя второго контура, по настоящее время подготовлены для промышленного освоения в диапазоне температур $75 \div 150$ °С и при единичной электрической мощности в пределах $10 \div 100$ кВт. Такие установки могут быть использованы для производства электроэнергии в подходящих для этого местах, особенно в отдаленных сельских районах.

2. Ко второму типу геотермальных ресурсов относят *искусственный перегрев, связанный с охлаждением застывающей лавы* (горячие системы

вулканического происхождения). К ним относятся магма и непроницаемые горячие сухие породы (зоны застывшей породы вокруг магмы и покрывающие ее скальные породы). Получение геотермальной энергии непосредственно из магмы пока технически неосуществимо. Технология, необходимая для использования энергии горячих сухих пород, только начинает разрабатываться. Предварительные технические разработки методов использования этих энергетических ресурсов предусматривают устройство замкнутого контура с циркулирующей по нему жидкостью, проходящего через горячую породу. Сначала пробуривают скважину, достигающую области залегания горячей породы; затем через нее в породу под большим давлением закачивают холодную воду, что приводит к образованию в ней трещин. После этого через образованную таким образом зону трещиноватой породы пробуривают вторую скважину. Наконец, холодную воду с поверхности закачивают в первую скважину. Проходя через горячую породу, она нагревается и извлекается через вторую скважину в виде пара или горячей воды, которые затем можно использовать для производства электроэнергии одним из рассмотренных ранее способов.

3. *Охлаждению сухих скальных пород.* Сухие скальные породы в течение миллионов лет накапливали тепло. Отбор тепла от них возможен прокачкой воды через искусственно созданные разрывы, скважины и др.

4. *Системы с высоким тепловым потоком.* Геотермальные системы такого типа существуют в тех районах, где в зоне с высокими значениями теплового потока располагается глубокозалегающий осадочный бассейн. В таких районах, как Парижский или Венгерский бассейны, температура воды, поступающая из скважин, может достигать 100 °С.

Особая категория месторождений этого типа находится в районах, где нормальный тепловой поток через грунт оказывается в ловушке из изолирующих непроницаемых пластов глины, образовавшихся в быстро опускающихся областях земной коры. Температура воды, поступающей из геотермальных месторождений в зонах геодавления, может достигать 150÷180 °С, а давление у устья скважины 28÷56 МПа. Суточная производительность в расчете на одну скважину может составлять несколько миллионов кубических метров флюида. Геотермальные бассейны в зонах повышенного геодавления найдены во многих районах в ходе нефтегазоразведки, например, в Северной и Южной Америке, на Дальнем и Ближнем Востоке, в Африке и Европе. Возможность использования таких месторождений в энергетических целях пока еще не продемонстрирована.

Энергия, полученная из геотермального источника, сама по себе не может решить энергетическую проблему, но она позволит снизить зависимость от использования ископаемого топлива.

Созданные ГеоТЭС работают на естественной гидротермальной циркуляции, а также на искусственном перегреве за счет извлечения тепла из сухих скальных пород.

Геотермальная энергия обладает низкими термодинамическими свойствами. Это энергия низкого качества (35 %) и низкой плотности ($0,06 \text{ Вт/м}^2$), с низкой температурой теплоносителя.

Наилучший способ ее использования – комбинированное применение для обогрева и выработки электроэнергии. При температуре до 150°C целесообразно ее использовать только для обогрева. При температуре теплоносителя 300°C и выше целесообразно ее комбинированное использование. Тепло целесообразно использовать вблизи места добычи, для обогрева жилищ и промышленных зданий, особенно в зонах холодного климата. Такие геотермальные системы используются, например, в Исландии. Тепло также используется для обогрева теплиц, сушки пищевых продуктов и т. д. Применение геотермальной энергии определяется капитальными затратами на сооружение скважин. Их стоимость экспоненциально возрастает с увеличением глубины бурения.

Общее количество тепла, извлекаемого от теплоносителя, может быть увеличено за счет повторной закачки в скважины, тем более, что нежелательно оставлять на поверхности эти сильно минерализованные воды по экологическим причинам. Геотермальные энергостанции располагаются в гипертермальных районах (рисунок 4.2), вблизи естественных гейзеров и пароводяных источников **1** с температурой воды и пара $200\div 280^\circ\text{C}$, и используют естественные выходы тепла **2** (энергостанция **3**) и специально пробуренные скважины **4** (энергостанция **5**).

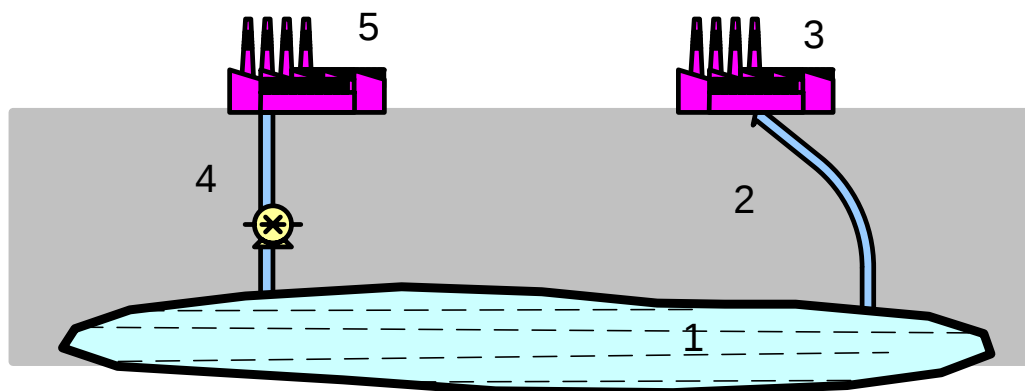


Рисунок 4.2 – Использование потока геотермальной энергии

Схема извлечения тепла из сухих горных пород включает нагнетательную **1** и водозаборную **2** скважины (рисунок 4.3). Скала на глубине $5\div 7$ км дробится гидровзрывом с помощью холодной воды, нагнетаемой под давлением в

скважину. После предварительного дробления пород вода нагнетается через нагнетательную скважину, фильтруется через скальные породы на глубине 5 км при $t = 250\text{ }^{\circ}\text{C}$, теплая вода возвращается на поверхность через водозаборную скважину.

Сейчас созданы 2 такие экспериментальные системы в США и Великобритании. В США Лос-Аламосская лаборатория начала в 1974 г. работы по созданию ПЦС на глубине 2,75 км; в 1979 г. создана ПЦС мощностью 3 МВт; в 1983 г. мощность доведена до 9 МВт (скважины глубиной 3,6 км, температура пласта $240\text{ }^{\circ}\text{C}$). Затраты составили 150 млн долл., при участии Японии и Германии. В Великобритании экспериментальная ПЦС создана Кемборнской горной школой на полуострове Корнуэлл. Первоначальный циркуляционный контур создан на глубине 300 м, затем второй – на глубине 2100 м (температура – $80\text{ }^{\circ}\text{C}$), в 1985 г. – расширение системы до мощности 5 МВт; предполагается увеличение мощности за счет увеличения глубин скважин до 6 км (температура – $220\text{ }^{\circ}\text{C}$); общие затраты 40 млн долл. Аналогичные работы начаты Францией и Германией (Эльзас), Японией (префектуры Гифу, Ямагава). Во всех этих проектах реализовывалась технология создания в горных породах систем трещин между скважинами с помощью *гидравлического разрыва пласта* (ГРП). Другая технология разрабатывается американской национальной лабораторией «Сандия», которая предполагает использовать высокотемпературную часть петрогеотермальных ресурсов в породных расплавах промежуточных очагов вулканизма.

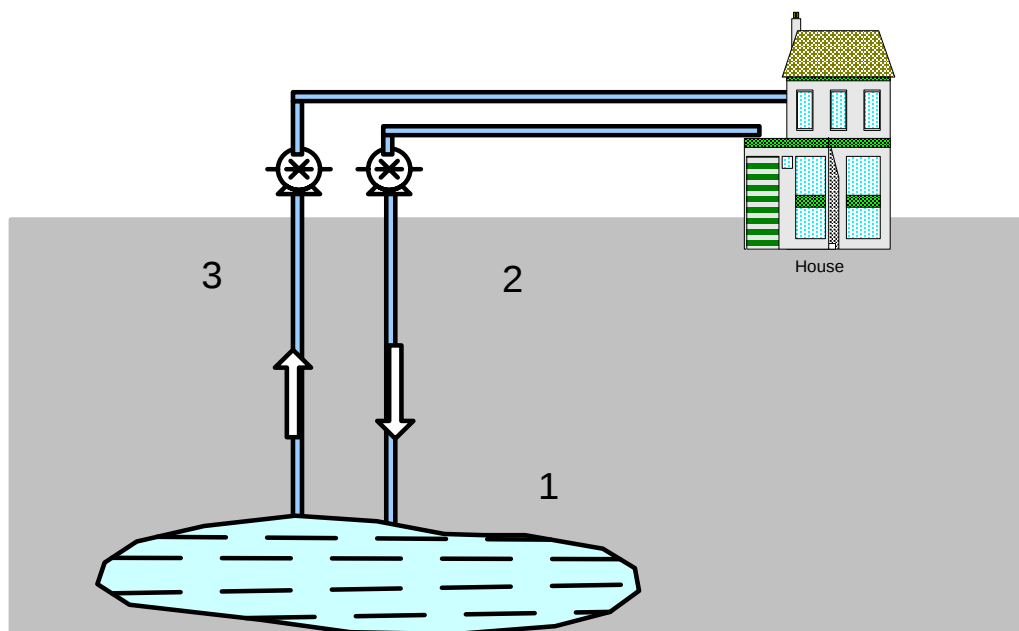


Рисунок 4.3 – Схема извлечения тепла из сухих горных пород

Использование геотермальной энергии для производства электроэнергии может быть произведено по различным схемам:

– турбинный цикл с одним рабочим телом с водой или хладоном показан на рисунке 4.4. При использовании низкотемпературного геотермального источника для приведения в действие турбины вместо воды применяют жидкости с более низкой температурой парообразования, например, хладон или аммиак. Особые трудности возникают с теплообменниками из-за высокой концентрации химических веществ в воде из скважин;

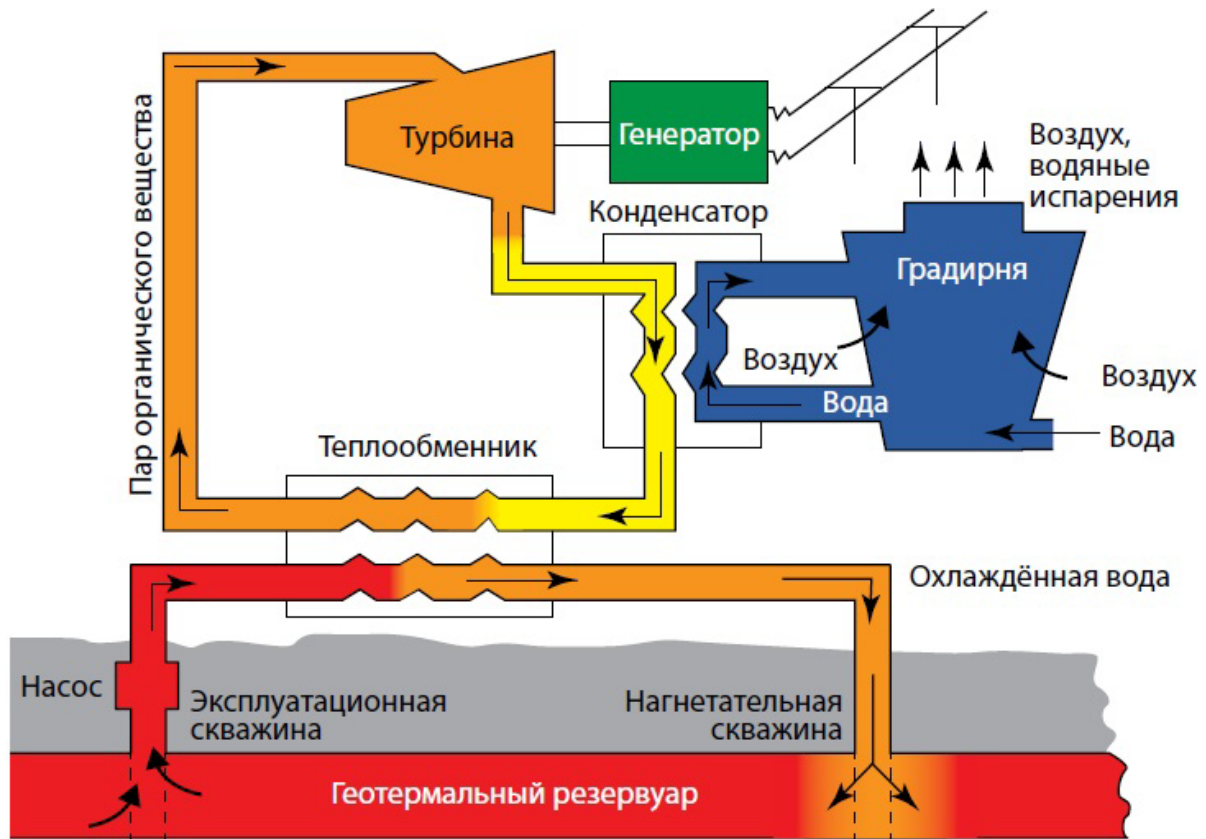


Рисунок 4.4 – Использование геотермальной энергии для производства электроэнергии в тепловом двигателе с одним рабочим телом (с водой или фреоном)

– схема прямого парового цикла (рисунки 4.5 и 4.6). Вода с паром от геотермального источника подается в пароводяной сепаратор, где пар отделяется от воды и поступает в турбину. Вода возвращается под землю. Отработанный в турбине пар конденсируется, и конденсат также закачивается под землю.

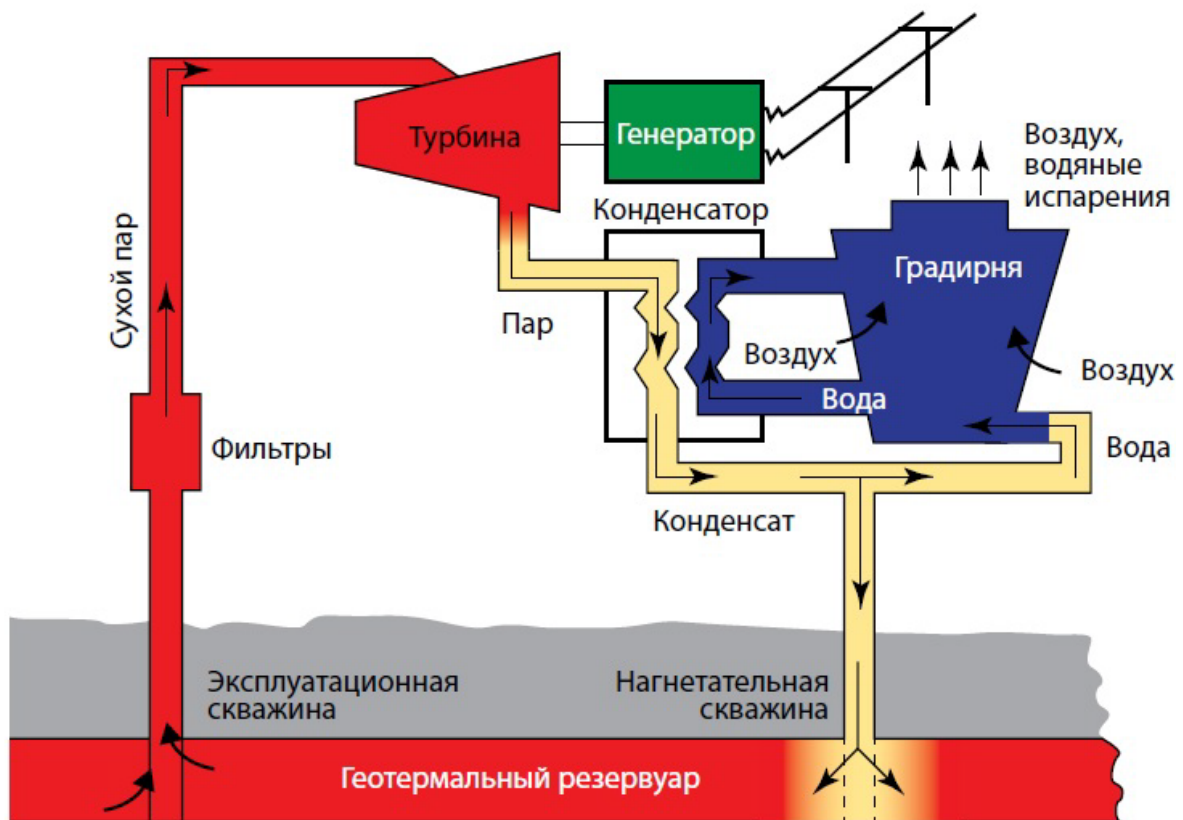


Рисунок 4.5 – Использование геотермальной энергии (сухого пара) для производства электроэнергии в прямом паровом цикле

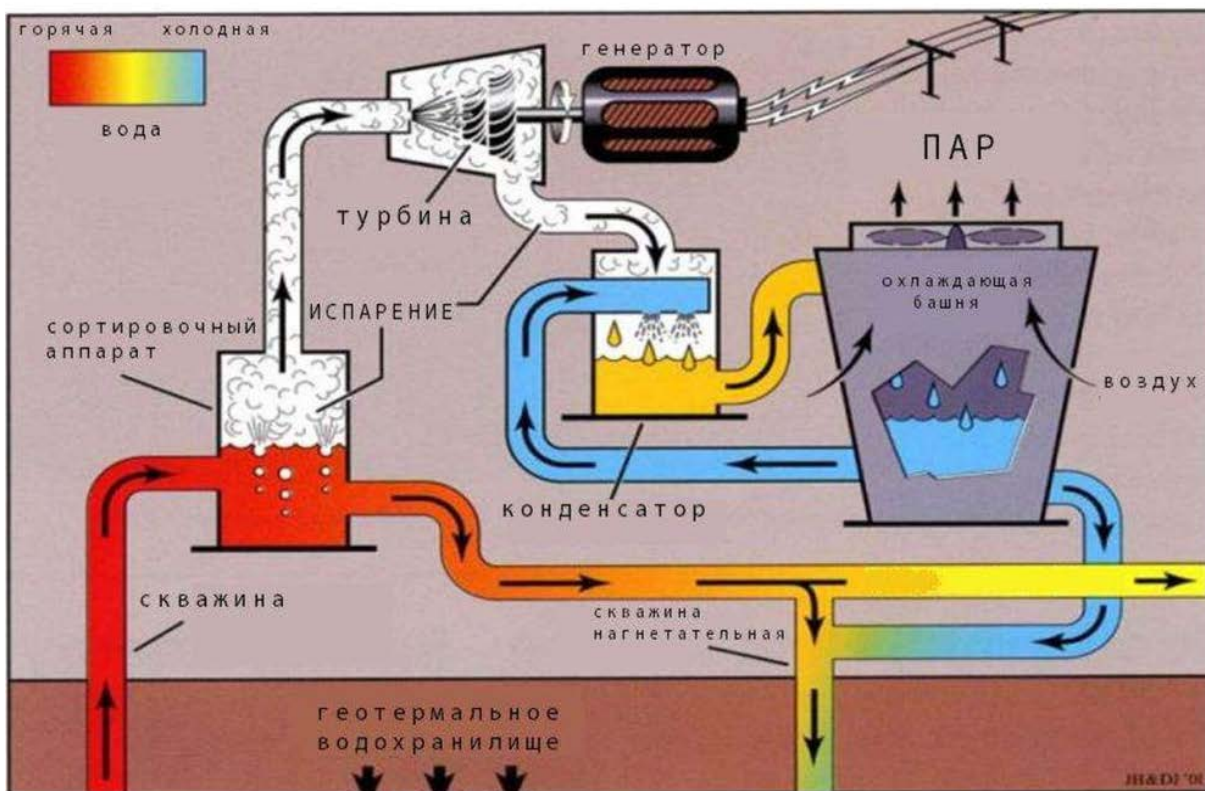


Рисунок 4.6 – Использование геотермальной энергии (влажного пара) для производства электроэнергии в прямом паровом цикле

Крупнейшие геотермальные электростанции:

- Гейзеры в США – 1 596 000 кВт; 22 агрегата; 1985 г. постройки;
- Серро-Прието (Мексика) – 620 000 кВт; 9 агрегатов; 1987 г. постройки;
- Тиви (Филиппины) – 330 000 кВт; 6 агрегатов; 1982 г. постройки;
- Макилинг-Банахао (Филиппины) – 330 000 кВт; 6 агрегатов; 1984 г. постройки;
- Ларделло (Италия) – 185 000 кВт; 11 агрегатов; 1949 г. постройки;
- Уайракей (Новая Зеландия) – 140 000 кВт; 8 агрегатов; 1978 г. постройки;
- Камоджанг (Индонезия) – 140 000 кВт; 3 агрегата; 1988 г. постройки;
- Паужетская-Камчатка (Россия) – 11 000 кВт; 3 агрегата; 1980 г. постройки.

Капитальные затраты на строительство ГеоТЭС в настоящее время сравнимы с затратами на АЭС и составляют 1500÷2500 \$ на 1 кВт установленной мощности.

4.3. Использование геотермального тепла в Российской Федерации

Россия располагает огромными запасами глубинного тепла Земли следующих типов: геотермальные (месторождения горячей воды с температурой от 20 до 100÷120 °С), парогидротермальные (месторождения пароводяной смеси и пара с температурой от 100÷120 до 250 °С) и петротермальные или тепло горных сухих пород.

На 01.01.2020 г. в эксплуатации находилось 56 месторождений термальных вод с общим количеством 210 скважин. Добыто и использовано потребителями термальной воды и пароводяной смеси эквивалентное замещению 1,05 млн т у. т.

Термальные воды в основном используют в теплоснабжении. Из общего объема использованной термальной воды на сельское хозяйство израсходовано до 46 %, на жилищно-коммунальное хозяйство – до 28 %, на промышленное теплоснабжение – до 18 % (сушка чайного листа, производство железобетонных конструкций, деревообрабатывающая промышленность и др.) и до 8 % – бальнеология, плавательные бассейны, прудовое хозяйство и прочие потребители. Геотермальным отоплением и горячим водоснабжением пользовался ряд районов в городах Грозный, Кизляр и других с населением около 350 тыс. человек. Общая площадь теплично-парниковых хозяйств на базе геотермальных вод составляет 80,1 га. Значение термальных вод не ограничивается использованием только их теплового потенциала. Минерализованные воды содержат гамму ценных компонентов, из которых особый интерес представляют редкие и рассеянные элементы: литий, рубидий, стронций, цезий, йод, бром и др. Целесообразность получения ценного

химического сырья из термальных вод подтверждается длительной добычей его во многих странах. В России технология эффективного получения концентратов и попутных продуктов разработана Институтом физико-химических основ переработки минерального сырья Сибирского отделения АН России и в настоящее время прошла опытно-промышленную проверку.

В рамках российской программы «Экологически чистая энергетика» намечено ввести в эксплуатацию опытно-промышленный завод (Дагестан) для комплексного использования пластовых вод с утилизацией тепла и извлечения ценных компонентов. За счет расконсервации нефтяных скважин на месторождениях Южно-Сухокумское и Тарумовское предполагается добывать и переработать около 5 млн м³ в год геотермальных рассолов с температурой около 100 °С и минерализацией 200 г/л и более. При этом предполагается получить 5 тыс. т магнезии, 1000 т карбоната лития, 1200 т бромида кальция и заместить 30 тыс. т у. т. в год.

В РФ имеются также обширные термоаномальные зоны, где на глубинах менее 4 км расположены слабопроницаемые массивы коренных и изверженных пород с температурами 200 °С (Дагестан, в СНГ – Армения, Карпаты, Копетдаг, Тянь-Шань, Крым). Представляется возможным использовать это тепло путем создания подземных циркуляционных систем (ПЦС). Проведенные технико-экономические оценки показывают, что ПЦС целесообразно использовать для теплоснабжения (на строительстве ГеоТЭС) при температурах выше 200 °С на глубине до 3÷3,5 км.

Другим направлением использования геотермальной энергии является строительство ГеоТЭС. Использование геотермальной энергии для ГеоТЭС началось в РФ в 1968 г., когда был запущен первый блок мощностью 5 МВт на Паужетском месторождении (Камчатка). К 1980 г. мощность станции была доведена до 11 МВт. Себестоимость отпускаемой электроэнергии сопоставима с себестоимостью электроэнергии крупной ТЭЦ и в 3 раза ниже, чем на дизельных ЭС такой же мощности.

К сожалению РФ очень сильно отстает (14 место) от большинства стран мира по использованию ГеоТЭС. Для геотермальных вод РФ характерен невысокий энергетический потенциал. Если зарубежные ГеоТЭС используют геотермальный теплоноситель с энтальпией пара 200÷650 ккал/кг, то на Паужетской ГеоТЭС на выходе из скважины он составляет всего 170 ккал/кг.

В связи с этим главной проблемой для создания рентабельных ГеоТЭС является повышение термодинамической эффективности схемы преобразования теплоты. В РФ на Паратунской опытно-промышленной установке (Камчатка) еще в 1967 г. испытывалась система с бинарным циклом, где термальная вода при температуре 78 °С нагревала жидкий фреон, пары которого поступали к турбине. В США и Японии эти исследования были значительно расширены и созданы установки, работающие на изобутане,

изопентане, пропане, хладоне и их смесях, что предполагает практическое применение схем с температурой до $200\div 250\text{ }^{\circ}\text{C}$.

В РФ разрабатываются схемы использования геотермального тепла для комбинированных систем, где оно используется для подогрева питательной воды на тепловых ЭС (ТЭС), что дает экономию органического топлива и улучшает КПД преобразования низкопотенциальной теплоты. Кроме того такие комбинированные схемы позволяют использовать для выработки электроэнергии теплоносители с более низкими температурами $70\div 80\text{ }^{\circ}\text{C}$, чем это сейчас принято (более $150\text{ }^{\circ}\text{C}$).

Потенциальные эксплуатационные запасы термальных вод России с температурой $40\div 140\text{ }^{\circ}\text{C}$ и минерализацией 1...200 г/л предварительно оценены (в зависимости от метода эксплуатации):

- при фонтанном способе 1,2 млн $\text{м}^3/\text{сут.}$ (2,6 млн т у. т./год);
- при насосном способе 37 млн $\text{м}^3/\text{сут.}$ (59 млн т у. т./год);
- при осуществлении обратной закачки с поддержанием пластового давления $70\div 75$ млн $\text{м}^3/\text{сут.}$ (130...140 млн т у. т./год).

Месторождения пароводяных смесей, перспективные для освоения, расположены, главным образом, в вулканических областях: на Камчатке, Курильских островах, о. Сахалине.

На территории Камчатки имеется 26 районов, многие из которых перспективны для выработки электроэнергии и способны обеспечить суммарную электрическую мощность около 1000 МВт (Мутновское, Ходуткинское, Паужетское, Кошелевское, Киреунское и др.).

Есть сведения о наличии месторождений пароводяных смесей в Дагестанской, Чеченской, Ингушской и Кабардино-Балкарской республиках, Краснодарском и Ставропольском краях.

В целом можно сказать, что расширение фронта работ в области освоения новых методов и способов как добычи, так и использования геотермальной энергии, решение ряда экономических и организационных вопросов, а также комплексный подход к использованию не только теплового потенциала, но и самих термальных вод – вот основные задачи, решение которых позволит более широко использовать тепло Земли в топливно-энергетическом балансе (ТЭБ) страны.

Камчатская область является уникальным районом страны по своим особенностям, стимулирующим использование геотермальной энергии. *Во-первых*, она расположена в области современного вулканизма, где геотермальная энергия наиболее доступна и создание на ее основе систем энергоснабжения экономически наиболее целесообразно. *Во-вторых*, Камчатка по существу лишена собственных ресурсов органического топлива за исключением небольшого месторождения газа на западном экономически мало развитом побережье и двух небольших месторождений угля, уголь одного из

которых имеет очень высокую зольность, а второе расположено на севере в плохо освоенном районе. Ежегодный завоз топлива на Камчатку составляет около 2 млн т у. т., в том числе до 0,9 млн т жидкого.

Запасы природных теплоносителей Камчатского полуострова позволят покрыть до 100 % потребности в централизованном электроснабжении и более 50 % в теплоснабжении.

Однако в настоящее время доля геотермальных ресурсов в общем балансе полуострова составляет в электроэнергии менее 2 %, а в теплоснабжении около 8 %. При этом использование теплового потенциала уже освоенных и разведанных месторождений осуществляется часто неудовлетворительно. Так, например, максимальная нагрузка Паужетской ГеоТЭС менее 50 % установленной мощности, не решен вопрос об использовании тепловой энергии добываемой вместе с паром термальной воды в количестве 23 тыс. м³ в сутки, законсервировано Верхне-Паратунское месторождение с утвержденными запасами в 23,3 тыс. м³ в сутки. Прогнозные запасы пара на семи наиболее перспективных месторождениях Камчатки, намечаемых к освоению до 2015 г., достаточны для создания ГеоТЭС суммарной мощностью около 500 МВт.

4.4. Конструктивные особенности ГеоЭС России и перспективы их развития

Мутновская ГеоЭС с автоматизированной системой управления технологическими процессами (АСУ ТП) является уникальной электростанцией, расположенной на Камчатке в долине вулкана Мутновский и использующей для производства электрической энергии геотермальное тепло.

Электростанция состоит из двух условных энергоблоков, каждый из которых включает парогенерирующую и паротурбинную части. Парогенерирующая часть каждого энергоблока включает геотермальные скважины, систему трубопроводов подвода пароводяной смеси от скважин к сепаратору первой ступени и сепаратор первой ступени, удаленный от скважин на расстояние порядка 1 км. Паротурбинная часть каждого энергоблока состоит из сепаратора второй ступени и паровой турбины мощностью 25 МВт с конденсатором смешивающего типа (рисунки 4.7 и 4.8).

Основные технические решения были разработаны АО «Геотерм» и АО «Наука». Генеральным подрядчиком строительства станции «под ключ» явилось ГУП ВО «Технопромэкспорт», поставщиком оборудования ПТК АСУ ТП – фирма Сименс, а разработчиком АСУ ТП и всего программного и алгоритмического обеспечения ПТК – ЗАО «Интеравтоматика».

В августе 2002 г. был осуществлен пуск первого, а в ноябре – второго блока ГеоЭС.

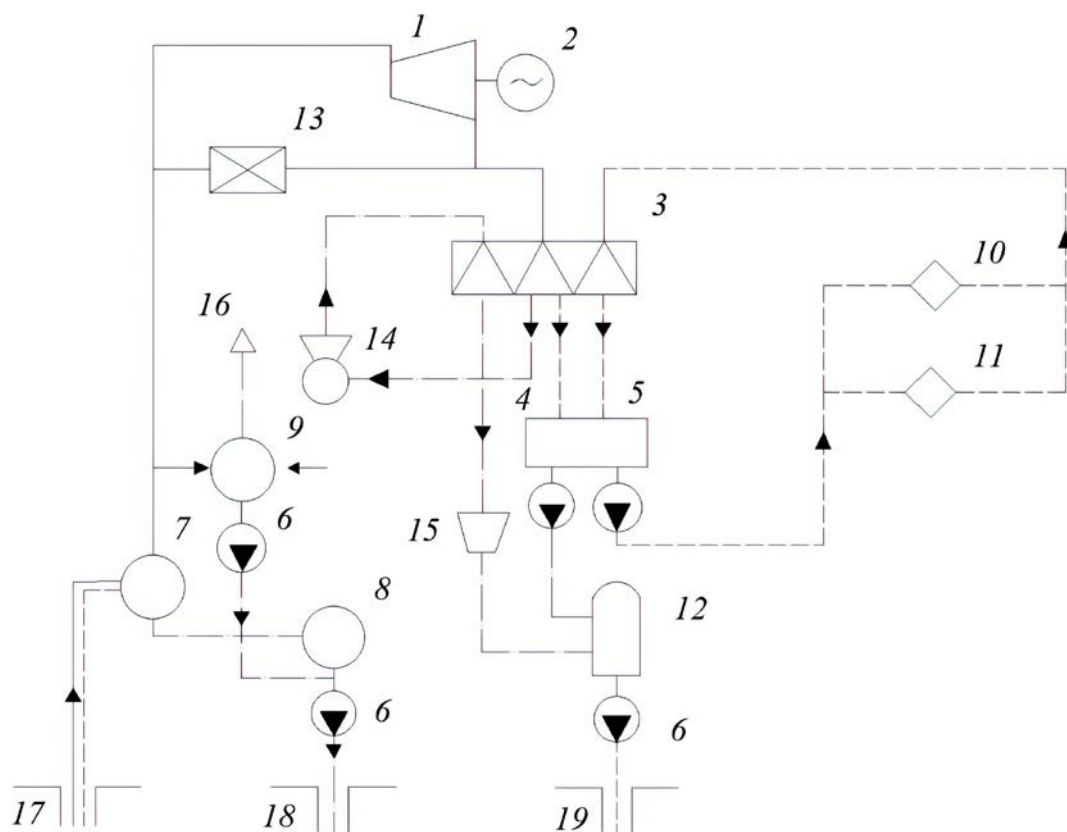


Рисунок 4.7 – Принципиальная тепловая схема энергоблока Мутновской ГеоЭС:

- 1 – турбина; 2 – генератор; 3 – воздушно-конденсационная установка;
 4 – конденсатосборник; 5 – бак охлаждающей воды; 6 – насос; 7 – сепаратор;
 8 – расширитель; 9 – стационарный шумоглушитель; 10 – маслоохладитель;
 11 – воздухоохладитель; 12 – абсорбер; 13 – дроссельно-увлажнительная установка;
 14 – эжекторная установка; 15 – водо-кольцевой компрессор; 16 – выхлопная труба;
 17 – добычная скважина; 18 – скважина закачки сепарата; 19 – скважина закачки конденсата

Программно-алгоритмическая часть АСУ ТП имеет иерархическую структуру. Самый нижний уровень этой иерархии образует логика контроля и управления арматурой (задвижки, соленоидные и регулирующие клапаны, двигатели и т. д.), т. е. логика разрешений и неотключаемых блокировок.

Следующий уровень образуют АВР, блокировки и АСР управляющие арматурой, образующей ту или иную технологическую группу. На этом уровне располагаются пошаговые программы, управляющие отдельными технологическими системами (программы разворота турбины, включения генератора в сеть и т. п.).

Наконец, в АСУ ТП Мутновской ГеоЭС существует программа наивысшего уровня иерархии – программа пуска/останов блока, которая управляет остальными пошаговыми программами, запуская их в нужной очередности.

Основой устойчивой работы станции во всех ее номинальных аварийных и пусковых режимах является турбинный регулятор, который из-за большого

количества задач, возложенных на регулирующие клапаны, структурирован на несколько регуляторов, каждый из которых берет на себя управление клапанами в зависимости от режимов работы блока:

- регулятор разворота турбины;
- регулятор положения клапанов;
- регулятор мощности;
- стерегущий регулятор минимального давления;
- стерегущий регулятор максимальной мощности;
- корректирующий регулятор положения клапанов;
- все переключения между регуляторами происходят безударно.



Рисунок 4.8 – Внешний вид Мутновской ГеоЭС

Насосы системы закачки отработавшего теплоносителя, пожарные и вспомогательные насосы, электрощиты управления, а также система защиты рабочего тракта ГеоЭС от коррозии и солеотложений расположены в насосном отсеке. При эксплуатации система защиты позволяет удалять отложения солей из турбин и воздушных конденсаторов, в период простоя – предотвращать стояночную коррозию.

Турбины для Мутновской ГеоЭС имеют несколько специфических отличий:

- регулирование расхода пара на входном трубопроводе осуществляется с помощью вращательной захлопки типа «баттерфляй»;
- выхлоп пара из турбин происходит вертикально вверх;

– все ступени турбины имеют наружный бандаж и развитую систему сепарации влаги.

Уникальным объектом является система централизованного теплоснабжения, создаваемая на базе Мутновского геотермального месторождения и использующая сбросное тепло ГеоТЭС (тепловая энергия сепарата и конденсата паровых турбин) и тепло пароводяной смеси некондиционных скважин.

В качестве теплоносителя для 1-й очереди системы теплоснабжения будет использовано 600 т/ч конденсата паровых турбин ГеоТЭС и 600 т/ч артезианской воды, которые после дегазации и подщелачивания по однетрубной тепломагистрали с трубопроводом диаметром 500 мм будут подавать в г. Елизово на расстояние 83 км. К этому теплопроводу подключат системы отопления восьми населенных пунктов.

Замена в системах отопления подключаемых населенных пунктов органического топлива геотермальным теплом сократит завоз на полуостров 65 тыс. т мазута и 150 тыс. т каменного угля в год, сократит загрязнение воздушного бассейна и, кроме того, заметно улучшит технико-экономические показатели ГеоТЭС.

Оценивая состояние проблемы изучения и практического использования геотермальных ресурсов в России в целом, необходимо отметить следующее.

Современная практика, организация, техническая и технологическая обеспеченность работ не может быть признана удовлетворительной. Темпы наращивания объемов использования термальных вод остаются низкими, сроки изучения и ввода в эксплуатацию месторождений, а также затраты на их освоение неоправданно завышены, степень использования ресурсов и их теплоэнергетического потенциала очень мала, составляя доли процента от имеющихся возможностей.

Не соответствует объективным возможностям и зарубежному опыту научно-технический уровень решения задач в этой области на этапах изучения и оценки месторождений, их обустройства, эксплуатации и разработки.

Все современные достижения в практическом использовании геотермальных ресурсов связаны в основном с низкоминерализованными высоко- и среднепотенциальными природными теплоносителями, которые могут быть использованы по прямому циклу без серьезных затрат на решение экологических задач безопасного их сброса. Однако такие теплоносители имеют сравнительно ограниченное распространение и ресурсы. Низкопотенциальные подземные воды пользуются очень широким распространением, охватывая обширные районы страны, в том числе лишенные местных топливных ресурсов, и характеризуются неблагоприятной экологической ситуацией. Но введение низкопотенциальных теплоносителей в хозяйственный оборот требует предварительного решения ряда научно-

технических и технологических задач, так как в России отсутствует как опыт их эксплуатации по «замкнутой» геодинамической технологии, так и соответствующие технические средства, обеспечивающие глубокую выработку теплоэнергетического потенциала (в первую очередь, тепловые насосы и теплообменное оборудование), а также комплексное использование в качестве гидроминеральных и бальнеологических ресурсов.

Накопленный опыт использования энергии недр, возможность решения технических и технологических проблем, уровень подготовленности практических и теоретических вопросов, методы добычи геотермальной тепловой энергии свидетельствуют о том, что основным направлением использования в настоящее время и в ближайшей перспективе является геотермальное теплоснабжение жилищно-коммунальных, сельскохозяйственных и промышленных объектов, за счет которого и может быть получена значительная экономия традиционного органического топлива.

Океанская ГеоТЭС

В настоящее время электроснабжение г. Курильска и поселков Рейдово и Горячие Ключи осуществляется с помощью ДЭС, а теплоснабжение – с помощью угольных котельных. Дизтопливо ввозится в короткий период навигации – на о. Итуруп нет своего топлива. На закупку топлива расходовалось 16,3 млн руб. в ценах 1988 г. В последние годы из-за финансовых трудностей завоз топлива на остров резко сократился; электроэнергия подается населению по 2÷3 часа в сутки.

Вместе с тем на острове имеются богатейшие по масштабам острова запасы высокопотенциальных геотермальных источников энергии, которые к тому же в основном уже разведаны. На гидрогеологическую разведку и НИОКР по созданию ГеоТЭС израсходовано около 75÷80 млрд руб. в текущих ценах. В Государственной комиссии РФ утверждены запасы парогидротерм на мощность 15 МВт(э). Утверждено ТЭО строительства Океанской ГеоТЭС с мощностью первой очереди 12 МВт и на полное развитие 30 МВт – приказ Минтопэнерго РФ от 10.08.94 г. N168. Стоимость электроэнергии на ГеоТЭС в два с лишним раза ниже чем на ДЭС. Привозное топливо будет вытеснено из расчета 2,5÷3 тыс. т/год·МВт. Улучшится экологическая обстановка на острове.

Паужетская ГеоТЭС

На Паужетской ГеоТЭС мощностью 11 МВт используется на паровых турбинах только отсепарированный геотермальный пар из пароводяной смеси, получаемой из геотермальных скважин. Большое количество геотермальной воды (около 80 % общего расхода ПВС) с температурой 120 °С сбрасывается в нерестовую реку Озерная, что приводит не только к потерям теплового потенциала геотермального теплоносителя, но и существенно ухудшает экологическое состояние реки.

Предлагается использовать тепло сбросной геотермальной воды для выработки электроэнергии путем создания двухконтурной энергоустановки на низкокипящем рабочем теле. В качестве рабочего тела целесообразно взять изопентан или изобутан, проект подобной модульной энергоустановки разработан для Ставропольской ГеоТЭС. Расход сбросной воды на действующей Паужетской ГеоТЭС достаточен для энергоустановки мощностью 2 МВт, стоимость оборудования 1000 \$/кВт. Температура сбросной воды снижается до 55 °С, тем самым значительно уменьшается тепловое загрязнение реки.

4.5. Контрольные вопросы к разделу 4

1. Расскажите о внутреннем строении Земли. Каковы размеры и температуры коры, мантии, наружного и внутреннего ядра?
2. Каковы источники геотермальной энергии, и какова плотность ее потока в среднем и в районах с повышенным потоком?
3. Назовите районы с повышенным потоком геотермальной энергии.
4. Как подразделяют геотермальные районы по величине температурного градиента?
5. Как и где целесообразно использовать геотермальную энергию?
6. Как используется геотермальная энергия для производства электроэнергии? Опишите прямой паровой цикл теплового двигателя с одним рабочим телом.
7. Опишите турбинный цикл теплового двигателя с одним рабочим телом с водой или хладоном.
8. Назовите крупнейшие геотермальные электростанции.
9. Как классифицируют источники геотермальной энергии?
10. Как используются источники ГТЭ?
11. Где расположены источники геотермальной энергии в России?
12. Каковы запасы геотермической энергии в мире и России?
13. Расскажите о конструктивных особенностях ГеоЭС России и перспективах их развития.
14. Как работает ГеоЭС Мутновского месторождения?

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Селин, В. В. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии: методическое пособие к выполнению контрольного задания по дисциплине «Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии» для студентов дневной и заочной форм обучения специальности 140101.65 Тепловые электрические станции / В. В. Селин. – Калининград: Изд-во КГТУ, 2005. – 18 с. – Текст: непосредственный.
2. Безруких, П. П. Возобновляемая энергетика: сегодня – реальность, завтра необходимость / П. П. Безруких. – Москва: Лесная страна, 2007. – 120 с. – Текст: непосредственный.
3. Солнечная энергетика: учеб. пособие / В. И. Виссарионов, Г. В. Дерюгина, В. А. Кузнецова, Н. К. Малинин; под ред. В. И. Виссарионова. – Москва: Издательский дом МЭИ, 2008. – 276 с. – Текст: непосредственный.
4. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии: пособие для проведения практических занятий / сост. Л. В. Хахалева. – Ульяновск: УлГТУ, 2008. – 32 с. – Текст: непосредственный.
5. Безруких, П. П. Оценки ресурсов возобновляемых источников энергии в России: учеб. пособие для студентов высших учебных заведений / П. П. Безруких, В. В. Елистратов, Г. И. Сидоренко, Ю. С. Васильев. – Санкт-Петербург: Изд-во Политехн. ун-та, 2008. – 250 с. – Текст: непосредственный.
6. Кирпичникова, И. М. Возобновляемые источники энергии: учеб. пособие / И. М. Кирпичникова, Е. В. Соломин. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2009. – 50 с. – Текст: непосредственный.
7. «Перспективы и проблемы развития водородной энергетики и топливных элементов». Программа ОАО «Норильский Никель» – URL: http://www.ngfr.ru/article/pdf/031110_Presentation_cells_1.pdf – (дата обращения 11.05.2022). – Текст: электронный.
8. Энергетическое пространство. – URL: <http://energospace.ru/> – (дата обращения 11.05.2022). – Текст: электронный.
9. ГОСТ Р 52808–2007 Нетрадиционные технологии. Энергетика биоотходов. Термины и определения. – Москва: Стандартинформ, 2008. – 9 с. – Текст: непосредственный.
10. Кудинов, В. А. Техническая термодинамика и теплопередача: учебник для вузов / В. А. Кудинов. – Изд. 4-е, перераб. и доп. – М.: Юрайт, 2020. – 454 с. – Текст: непосредственный.
11. Меркулов, М. В. Теплотехника, техническая термодинамика и теплоснабжение: учебник и практикум для вузов / М. В. Меркулов. – М.: Юрайт, 2021. – 330 с. – Текст: непосредственный.

Учебное издание

**Злобин Владимир Германович
Верхоланцев Александр Александрович**

**Нетрадиционные и возобновляемые
источники энергии в промышленной
теплоэнергетике
Часть 1**

Учебное пособие

Редактор и корректор А. А. Чернышева
Техн. редактор Д. А. Романова

Темплан 2024 г., поз. 5095/24

Подписано к печати 18.01.2024.	Формат 60х84/16.	Бумага тип № 1.
Печать офсетная.	Печ.л. 8,4.	Уч.-изд. л. 8,4.
Тираж 30 экз. (1 завод)	Изд. № 5095/24.	Цена «С». Заказ №

Ризограф Высшей школы технологии и энергетики СПбГУПТД,
198095, Санкт-Петербург, ул. Ивана Черных, 4.