

Министерство сельского хозяйства Российской Федерации

**Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Саратовский государственный аграрный университет
имени Н.И. Вавилова»**

НЕТРАДИЦИОННЫЕ И ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

КРАТКИЙ КУРС ЛЕКЦИЙ

для аспирантов 2 курса

Научная специальность

**35.06.04 Технологии, средства механизации и энергетическое оборудование в
сельском, лесном и рыбном хозяйстве**

Профиль подготовки

Электротехнологии и электрооборудование в сельском хозяйстве

САРАТОВ 2014

УДК 62
ББК 31
Н-57

Рецензенты:

Доктор технических наук, профессор кафедры «Энергообеспечение предприятий АПК»
ФГБОУ ВПО «Саратовский ГАУ»
В.А. Глухарев.

Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии: краткий курс лекций для аспирантов второго года обучения по научной специальности 35.06.04 «Технологии, средства механизации и энергетическое оборудование в сельском, лесном и рыбном хозяйстве» по профилю подготовки – «Электротехнологии и электрооборудование в сельском хозяйстве» / Сост.: А.М. Эфендиев // ФГБОУ ВПО «Саратовский ГАУ». – Саратов, 2014. –94 с.

Курс лекций содержит необходимые количественно-качественные параметры по нетрадиционным и возобновляемым источникам энергии, описание конструктивного исполнения, принципов действия и расчеты солнечных и ветровых установок, биологических и других возобновляемых источников энергии, а также материалы об их эксплуатационных характеристиках.

УДК 62
ББК 31

© Эфендиев А.М., 2014
© ФГБОУ ВПО «Саратовский ГАУ», 2014

Введение.

Краткий курс лекций по дисциплине «Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии» предназначен для аспирантов второго года обучения по научной специальности 35.06.04 «Технологии, средства механизации и энергетическое оборудование в сельском, лесном и рыбном хозяйстве» по профилю подготовки – «Электротехнологии и электрооборудование в сельском хозяйстве». В курсе лекций изложен материал по основным понятиям, методикам расчета и описаниям основных мероприятий по использованию нетрадиционных и возобновляемых источников энергии. Курс нацелен на формирование у аспирантов навыков к разработке систем рационального использования природных и возобновляемых энергетических ресурсов в сельскохозяйственном производстве и создания ресурсосберегающих и экологических технологий для обеспечения безопасных условий эксплуатации технических и энергетических средств в сельскохозяйственном производстве.

ТРАДИЦИОННЫЕ И НЕТРАДИЦИОННЫЕ ЭНЕРГОИСТОЧНИКИ.

Курс «Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии» дает аспиранту необходимые знания по проблемам энергетики, не связанной сжиганием традиционных ископаемых топлив. В природе под действием излучаемой солнцем энергии, в результате биосинтеза из атмосферного углекислого газа CO_2 зеленой растительностью образованы соединения углерода, или ископаемые органические топлива – торф, каменный уголь, нефть, природный газ.

С начала XX столетия рост энергопотребления на душу населения планеты обеспечивается за счет невозобновляемых энергоносителей. С тех пор население Земли увеличилось почти в 5 раз. К 2010 году энергопотребление на душу населения составило 120-360тыс. МДж/год – в развитых странах (17% населения Земли) и ≤ 30 тыс МДж/год – в остальных. Причем, по мере уменьшения ресурсов, усложнения добычи и транспортировки, росла себестоимость природных энергоносителей. За 1960-2008гг мировые цены на нефть выросли примерно в 47 раз. Для большинства потребителей использование невозобновляемых энергоносителей становится экономически не выгодным. Поэтому, начиная с первого мирового экономического кризиса развитые страны начали разрабатывать целевые программы по развитию нетрадиционной, возобновляемой энергетики – солнечной, ветровой, биоэнергии, водородной и т.д., уровень использования которых в некоторых странах ныне доходит до 18-20%.

В РФ значительную часть потребляемых топливно-энергетических ресурсов использует энергетика – базовая отрасль современной экономики. Через топливно-энергетический баланс России за год протекает около 2,0 млрд.т условного топлива, из них примерно 93% приходится на природный газ, нефть, каменный уголь. Большинство регионов РФ не обеспечено собственными энергоресурсами, поэтому их дефицитность возрастает постоянно. Уровень потребления энергии из возобновляющихся источников (солнечной, ветровой, био и т.д.) составляет менее 0,5% от общего энергопотребления.

Увеличение энергооборуженности отраслей народного хозяйства, в том числе агропромышленного комплекса, должна идти не только в направлении интенсивного развития, разработки и использования первичных природных невозобновляемых энергоресурсов – уголь, нефть, газ и др., но также создание технологий и средств использования возобновляемых источников энергии и вторичных энергоресурсов.

К настоящему моменту мировые запасы невозобновляемых источников энергии интенсивно убывают. По данным международных организаций по контролю за потреблением топливных запасов планеты из ресурсы, по разным видам, достаточны на 20-90 лет, причем географическое расположение этих запасов по планете не равномерное.

Основная часть природных топливно-энергетических ресурсов приходится на Азиатский и Американский континенты. Промышленно развитый Европейский континент почти исчерпал ресурсы. В этих условиях во всемирном масштабе неоспоримым является актуальность использования возобновляемых источников, т.е. энергии солнца, ветра, рек и морей, биомассы, геотермальной энергии и вторичных энергоресурсов.

1.1. Возобновляемые источники энергии.

Возобновляемые источники энергии (ВИЭ) постоянно существуют в природе и не создаются человеком. Они имеются везде, бесплатны и неисчерпаемы, безопасны в эксплуатации и экологически чисты, для малой энергетики очень экономичны. В то же время потоки энергии имеют низкий потенциал, не постоянны по величине и времени, оборудование для их использования достаточно дорогое. Этих недостатков можно

избежать, если аккумулировать энергию или использовать разные ее виды (ВИЭ) в комплексе, например, био-ветро-гелиокомплексы.

К вторичным энергоресурсам (ВЭР) относятся: сбросная теплота тепловых электростанций (нерегулируемый отбор пара из турбин, теплота воды после конденсаторов используемых в теплицах); теплота уходящих газов металлургических печей, котлоагрегатов; теплота горячей воды и сбросного пара от промышленных производств; теплота газокompрессорных станций (ГКС) магистральных газопроводов; сбросная теплота вентиляции и кондиционирования животноводческих и птицеводческих ферм, крупных торговых центров, спортивных сооружений и т.д. .

Таким образом, на пороге третьего тысячелетия, растущая потребность человечества в энергообеспечении, при необратимом процессе убывания невозобновляемых энергоресурсов, может быть удовлетворена путем использования в качестве дополнения следующих источников энергии:

1. Возобновляемые и нетрадиционные источники энергии (В и НИЭ).
2. Вторичные энергоресурсы (ВЭР).
3. Энергосберегающие технологии: тепловая защита зданий и сооружений, совершенствование источников, сетей и потребителей тепловой энергии, улучшение систем контроля и регулирования энергопотребления и т.д.

1.2. Традиционные энергоисточники.

Запасы угля в России велики, при современных объемах потребления их хватит на столетия. Доля угля в приходной части топливно-энергетического баланса РФ – менее 20%. Годовая добыча угля в Китае в 5 раз превышает российскую, в США – в 4 раза. Основные угольные бассейны России (Кузнецкий, Печерский, Канско-Ачинский, Якутский) расположены далеко от основных потребителей энергии, расположенных в европейской части страны, перевозка обходится дорого.

Сложившийся диспаритет цен на топливо, когда тысяча м³ природного газа в 2002г. в РФ стоила \$12 (в Западной Европе \$120...140), привел к сокращению потребления угля, особенно в европейской части России. При современных ценах на газ (\$250- покупная, \$150-350 – продажная) в ближайшие годы неизбежно увеличение доли угля в топливно-энергетическом балансе до 30...35%. Вместе с тем следует иметь ввиду, что каменный уголь – это экологически наиболее грязное топливо, значительные средства приходится затрачивать на очистку выбросов.

Нефть и нефтепродукты – наиболее дефицитный вид топлива. Разведанные запасы в РФ не велики, при современных объемах добычи и экспорта их хватит лет на 20-25. Основные нефтеносные провинции России расположены в труднодоступных регионах (север Тюменской области, Ямало-Ненецкая автономная область, Тимано-Печерский бассейн, Северный Ледовитый океан). Добыча и транспортировка нефти в РФ обходится дорого (около \$15-20 за баррель, для сравнения на Ближнем Востоке – около \$2). Баррель, или бочка (примерно 160 литров) – это принятая на мировом рынке единица измерения количества нефти.

Нефть – ценное сырье для производства резины, пластмасс, синтетического волокна. Из нефти получают моторные топлива, масла, мазут для теплоэнергетики. Россия вывозит более половины добываемой в стране нефти (с учетом нефтепродуктов), доходы от экспорта нефти – ведущая статья приходной части госбюджета. Мазут для энергетики уже сейчас – наиболее дорогое топливо, к тому же при сжигании экологические нагрузки на окружающую среду гораздо больше, чем от газовой теплоэнергетики. Тем не менее, повышение цены на газ можно ожидать увеличение доли потребления мазута в энергетике.

Природный газ – самое чистое топливо. Его запасы в России составляют около 30% мировых. Основные газоносные провинции России расположены в труднодоступных районах - Ямало-Ненецком автономном округе, на шельфе Баренцева моря. Газ, как и нефть, - исчерпаемый энергоресурс, рентабельных к разработке разведанных запасов России при современных объемах добычи хватит лет на 30-40. Более половины

добываемого в РФ газа – идет на экспорт, причем эта доля имеет тенденцию к увеличению. Газ, как и нефть, – ценное сырье для химической промышленности, из него получают полиэтилен и другие пластмассы, синтетическое волокно, технический этиловый спирт и т.д.

Сжигание органического топлива приводит к опасным экологическим последствиям: загрязнение атмосферы диоксидом серы, оксидами азота, несгораемыми углеводородами, золой и сажей. Выбросы углекислоты, или диоксида углерода CO_2 приводят к парниковому эффекту, потеплению климата планеты и повышению уровня Мирового океана с затоплением прибрежных участков суши. Проблему усугубляется вырубкой леса – основного переработчика углекислого газа в атмосфере Земли. Международные соглашения по ограничению выбросов парниковых газов («Киотский протокол») пока имеют низкую эффективность. Страны-загрязнители не спешат выполнять эти соглашения, к тому же несправедливые по отношению к России, так как в РФ размещены 22% лесов планеты, а уровень сжигания природного топлива не превышает 5%.

Альтернативой сжиганию органического топлива считалось атомная энергетика. Во Франции около 85% потребляемой электроэнергии производится на АЭС, в Бельгии – около 60%, в России – 16%, а Германия вообще отказывается от атомной энергетики. Ядерное топливо, применяемое в широко распространенных реакторах на тепловых нейтронах, – это уран, обогащенный нуклидом ^{235}U . Он тоже исчерпаем, при современном уровне использования ядерного топлива месторождений урана, пригодных для добычи, хватит лет на 40...50.

По приведенным причинам инвестиции в атомную энергетику в мире к концу XX столетия резко снизились по сравнению с 70-ми годами XX века. Атомные станции построенные в Советском Союзе близки к исчерпанию своего ресурса; принимаются меры к продлению срока их эксплуатации, но в любом случае дата их остановки не за горами. Однако, рост цен на природные энергоносители сказываются и здесь – интерес к атомной энергетике растет во всем мире.

Наука работает над освоением термоядерной энергии синтеза легких элементов, что дало бы человечеству неограниченные энергоресурсы.

В традиционной энергетике значительную роль играют гидроэлектростанции. В России до 18% электроэнергии производится на ГЭС. Гидростанции работают на возобновляемом энергоносителе – убыль воды в водохранилище восполняется атмосферными осадками. ГЭС особенно эффективны на реках с большим расходом воды и при больших перепадах высот (напорах). В равнинных местностях, например, в Поволжье их строительство приводит к затоплению водохранилищами больших площадей земли, которые выводятся из хозяйственного землепользования.

Строительство крупных ГЭС вызывает ряд неблагоприятных экологических последствий. Высокие плотины вызывают подъем уровня воды в водохранилище, что приводит к заболачиванию берегов. В местах с сухим климатом подъем грунтовых вод, выносящих на поверхность растворенные соли, вызывает засоление почв и т.д. Накопление масс воды в водохранилище изменяет сложившиеся за геологические эпохи равновесия в земной коре. Разрушение плотин при землетрясениях или по другим причинам чревато катастрофическими последствиями.

В густонаселенных равнинных местностях следует развивать малую, полностью автоматизированную, гидроэнергетику на небольших реках с невысокими плотинами

1.3. Нетрадиционные и возобновляющиеся источники энергии и вторичные энергоресурсы.

Возобновляемые источники энергии (ВИЭ) как солнечная, ветровая, геотермальная, биологическая и т.д. постоянно существуют в природе и создаются человеком. Они имеются везде, бесплатны и неисчерпаемы, безопасны в эксплуатации и экологически чисты, для малой энергетики очень экономичны. В то же время потоки энергии имеют низкий потенциал, не постоянны по величине и времени, оборудование для их

использования достаточно дорогое. Эти недостатки можно избежать, если аккумулировать энергию или использовать разные ее виды (ВИЭ) в комплексе, например, био-ветро-гелиокомплексы.

К вторичным энергоресурсам (ВЭР) относятся: сбросная теплота тепловых электростанций; (нерегулируемый отбор пара из турбин, теплота воды после конденсаторов, используемых в теплицах); теплота уходящих газов металлургических печей, котлоагрегатов; теплота горячей воды и сбросного пара (из турбин) от промышленных производств; теплота газокompрессорных станций (ГКС) магистральных газопроводов; сбросная теплота вентиляции и кондиционирования животноводческих и птицеводческих ферм и т.д.

Таким образом, растущая потребность человечества в энергообеспечении, при необратимом процессе убывания невозобновляемых энергоресурсов, может быть удовлетворена путем использования в качестве дополнения следующих источников энергии:

4. Возобновляемые и нетрадиционные источники энергии (В и НИЭ).
5. Вторичные энергоресурсы (ВЭР).
6. Энергосберегающие технологии (тепловая защита зданий и сооружений, совершенствование источников, сетей и потребителей тепловой энергии, улучшение систем контроля и регулирования энергопотребления и т.д.)

Вкратце рассмотрим перспективы использования некоторых видов нетрадиционных и возобновляемых источников энергии в России.

• **Геотермальная энергия.** В ряде районов Камчатки, Дальнего Востока, Северного Кавказа, Западной Сибири, Алтайского края в качестве тепловой энергии для нужд низкотемпературных технологических процессов предприятий АПК можно использовать подземные термальные воды (геотермальную энергию). Температура термальных вод составляет 40–200 °С. В хозяйствах Краснодарского, Ставропольского, Алтайского краев, на Камчатке и Сахалине ее применяют для отопления зданий и теплиц, для низкотемпературных технологических процессов, в санаторно-лечебных целях и т.д.

• **Энергия волн морей и океанов.** Использование энергии волн, приливов и отливов перспективно на территориях вдоль берегов морей и океанов путем строительства приливных электростанций различных мощностей. Специальными системами шлюзов аккумулируется энергия приливной волны, т.е. обеспечивается удержание приливной воды на достаточно высоком уровне с последующим использованием в гидротурбинах.

• **Биоэнергетика.** Газификация сельской местности в основном осуществляется, сжиженным пропан-бутаном (методом самодоставки). Существующий в селе дефицит топлива можно уменьшить, используя воспроизводимый и очень доступный источник энергии – биогаз. Биогаз представляет собой один из продуктов анаэробного (без доступа кислорода) брожения навоза, птичьего помета и других видов биомассы при температуре 15–37 °С (мезофильный режим) или 45–56 °С (термофильный режим). В этих условиях под действием имеющихся в биомассе бактерий часть органических веществ разлагается, и образуя при этом метан (60–70%), углекислый газ (до 30%), а также примеси водорода, аммиака и окислов азота (2–5%).

Очищенный биогаз не имеет неприятного запаха. Теплота сгорания 1 м³ биогаза $H_u = 18 \div 28$ МДж, что эквивалентно сгоранию 0,6 л бензина, 0,85 л спирта или использованию 1,4 кВт/ч электроэнергии.

Выход биогаза из 1 т сухого вещества растительных отходов и сорняков составляет для соломы пшеницы – 342 м³; стеблей кукурузы – 420 м³; подсолнечниковой шелухи – 300 м³; ботвы картофеля – 420 м³; сорной растительности – 500 м³. При этом коэффициент превращения органических веществ в биогаз достигает 0,9.

По экологическим характеристикам биогаз на 75 % чище дизельного топлива и на 50 % – бензина. Продукты его сгорания практически не содержат канцерогенных веществ.

Влияние на озоновый слой земли газов, выделяемых двигателями работающими на биогазе, на 60–80 % ниже чем отработавших газов нефтяных топлив.

Биогаз с высокой эффективностью может трансформироваться в другие виды энергии. КПД его в качестве топлива для газогенераторов составляет до 83 %.

Первые попытки создания в СССР биогазовых установок относятся к 50-м гг. прошлого столетия, последующие к концу 80-х – началу 90-х. Но каждый раз по причине большой разницы в себестоимости природного газа и биогаза работы дальше опытных образцов не продвинулись, хотя расчетный срок окупаемости установки равнялся 5 годам.

В Индии, Китае, США и Европейских странах, и Скандинавии, биогазово-биогазовая технология является чуть ли не единственным спасением для фермерских хозяйств от мировых топливных кризисов, уровень развития биогазовой технологии не отстает от промышленности.

• **Солнечная энергия.** Солнечная энергия может быть преобразована в тепловую, механическую и электрическую энергию, использована в быту, биологических и технологических процессах. Солнечные установки применяются в системах теплоснабжения, горячего водоснабжения и охлаждения жилых и общественных зданий, технологических процессах, протекающих при низких, средних и высоких температурах, опреснения морской или жесткой минерализованной почвенной воды, сушки материалов и сельхозпродуктов. В природе благодаря солнечной энергии осуществляется процесс фотосинтеза и рост растений, происходят различные фотохимические процессы.

Известны методы термодинамического преобразования солнечной энергии в электрическую, основанные на использовании циклов тепловых двигателей, термоэлектрического и термоэмиссионного процессов, а также прямые методы фотоэлектрического фотогальванического и фотоэмиссионного преобразований. Наибольшее практическое применение нашли фотоэлектрические преобразователи и системы термодинамического преобразования с применением тепловых двигателей.

Солнечная энергия преобразуется в электрическую на солнечных электростанциях (СЭС), где улавливаемая энергия сначала преобразовывается в теплоту, затем в электричество. Улавливание и преобразование солнечной энергии в теплоту (в СЭС) осуществляется с помощью оптической системы отражателей и приемника сконцентрированной солнечной энергии. В приемнике солнечное тепло превращает воду в пар или нагревает газообразный или жидкометаллический теплоноситель, т.е. рабочее тело для турбины. В генераторе, соединенного с турбиной, вырабатывается электроэнергия.

Для теплоснабжения объектов и низкотемпературных технологических процессов используются солнечные коллекторы для подогрева воды до 100 °С.

Следовательно, существуют два направления в развитии солнечной энергетики:

- решение глобального вопроса снабжения человечества электроэнергией путем непосредственного превращения солнечной энергии в электричество;
- решение различных конкретных локальных задач, путем создания машин, превращающих солнечную энергию в теплоту.

Подобные машины делятся на две группы: высокотемпературные и низкотемпературные. В машинах первого типа солнечные лучи концентрируются в небольшое пятно где температура поднимается до 3000 °С и выше. Используются они для плавки металлов, создания паровых котлов и парогенераторов для СЭС. Низкотемпературные солнечные машины (коллекторы солнечной энергии) работают при температурах порядка 100–200 °С. Они используются для подъема воды из колодцев, для подогрева и опреснения её. Солнечные коллекторы служат для приготовления пищи, сушки фруктов и овощей, замораживания мясopодуKтов и пропаривания железобетонных изделий. Для получения температуры воды или пара до 200 °С используются коллекторы с концентраторами солнечных лучей.

На территории РФ наиболее благоприятными регионами для использования солнечной энергии являются Северный Кавказ и Нижнее Поволжье. Здесь годовое поступление солнечной энергии на горизонтальную поверхность составляет 1280–1870 кВт·ч/м².

Продолжительность солнечного излучения 2000–2200 ч в год. В этих регионах суммарное солнечное излучение в 1,5 раза выше, чем в европейских странах и Скандинавии, где с 80-х гг. прошлого столетия гелиотеплоснабжение быта обычное явление.

Вопросы для самоконтроля

1. Энергопотребление на душу населения мира к 2010 году.
2. Характеризуйте возобновляемые источники энергии (что такое возобновляемые источники энергии?).
3. Что относится к вторичным энергетическим ресурсам?
4. Цель изучения курса «НиВИЭ».
5. На третьем тысячелетии энергопотребности населения земли кроме традиционных источников чем будет дополнены?
6. Характеристики традиционных энергоисточников: уголь, нефть, газ, гидроэнергетика
7. Экологические проблемы использования традиционных энергоисточников и атомной энергии.
8. Возобновляемые энергоисточники и вторичные энергоресурсы.
9. Геотермальная энергия.
10. Энергия волн, морей и океанов.
11. Биоэнергетика.
12. Солнечная энергия.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Основная

1. Амерханов Р.А. Теплоэнергетические установки и системы сельского хозяйства./ Амерханов Р.А., Бессараб А.С. и др. Москва, “Колос-пресс”, 2002, - 359 с.
2. Эфендиев А.М. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. Курс лекций./ А.М. Эфендиев. Саратов, СГАУ каф. «ЭОП АПК» - 2008, - 73 с. Электронная версия.
3. Лабейш В.Г. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. Учебное пособие. Санкт-Петербург, 2003, 80с.

Дополнительная

1. Кирюшатов А.И. Использование вторичных и возобновляемых энергоресурсов в сельском хозяйстве: Курс лекций; Саратовский СХИ. Саратов, 1989.
2. Эфендиев А.М, Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. Практикум. Саратов. СГАУ, 2005, 64с.
3. Твайделк Дж., Уэйр А. Возобновляемые источники энергии. - М: Энергоатомиздат, 1990. - 392 с.

Лекция 2

СОЛНЦЕ – АЛЬТЕРНАТИВНЫЙ ИСТОЧНИК ЭНЕРГИИ БУДУЩЕГО. ВОЗМОЖНОСТИ И ПРОБЛЕМЫ ЕЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ.

2.1. Солнце – альтернативный источник энергии будущего. Возможности и проблемы.

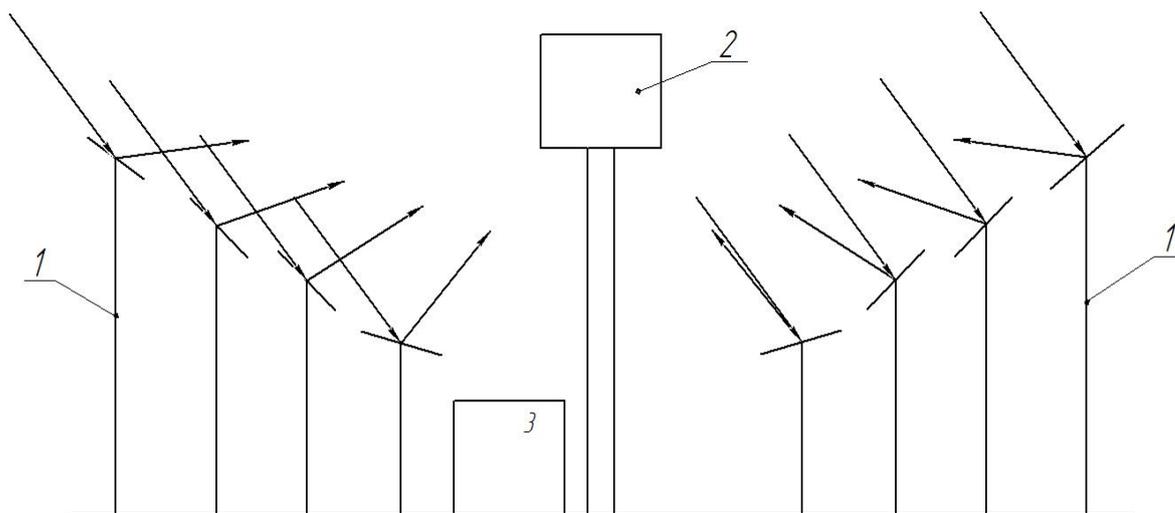


Рис.2.1. СЭС башенного типа.

1-гелиостаты,2-центральный приемник излучений,3-оборудование СЭС.

Солнце представляет собой расплавленный шар диаметром 1,4 млн. км, его масса в 333 тыс. раз превышает массу Земли, а объем – 1,3 млн. раз. Химический состав Солнца 81,76 % водорода, 18,14 % гелия и 0,1 % азота. Внутри солнца происходят термоядерные реакции превращения водорода в гелий и ежесекундно преобразуется в энергию 4 млрд. кг материи. Эта энергия излучается Солнцем в космическое пространство в виде электромагнитных волн различной длины. Расстояние между Землей и Солнцем (в среднем) 150 млн. км. Температура поверхности Солнца 5900-6000 °С, его ядра – около 20 млн. °К (по разным оценкам 8-40 млн. К). Каждый квадратный метр поверхности Солнца излучает энергию 6300 кВт. Среднегодовое количество солнечной энергии, поступающей за 1 день на 1 м² поверхности Земли колеблется от 7,2 МДж/м² на севере до 21,4 МДж/м² в пустынях и тропиках. Среднегодовая плотность потока солнечного излучения составляет 210-250 Вт/м² в субтропических областях и пустынях, 130-210 Вт/м² в Центральной России и 80-130 Вт/м² – на севере РФ.

При прохождении солнечных лучей через атмосферу Земли часть излучения рассеивается и поглощается молекулами озона, воздуха, водяного пара и частичками пыли, а основной ее поток достигает поверхности Земли в виде рассеянного (диффузного) излучения. Его доля в общем потоке солнечной радиации зависит от географических и климатических факторов и изменяется в течении года от 0,19-0,5 в Ташкенте до 0,54-0,8 в Москве. Данные по дневным потокам суммарной и рассеянной солнечной энергии, поступающим на горизонтальную поверхность в течении года (по часам, по дням, по

месяцам) приводятся в специальных таблицах. Эти данные необходимы для расчета солнечных установок.

Максимальное значение плотности потока радиации, достигающей Земли, составляет примерно $0,8-1,0$ кВт/м² поверхности, перпендикулярной солнечным лучам (когда Солнце в зените).

Если использовать только 1 % солнечной энергии, падающей на землю, то это составило бы мощность примерно 100 тыс. электростанций по 1,5 млн. кВт каждая.

Потенциал солнечной энергии можно охарактеризовать среднегодовым значением прихода солнечной радиации на 1 м² горизонтальной поверхности земли. Годовое поступление солнечной энергии на территории РФ составляет от 800 (68° северной широты) до 2000 (39° северной широты) (кВт·ч)/м². На 1 м² горизонтальной поверхности на северных островах и северо-восточной оконечности Сибири за год поступает всего 550-830 кВт·ч, на большей части европейской территории и Сибири 830-1100 кВт·ч, в Краснодарском крае, на юге Поволжья – 1100-1380 кВт·ч. На Северном Кавказе, Ставропольском и Краснодарском краях и Южном Поволжье и на юге Сибири годовое число солнечных часов составляют от 1300 до 1900 и условия наиболее благоприятны для использования солнечной энергии. В упомянутых регионах РФ за неотапительный период, когда теплопотребление минимальное, на Землю поступает около 2/3 всего годового количества солнечной энергии, а в июне-июле приход солнечной энергии в 5-10 раз больше чем в декабре.

Эффективность и целесообразность использования разных способов превращения солнечной энергии в электрическую и тепловую энергии в значительной степени зависит от ее потенциала в данном регионе. Например, в регионах с высоким потенциалом солнечной радиации (Северный Кавказ, Краснодарский край, Южное Поволжье, пустынные районы северного побережья Каспийского моря с солеными озерами) создание солнечных электростанций башенного и модульного типов и гелиоэнергетических установок с использованием солнечных прудов в комплексе с ветроэлектрическими установками (ВЭУ) могут обеспечить эти регионы электрической энергией полностью. Одновременно удовлетворялись бы потребности этих регионов в высоко и низкотемпературной тепловой энергии для производственных и коммунально-бытовых целей. В этих регионах из-за высокой солнечной радиации и большого количества часов с солнечным сиянием, использование плоских солнечных коллекторов для низкотемпературных технологий и бытовых целей окажутся значительно дешевле стоимости 1 кВт·ч тепловой энергии, используемой от СЭС.

В густонаселенной средней полосе РФ, среднем и северном Поволжье и на юге Сибири со сравнительно невысокой солнечной радиацией, поступающей на 1 м² поверхности земли целесообразно использование способов непосредственного превращения солнечной энергии в электричество с помощью солнечных батарей (фотоэлектрических преобразователей) с высоким КПД (37 %) для автономного электроснабжения объектов и средствами солнечного низкотемпературного теплоснабжения жилых, социально-бытовых и административных зданий и низкотемпературных технологий. На более высоких широтах территории РФ использование солнечной энергии в целях энергообеспечения возможно только при использовании вакуумных солнечных коллекторов с концентраторами для получения теплоносителя с температурой в пределах 100-200 °С или специальные параболоцилиндрические концентраторы со следящими системами за солнцем для пароснабжения небольших паротурбинных установок с электрогенератором (модульной СЭС).

Широкомасштабные научные исследования в области создания фотоэлектрических солнечных батарей, СЭС различных типов и низкотемпературных преобразователей солнечной энергии в теплоту для различных назначений и их использование в экономически развитых странах подтверждает, что солнечная энергия одна из основных альтернативных, экологически чистых видов энергии будущего.

Изучением солнечной энергии, разработкой аппаратов и систем ее преобразования и использования занимается такая отрасль науки и техники как гелиотехника (от греч. гелиос – солнце).

На современном этапе развития науки и техники повсеместное широкое использование солнечной энергии в практических целях с общедоступными затратами пока затруднено по следующим причинам:

1. Отсутствие доступных дешевых технологий непосредственного превращения солнечной энергии в электрическую.
2. Солнечная радиация непостоянна по величине, прерывиста и рассеяна по времени, пространству и месту расположения объектов потребления энергии.
3. Существующие конструкции солнечных концентраторов и коллекторов громоздки и малоудобны для технологических целей и т. д.

Тем не менее по расчетам зарубежных ученых (США, Австралия, Великобритания), даже сейчас солнечная энергия может заменить 30 % тепловой энергии, получаемой из углеводородного топлива применительно к низкотемпературным (до 150 °С) технологиям и использованию в быту.

2.2. Солнечные энергетические установки прямого преобразования

В солнечных энергетических установках прямого преобразования энергия солнечного излучения подвергается прямому преобразованию в электрическую энергию, без промежуточного перехода в механическую. Для прямого преобразования не нужны турбины и электрогенераторы. Они делятся на термоэлектрические и фотоэлектрические преобразователи.

В основе прямого преобразования в термоэлектрических преобразователях, тепловой энергии солнечного излучения в электричество лежит эффект Зеебека если спаять концами два проводника разного химического состава и поместить спаи в среды с разными температурами, то между ними возникает термо-ЭДС:

$$E = \alpha(T_1 - T_2),$$

где T_1 – абсолютная температура горячего спая,

T_2 – абсолютная температура холодного спая,

α – коэффициент пропорциональности.

В цепи проводников возникает ток J , причем горячий спай за секунду поглощает теплоту из нагретого источника в количестве $Q_1 = \alpha T_1 J$, а холодный спай отдает теплоту низкотемпературному телу в количестве $Q_2 = \alpha T_2 J$. Разность подведенной и отведенной теплоты составляет секундную работу тока

$$L = \alpha(T_1 - T_2)J, \text{ Вт}$$

Отношение работы к подведенной теплоте есть термический КПД процесса преобразования

$$\eta_1 = \frac{L}{Q_1} = \frac{\alpha(T_1 - T_2)J}{\alpha T_1 J} = \frac{(T_1 - T_2)}{T_1}$$

Таким образом, КПД идеального термоэлектрического преобразователя определяется абсолютными температурами горячего и холодного спаев. В реальных преобразователях из-за потерь действительный КПД установки равен

$$\eta_1 = \eta_{0\text{э}} \cdot \frac{(T_1 - T_2)}{T_1},$$

где $\eta_{0\text{э}} < 1$ - относительный электрический КПД преобразователя.

КПД термоэлектрических преобразователей очень мал – не превышает 3-5 %, при применении полупроводниковых ТЭГ КПД возрастает до 10 %.

В основе создания фотоэлектрических преобразователей лежит принцип выбивания электронов из полупроводниковых материалов световыми квантами. Лучистая энергия преобразуется в электрическую. В современной солнечной энергетике широко

применяются полупроводниковые преобразователи из химически чистого кристаллического кремния.

Солнечный элемент состоит из двух соединенных между собой кремниевых пластинок. Свет, падающий на верхнюю пластинку, выбивает из нее электроны, посылая их на нижнюю пластинку. Так создается ЭДС элемента. Последовательно соединенные элементы являются источником постоянного тока. Несколько объединенных фотоэлектрических преобразователей представляют собой солнечную батарею. Эффективность преобразования лучистой энергии в электрическую в современных установках достигает 13...17 %, в лабораторных условиях на некоторых полупроводниках достигнута эффективность 40 %.

Мощность солнечной энергетической установки ($N_{фэ}$) с фотоэлектрическими преобразователями определяется соотношением

$$N_{фэ} = \eta_{фэп} F_{фэп} I, \text{ Вт},$$

где $\eta_{фэп}$ – КПД фотоэлектрических преобразователей (изменяется в современных кремниевых элементах в пределах 0,12...0,17),

$F_{фэп}$ – их общая площадь, м^2 .

Использование фотоэлектрических солнечных электростанций (СЭС) начиналось с космической техники. Фотоэлементы станции «Мир» имели площадь в сотни квадратных метров. На Луне дольше года работал «Луноход», питаемый от солнечных батарей.

Преимуществом фотоэлектрических СЭС являются малые эксплуатационные затраты. Модули, защищенные от пыли и атмосферных осадков стеклом или пленкой, работают десятки лет без обслуживания. В облачную погоду мощность СЭС этого типа несколько снижается, хотя и меньше, чем для термоэлектрических установок. Следует ожидать, что в южных солнечных регионах РФ при массовом выпуске и снижении стоимости кремниевых модулей СЭС окажутся конкурентоспособными ТЭС.

2.3. Паротурбинная СЭС.

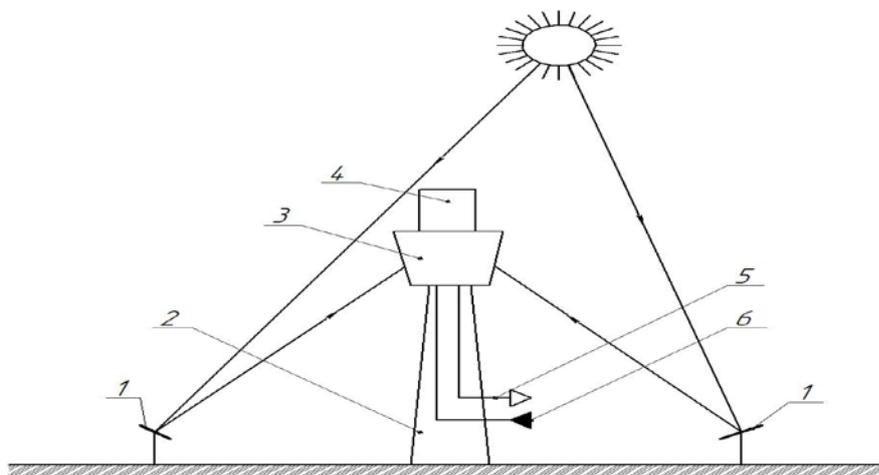


Рис.2.1. Схема СЭС: 1 – гелиостаты; 2 – башня; 3 – солнечный котел; 4 – термоаккумулятор; 5 – трубопровод острого пара; 6 – трубопровод питательной воды.

На рис. 2.1. показана схема башенной паротурбинной СЭС. На башне 2 установлен котел 3, на котором фокусируется солнечное излучение, собираемое с большой территории земной поверхности гелиостатами. Гелиостаты 1 с помощью следящих систем отслеживают движение Солнца по небосводу. Зеркала каждого гелиостата направляют солнечные лучи на стенки теплообменника котлоагрегата, в котором вырабатывается пар с температурой до 510 °С. По паропроводу 5 пар направляется в машинный зал, где электроэнергия

производится в традиционном паротурбинном цикле. Установка имеет накопитель теплоты 4 – емкость объемом в несколько тысяч м³, заполненную щебнем, который нагревается «острым» паром в часы максимума интенсивности солнечного излучения и отдает теплоту после захода Солнца.

Общее количество теплоты, воспринятой парогенератором СЭУ, составляет

$$Q = \eta_{\text{и}} n F I, \text{ Вт},$$

где $\eta_{\text{и}}$ – коэффициент эффективности использования солнечного излучения (изменяется в пределах 0,35...0,5),

n – количество гелиостатов,

F – площадь зеркал одного гелиостата, м²,

I – интенсивность солнечного излучения, Вт/м².

Работа килограмма пара в паротурбинной установке в цикле Ренкина равна

$$l = h_1 - h_2, \text{ кДж/кг},$$

термический КПД

$$\eta_1 = (h_1 - h_2)/(h_1 - h_{\text{к}}),$$

где h_1 – энтальпия острого пара,

h_2 – энтальпия отработавшего в турбине пара (определяются по h-s диаграмме водяного пара),

$h_{\text{к}}$ – энтальпия конденсата (определяется по таблицам термодинамических свойств воды и водяного пара).

Теоретическая мощность паротурбинный СЭУ составит

$$N_{\text{пт}} = \eta_t \eta_{0i} \eta_{\text{э}} Q, \text{ Вт},$$

где η_{0i} – относительный внутренний КПД турбины,

$\eta_{\text{э}}$ – КПД электрогенератора (в пределах 0,92...0,96)

Реальная мощность СЭС меньше теоретической вследствие затрат энергии на собственные нужды (привод насосов и т. д.).

Паротурбинные СЭС имеют высокие капитальные затраты. Стоимость 1 кВт установленной мощности на башенной СЭС более чем в 10 раз превышает характерную для традиционных тепловых электростанций.

Вопросы для самоконтроля

1. Краткий исторический обзор использования солнечной энергии.
2. Солнечные электростанции (башенные).
3. Возможности человечества в использовании солнечной энергии.
4. Проблемы, препятствующие широкому использованию солнечной энергии.
5. Термоэлектрические и фотоэлектрические солнечные установки прямого преобразования.
6. Паротурбинная СЭС.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Основная

1. Амерханов Р.А. Теплоэнергетические установки и системы сельского хозяйства./ Амерханов Р.А., Бессараб А.С. и др. Москва, “Колос-пресс”, 2002, - 359 с.
2. Эфендиев А.М. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. Курс лекций./ А.М. Эфендиев. Саратов, СГАУ каф. «ЭОП АПК» - 2008, - 73 с. Электронная версия.
3. Лабейш В.Г. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. Учебное пособие. Санкт-Петербург, 2003, 80с.

Дополнительная

1. Кирюшатов А.И. Использование вторичных и возобновляемых энергоресурсов в сельском хозяйстве: Курс лекций; Саратовский СХИ. Саратов, 1989.
2. Эфендиев А.М, Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. Практикум. Саратов. СГАУ, 2005, 64с.
3. Твайделк Дж., Уэйр А. Возобновляемые источники энергии. - М: Энергоатомиздат, 1990. - 392 с.

ПРОСТЕЙШИЕ КОНСТРУКЦИИ СОЛНЕЧНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ И КОНЦЕНТРАТОРОВ ДЛЯ ПРЕВРАЩЕНИЯ СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГИИ В ТЕПЛОТУ.

Во многих странах, где количество солнечных дней в году превышает 250–260 и среднегодовая температура составляет больше 13–15 °С, горячее водоснабжение населения можно обеспечить почти круглый год с помощью простейших коллекторов (при среднедневной температуре больше 20 °С). Для отопления помещений в течение 90–100 дней в году (при температуре окружающей среды 0–10 °С) потребуется дополнительный источник тепла газовое или электрическое отопление. В странах, расположенных в высоких широтах (выше 45° северной широты) препятствием для использования солнечной энергии является большое количество дней в зимний период, когда приход солнечной радиации слишком мал.

Наиболее широко известным и освоенным способом преобразования солнечной энергии в тепловую является применение коллекторов солнечной энергии (КСЭ).

Коллектор является основным конструктивным элементом солнечной установки. В коллекторе происходит улавливание солнечной энергии, ее преобразование в теплоту и нагрев воды, воздуха или другого теплоносителя.

По конструкции солнечные коллекторы делятся на два типа: без концентрации солнечной энергии (тип «плоские горячие ящики») и с концентрацией солнечной энергии (с отражателями).

В плоских коллекторах солнечная энергия поглощается без ее концентрации, а в коллекторах с концентраторами, солнечная энергия фокусируется на определенных приемниках, т.е. увеличивается плотность поступающего потока солнечной радиации. Наиболее распространенным типом коллекторов в низкотемпературных технологиях (горячее водоснабжение, обогрев воды в бассейнах, опреснение воды и т.д.) является плоский КСЭ.

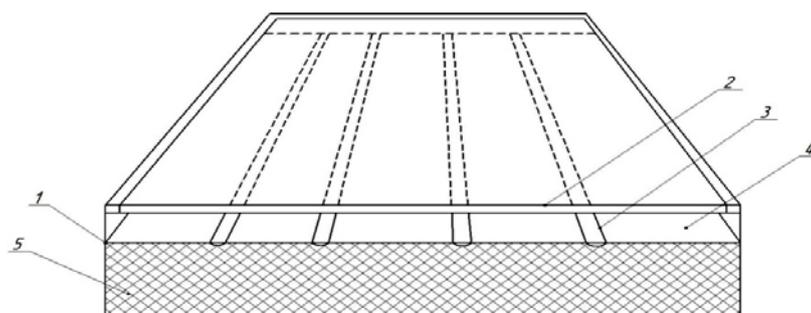


Рис. 3. Конструкция плоского солнечного коллектора.

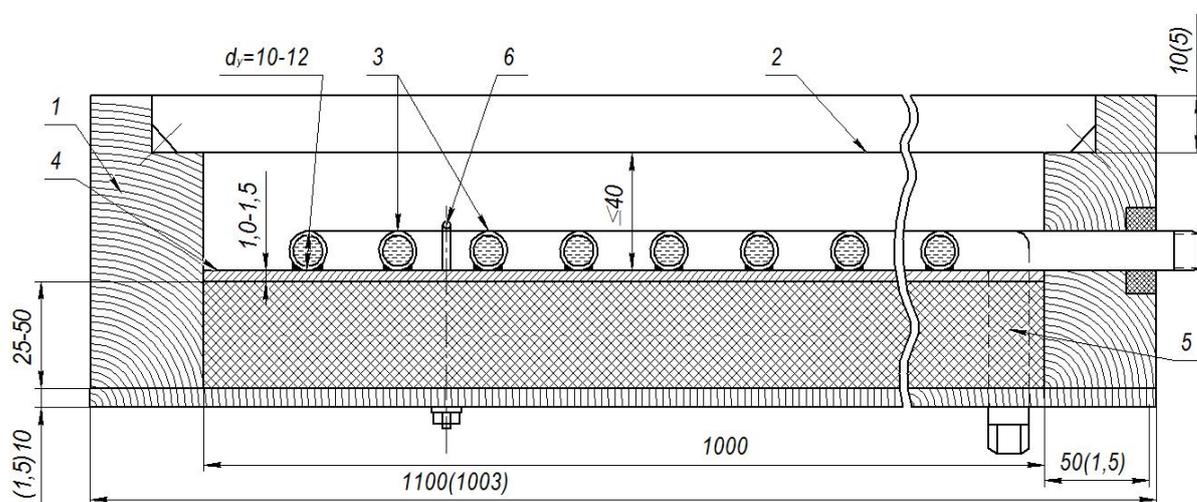
1-корпус;2-прозрачное покрытие;3-трубы коллектора;4-поглощающая пластинка;5-изоляция.

Большинство плоских коллекторов состоят из пяти основных элементов (см. рис. 3). К ним относятся: 1-оболочка или корпус (ящик деревянный, металлический, пластмассовый), защищающий от атмосферных воздействий вмонтируемые в него элементы; 2-прозрачное покрытие из стекла (пленки) – один или несколько слоев; 3-трубы

или каналы, изготовленные как одно целое вместе с поглощающей пластинкой или присоединенные к ней, по которым протекает вода, воздух или другой теплоноситель;
 4-поглощающая пластинка, обычно металлическая с черной поверхностью (можно также использовать множество других материалов, особенно для воздухонагревателей);
 5- изоляция, которую необходимо предусматривать на теневой и боковых сторонах коллектора, чтобы свести к минимуму тепловые потери.

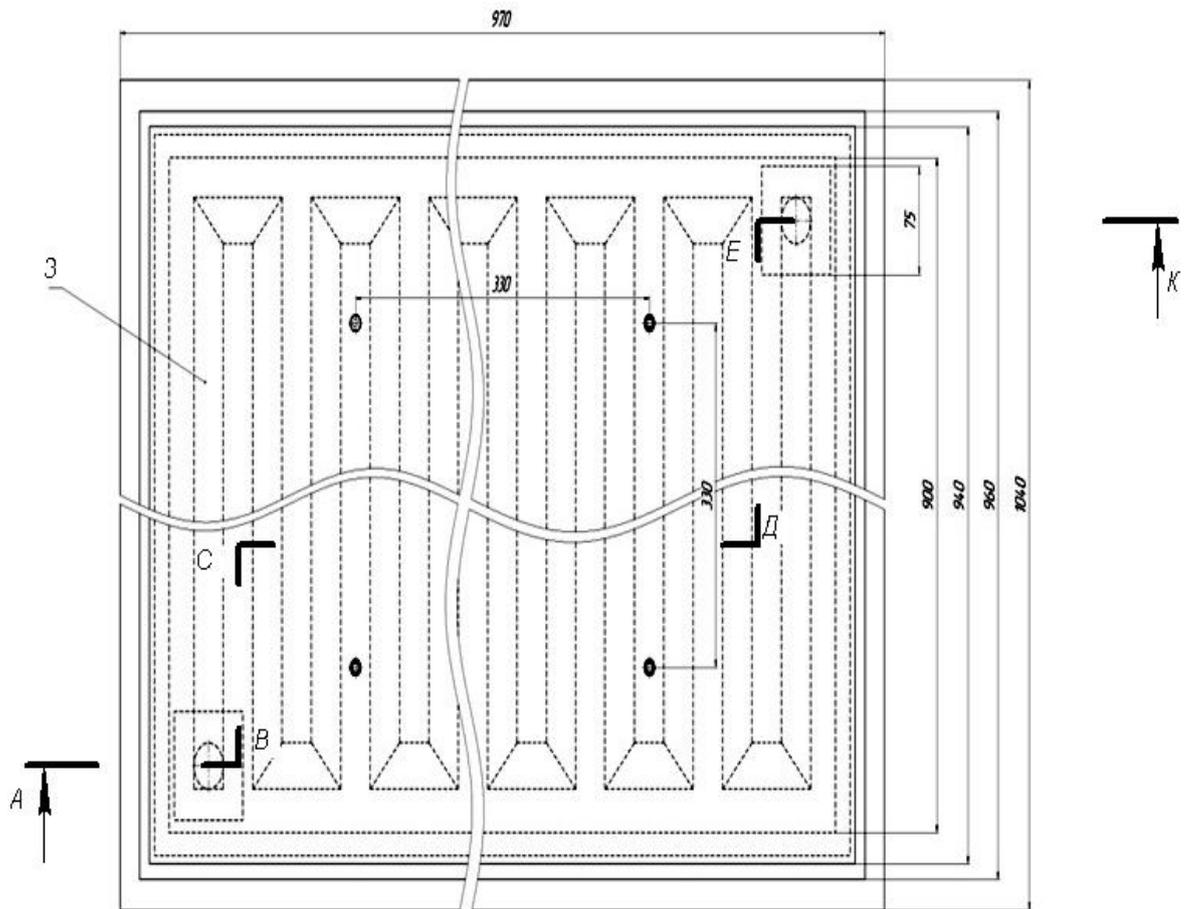
Перечисленные в п.п. 3, 4, 5 элементы вмонтируются в корпусе и сверху закрываются прозрачным покрытием (п. 2) из стекла или полиэтиленовой пленки. На рис. 1.9 показаны общие виды и поперечные разрезы простейших плоских солнечных коллекторов для нагрева воды с различными конструктивными исполнениями теплопоглощающего элемента, разработанные в лаборатории «Н и ВИЭ» СГАУ им. Н.И. Вавилова. Теплопоглощающие абсорберы КЭС изготовлены из алюминиевых труб, припаянных к алюминиевому листу (рис. 1.9 а), стальных оцинкованных профилированных листов (рис. 1.9 б).

А)



- Размеры в скобках для металлического корпуса , остальное для деревянного;
- Крепление ТПП к корпусу стрелянками;
- конструкции подвода и отвода для теплоносителя;
- по назначению КЭС;
- количество трубок 27 штук.

Б)



A-B-C-D-E-K
870

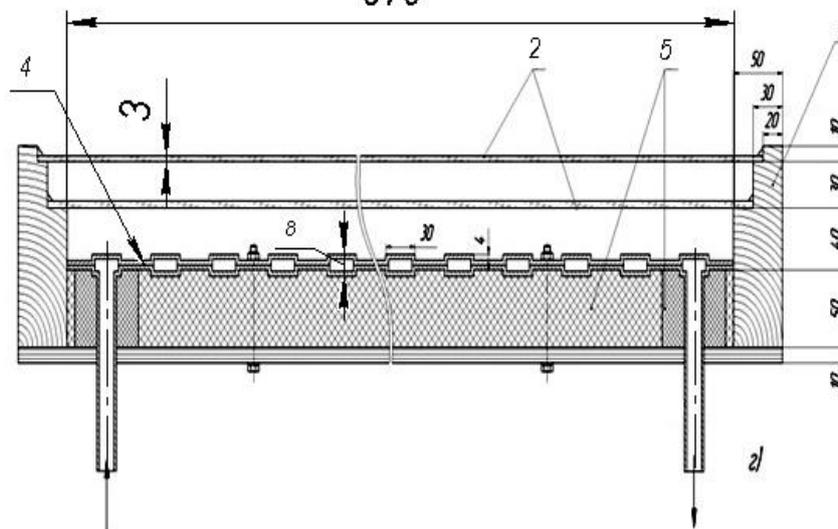


Рис. 3.1. Конструкции плоских солнечных коллекторов, и их монтажная схема.

1-корпус; 2-прозрачное покрытие;3-трубы (каналы) для воды; 4-тепопоглащающая плита; 5-теплоизоляция; 6-крепежные элементы.

A – одностекольный , трубами припаянными к теплопоглащающей плите; B - двухстекольный ; каналы для воды штампованы в теплопоглащающей плитке.

Температуры нагрева теплоносителя в плоских КСЭ составляют при одном прозрачном покрытии до 45 °С, двух – 65 °С, трех – не более 95 °С, которые зависят от климатических данных местности, характеристик материалов элементов коллектора и условий его

эксплуатации. Принципиальное преимущество плоского КСЭ по сравнению с коллекторами других типов – его способность улавливать как лучистую (прямую) так и рассеянную солнечную энергию, что позволяет устанавливать его стационарно без необходимости слежения за Солнцем.

На рисунке 3.2 приведены схемы конструктивных исполнений нескольких вариантов поперечных сечений теплопоглощающих элементов КСЭ и компоновки поглощающих пластин с водоотводящими каналами или трубами.

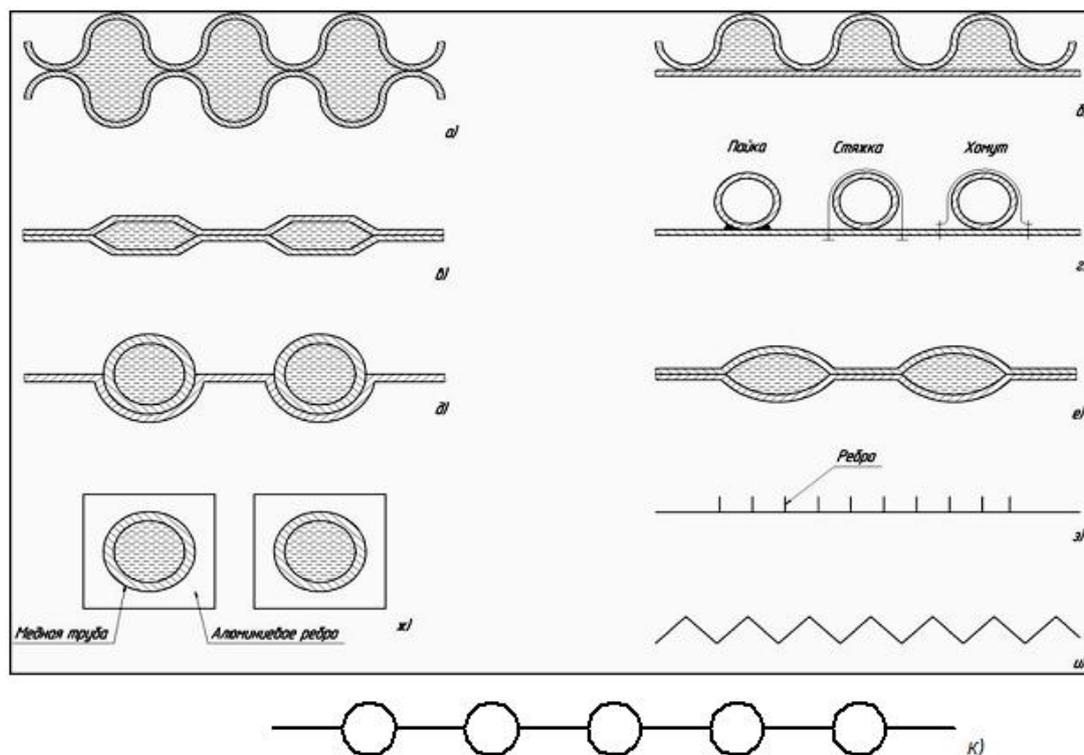


Рис. 3.2. Поперечные сечения поглощающих пластин коллекторов.

Вариант а изготавливается из двух рифленых листов. Вариант б – сконструирован закреплением сваркой или пайкой водяных труб на плоском или рифленом теплоприемном листе.

Площади поперечного сечения каналов для теплоносителя выбираются 120–180 мм², что соответствует трубам $\Phi = 12\text{--}15$ мм или штампованным каналам (20×6) или (30×6) мм. Трубы или каналы располагаются друг от друга не ближе чем два-три диаметра трубы или толщины канала. Верхние и нижние концы труб или водоотводных каналов присоединяются путем пайки или сварки к коллекторам.

Следует отметить, что при необходимости нагрева воды менее чем на 5–6 °С (в плавательных бассейнах) отпадает потребность в корпусе 1, теплоизоляции 5, прозрачном покрытии 2. Для бытовых нужд требующих температуру теплоносителя не выше 45 °С, необходимы теплоизоляция днища и одно прозрачное покрытие. Если требуется температура теплоносителя свыше 60 °С (для получения механической энергии), необходимо снизить тепловые потери коллектора в окружающую среду. В идеальном коллекторе все падающее на него излучение должно преобразовываться в тепло, на практике же полезное тепло всегда меньше падающей солнечной радиации.

Эксплуатационным достоинством солнечных коллекторов является простота конструкции и следовательно, дешевизна, недостаток – невозможность получения высоких значений КПД при температурах котла, не превышающих 100 °С.

В коллекторах для нагрева воздуха или других газов (рис.1.11) теплоноситель движется между прозрачным покрытием и теплоприемной плитой из листового металла (а), листа с ребрами (б), или гофрированного листа (в), через пористую насадку (г), или в трубах, находящихся в соляной ванне (д).

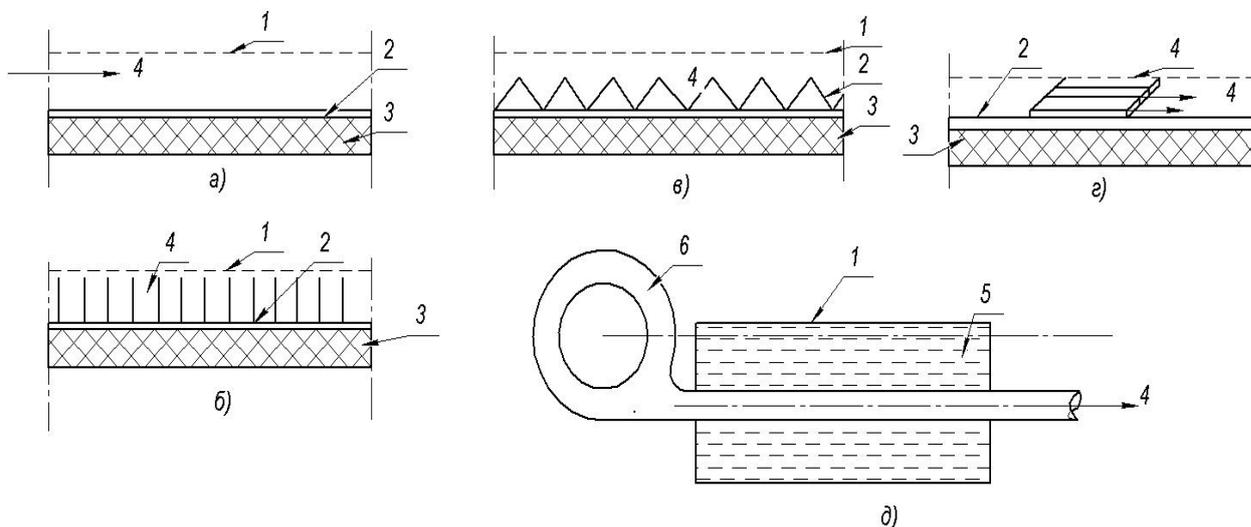
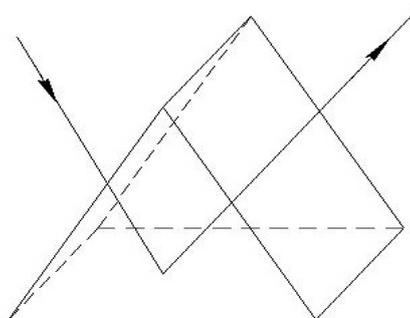


Рис. 3.3. Схемы воздушных солнечных коллекторов с движением воздуха: между прозрачным покрытием и плоским (а), оребренным (б) гофрированным (в), теплопоглощающими плитками; через пористую насадку (г) и соляной ванны (д).

1-прозрачное покрытие; 2-теплопоглощающая плита; 3- теплоизоляция; 4-воздушные каналы; 5- соляная ванна, 6- вентилятор.

Солнечные коллекторы второго типа (рис. 3.4) представляют собой зеркала параболической, параболической или фасетной формы. В фокусе этих зеркал собираются солнечные лучи и нагревают воду в котле до соответствующей температуры. В таких котлах температура теплоносителя превышает 100 °С. В общем случае концентраторы делятся на рефлекторные, которые приведены на схемах и рефракторные – это выпуклые линзы, призмы, линзы Френеля.



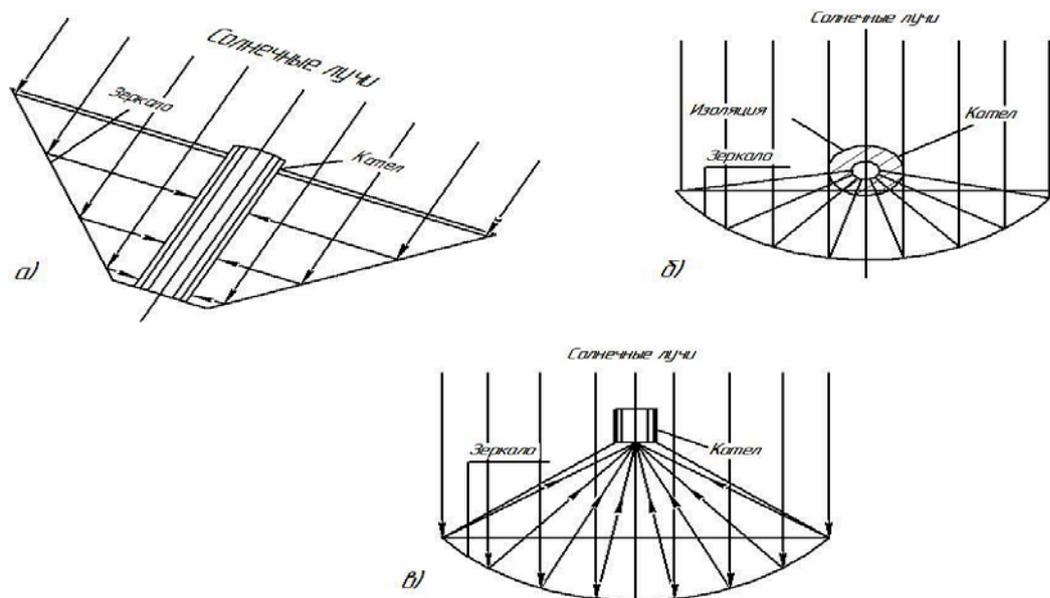


Рис.3.4. Схема устройств солнечных аппаратов с концентраторами:
 а) конический отражатель; б) параболоцилиндрический отражатель; в) параболоидный отражатель.

Основным достоинством этих коллекторов является возможность получения температур с достаточно высоким КПД даже в холодную (не солнечную) погоду. Однако эти коллекторы требуют специальных следящих систем, непрерывно направляющих коллектор на Солнце, и нуждаются в специальных зеркалах.

Для нагрева воды до 40–90 °С целесообразно использовать плоские коллекторы для получения пара (особенно в прохладную погоду) – коллекторы с концентраторами.

Вопросы для самоконтроля

1. Коллекторы солнечной энергии, для чего они служат (плоские горячие ящики).
2. Концентраторы солнечной энергии, их назначение (коллекторы с отражателями).
3. Плоские коллекторы солнечной энергии, их основные элементы.
4. Схемы конструктивных исполнений теплопоглощающих элементов плоских солнечных коллекторов.
5. Воздушные солнечные коллекторы, их схемы.
6. Солнечные коллекторы с концентраторами солнечной энергии (отражателями).
7. Монтаж плоских солнечных коллекторов.
8. Схема одного из вариантов плоского солнечного коллектора (поперечный и, или продольный разрезы).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Основная

1. Амерханов Р.А. Теплоэнергетические установки и системы сельского хозяйства./ Амерханов Р.А., Бессараб А.С. и др. Москва, “Колос-пресс”, 2002, - 359 с.

2. Эфендиев А.М. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. Курс лекций./ А.М. Эфендиев. Саратов, СГАУ каф. «ЭОП АПК» - 2008, - 73 с. Электронная версия.
3. Эфендиев А.М, Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. Практикум. Саратов. СГАУ, 2005, 64с.

Дополнительная

1. О.С. Попель, С.Е. Фрид. Об использовании солнечных водонагревателей в климатических условиях средней полосы России. // Журнал “Проблемы энергосбережения”, 2001, Вып.7
2. В.А. Бубузов, А.А. Лычагин. Гелиоустановки горячего водоснабжения: расчёты, конструкции солнечных коллекторов, экономическая и энергетическая целесообразность. //file://D:|www|32.html. // Журнал ВСТ, www.vstmsg.ru. июль, 2004.
3. В.А. Бутузов. Анализ опыта разработки и эксплуатации гелиоустановок в Краснодарском крае. // ж. “Промышленная энергетика”, №2, 1997г.
4. ГОСТ Р 51595-2000. Нетрадиционная энергетика. Солнечная энергетика. Коллекторы солнечные.

Лекция 4

РАСЧЕТ СОЛНЕЧНОГО ВОДОНАГРЕВАТЕЛЯ И ЭКОНОМИИ ТОПЛИВА.

Солнечные установки обычно оборудуют резервными источниками теплоты (электрическими, газовыми, паровыми). Помимо этого существуют установки без дублирующей системы. При наличии дублирующей системы расчет ведут по данным месяца с наибольшей суммой солнечной радиации; если дублирующая система отсутствует, расчет ведут по месяцу с наименьшей суммой солнечной радиации. Например, в г. Саратове необходимо оборудовать гелиоустановку для горячего водоснабжения и отопления индивидуального дома. Максимальная сумма солнечной радиации приходится на июнь ($6249 \text{ Вт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$), продолжительность работы гелиосистемы в период с марта по сентябрь. Минимальная суммарная солнечная радиация приходится на март – $2819 \text{ Вт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$. Таким образом, если солнечная обогревательная установка оборудуется с дополнительным дублирующим источником теплоты, то расчет ведут исходя из значения суммарной солнечной радиации ($6249 \text{ Вт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$), если без дублирующего источника, минимальной суммарной солнечной радиации ($2819 \text{ Вт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$). При этом размеры установок значительно отличаются.

Применяются двух и трехконтурные схемы гелиоустановок (см. рис. 4)

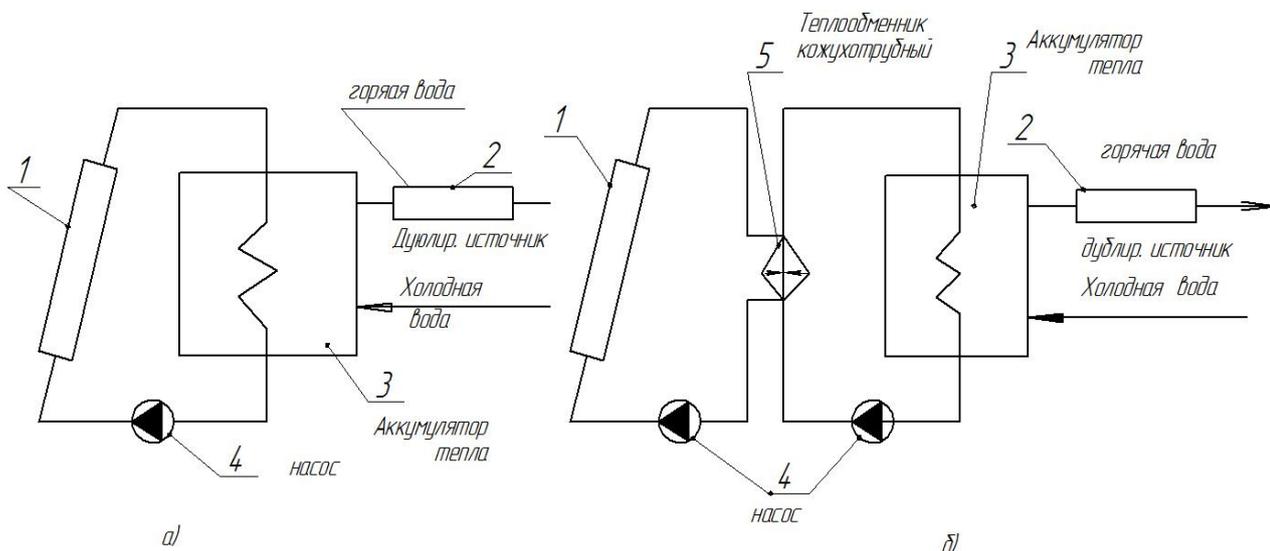


Рис. 4. Схема гелиоустановки.

а) двухконтурная; б) трехконтурная;

1 – солнечный коллектор; 2 – дублирующий источник;
3 – аккумулятор тепла; 4 – насос; 5 – теплообменник I контура.

Площадь поглощающей поверхности гелиоустановок A при наличии резервного источника теплоты:

$$A = 1,16 M_r (t_r - t_x) / \eta \sum q_i,$$

где M_r – расход горячей воды в системе горячего водоснабжения или отопления, кг/сутки, (110–130 кг/сутки при $+65 \text{ }^\circ\text{C}$ – на одного человека, или 27,7–32,7 МДж теплоты на 1 чел.);

q_i – интенсивность падающей солнечной радиации в плоскости коллектора, $\text{Вт}/\text{м}^2$; $\sum q_i$ – то же в сутки, $\text{Вт}/\text{м}^2$;

η – КПД гелиоустановки для горячего водоснабжения.

Интенсивность падающей солнечной радиации для каждого светового дня составит:

$$q_i = p_s J_s + p_d J_d,$$

где p_s и p_d – коэффициенты расположения солнечного коллектора соответственно для прямой и рассеянной радиации; $p_d = \cos(2b/2)$, b – угол наклона коллектора к горизонту;
 J_s – интенсивность прямой солнечной радиации, падающей на горизонтальную поверхность, Вт/м²;
 J_d – интенсивность рассеянной радиации, падающей на горизонтальную поверхность, Вт/м². В таблице 1, 2 приведены величины J_s и J_d для г. Самары.

Таблица 4.1.

Часовые и дневные суммы прямой солнечной радиации на горизонтальную поверхность (Вт·ч/м²)

Месяц	Часы																Сумма за день
	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Россия																	
Самара																	
I							11	36	58	58	36	11					210
II						36	69	105	116	127	116	80	47				696
III					36	80	127	163	185	197	174	138	80	47			1227
IV				58	127	208	279	302	313	313	279	232	174	105	47		2437
V		11	47	116	208	302	371	418	429	418	382	338	266	174	105	36	3621
VI		22	69	163	244	324	429	451	451	429	418	371	293	221	152	58	4095
VII			58	138	232	329	360	407	418	396	371	313	255	185	116	47	3625
VIII			22	80	152	244	313	360	371	360	324	279	208	138	58	11	2920
IX				22	80	138	197	232	244	232	221	185	127	69	11		1758
X						47	94	116	105	138	116	80	36	11			743
XI						11	36	58	80	69	58	22	11				345
XII							22	22	47	47	36	22					196

Таблица 4.2.

Часовые и дневные суммы рассеянной солнечной радиации на горизонтальную поверхность (Вт·ч/м²)

Месяц	Часы																Сумма за день
	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Россия																	
Самара																	
I						22	58	94	105	105	94	69	22				569
II					22	58	105	138	163	163	138	105	58	22			972
III				22	69	127	174	208	221	221	191	163	116	58	22		1592
IV			22	58	105	138	185	208	221	232	208	185	152	105	58	22	1888
V		11	47	94	127	152	185	197	208	208	185	185	163	127	94	58	2041
VI		22	69	94	127	163	185	197	208	221	208	185	163	138	105	69	2154
VII		36	58	94	127	163	197	206	221	232	221	208	174	138	105	58	2240
VIII			36	69	116	138	174	197	208	208	197	174	152	116	80	36	1901
IX				36	69	116	138	163	174	174	163	138	116	69	36		1392
X					36	69	94	187	127	127	116	94	68	22			881
XI						22	58	80	94	94	80	58	22				508
XII						11	36	69	80	80	69	36	11				392

Среднемесячные величины p_s в зависимости от угла наклона коллектора к горизонту приведены в приложении [4] (средний угол наклона коллектора b на широте 45° северной широты составляет: в сентябре – 45° , августе – 46° , июле – 48° , июне – 49° , мае – 47° ; коэффициент p_s : май – 0,89; июнь – 0,8; июль – 0,84; август – 1,01; сентябрь – 1,35).

Значение q_i для солнечных коллекторов южной ориентации следует принимать в интервале с 8.00 до 16.00. при отклонении на восток или запад на каждые 15° значение q_i будет меняться на 1 час раньше или позже (с 7.00 до 15.00 или с 9.00 до 17.00).

КПД гелиоустановки определяют по следующей формуле:

$$\eta = 0,8 \left\{ \theta - 8 \sqrt{0,5(t_1 + t_2) - t_H} \right\} / \sum q_i,$$

где v – приведенный коэффициент теплорасхода солнечного коллектора, Вт/($m^2 \cdot K$); для коллекторов с одним слоем прозрачного покрытия из стекла $v=8$ Вт/($m^2 \cdot K$), двумя слоями – $v=5$ Вт/($m^2 \cdot K$);

θ – приведенная оптическая характеристика коллектора, для однослойных коллекторов можно принять $\theta=0,73$; для двухслойных $\theta=0,63$;

t_1 и t_2 – температуры воды на входе и выходе из коллектора (например, $t_1=20^\circ C$, $t_2=65^\circ C$); для двух – и трех контурных установок рекомендуется принять $t_1 = t_x + 5$; $t_2 = t_r + 5$ (t_x и t_r – температуры воды на входе и выходе из коллектора ($t_1=20 + 5 = 25^\circ C$; $t_2=65 + 5 = 70^\circ C$); t_H – средняя дневная температура наружного воздуха, $^\circ C$.

$$\eta = 0,8 \left\{ 0,73 - \frac{8 \cdot 8 [0,5(25+70) - 27]}{3566,3} \right\} = 0,2896 \approx 0,3.$$

Для июня в г. Саратове:

$$J_s = 3117 \left[\begin{array}{l} \text{с } 8^{00} \text{ до } 16^{00} \text{ } J_s = 244 + 324 + 429 + 451 + 451 + 429 + \\ + 418 + 371 = 3117 \text{ Вт}/(\text{м}^2/\text{ч}) \end{array} \right];$$

$$J_d = 1494 \left[\begin{array}{l} \text{с } 8^{00} \text{ до } 16^{00} \text{ } J_d = 127 + 163 + 185 + 197 + 208 + 221 + \\ + 208 + 185 = 1494 \text{ Вт}/(\text{м}^2/\text{ч}) \end{array} \right];$$

$$p_s = 0,8; p_d = \cos^2(b/2) = \cos^2(49/2) = \cos^2 24,5^\circ = 0,718;$$

$$q_i = 0,8 \cdot 3117 + 0,718 \cdot 1494 = 3566,3.$$

Площади поверхности нагрева солнечного коллектора можно принять 4,5–9 m^2 для отопления помещения площадью 15 m^2 и 1,5–2 m^2 для обеспечения горячей водой одного жителя.

Объем бака-аккумулятора:

$$V = (0,06 - 0,08)A = 0,06 \cdot 6 = 0,36 \text{ м}^3,$$

где A – площадь поглощающей поверхности коллектора, m^2 ,

$$A = 1,16 \cdot 120 \cdot (65 - 20) / 0,3 \cdot 3566,3 = 6264 / 1070 = 5,85 \approx 6 \text{ м}^2.$$

Рассчитывать теплообменные аппараты следует по среднему значению расхода воды и теплоносителя.

Поверхность нагрева теплообменного аппарата, m^2 :

$$A_{т.а.} = \Phi / K_{т.а.} \cdot \Delta t_{т.а.},$$

где Φ – тепловая мощность системы горячего водоснабжения и отопления, Вт;

$K_{т.а.}$ – коэффициент теплопередачи теплообменного аппарата; для трубчатых теплообменников можно принять $K_{т.а.} = 1500 - 1700$ Вт/($m^2 \cdot K$);

$\Delta t_{т.а.}$ – разность температур; в данном случае $\Delta t_{т.а.} = (\Delta t_{max} - \Delta t_{min}) / 2$;

Δt_{max} и Δt_{min} – соответственно максимальный и минимальный перепады температур на входе и выходе (на концах) теплообменника.

Количество теплоты, выработанной гелиоустановкой, ГДж:

$$Q_{уст} = A \eta_{г} \sum_{z,y,i} q_i,$$

где $\eta_{г}$ – годовой (сезонный) КПД установки,

$$\eta_{сез} = \eta (\text{апрель} + \text{май} + \text{июнь} + \text{июль} + \text{август} + \text{сентябрь}) / 6;$$

z – продолжительность работы установки в месяцах. (для Саратова 6–7 мес.);

y – количество дней в месяце.

Количество теплоты, выработанной гелиоустановкой за год, ГДж:

$$Q_{\Gamma} = \eta_{\Gamma} \cdot q_{\text{пад}} \cdot A,$$

где $q_{\text{пад}}$ – годовые суммы падающей солнечной радиации:

$$q_{\text{пад}} = 0,8 \left(J_{S_{\text{апр}}} \cdot 30 + J_{S_{\text{май}}} \cdot 31 + J_{S_{\text{июнь}}} \cdot 30 + J_{S_{\text{июль}}} \cdot 31 + J_{S_{\text{авг}}} \cdot 31 + J_{S_{\text{сен}}} \cdot 30 \right) + 0,718 \left(J_{d_{\text{апр}}} \cdot 30 + J_{d_{\text{май}}} \cdot 31 + J_{d_{\text{июнь}}} \cdot 30 + J_{d_{\text{июль}}} \cdot 31 + J_{d_{\text{авг}}} \cdot 31 + J_{d_{\text{сен}}} \cdot 30 \right);$$

$$\eta_{\Gamma} = 0,33; \eta_{\text{сез}} = 0,38,$$

Количество сэкономленного условного топлива благодаря использованию солнечной радиации (τ) за год можно рассчитывать двумя методами:

а) с использованием полуэмпирической формулы для всех географических широт $V = 0,0342 Q_{\Gamma} / \eta_{\text{зам}}$,

где Q_{Γ} – суммарное количество теплоты, выработанной за год (сезон), ГДж;

$\eta_{\text{зам}}$ – КПД замененного источника теплоты (если это электричество, то $\eta_{\text{зам}} = \eta_{\text{э}} = 0,3$).

Для средней полосы, т. е. 45° северной широты, по методике, приведенной в работе [6]:

Экономию условного топлива можно выразить формулой:

$$V = A \cdot \sum n_{\text{ср}} K_{\text{п.с.}} \cdot \Phi_{\text{с}} / 7 \cdot 10^6 \cdot \eta_{\text{э}},$$

где A – площадь поверхности солнечного водонагревателя, м^2 ;

$\eta_{\text{э}}$ – коэффициент полезного использования энергоносителя, заменяемого солнечной радиацией (солнечной радиацией заменена электроэнергия, $\eta_{\text{э}} = 0,3$);

$\sum n_{\text{ср}}$ – число дней возможного использования солнечного нагревателя в году (в сезоне), $n_{\text{ср}} = 365$; $n_{\text{лето}} = 92$ дн; $n_{\text{в}} = 92$ дн; $n_{\text{ос}} = 91$ дн; $n_{\text{з}} = 90$ дн;

$\Phi_{\text{с}}$ – удельное суммарное суточное поступление солнечной радиации на 1 м^2 солнечного водонагревателя, $\text{кДж}/\text{м}^2$;

$K_{\text{п.с.}}$ – коэффициент, учитывающий полезное использование солнечной радиации.

Удельное суммарное суточное поступление солнечной радиации на поверхность солнечного водонагревателя:

$$\Phi_{\text{с}} = \Phi_1 \cdot \cos(i) \cdot n_{\text{сд}} / n_{\text{ср}} + \Phi_{\text{д}},$$

где Φ_1 – суточная интенсивность солнечной радиации на поверхность перпендикулярную солнечным лучам; Φ_1 : $\Phi_{1\text{в}} = 2428 \text{ кДж}/\text{м}^2$; $\Phi_{1\text{л}} = 3547 \text{ кДж}/\text{м}^2$; $\Phi_{1\text{о}} = 949 \text{ кДж}/\text{м}^2$; $\Phi_{1\text{з}} = 367 \text{ кДж}/\text{м}^2$;

i – угол между перпендикуляром к поверхности гелиоприемника и направлением солнечного луча; ($i_{\text{в}} = 20^{\circ}$; $i_{\text{л}} = 10^{\circ}$; $i_{\text{о}} = 20^{\circ}$; $i_{\text{з}} = 30^{\circ}$);

$n_{\text{сд}}$ – число солнечных дней за сезон; ($n_{\text{сдв}} = 77$; $n_{\text{сдл}} = 89$; $n_{\text{сдо}} = 67$; $n_{\text{сдз}} = 67$);

$\Phi_{\text{д}}$ – интенсивность рассеянной солнечной радиации, $\text{кДж}/\text{м}^2$, $\Phi_{\text{двесна}} = 1840 \text{ кДж}/\text{м}^2$; $\Phi_{\text{длето}} = 2098 \text{ кДж}/\text{м}^2$; $\Phi_{\text{доосень}} = 927 \text{ кДж}/\text{м}^2$; $\Phi_{\text{дзима}} = 624 \text{ кДж}/\text{м}^2$.

Коэффициент $K_{\text{п.с.}}$ можно рассчитывать по формуле:

$$K_{\text{п.с.}} = V(t_{\Gamma} - t_{\text{х}}) / \Phi_{\text{с}} A \eta_{\text{с}},$$

где V – количество использованной в сутки горячей воды, л/сут.;

t_{Γ} – температура горячей воды, $^{\circ}\text{C}$;

$t_{\text{х}}$ – температура холодной воды, $^{\circ}\text{C}$;

$\eta_{\text{с}}$ – КПД солнечного водонагревателя, принимаем $\eta_{\text{с}} = 0,5$;

при КПД > 1 принимаем $K_{\text{п.с.}} = 1$.

Для географической широты 45° рассчитаем:

$$\Phi_{\text{св}} = 2488 \cdot \cos 20^{\circ} \cdot 77/92 + 1840 = 3773;$$

$$\Phi_{\text{сл}} = 3547 \cdot \cos 10^{\circ} \cdot 89/92 + 2098 = 5487;$$

$$\Phi_{\text{со}} = 949 \cdot \cos 20^{\circ} \cdot 67/91 + 927 = 1592;$$

$$\Phi_{\text{сз}} = 367 \cdot \cos 30^{\circ} \cdot 67/90 + 644 = 887.$$

Коэффициент $K_{\text{п.с.}}$:

$$K_{\text{п.с.в}} = \frac{240(60-15)}{3773 \cdot 4 \cdot 0,5} = 1,43,$$

$$K_{\text{п.с.л}} = \frac{240(65-25)}{5487 \cdot 4 \cdot 0,5} = 0,87,$$

Принимаем:

$$K_{\text{п.с.в}} = 1;$$

$$K_{\text{п.с.л}} = 0,87;$$

$$K_{п.с.о} = \frac{240(60-20)}{1592 \cdot 4 \cdot 0,5} = 3,02,$$

$$K_{п.с.в} = 1;$$

$$K_{п.с.з} = \frac{240(55-10)}{887 \cdot 4 \cdot 0,5} = 6,05,$$

$$K_{п.с.в} = 1.$$

Экономия топлива составит:

$$B = \frac{4}{7 \cdot 10^6 \cdot 0,3} (92 \cdot 1 \cdot 3773 + 92 \cdot 0,87 \cdot 5487 + 91 \cdot 1 \cdot 1592 + 90 \cdot 1 \cdot 887) = \frac{4 \cdot 1010998}{2,1 \cdot 1000000} = 1,93 \text{ т}$$

Вопросы для самоконтроля

1. Определение количества полезного тепла Q и КПД η коллектора экспериментальным методом (метод Хоттеля, Уиллера, Блиса).
2. Солнечные установки с резервными источниками и без них, их выбор.
3. Расчет солнечной водонагревательной установки с резервным источником.
4. Расчет поверхности нагрева теплообменного аппарата и количества теплоты выработанной гелиоустановкой за год, за сезон.
5. Два метода расчета экономии топлива благодаря использованию солнечной энергии.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Основная

1. Амерханов Р.А. Теплоэнергетические установки и системы сельского хозяйства./ Амерханов Р.А., Бессараб А.С. и др. Москва, "Колос-пресс", 2002, - 359 с.
2. Эфендиев А.М. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. Курс лекций./ А.М. Эфендиев. Саратов, СГАУ каф. «ЭОП АПК» - 2008, - 73 с. Электронная версия.
3. Эфендиев А.М, Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. Практикум. Саратов. СГАУ, 2005, 64с.

Дополнительная

1. О.С. Попель, С.Е. Фрид. Об использовании солнечных водонагревателей в климатических условиях средней полосы России. // Журнал "Проблемы энергосбережения", 2001, Вып.7
2. В.А. Бубузов, А.А. Лычагин. Гелиоустановки горячего водоснабжения: расчёты, конструкции солнечных коллекторов, экономическая и энергетическая целесообразность. //file://D:|www|32.html. // Журнал ВСТ, www.vstmsg.ru. июль, 2004.
3. В.А. Бутузов. Анализ опыта разработки и эксплуатации гелиоустановок в Краснодарском крае. // ж. "Промышленная энергетика", №2, 1997г.
4. ГОСТ Р 51595-2000. Нетрадиционная энергетика. Солнечная энергетика. Коллекторы солнечные.

Лекция 5

СОЛНЕЧНЫЕ БЫТОВЫЕ ПРИБОРЫ, ХОЛОДИЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ И УСТАНОВКИ СПЕЦИАЛЬНОГО НАЗНАЧЕНИЯ.

5.1 Солнечный водонагреватель трубчатого типа.

Для эффективной работы такого нагревателя солнечный коллектор должен иметь большую плоскую поверхность, не менее 2 слоев прозрачного покрытия, должен быть обращен на юг и установлен под углом равным широте местности. На рис. 1.16 приведена схема солнечного водонагревателя трубчатого типа.

Для автоматической работы солнечного водонагревателя его котел соединяют с баком-аккумулятором, верхней и нижней циркуляционными трубами (см. рис. 1.16)

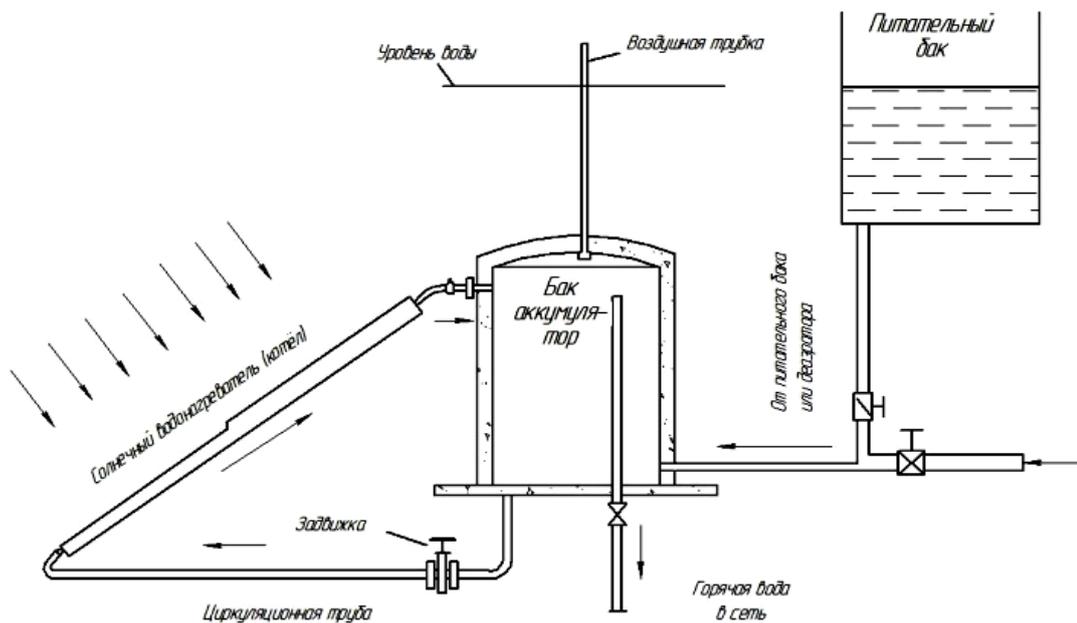


Рис. 1.16. Схема монтажа солнечного водонагревателя трубчатого типа.

Это обеспечивает автоматическую циркуляцию нагретой солнцем воды. Нагретая вода поступает в изолированный бак-аккумулятор, откуда и производится разбор ее в сеть.

В сельском хозяйстве применение плоских солнечных коллекторов эффективно для подогрева питьевой воды животным (при температуре окружающей среды $+10\text{ }^{\circ}\text{C}$), для отопления, горячего водоснабжения производственных и жилых помещений, сушилок сена и злаковых и т.д.

Питьевая вода на животноводческих фермах хранится в резервуарах или баках. В зимнее время требуется ее нагрев до $12\text{--}16\text{ }^{\circ}\text{C}$. На рис. 1.17 показан солнечный подогреватель питьевой воды.

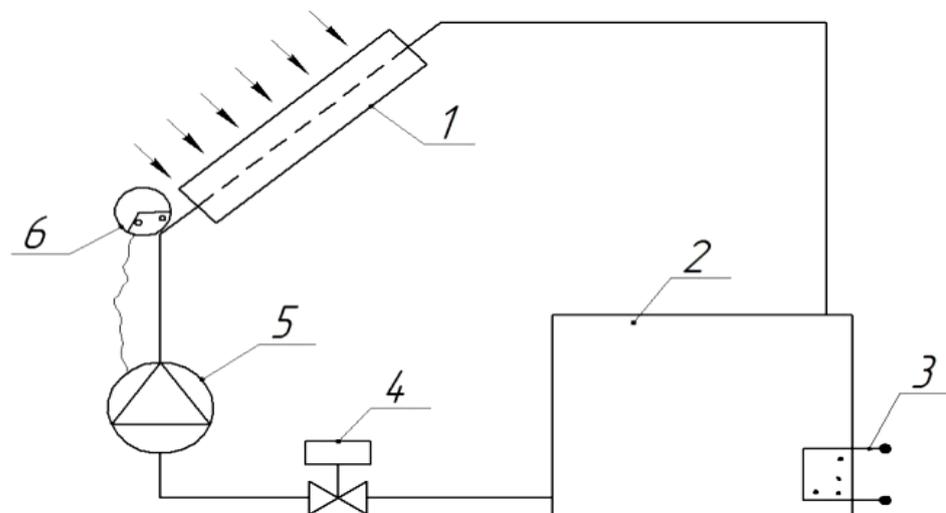


Рис. 1.17. Схема солнечной нагревательной установки для подогрева питьевой воды в баке:
 1 – солнечный коллектор; 2 – бак с питьевой водой; 3 – дополнительный электрический нагреватель; 4 – автоматический терморегулятор; 5 – циркуляционный насос; 6 – фотореле.

Солнечный коллектор 1 размещен на южном склоне животноводческого помещения, имеет трубчатую конструкцию или тип «черный матрас». Площадь коллектора определяется из расчета $0,015-0,03 \text{ м}^2$ на одну овцу, $0,075-0,15 \text{ м}^2$ на голову КРС. Меньшие значения нормативов для регионов, расположенных южнее 45° северной широты, большие – расположенных севернее. Схема соединения коллектора с баком видна на рисунке. Циркуляция воды осуществляется сетевым насосом (линейным) мощностью $0,15-0,2 \text{ кВт}$. Включение и выключение насоса обеспечивают фотореле 6 или терморегулятор 4, когда коллектор перестает нагревать воду (отсутствие солнца) и при достижении заданной температуры воды в баке. В системе бак с питьевой водой играет роль бака-аккумулятора, поэтому общая схема предельно упрощается и работает надежно, почти не требует обслуживания.

Расчеты показывают что эксплуатационные затраты на систему подогрева питьевой воды солнечной радиацией по сравнению с электроподогревом на $15-30 \%$ ниже.

5.2 Схема солнечной нагревательной установки для отопления помещений.

Для отопления бытовых помещений в сельской местности целесообразно применять солнечные нагревательные установки (рис. 1.18). Установка состоит из солнечного коллектора 1, расширительного бака 2, дополнительных электрических источников теплоты 3 и 9 (ТЭН), кранов 4 и 5, подвода от водопроводной сети 6, вентиля 7, бака-аккумулятора 8, отопительного прибора 10, регулятора 11, насоса 12, фотореле 13.

Солнечный коллектор 1 – размещают на южном склоне под углом, равным широте местности, размером $15-30 \text{ м}^2$. Резервуар-аккумулятор 8 для избыточной горячей воды располагают в подвале. Для периодов с холодной и пасмурной погодой в системе предусмотрены электронагреватели (ТЭН) 3 и 9. Подпитка холодной водой осуществляется из сети водопровода через вентиль 7.

Принцип работы установки

При определенной величине солнечной радиации фотореле 13 включает насос 12. В начальный период работы установки основная часть нагретой в коллекторе 1 воды поступает в отопительный прибор 10. Когда температура воздуха в помещении достигает

максимальной величины, терморегулятор 11 перекрывает циркуляцию воды через отопительный прибор 10 и направляет ее в резервуар-аккумулятор 8, откуда более холодные нижние слои воды подаются в солнечный коллектор 1. Когда солнце заходит за горизонт фотореле 13 автоматически отключает насос 12. После этого вода циркулирует между отопительными приборами 10 и баком 8. Установку можно использовать также для горячего водоснабжения круглый год. Расчеты показывают, что при равных капиталовложениях на создание газовой и солнечной систем отопления (горячего водоснабжения) эксплуатационные расходы солнечной системы на 1 рубль капиталовложений на 14–15 % дешевле (из расчета на год).

Существует также система горячего водоснабжения с естественной циркуляцией воды для полевых станций, бань, ферм [6]. Простейшие конструкции лоткового водонагревателя и душевой приведены также в [6]. Стоимость 1 м² трубчатого водонагревателя составляет около 1500–1700 рублей.

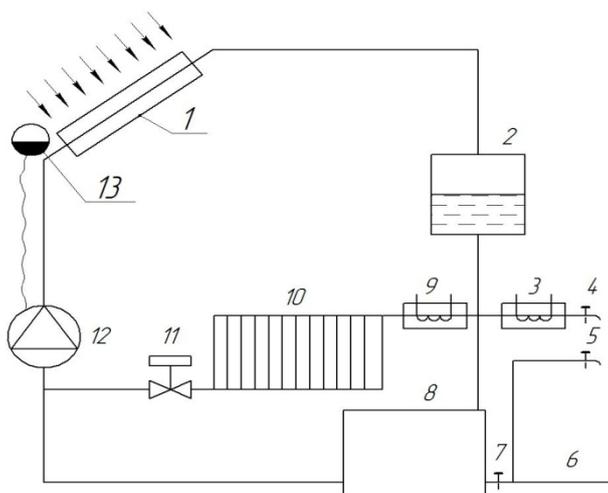


Рис. 1.18 Схема солнечной нагревательной установки для отопления помещений:
 1 – солнечный коллектор; 2 – расширительный бак; 3, 9 – дополнительные электрические источники теплоты; 4, 5 – краны; 6 – водопроводная сеть; 7 – вентиль; 8 – бак-аккумулятор; 10 – отопительный прибор; 11 – регулятор; 12 – насос; 13 – фотореле.

5.3 Солнечные бытовые приборы, холодильные установки и установки специального назначения.

Солнечную энергию возможно использовать для приготовления пищи (солнечные кухни), опреснения воды (опреснители), сушки овощей и фруктов (солнечные сушилки), обогрева жилых домов, теплиц, животноводческих ферм (солнечные водо- и воздухогрейки); для получения холода (солнечные холодильники), для сушки железобетонных изделий (солнечные пропарочные камеры), для получения электрической энергии (фотоэлектрические преобразователи), получения чистых металлов (солнечные концентраторы – зеркальные) и т. д.

Независимо от назначения установка состоит из гелиоприемника (коллектора или концентратора) с теплоносителем, бака-аккумулятора тепла (или других видов аккумуляторов – гравий, щебень, специальные составы), питательного бака или водопроводной сети, трубопроводов для циркуляции теплоносителя (с помощью насоса, термосифонная циркуляция). Солнечный коллектор может греть воду или воздух. В качестве теплоносителя могут быть использованы вода, рассолы, антифриз и т. д. На рис. 1.19–1.30 приведены схемы различных гелиоустановок, применяемых в быту,

промышленности и сельхозпроизводстве. Наиболее часто используемые на практике виды гелиоустановок, это водогрейки, теплицы и сушилки. В РФ и странах СНГ солнечные кухни, опреснители воды, холодильные установки, гелиообогрев жилых домов, пропарочные камеры для железобетонных изделий, а также фотоэлектрические преобразователи кроме опытных образцов не применяются в то время как в Европе, Америке и Австралии используются более 50 лет.

Солнечная кухня (рис. 19), разработанная на основе сферических отражательных зеркал, предназначена для приготовления жидких блюд, нагрева молока, воды (кипячения), для получения дистиллированной воды. Разработана для использования в экспедициях, на погранзаставах, полевых станах, в индивидуальных хозяйствах. Производительность – 6 литров кипяченой воды в час. Масса – 30 кг. Система зеркал имеет установочный механизм.

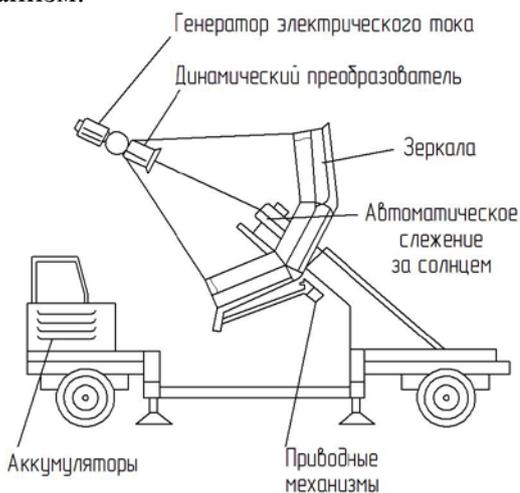


Рис. 1.19. Солнечная кухня.

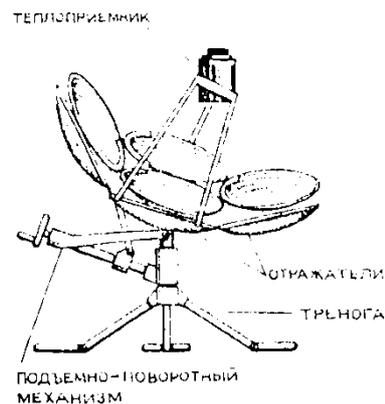


Рис. 1.20. Преобразователь энергии.

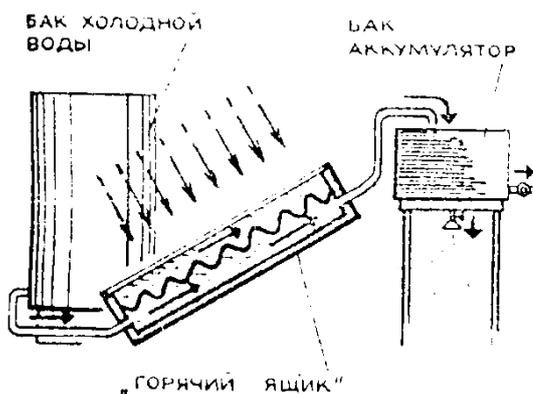


Рис. 1.21. Водонагреватель.

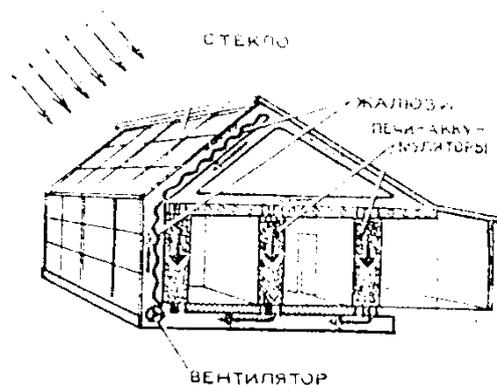


Рис. 1.22. Жилой дом.

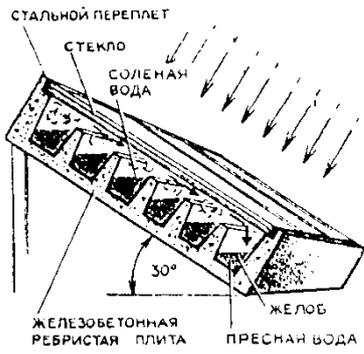


Рис.1. 23. Водоопреснитель.

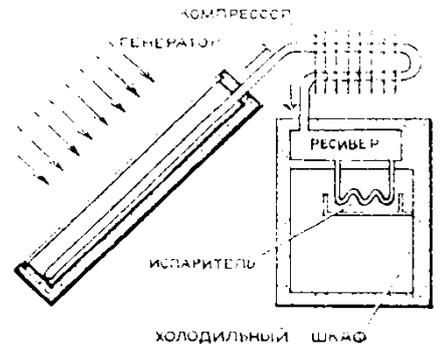


Рис. 1.24. Холодильник.

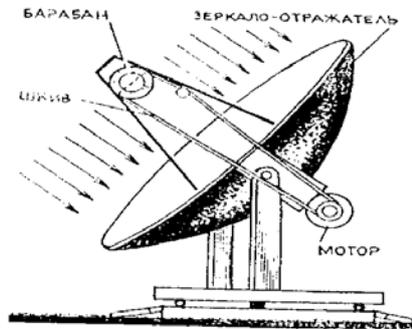


Рис.1. 25. Солнечный концентратор.

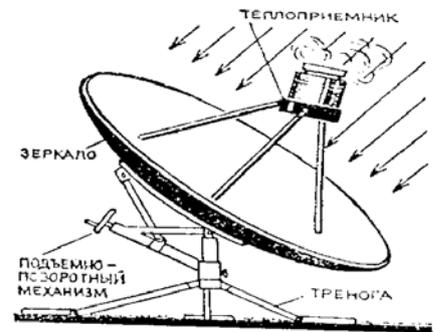


Рис. 1.26. Солнечная кухня.

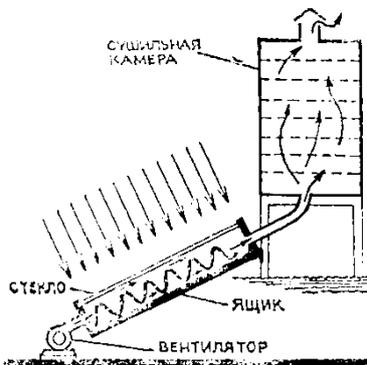


Рис.1.27. Гелиосушка



Рис. 1.28. Гелиосушка для ЖБИ

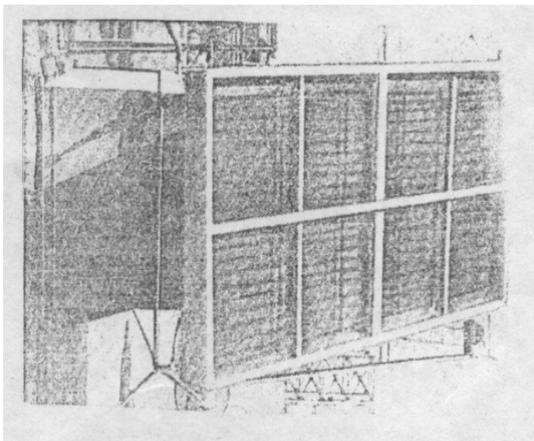


Рис. 1.29. Плоский коллектор.

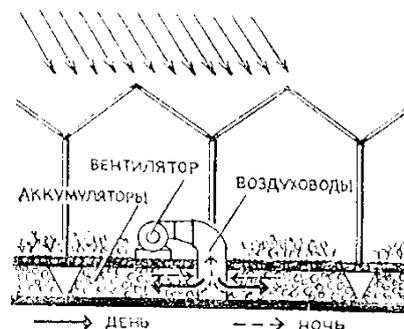


Рис. 1.30. Теплица.

«Горячие ящики» или солнечные коллекторы – деревянные, металлические, пластмассовые или железобетонные узкие коробки, покрытые одним, двумя или тремя слоями пленки (стекла). На дно и стенки ящика укладывается теплоизоляционный материал, а на изолированное дно устанавливают поглощающую пластину специальной конструкции (рис. 1.9), окрашенную в черный цвет. В ящике можно нагревать воду (в трубах), воздух (в межтрубном пространстве) или какую-либо специальную жидкость, которая периодически или постоянно отбирается оттуда с помощью вентилятора (сушки, теплицы) или насоса (горячее водоснабжение, теплицы). В нашем регионе «горячие ящики» можно изготовить и установить в любом доме для горячего водоснабжения. Цена 1 м² коллектора не более 1500–1600 руб. Для семьи из четырех человек площадь коллектора составит 6–8 м².

Водонагреватель предназначен для снабжения горячей водой всевозможных учреждений, индивидуальных домов, крестьянских, фермерских хозяйств, ферм и т. д. Устройство состоит из «горячего ящика», бака для холодной воды (питательный), бака-аккумулятора (см. рис. 1.16, 1.21, 29). «Горячий ящик» стационарно устанавливается под углом, равным широте региона (географической), с ориентировкой на юг, юго-восток или юго-запад. Холодная вода непрерывно поступает в «горячий ящик» снизу, в котором нагревается и вытесненная холодной водой поступает в бак-аккумулятор. Горячая вода температурой 60–70 °С может быть использована для бытовых нужд или отопления. Элементы водонагревателей изготавливались (80-е годы XX столетия) следующих размеров: 1,62; 2,16; 2,70; 3,6 м² («горячие ящики»). КПД установки около 40 %. Использование одного водонагревателя (1,62 м²) за год экономит около 0,2 т условного топлива.

Жилой дом с солнечным отоплением. На рис. 1.22 приведена схема жилого дома, разработанного отделом гелиотехники физико-технического института АН Узбекистана. Южная стена дома и южный скат крыши представляют собой «горячие ящики». В дневное время горячая вода (или воздух) нагревается в печах-аккумуляторах, представляющих собой толстые стены между комнатами (см. рис. 1. 22). Днем они накапливают тепло, ночью – обогревают комнаты. Солнечные нагреватели в зимний сезон покрывают потребности дом в отоплении на 65–70 % (в Ташкенте), в пасмурную погоду требуется подключение резервного отопления. Для полного обеспечения теплом необходимо было бы использование специальных солнечных концентраторов (фотоэлектрических систем) со специальными системами следящими за солнцем (см. рис. 1.20). Эти же «горячие ящики»,

вмонтированные в конструктивные элементы дома, используются для горячего водоснабжения.

Теплица с аккумулярованием тепла (рис. 1.30) строится по тому же принципу, что и жилой дом с солнечным отоплением. Здесь роль «горячего ящика» играет сама теплица, а аккумуляторов – заполненные гравием или щебнем каналы, расположенные под теплицей на глубине 0,5–0,6 м. Днем горячий воздух вентиляторами направляется в каналы с гравием, нагревает гравий, а ночью воздух вентиляторами циркулирует через горячий гравий и подается в теплицу. Себестоимость выращиваемых в такой теплице овощей получается в 2 раза ниже, чем в обычных теплицах.

Сушилка для фруктов. Использование тепловой энергии с помощью простейших «тепловых ящиков» - сушилок (для фруктов и овощей, табака, коконов, хлопка, сена и т. д.) является наиболее простым и эффективным способом. На рис. 1.27 схема сушильной установки с «горячим ящиком». Нагретый в «ящике» воздух с помощью вентилятора подается или просасывается через в сушильный блок, где при температуре около 80 °С происходит сушка. В среднем за год на один квадратный метр установки можно получать до 25 т сухих продуктов. Целесообразно также применение сушильной камеры с прозрачными стенами (для непосредственного пассивного использования солнечной радиации) и использование в качестве поглотителя тепла соляного рассола, через которые пропускаются воздуховодные трубы.

Солнечные опреснительные установки (СОУ) – это обычный солнечный выпариватель-конденсатор. В качестве посуды выпаривателя используются железобетонные ребристые или наклонно-ступенчатые плиты (рис. 1.23). Сверху плиты закрыты одним или двумя слоями обычного оконного стекла. Испарившаяся из верхних желобов вода конденсируется на нижнем слое стекла, стекает в самый нижний желоб и получается пресная вода (близкая к дистиллированной), которая собирается в специальный резервуар. В случае, если корпус опреснителя выполнен в виде наклонных ступеней, вода, подаваемая из перфорированной трубы 2, тонким слоем стекает по ступеням и быстро испаряется. В дальнейшем все как в первом варианте (см. рис. 1.31).

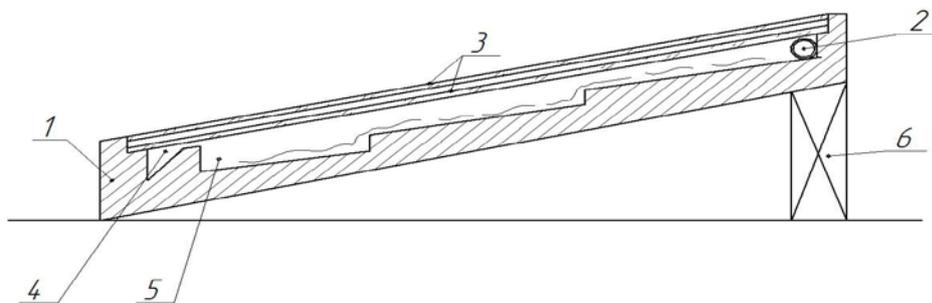


Рис. 1.31.

1 – бетонная ступенчатая плита; 2 – перфорированная труба; 3 – стеклопокрытие; 4 – желоб для пресной воды; 5 – желоб для соленой воды; 6 – опора.

Солнечный холодильник. Простейший солнечный холодильник на основе обычного «горячего ящика» в условиях жаркого климата (Узбекистан, Таджикистан, Южный Казахстан, Туркмения) может работать в среднем 9 месяцев в году. «Горячий ящик» покрывается двумя слоями стекла или стеклопанелью, заполняется хлористым кальцием, насыщенным аммиаком. Под действием солнечных лучей температура внутри «ящика-генератора» поднимается 110–120 °С, в результате чего из хлористого кальция выделяется аммиак. Пары аммиака в дневное время сжижаются в специальном конденсаторе. Ночью система охлаждается, жидкий аммиак попадает в испаритель, расположенный шкафа-

холодильника, замораживает находящуюся там воду и испаряется. Пары аммиака поглощаются охлажденным в ночное время хлористым кальцием. Суточный цикл замкнулся. Эти холодильники не требуют ухода. При площади поверхности «ящика-генератора» 2 м² холодильник может производить до 8 кг льда в сутки. На рис. 1.24 приведена схема простейшего солнечного холодильника.

Камера для пропарки железобетонных изделий представляет собой герметичную теплицу, южная сторона которой имеет двойное остекление (рис. 28). Железобетонное изделие устанавливается на тележку и подается в камеру. К 11–12 часам дня температура в камере поднимается до 80 °С, относительная влажность составляет 100 %. Цикл пропарки составляет 2 суток, за время которых изделие приобретает 70 % от заданной прочности, что соответствует дневной естественной выдержке. КПД установки около 60 %, загрузка 200 кг на 1 м² остекленной поверхности. Эксплуатационные расходы на 1 м³ изделия в 2–3 раза ниже, чем в установках, работающих на минеральном топливе.

Разработаны также установки для обеззараживания сточных вод, состоящие из комбинации концентраторов солнечного света (зеркал) и «горячих ящиков». В течение солнечного дня на 1 м² установки приходится до 1,5 м³ обеззараженных сточных вод

Вопросы для самоконтроля

1. Солнечный водонагреватель трубчатого типа.
2. Солнечный водонагреватель для подогрева питьевой воды в животноводческих хозяйствах.
3. Солнечная водонагревательная установка для отопления помещения.
4. Солнечная кухня.
5. Жилой дом с солнечным отоплением.
6. Теплица с аккумулярованием тепла.
7. Сушилки для фруктов и железобетона.
8. Солнечное опреснительные установки.
9. Солнечный холодильник.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Основная

1. Амерханов Р.А. Теплоэнергетические установки и системы сельского хозяйства./ Амерханов Р.А., Бессараб А.С. и др. Москва, “Колос-пресс”, 2002, - 359 с.
2. Эфендиев А.М. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. Курс лекций./ А.М. Эфендиев. Саратов, СГАУ каф. «ЭОП АПК» - 2008, - 73 с. Электронная версия.
3. Эфендиев А.М, Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. Практикум. Саратов. СГАУ, 2005, 64с.

Дополнительная

1. О.С. Попель, С.Е. Фрид. Об использовании солнечных водонагревателей в климатических условиях средней полосы России. // Журнал “Проблемы энергосбережения”, 2001, Вып.7
2. В.А. Бубузов, А.А. Лычагин. Гелиоустановки горячего водоснабжения: расчёты, конструкции солнечных коллекторов, экономическая и энергетическая целесообразность. //file://D:\www\32.html. // Журнал ВСТ, www.vstmsg.ru. июль, 2004.
3. В.А. Бутузов. Анализ опыта разработки и эксплуатации гелиоустановок в Краснодарском крае. // ж. “Промышленная энергетика”, №2, 1997г.
4. ГОСТ Р 51595-2000. Нетрадиционная энергетика. Солнечная энергетика. Коллекторы солнечные.

Лекция 6.

СПОСОБЫ И РЕЖИМЫ ПЕРЕРАБОТКИ БИООТХОДОВ В ЭНЕРГОНОСИТЕЛИ

6.1 Способы превращения биомассы в энергоносители.

Существует термохимическое, физико-химическое и биохимическое превращение биомассы в энергоносители.

1. Термохимическое превращение твердой биомассы в жидкие, газообразные или твердые энергоносители осуществляются газификацией, обугливанием или пиролизом.

Газификация биомассы. Газификация дробленной биомассы производится при высоких температурах (400-500°C) с использованием воздуха и водяного пара. Образовавшийся газ можно использовать в двигателях, турбинах, котлах, топливных элементах для производства электрической энергии или переработать в метанол или BTL – топливо (BTL – biomass-to-liquid, “Sun Fuel”).

Обугливание древесной биомассы.

При обугливании твердой биомассы получают синтез газ и вторичный энергоноситель – древесный уголь. Как правило древесный уголь в качестве энергоносителя используется в мизерном количестве в быту, промышленное использование этого побочного продукта весомее чем, использование газа.

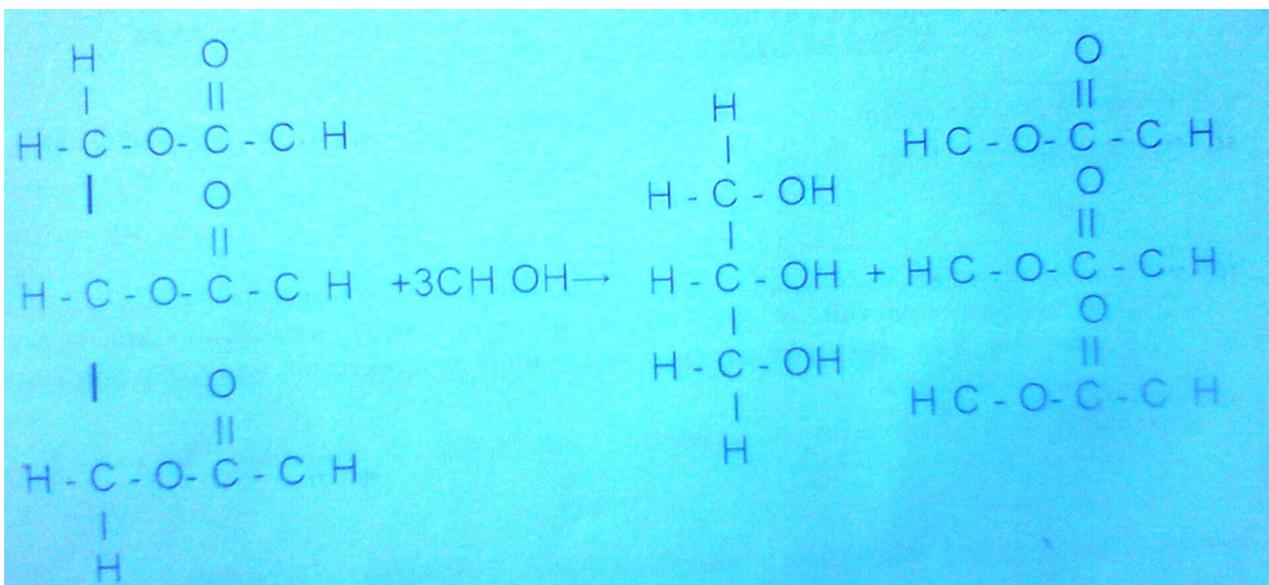
Пиролиз растительной биомассы – это разложение органических веществ под действием высоких температур. При пиролизе из твердой биомассы получают газообразный, жидкий или твердый вторичный энергоноситель. После разделения жидкую фракцию можно использовать для производства теплоты или электроэнергии, а также использовать как топливо для двигателей.

2. Физико-химическая переработка растительных масел.

Физико-химическая переработка – это получение растительных масел из биомасс путем механического их прессования с химической экстракцией. Для этого производят предварительную обработку маслосемян (очистка, сушка, измельчение и кондиционирование).

Использовать растительные масла в качестве топлива в обычных дизельных двигателях не возможно, так как по свойствам они значительно отличаются от нефтяных топлив. Для использования растительных масел в д.в.с. их надо приспособить к двигателям (биодизель) или создать двигатели, работающие на растительном масле.

Широко используемые в д.в.с. растительные топлива – это биодизель и рапсовое. Биодизель (биотопливо) представляет собой метиловый эфир жирных кислот. Его получают в процессе метилирования растительного масла маслиничной пальмы (Малайзия, Индонезия) или рапсового масла (Европа, Германия) метанолом в соотношении 9:1.



Основными производителями биодизеля из пальмового масла являются Малайзия, Индонезия и ряд Юго-Восточных стран, В Европе – Германия. В настоящее время в ЕС, особенно в Германии широко используют для этой цели рапсовое масло. Достаточно высокий низший предел температуры застывания пальмового масла (+5°C) ограничивает его применение в странах с холодным климатом. Для рапсового масла температура застывания -10°C. С 1 га урожайность семян рапса составляет 30 центнеров, что может дать 1300 л. биодизеля.

Использование биодизеля имеет как преимущества, так и недостатки по сравнению с нефтяным топливом. Но темпы роста цен на нефтяное топливо и требования экологии среды обитания людей за использование биодизеля и рапсового масла в качестве энергоносителей.

Кроме биодизеля из пальмового масла более жидкие растительные масла можно использовать в натуральном виде как жидкое топливо, в том числе и рапсовое. В Германии существуют и действуют специальные стандарты (нормы DIN 51605) для использования рапсового масла в качестве жидкого топлива. Следует заметить, что требования к конструкции д.в.с. автомобилей и тракторов для работы на растительных маслах, эксплуатационные нормы применение их, а также требования к свойствам и характеристикам самих масел еще не полностью отработаны.

3. Биохимическое превращение биомассы.

Для биохимического превращения биомассы в энергию используются микроорганизмы. Процесс превращения имеет три принципиальных направления:

- переработка биомасс содержащих сахара, крахмал и целлюлозу в биоэтанол;
- переработка биомасс при анаэробных условиях в биогаз и биоудобрения;
- разложение биомасс в анаэробных условиях с образованием компоста и теплоты.

Для сельскохозяйственного производства наиболее востребованными являются получение энергоносителя – биогаза и экологически чистых биоудобрений, поэтому в дальнейшем будет рассматриваться второе направление биохимического превращения биомасс.

Производство биоэтанола.

Биоэтанол получают из сахар или крахмал содержащих биомасс (зерно, сахарная свекла, сахарный тростник, картофель и т.д.) по формуле:



Если биодизель и растительные масла являются заменителем дизельного топлива, то биоэтанол – заменитель бензина.

К 2006 г. в мире производились до 300 млн гектолитров (гл) биоэтанола, из которого 66% в Северной и Южной Америке, 20% в Азии, 14% в ЕС. До 40% производства этанола приходится на долю Бразилии. Разработаны и серийно производятся автомобильные двигатели работающие на чистом этаноле (E-100) или его смеси с бензилом от 25% (E-25) до 85% (85-E) в Америке и Евространах.

В Европе ведущими производителями биоэтанола являются Испания, Франция и Германия. В Испании его производят из зерна, Франции из сахарной свеклы, Германии из зерна и сахарной свеклы. В России (Волгоградская область) предполагалась строительство биоэтанолового завода для переработки 900 тыс.т кормовой пшеницы на 300тыст биоэтанола.

Выход этанола из разных видов биомасс значительно отличаются.

Таблица 6

Выход этанола из разных видов биомассы

Сырье	Урожайность (свежая свекла), т/га	Выход биоэтанола, л/га	Необходимая биомасса для производства одного литра биоэтанола, кг/л
Кукуруза на зерно	9,2	3520	2,6
Пшеница	7,2	2760	2,6

Рожь	4,9	2030	2,4
Тритикале	5,6	2230	2,5
Топинамбур	3,0	2610	1,1
Цикорий	3,5	3248	1,1
Сахарная свекла	61,7	6620	9,3
Картофель	44,0	3550	12,4

60% этанола производится из сахарного тростника и свекла, 30% - из зерна. Из-за высоких затрат на производство этанола из картофеля в ЕС он для этих целей не используется. При современных технологиях затрата ископаемой энергии для получения 1МДж энергии в форме биоэтанола составляет 1 МДж. При использовании современной дистилляционной и сушильной техники на крупных на 1 МДж ископаемой энергии можно получать 1,6 МДж этаноловой энергии. При комбинации производства биоэтанола с производством биогаза при затратах 1 МДж ископаемой энергии получить 2,5 МДж энергии в форме этанола, электроэнергии и теплоты(см. рис.8.1). При использовании еще и соломы это соотношение можно довести до 3,5:1.

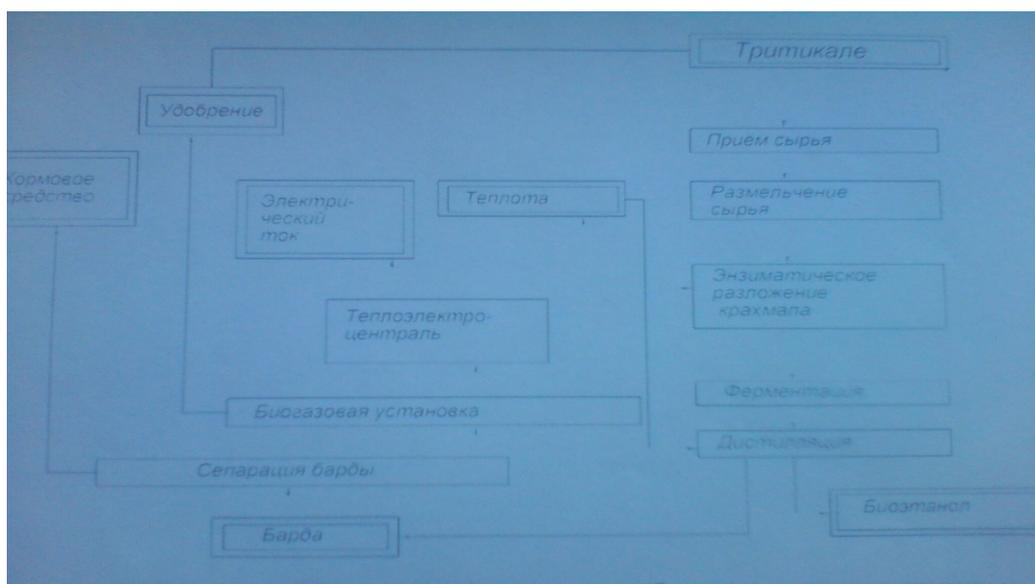


Рис.6.1 Схема производства биоэтанола в комбинации с производством биогаза.

Биоэтанол не представляет опасности для почвы, поверхностных и грунтовых вод. При использовании биоэтанола в качестве топлива выброс в атмосферу CO₂ снижается на 30-70% по сравнению с бензином. С другой стороны биоэтанол имеет более низкое содержание энергии по сравнению с бензином. По теплотворной способности 1 л. биоэтанола эквивалентен 0,66 л. бензину.

6.2 Технологический процесс переработки биоотходов, сущность ББТ и схема ее осуществления.

Сущность биогазово-биогуמוсной технологии, базирующейся на анаэробном метановом сбраживании биомассы, представляет собой смешивание органических отходов в определенной пропорции с водой, содержание в герметичной среде, при определенной температуре, с периодическим перемешиванием и отводом выделяющихся газов. При этом технологический процесс может осуществляться циклично или непрерывно при различных температурных режимах.

Обобщенная технологическая схема переработки органических отходов животноводства (птицеводства) на биогаз и биогуמוс приведена на рис. 6.2.

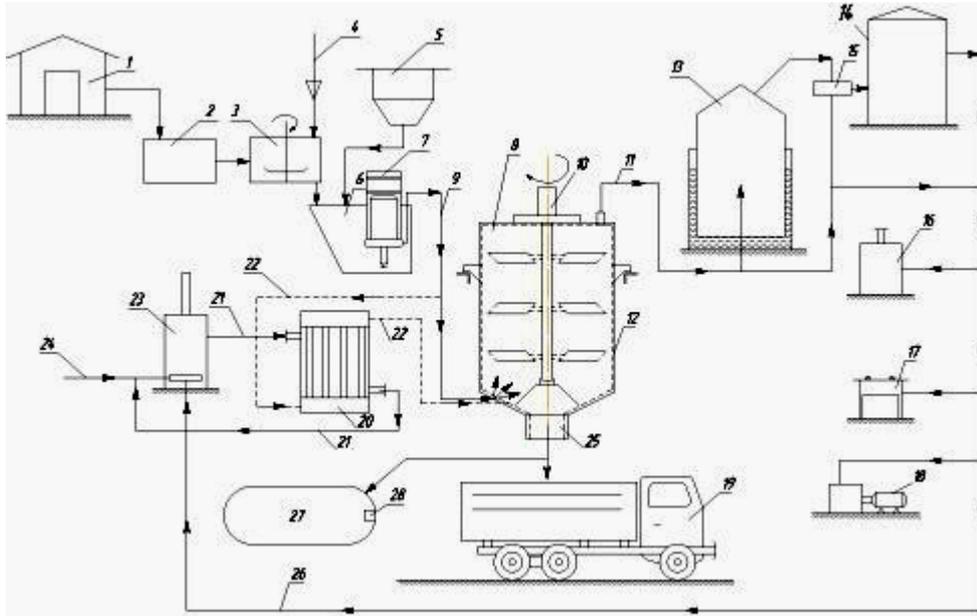


Рис. 6.2 Обобщенная технологическая схема переработки органических отходов на биогаз и биоудобрение.

1 - животноводческое помещение, 2 - оборудование для сортировки и дробления отходов с транспортерами, 3 - диспергатор с водоподачей, 4, 5 - лаборатория биостимуляторов или емкость для закваски, 6 - емкость для готового субстрата, 7 - насос НЖН, 8 - реактор, 9 - загрузочный трубопровод, 10 - механическая мешалка, 11 - газоотводная труба, 12 - теплоизоляция реактора, 13 - буферный газгольдер, 14 - газгольдер высокого давления, 15 - компрессор с блоком фильтров, 16 - котел, 17 - бытовой прибор, 18 - блочная электростанция, 19 - спецтранспорт для перевозки биоудобрения, 20 - теплообменник, 21, 22 - трубопровод для подачи субстрата и греющей воды, 23 - котел, 24 - подпитка котла водой от водопровода, 25 - разгрузочный люк с запорным устройством, 26 - трубопровод подачи биогаза в котел для обогрева субстрата, 27 - емкость для жидкого биоудобрения, 28 - насосная установка

Технологический процесс, включает три этапа операций с соответствующим оборудованием:

- подготовка биомассы к загрузке в реактор (подготовительный этап);
- загрузка жидкой (или концентрированной) биомассы в реактор и осуществление метанового сбраживания (основной этап);
- выгрузка перебродившей биомассы и реализация готовых продуктов (заключительный этап).

Рассмотрим составляющие этапов.

Подготовительный этап включает: сбор и удаление отходов из животноводческого помещения 1, рассортировку и дробление отходов с помощью специализированного оборудования на участке 2, смешивание готовых отходов с водой 4 и их диспергирование 3; сбор готовой жидкой биомассы в резервуар 6; лабораторию для приготовления биостимуляторов или емкость 5 для «закваски»; насос 7 жидкого навоза (НЖН) для загрузки биомассы в реактор.

Основной этап включает: загрузку готовой жидкой биомассы через трубопровод 9 в реактор 8 с теплоизоляцией 12, разгрузочным люком с запорным устройством 25; систему обогрева биомассы в реакторе, состоящей из теплообменника 20 с трубопроводами для теплоносителя 21 и жидкой биомассы 22, котлом 23, водопроводом 24 и газопроводом 26; систему отвода биогаза 11 и сбора 13 (буферный газгольдер).

Заключительный этап включает: хранение биогаза в газгольдере высокого давления 14 и его использование в водонагревательном котле 16, бытовых приборах 17 и блочной электростанции 18; транспортировку 19 и хранение биоудобрения в специальном резервуаре 27 с насосом 28.

Технологический процесс переработки органических отходов полностью автоматизируется. Следует отметить, что приведенный перечень операций и оборудования для их исполнения не для всех видов биогазово-биогумусных установок являются необходимыми.

Обязательными элементами, обеспечивающими основные операции технологического процесса являются: источники биосырья 1, воды 4, емкость для приготовления и хранения жидкой биомассы до загрузки в реактор 6, теплоизолированный реактор 8 с загрузочным трубопроводом 9, механизм перемешивания биомассы 10, газоотвод 11, буферный газгольдер 13, потребители газа 16,17,18, система разгрузки, транспортировки и хранения жидкого биоудобрения 19, 25, 27.

Вопросы для самоконтроля

1. Способы превращения биомассы в энергоносители.
2. Физико-химическая переработка растительных масел.
3. Биотехнологическое превращение биомассы.
4. Производство биоэтанола.
5. Сущность биогазово-биогумусной технологии (ББТ).
6. Обобщенная технологическая схема (ББТ).
7. Подготовительный этап БТТ.
8. Основной этап ББТ.
9. Заключительный этап ББТ.
10. Основные элементы технологической цепи ББТ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Основная

1. Эфендиев А.М. Биогаз. Технология и оборудование (Монография). Саратов, СГАУ. - 2012. 286с.
2. Баадер В., Доне Е., Бренндерфер М. Биогаз, теория и практика. (Перевод с нем. Серебрянный М.И.). -М.: "Колос", 1982. - 145с.

Дополнительная

1. Альбер Сассон, Биотехнология: свершения и надежды, М:"Мир", 1987.
2. Биотехнология сельскому хозяйству, Под ред. А.Г.Лобанка. Минск: "Ураджай", 1988.
3. Возобновляемое растительное сырьё (в 2-х томах)/ Под общей ред. доктора сельскохозяйственных наук, проф., иностранного члена РАСХН Д.Шпаара. - СПб - Пушкин., 2006. - т.І - 416с, т.ІІ - 382с.

КОНСТРУКЦИИ РЕАКТОРОВ БГУ И ИХ РАСЧЕТ

7.1 Конструкции реакторов (метантенков, ферментеров).

Принципы конструирования металлических реакторов (метантенков, ферментеров) для анаэробного брожения биологических отходов не отличаются от принципов их конструирования в химических технологиях. Их конструкции почти идентичны. Они разрабатываются с учетом требований агрессивных газожидкостных сред, возникающих в ходе технологических процессов. В отличие от химических технологий, где металлические реакторы с наземным расположением и антикоррозионными покрытиями, метантенки могут быть изготовлены из металла, построены из бетона или железобетона, природного камня, искусственного базальтового или строительного кирпича, облицованные кислотостойкими материалами, подземного или наземного расположения. При подземном расположении неметаллических метантенков (ферментеров) над землей выступает полусферический, пирамидальный, конический, металлический или пластиковый купол – сборник газа.

В небольших индивидуальных БГУ ферментерами служат ямы со стенками, облицованными синтетической пленкой или деревом, каменной или кирпичной кладкой, железобетонными плитами, плетеным фашином, резиновыми матами, шлакоблоками изнутри пропитанными влагостойкой обмазкой, одинарные или сдвоенные ямы изнутри обмазанные специальной вяжущей желтой глиной, спеченной на месте и пропитанной парафином растворенным в машинном масле.

Понятие реактора (метантенка, ферментера) для БГУ неотделимо от систем перемешивания и обогрева биомассы и в определенной мере их конструкции зависят от наличия и принципа действия этих систем. Поэтому здесь они будут рассматриваться с учетом этих систем в общих чертах.

На рисунке 7 приведены варианты схем основной ступени БГУ, отличающиеся конструктивным исполнением, размерами и материалами метантенков (реакторов), причем каждый вариант может иметь десятки модификаций [58]. Вкратце рассмотрим эти схемы, уделяя основное внимание конструкциям самих реакторов.

На рис. 7,а представлена конструктивная схема БГУ с рабочим объемом метантенка $V_p=1,25 \text{ м}^3$, разработанная и изготовленная на каф. «Энергообеспечение предприятий АПК» СГАУ им.Н.И. Вавилова.

Бродильная камера 1 БГУ изготовлена из нержавеющей стали, она может работать циклично или непрерывно, имеет тройной обогрев – электрический, газовый и солнечный. До начала процесса брожения и интенсивного газовыделения обогрев биомассы осуществляется электрическими нагревателями, затем собственным газом. Газовая топка и дымоход устроены так, что при необходимости для обогрева реактора можно использовать любые виды твердых топлив (дрова, уголь, пилеты, торф, кизяк, прессованную солому, шелуху и т.д.). При температуре воздуха 18-20 °С и выше, в солнечную погоду обогрев биомассы может осуществляться солнечным коллектором с одним или двумя прозрачными покрытиями. Перемешивание биомассы внутри реактора – электромеханическое, откачка газа- компрессором. При непосредственном присоединении газоотвода от ректора к буферному газгольдеру в виде упругих резиновых камер, БГУ работал нормально. Загрузка и выгрузка реактора в лабораторных экспериментах из-за небольшой загрузки (до 25% от общего объема) были ручными, но проектом предусмотрен винтовой или ручной насос небольшой мощности. Производительность установки по биогазу в зависимости от состава исходного сырья, химического состава воды и температурного режима обогрева биомассы составляет 2,0-4,5м³/сутки. Стоимость установки, без предварительной ступени, при серийном производстве не более 40-45тыс.рублей. Производительность установки может быть доведена до 16,0-25м³/сутки путём пристыковки к бродильной камере нескольких емкостей. При этом кроме емкости с мешалкой и НЖН насоса, дополнительное оборудование не требуется. Производство таких БГУ может осуществляться в любых механических мастерских. Установка с 4-мя метантенками по 1,5-2,0м³ каждый, при использовании смеси биомасс минимум из 3-4х компонентов, достаточна для обеспечения потребностей одной семьи газом круглый год. При этом вырабатывается примерно 200-250 тонн готового к потреблению биоудобрения влажностью 87-90%.

На рис.7 б,в приведены варианты схем БГУ с реакторами, изготовленными из стали. У БГУ с наклонным реактором, установленным на бетонных опорах, объемом реактора 7,5-15м³, газопроизводительность при использовании навоза КРС 12-24м³/сутки, смеси биомасс 25-50м³/сутки. Обогрев биомассы осуществляется уходящими газами – продуктами сгорания из водогрейного котла, работающего на биогазе от БГУ.

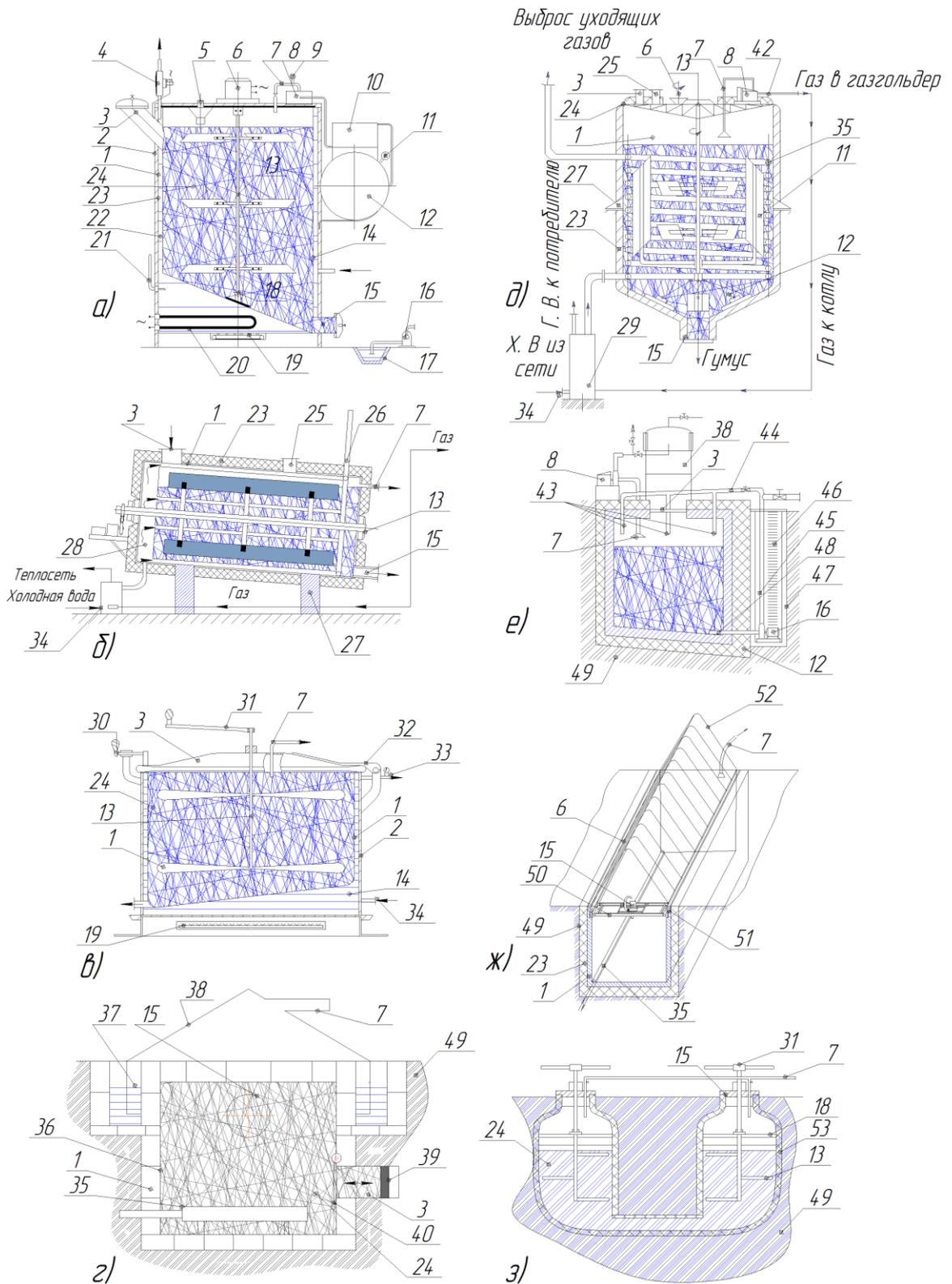


рис.7.Схемы основной ступени БГУ

1-Реактор; 2- наружная обечайка; 3- загрузочный люк; 4 –водяной насос; 5 –датчик уровня биомассы в реакторе; 6 –мотор редуктор привода мешалки; 7 –газоотводная труба; 8 – компрессор; 9,11-манометр; 10-фильтр; 12 –ресивер; 13- мешалка; 14 –водяная рубашка; 15- разгрузочный люк; 16- насос НЖН; 17- лоток; 18- опора вала мешалки; 19- газовая горелка; 20- теплоэлектронагреватель (ТЭН); 21- термометр; 22- направляющая; 23- изоляция; 24- биомасса; 25- монтажный люк; 26- дымоотводная труба, 27- опора; 28- дымовая камера; 29- водяной котел; 30- зажим крышки; 31- вороток (рукоятка); 32- шарнир крышки; 33- отвод пара; 34- подвод холодной воды; 35- теплообменник; 36- облицовка металлическая; 37- водяной затвор; 38- газосборочный купол; 39- загрузочный

поршень; 40- затвор; 41- крышка реактора; 42- подача газа в газгольдер и котел; 43- сброс биомассы обратно; 44- распределительная труба; 45- рукав для подачи биомасс; 46- лестница; 47- колодец для насоса; 48- приемник биомассы; 49- земля; 50- тележка с НЖН; 51- дорожка тележки из швеллеров; 52- дуги под пленку; 53- облицовка ямы из отожженной глины.

Горячая вода от котла подается потребителю, при ненужности может быть использована для предварительной подготовки биомассы к брожению. Перемешивание биомассы в реакторе – электромеханическое. БГУ может быть смонтирована в помещении, под землей, под навесом или на автоприцепе и должна иметь хорошую теплоизоляцию реактора. Подземный вариант расположения реактора принят на подобных установках, созданных украинскими и немецкими специалистами в Казахстане и Киргизии.

Обогрев биомассы при движении автопоезда осуществляется выхлопными газами двигателя тягача, перемешивание от коробки отбора мощности автомобиля на стоянках. Мобильный вариант предпочтителен для переработки на биогаз и биогумус огромного количества биоотходов, скапливаемых у ферм достаточно удаленных от населенных пунктов. Биогазово-биогазусный завод на базе мобильных прицепных реакторов может обслужить достаточно большую группу ферм с численностью животных до 100 голов КРС, оснащенных средствами сбора и предварительной подготовки биосырья (по опыту Европы), или же средства предварительной подготовки устанавливаются на автопоезде. Базой для создания мобильных установок для биогазово-биогазусного завода могут служить дооборудованные полуприцепы-цементовозы отслужившие срок прямого назначения а также емкости устанавливаемые на седельных полуприцепах. По прибытии на завод реактор присоединяется к общей сети обогрева.

Конструкция реактора БГУ представленная на рис.7 в идентична с установкой на рис. 7а отличие в системе обогрева (газовый), ручного перемешивания и циклической загрузки через легко открываемую крышку 3. Возможно изготовление таких установок с производительностью для нужд одной семьи, циклического действия, с механизацией технологического процесса или без неё.

На рис. 7 г приведена конструктивная схема ферментера расположенного в земле. Такие ферментеры выполняются из обычного базальтового или керамического кирпича, бутового камня; имеют прямоугольное или круглое поперечное сечение емкости. При применении обычного кирпича стены покрываются гуммированной металлической облицовкой или приготовленной на жидком стекле штукатуркой. Газосборником служит пирамидальный конический или сферический купол с водяным затвором или герметично прикрепленная к закладным деталям бортов ферментера полусферическая или сферическая надувная емкость их прорезиненной ткани или полиэтилена толщиной 0,5мм и выше. Объем газосборника доходит до 100м³. Обогрев биомассы осуществляется водяным

теплообменником, перемешивание – частично конвективное, частично при загрузке – выгрузке.

Ферментер, работающий по непрерывному циклу ежедневно разгружается на величину, равную отношению загрузочного объема V_3 к продолжительности цикла брожения, и загружается таким же количеством свежей биомассы с температурой, равной температуре в реакторе. Загрузка ферментера осуществляется насосом с ручным приводом и использованием метода сообщающихся сосудов, разгрузка – самотеком. Ферментеры подобных конструкций, работающие в циклическом режиме «осень-зима» и «весна-лето» без обогрева, перемешивания биомассы и очистки биогаза распространены в Румынии, Болгарии, Венгрии, встречаются в Западной Украине. Практически ферментеры этого типа могут удовлетворить потребности 1-3 семей в энергоносителе.

При равных объемах бродильных камер удельная стоимость этих ферментеров в 1,5-1,7 раза дешевле металлических, и по мере роста объема интенсивно снижается. Недостаток – необходимость постоянного контроля за давлением газа под куполом и осуществления его устойчивости, если он служит еще и газохранилищем.

На рис 7 д,е и ж приведены схемы основной ступени БГУ, имеющие большие производительности, но с разными технологиями осуществления процесса брожения. БГУ на рисунке 7 д с рабочим объемом реактора $V_p=100-150 \text{ м}^3$ состоит из металлического армированного реактора 1, толщиной стен 6-8 мм с крышкой 41, усиленной изнутри металлической фермой; механизма перемешивания, состоящего из привода 6, якорно-пропеллерной мешалки 13, вала с опорой 18; системой обогрева биомассы, состоящей из котла 29, спирального газового (водяного) теплообменника 35. Реактор снаружи имеет теплоизоляцию 23 толщиной 100 мм из минеральной ваты обтянутой стекловолоконным полотном. Обогрев биомассы осуществляется уходящими продуктами сгорания водогрейного котла 29 или горячей водой. В первом случае продукты сгорания топлива подаются в теплообменник 35, нагретая в котле вода – потребителю, во втором случае в теплообменник подается горячая вода котла, продукты сгорания удаляются в атмосферу. Загрузка реактора (реакторов)- механическая или гидравлическая; разгрузка – самотеком. БГУ с реакторами данной конструкции и объема предназначены для предприятий АПК с суточным выходом биоотходов 30-50 тонн.

На рис. 7 е приведена схема БГУ с рабочим объемом ферментера $V_p=250-500 \text{ м}^3$. Ферментер 1 бетонный. Возможно использование невостребованных бетонных аэраторов системы канализации. Ферментер без обогрева, расположен в земле, имеет теплоизоляцию 23 из асфальтобетона. Перемешивание биомассы и разгрузка ферментера через насосную

установку 16 и распределительный трубопровод 43, 44. Возможно использование в качестве исходного сырья биоотходы в смеси с канализационными стоками.

На рис. 7 ж приведена схема ферментера большой производительности, переоборудованная из помётосборника птицефабрики, объемом $V_p=1000-2000 \text{ м}^3$. Такой ферментер предназначен для работы при температуре наружного воздуха выше $18 \text{ }^\circ\text{C}$, т.е. для условий юга РФ только в летнее время.

Обогрев биомассы частично от теплообменника 35 расположенного в нижнем продольном углу ферментера – конвективный, обеспечивающий одновременно перемешивание биомассы. Парниковый эффект плёночного (пластикового) покрытия 38 также служит обогреву биомассы. Перемешивание и разгрузку биомассы осуществляет подвижный насос НЖН-200А или насосная установка за пределами ферментера. В летнем варианте буферный газосборник в виде шатра устраивается из армированной плёнки или стеклопластика.

Зимний вариант имеет перекрытие из железобетонных плит земляной обвалкой и принудительной системой удаления биогаза, причем для условий РФ ферментер должен находиться ниже уровня замерзания почвы.

При использовании бетонного помётосборника в качестве ферментера себестоимость 1 м^3 рабочего объёма БГУ по сравнению с вариантами из металла снижается в разы.

Схема БГУ приведенная на рис. 7 з прототип Китайской установки «Габор». В качестве ферментера использованы две ямы объемами $12-30 \text{ м}^3$, соединенные между собой снизу каналом. Ямы облицованы желтой глиной спеченной на месте. В стены вмурованы концы опоры 18 в виде толстой доски с отверстием для мешалки. Мешалка деревянная, пропитана битумом, привод – ручной, через воротки 31. Загрузочно-разгрузочные люки 3,15 герметизированы. Газ отводится трубами 7 с вентилями. При использовании газа с одного реактора, во втором меняется уровень биомассы. Достаточно большой пустой объем над биомассой при работе по принципу сообщающихся сосудов обеспечивает требуемую емкость для выделяющегося биогаза. Ферментер не имеет систему обогрева биомассы. БГУ, созданные на основе этих ферментеров достаточно хорошо работают в условиях жаркого климата, при среднегодовой температуре выше $+10^\circ\text{C}$.

Наиболее востребованными для биогазовых установок средней мощности (в евро странах) являются цилиндрические вертикальные или горизонтальные металлические или вертикальные неметаллические реакторы приведенные на рис. 8а,б. Объемы этих реакторов могут быть от 50 м^3 до 1000 м^3 и более.

На рис. 8а приведен реактор использованный в обобщенной технологической схеме БГУ на рис. 7 а,б.

Реактор представляет собой железнодорожную цистерну объемом 53 м^3 или 120 м^3 оборудованный системой гидравлической загрузки и самотечной выгрузки биомассы, системой обогрева биомассы, включающей гладкотрубные теплообменники 13, линейный насос 10, котёл 9, подающие и обратные трубопроводы, систему отвода биогаза. Реактор имеет надежную теплоизоляцию 6. В реакторах с горизонтальным расположением проще, удобнее и дешевле организовать гидравлическую систему перемешивания биомассы.

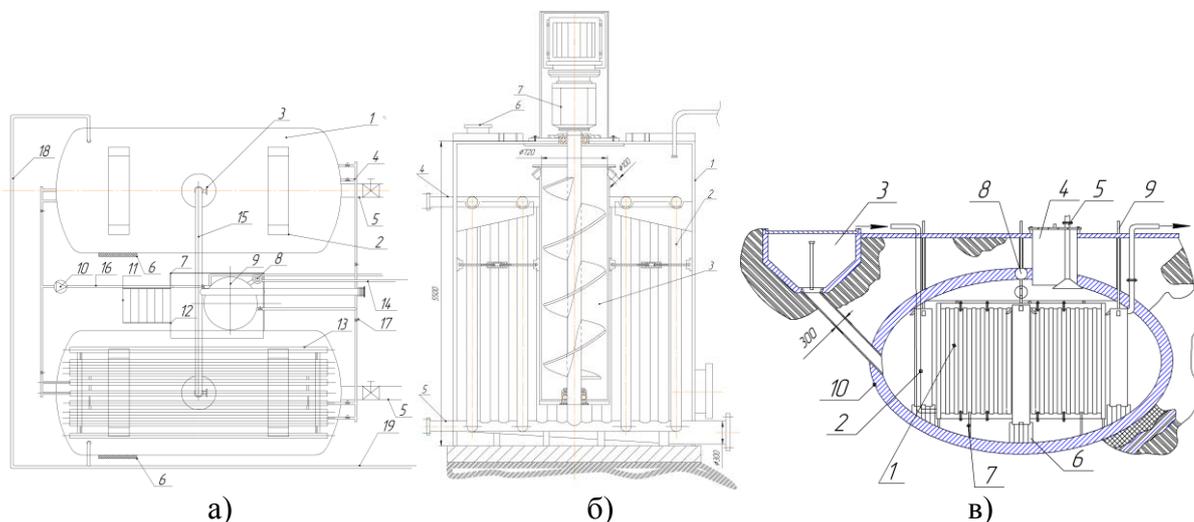


Рис. 8. Схемы основной ступени БГУ.

- а) 1 –Металлический реактор $2 \times 53 \text{ м}^3$ (ж/д цистерны); 2- бетонные опоры реакторов; 3,4- шаровые вентили; 5- сливные трубы; 6- теплоизоляция; 7- ограда колодца; 8- газоотводная труба водогрейного котла; 9- водогрейный котел; 10- линейный насос; 11- лестница; 12- колодец для водогрейного котла; 13- гладкотрубный теплообменник; 14, 15 – трубопровод для загрузки биомассы в реакторы; 16- труба обратной воды из теплообменников; 17- труба горячей воды от котла; 18, 19- трубы для отбора из реактора и отвода биогаза.
- б) 1- Реактор; 2- теплообменник; 3- шнековая мешалка; 4- труба из водогрейного котла; 5 –труба в водогрейный котел; 6- загрузочный люк; 7- привод шнека; 8- газоотводная труба.
- в) 1-Теплообменник; 2- шнековая мешалка, 3- загрузочный люк; 4- монтажный люк, 5- газоотводная труба, 6- опора шнека, 7- кронштейн; 8- лабиринтовое уплотнение; 9-вал шнека; 10- реактор.

Для сельскохозяйственных предприятий, с суточным выходом биоотходов 25-50 тонн, реакторы объемами $V_p=50-120\text{ м}^3$ позволяют использовать преимущества БГУ, работающих циклично в термофильном режиме, а именно -обеспечение высокого удельного объемного выхода биогаза и полноты брожения биомассы. На установках, работающих по непрерывному циклу -это требует значительное усложнения конструкции и самого технологического процесса.

Для небольших ФХ и КФХ с поголовьем 30-70 голов приведенных дойных коров и суммарным суточным выходом биоотходов 1,5-4 тонны, эти реакторы могут быть использованы для переработки биомассы при непрерывном цикле.

Для ежедневной, полной загрузки одного реактора с $V_p=50-120\text{ м}^3$ достаточно суточный выход из сельхозпредприятия навозной массы 20-50 тонн, с дополнительными примесями из подстилки и остатков кормов. При продолжительности цикла брожения

10-16 дней (для разных видов биомассы) количество реакторов составляет 10-16 единиц, суммарным объемом от 500-2000м³. Такая компоновка реакторов резко улучшает эффективность использования предварительной ступени подготовки биомассы к брожению, упрощает эксплуатацию и обслуживание всей установки.

Вариант вертикального размещения цилиндрического металлического реактора объемом $V_p=50-120\text{м}^3$ и более приведен на рис. 8б. В отличие от горизонтально расположенных реакторов, здесь в качестве механизма перемешивания используется шнековая мешалка с электрическим приводом. Гладкотрубный, секционный теплообменник регистрного типа расположен по окружности вокруг мешалки, что обеспечивает полное перемешивание и равномерный температурный режим биомассы по всему объему реактора. Все остальные системы и механизмы, обеспечивающие технологический процесс БГУ идентичны с предыдущим.

На рис. 8в приведена уникальная схема реактора для подземного расположения, разработанная нами. Реактор представляет собой железобетонную ёмкость в виде эллипсоида, может изготавливаться промышленным способом на заводах железобетонных изделий отдельными лепестками и смонтирован на месте. Конструкция БГУ, его основные элементы понятны из схемы. Перемешивание биомассы в реакторе осуществляется 4-мя шнеками, обогрев секционными трубчатыми теплообменниками регистрного типа. Размещение реактора подземное загрузка самотеком, разгрузка насосом НЖН-200А или фекальным насосом.

Преимущества конструкции: прочность, возможность создания реактора любого объема, минимальная поверхность теплопотерь в окружающую среду по сравнению с цилиндрическими и призматическими реакторами, т.е. минимальный расход тепла на технологический процесс, возможность промышленного производства, следовательно сравнительно низкая стоимость при серийном изготовлении.

8.1 Расчет объема реактора БГУ.

Этот расчет особой сложности не представляет и может быть выполнен уточненным или упрощенным методами. При этом ошибка результатов не превышает 1-2%.

Однако существует ряд требований и условий, предъявляемых технологическому процессу и к биогазовым установкам, которые прямо или косвенно отражаются в выборе формы, конструктивных размеров и эксплуатационных параметров реактора и следовательно конечных результатах биопроцесса. Поэтому в реальном проектировании БГУ, прежде чем приступить к расчету объема реактора V_p , разработчику необходимо определить и обосновать следующие вопросы:

- выбор способа процесса брожения - мезофильный или термофильный, который определяет температуру брожения, тип системы обогрева, конструкцию, расположение и параметры теплообменников влияющих на общую величину V_p , расход тепловой энергии на биопроцесс и к.п.д. установки;

- выбор продолжительности цикла брожения, полный ($T_{\text{цп}}$) или неполный ($T_{\text{цнп}}$) связанный видом применяемого сырья и следовательно скоростью объемного выхода биогаза в процессе брожения; который при одном и том же объеме реактора определяет годовую производительность БГУ по биогазу и биоудобрению;

- температурный режим загрузки метантенка, т.е. температуру биомассы и воды при загрузке, что отражается в конструкции и параметрах системы обогрева БГУ и естественно в размерах реактора;

- цикличность или непрерывность работы биогазовой установки, что практически отражается на выборе единичного объема реактора, режима и способа осуществления биопроцесса, экономических параметрах всей установки и т.д.;

- способ теплоснабжения метантенка: из автономного котла, централизованной сети, из ВЭР; внутренним или внешним расположением теплообменников, с утилизацией тепла разгружаемой перебродившей биомассы или без неё и т.д., которые влияют как на выбор конструктивных размеров реактора так и на экономические параметры БГУ;

- принципиальную конструктивную схему системы отвода, сбора, очистки, хранения и потребления биогаза, которые непосредственно связаны с назначением БГУ и реальным объемом её реактора, т.е. объемом выработки энергоносителя – биогаза для потребителя;

- технологию загрузки и выгрузки метантенка, которая зависит от объема ежедневно загружаемой и разгружаемой биомассы, объема реактора, его расположения, возможностей энергозатрат, которая в свою очередь отражается на внешнем виде и конструктивном исполнении реактора;

- целесообразный материал реактора и вид теплоизоляции, связанные экономическими параметрами БГУ и т.д.

В общем случае, при наличии в ЛПХ,ФХ,КФХ различных видов и возрастов животных и птиц и использовании в качестве биосырья бытовых отходов и зеленой массы (или других компонентов) методика расчета объёма реактора БГУ следующая:

Среднесуточный выход ($m_{c.c}$) биоотходов определяется по формуле:

$$m_{c.c} = \left(\sum_{i=1}^n m_i \cdot n_i + \sum_{j=1}^n m_j \cdot n_j + \sum_{k=1}^n m_k \cdot n_k + \sum_{\ell=1}^n m_{\ell} \cdot n_{\ell} \right) + m_{\bar{o}} + m_{\bar{m}}$$

Где, m_i и n_i численность разных видов взрослых животных в ЛПХ, ФХ, КФХ и суточный выход экскрементов от одного из каждого вида;

m_j и n_j численность молодняка разных видов животных в ЛПХ, ФХ, КФХ и суточный выход экскрементов от одного из каждого вида;

m_k и n_k численность разных видов птиц в ЛПХ, ФХ, КФХ и суточный выход экскрементов от одного из каждого вида;

$m_{б.о.}$ и $m_{з.м.}$ суточные выделения бытовых отходов и зеленой массы из ЛПХ, ФХ, КФХ.

m_l и n_l численность свиней разного возраста в ЛПХ, ФХ, КФХ и суточный выход экскрементов от одного из каждой весовой категории;

С учетом содержания животных и птиц в ЛПХ, ФХ и КФХ на подстилке, наличие остатков кормов в биомассе и обязательного использования бытовых отходов и отходов приусадебного участка или производства первый член правой стороны уравнения $m_{с.с}$ умножаем на коэффициент K_1 , величина которой может быть принята $K_1=1,2-1,5$. Тогда с учетом K_1 среднесуточный выход биомассы $m_{с.с}$ составит:

$$m'_{с.с} = K_1 \cdot \left(\sum_{i=1}^n m_i \cdot n_i + \sum_{j=1}^n m_j \cdot n_j + \sum_{k=1}^n m_k \cdot n_k + \sum_{l=1}^n m_l \cdot n_l \right) + m_{б.о.} + m_{з.м.}$$

Для обеспечения нормального процесса анаэробного брожения, биомасса должна иметь определенную влажность, оптимальное значение которой определяется экспериментально. Влажность исходных видов сырья обозначаем через W_n , субстратов приготовленных из них W_k с соответствующими индексами источников.

Компоненты биомассы ежедневно собираемые в ЛПХ, ФХ, КФХ имеют влажности: животного происхождения $-W_{и.ж}=85-90\%$ (сюда относятся также отходы молодняка животных $-W_{имж}=85-90\%$), птичий помет $-W_{ипп}=65-82\%$; свиные отходы $-W_{исо}=85-99\%$; бытовые отходы $-W_{ибо}=55-60\%$; зеленая масса $-W_{изм}=60-90\%$. Для этих видов сырья оптимальная влажность для брожения составляет соответственно: $W_{к.ж} = W_{к.м.ж} 90-92\%$; $W_{к.п.п} = 78-80\%$; $W_{к.с.о.} = 92-94\%$; $W_{к.б.о.} = 70-75\%$; $W_{к.з.м.} = 60-65\%$. $W_{и.м.ж}$ и $W_{к.м.ж}$ - влажность исходного отхода молодняка животных и субстрата из них. С учетом величины W_k и W_n с соответствующими индексами источников формула для вычисления суточной массы (объема) загружаемого в реактор жидкой биомассы принимает вид:

$$\begin{aligned}
m_{\text{cyб}} = K_1 \cdot & \left[\sum_{i=1}^n m_i \cdot n_i \left(1 + \frac{W_{\text{к.ж.}} - W_{\text{и.ж.}}}{10} \right) + \sum_{j=1}^n m_j \cdot n_j \left(1 + \frac{W_{\text{к.м.ж.}} - W_{\text{и.м.ж.}}}{10} \right) + \sum_{k=1}^n m_k \right. \\
& \cdot n_k \left(1 + \frac{W_{\text{к.п.п.}} - W_{\text{и.п.п.}}}{10} \right) + \sum_{\ell=1}^n m_\ell \cdot n_\ell \left(1 + \frac{W_{\text{к.с.о.}} - W_{\text{и.с.о.}}}{10} \right) \left. \right] + m_{\text{б.о}} \\
& \cdot \frac{W_{\text{к.б.о}} - W_{\text{и.б.о.}}}{10} + m_{\text{з.м}} \cdot \frac{W_{\text{к.з.м}} - W_{\text{и.з.м}}}{10}
\end{aligned}$$

г, (м³) (а)

Величины членов уравнения в круглых скобках учитывающих долю воды добавляемой в биомассу, при практических расчетах изменяются в пределах $K_2=1,1-2$. Если в хозяйстве только один вид животных (птиц) последнее уравнение имеет вид:

$$m_{\text{cyб}} = K_1 \cdot K_2 \cdot m \cdot n$$

где m число животных (птиц) этого вида, n суточный выход экскрементов из них.

При известном суммарном количестве «М» биомассы подлежащей ежедневной переработке:

$$m_{\text{cyб}} = K_2 \cdot M$$

Точное значение массы (объёма) ежесуточно загружаемого в реактор жидкой биомассы рассчитывается по формуле (а).

При продолжительности цикла брожения биомассы $T_{\text{ц}}$, загрузочный V_3 и общий V_p объёмы реактора определяются из выражений:

$$\begin{aligned}
V_p = T_{\text{ц}} \cdot K_3 \cdot & \left\{ K_1 \right. \\
& \cdot \left[\sum_{i=1}^n m_i \cdot n_i \left(1 + \frac{W_{\text{к.ж.}} - W_{\text{и.ж.}}}{10} \right) + \sum_{j=1}^n m_j \cdot n_j \left(1 + \frac{W_{\text{к.м.ж.}} - W_{\text{и.м.ж.}}}{10} \right) + \sum_{k=1}^n m_k \right. \\
& \cdot n_k \left(1 + \frac{W_{\text{к.п.п.}} - W_{\text{и.п.п.}}}{10} \right) + \sum_{\ell=1}^n m_\ell \cdot n_\ell \left(1 + \frac{W_{\text{к.с.о.}} - W_{\text{и.с.о.}}}{10} \right) \left. \right] + m_{\text{б.о}} \\
& \cdot \frac{W_{\text{к.б.о}} - W_{\text{и.б.о.}}}{10} + m_{\text{з.м}} \cdot \frac{W_{\text{к.з.м}} - W_{\text{и.з.м}}}{10} \left. \right\}
\end{aligned}$$

м³ (т).

$$V_3 = T_{ц} \cdot \left\{ K_1 \cdot \left[\sum_{i=1}^n m_i \cdot n_i \left(1 + \frac{W_{к.ж.} - W_{и.ж.}}{10} \right) + \sum_{j=1}^n m_j \cdot n_j \left(1 + \frac{W_{к.м.ж.} - W_{и.м.ж.}}{10} \right) + \sum_{k=1}^n m_k \cdot n_k \left(1 + \frac{W_{к.п.п.} - W_{и.п.п.}}{10} \right) + \sum_{\ell=1}^n m_{\ell} \cdot n_{\ell} \left(1 + \frac{W_{к.с.о.} - W_{и.с.о.}}{10} \right) \right] + m_{б.о} \cdot \frac{W_{к.б.о} - W_{и.б.о.}}{10} + m_{з.м} \cdot \frac{W_{к.з.м} - W_{и.з.м}}{10} \right\}, \text{ м}^3 (\text{т}).$$

Где $K_3 = 1,15 \dots 1,2$ – коэффициент учитывающий необходимость иметь в загруженном биомассой реакторе 15-20% свободного объёма от общего.

При проектировании БГУ в индивидуальном порядке для определенного живодноводческого или птицеводческого хозяйства суточный выход биомассы для переработки определяется по первой формуле:

$$m_{с.с.} = \sum_1^n N_i \cdot m_i$$

где N_i – количество на ферме животных определенной видовой и возрастной группы;

m_i – суточный выход навоза или помёта от одного животного или птицы;

n – количество групп животных или птиц.

Например, если в ферме 180 голов КРС, из них 90 голов (50%) дойные коровы в возрасте 3 года и выше, 36 голов (20%) молодняк в возрасте 1,5-2 года, 54 голов (30%) телята в возрасте 0,5-1 год, тогда $n = 3$; $n_1 = 90$ голов; $n_2 = 36$ голов; $n_3 = 54$ голов. m_1, m_2, m_3 – суточные количества экскрементов от дойных коров, молодняка и телят. Суточные выходы экскрементов от одного животного или птицы приведены в таблицах 12.1 и 12.2

При проектировании модульных БГУ или установок рассчитываемых для переработки определенного количества биомассы, $m_{с.с.}$ не рассчитывается. Объем реактора задается или определяется исходя из известного суточного количества биомассы подлежащего переработке.

Таблица 8.1.

Суточное количество экскрементов крупного рогатого скота и свиней.

Наименование	Суточное количество экскрементов, от одного животного, кг.
Быки племенные	40
Коровы дойные	35-55
Телята	
До 6 мес.	7,5-15

На откормке (6-12 мес)	14-26
Нетели (12-18 мес)	35
Хряки	9,2-11,1
Свиноматки	
Холостые	8,6-8,8
Супоросные	10-10,8
Подсосные	12,5-15-3
Свиньи на откормке	
До 30 кг	1,8-2,4
До 40кг	3,2-3,5
До 80 кг	4,2-5,1
Более 80 кг	6,2-6,6

Таблица 8.2.

Суточный выход помета от одной головы взрослой птицы, г.

Куры		Индюки	Утки	Гуси
Яичного направления	Мясного направления			
170-200	270-310	450	420	580

При индивидуальном проектировании важно учитывать, что в зависимости от условий содержания животных, к их навозу при уборке примешиваются остатки кормов, вода, подстилка, земля и т.д. При ежедневной уборке чистого навоза (безподстилочное содержание животных) его влажность W_1 достигает до 95 %. Если уборка осуществляется периодически (подстилочное содержание), то в навозе содержатся 12-18 % подстилки (опилки, сухой песок, солома); 12-30% остатки кормов; 18-20% грунта или других примесей. Для приближенных расчетов содержания прочих примесей учитывается коэффициентом $K_{п} = 1,3 \dots 1,6$. Одновременно в зависимости от температуры окружающей среды, продолжительности циклов уборки и содержания сухих примесей влажность навозной массы W_1 снижается на 10-15% и становится W_2 . С учетом коэффициента $K_{п}$ суточный выход навозной массы определяется по формуле

$$m_{с.с}^{общ} = K_{п} \cdot m_{с.с}$$

Для осуществления процесса брожения каждый вид биомассы должна иметь определенную влажность: навоз КРС - 90-92%; птичий помет 78-80%; свиные стоки 90-94% и т.д. Чтобы увеличить влажность 1кг биомассы на 1%, надо добавить 0,1 килограмм воды. Тогда суточное количество биомассы разведенной водой составит

$$m_{с.с}^{общ'} = K_{п} \cdot m'_{с.с}$$

Например если влажность биомассы составляет 85%, которого надо довести до 92%, тогда

$$m'_{c.c} = m_{c.c} + m_{c.c} \left(\frac{W_1 - W_2}{10} \right) = m_{c.c} \left(1 + \frac{W_1 - W_2}{10} \right) = m_{c.c} \left(1 + \frac{92 - 85}{10} \right) = 1,7 \cdot m_{c.c}$$

$$m_{c.c}^{общ'} = K_n \cdot m_{c.c} \left(1 + \frac{W_1 - W_2}{10} \right)$$

Объем реактора при его полной загрузке составит:

$$V_{p.п.з} = m_{c.c}^{общ'} \cdot T_{ц} - \text{для непрерывного цикла работы}$$

$$V_{p.п.з} = \frac{m_{c.c}^{общ'}}{\tau_{сут} \cdot \rho_c} - \text{для циклично работающей БГУ.}$$

Где $\tau_{сут}$ доля объема реактора, загружаемого за один день. При загрузке реактора за трое суток $\tau_{сут} = 0,33$, за четверо суток $\tau_{сут} = 0,25$; ρ_c - плотность биомассы доведенной до степени нормального брожения. При $W = 90-92\%$ можно принять ρ_c равной плотности воды (1 т/м^3).

Следует помнить, что при низкой влажности исходного сырья $\rho_c < 1$ и в процессе брожения сухая масса разбухает достаточно значительно. Поэтому в реакторе над субстратом должен остаться достаточно свободного объема для разбухания сырья и постоянно выделяющихся газов. Этот объем учитывается коэффициентом загрузки реактора – K_3 . Тогда в окончательном виде объем реактора определяется формулами:

$$V_p = V_{p.п.з} \cdot K_3 = m_{c.c}^{общ'} \cdot T_{ц} \cdot K_3 - \text{для непрерывного цикла}$$

$$V_p = V_{p.п.з} \cdot K_3 = \frac{m_{c.c}^{общ'} \cdot K_3}{\tau_{сут} \cdot \rho} - \text{для циклично работающего реактора}$$

Заметим, что при циклично работающих реакторах с учетом начального и конечного периодов неинтенсивного газовыделения и продолжительности цикла обычно принимают группу реакторов из 3-4 единиц с продолжительностью загрузки каждого 4 или 3 дня, что позволяет иметь постоянную общую суточную производительность по биогазу.

8.2 Тепловой расчет реактора.

Для установления энергетической эффективности БГУ необходимо знание баланса распределения тепловых потоков в метантенке, $Q_{тп}$ и среднесуточную выработку биогаза за период брожения (за цикл) – $Q_{бг}$. Уравнение теплового баланса в метантенке имеет вид:

$$Q_{тп} = Q_{п} + Q_{ос} + Q_{мех.}$$

Где $Q_{п}$ - расход тепла на подогрев биомассы до принятой температуры брожения и поддержания её в реакторе; $Q_{ос}$ – потери теплоты в окружающую среду через стенки реактора; $Q_{мех}$ – расход энергии на перемешивание биомассы в процессе брожения.

Уравнение баланса в приведенном виде без большой погрешностью справедливо для общего случая назначения БГУ, т.е. получения биогаза и биоудобрения, а также улучшения экологической ситуации в местах скопления биоотходов, т.к. соотношение

стоимости получаемого биогаза к стоимости удобрения (без учета экологии) составляет 7,5-13 раз.

Количество теплоты (МДж/сут), которое расходуется на подогрев биомассы, загруженной в протяжении сутки, до температуры брожения (t_6) определяется

$$Q_{п} = m_{сут}^{общ'} \cdot c_c (t_6 - t_{з.м.})$$

Где $m_{сут}^{общ'}$ - суточная загрузка биомассы, доведенной до влажности 90-92%; c_c – теплоёмкость загружаемой в реактор биомассы, принимаем равной теплоёмкости воды – $4,19 \cdot 10^{-3}$, МДж/(кг·К); t_6 – принятая температура брожения биомассы. Для мезофильного режима брожения $t_6 = 35-37^\circ\text{C}$, для термофильного $t_6 = 55-57^\circ\text{C}$.

Температура загружаемой в реактор биомассы $t_{з.м.}$ зависит от места её поступления. Если биомасса поступает из животноводческого помещения, то её температура соответствует температуре в помещении; из открытого навозохранилища – температуре окружающей среды; если же навоз предварительно разбавляется теплой водой, то её температура составит среднеарифметическую от температур навоза и воды. Предпочтителен последний вариант.

Теплопотери от метантенка в окружающую среду определяется по формуле

$$Q_{oc} = K \cdot F (t_6 - t_{o.c.})$$

Где K – коэффициент теплопередачи от биомассы, находящейся в реакторе, в окружающую среду Вт/м²·К; F – площадь наружной поверхности ректора, м²; $t_{o.c.}$ – температура окружающей среды, °С.

Для реакторов изготавливаемых в земле из строительных материалов прямоугольным или квадратным сечением при известной величине его объема $V_p = (a \times b \times c)$ K_c , линейные размеры a (длина), b (ширина), c (высота) выбираются исходя из требуемого объема V_p и используемых стандартных элементов строительных конструкций.

Коэффициент K_c учитывает скругление внутренних углов строения и создание уклонов пола, $K_c = 0,85-0,9$.

Для цилиндрических реакторов, принимая отношение высоты к диаметру $H/D = 0,9 \dots 1,3 = \varphi$, по значению объема V_p определяют F :

$$F = \pi D \cdot H + \frac{\pi D^2}{2} = \pi D^2 \left(\varphi + \frac{1}{2} \right);$$

$$\text{При } \varphi = 1,2; H = 1,2 D; \quad V_p = \frac{\pi D^2}{4} \cdot H = \frac{1,2 \pi D^3}{4}; \quad D = \sqrt[3]{\frac{4V_p}{1,2 \pi}};$$

$$F = 1,7 \pi D^2 = 1,7 \pi \cdot \left[\sqrt[3]{\frac{4V_p}{1,2 \pi}} \right]^2$$

Для бетонных реакторов эллипсоидного типа сначала по известному объему реактора V_p определяются величины a и b (рис. 11.2). a и b – половины большого и малого диаметров эллипса. Объем эллипсоиды V_3 определяется по формуле [68]:

$$V_p = V_3 = \frac{4}{3} \cdot \pi \cdot a \cdot b^2.$$

Задаваясь величиной « a » определяем величину « b »

$$b = \sqrt{\frac{3V_p}{4\pi \cdot a}};$$

по известным величинам b и a определяем поверхность теплоотдачи эллипсоиды

$$F_3 = \frac{2\pi \cdot b \cdot a^2}{\sqrt{a^2 - b^2}} \left(\arcsin \frac{\sqrt{a^2 - b^2}}{a} + \frac{b\sqrt{a^2 - b^2}}{a^2} \right)$$

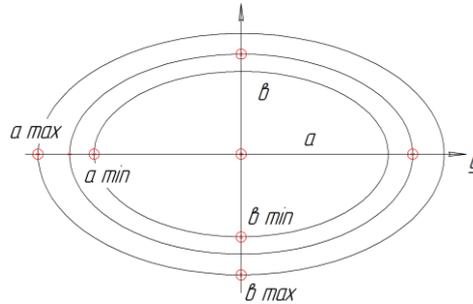


Рис. 11.2. Сечение эллипсоиды.

Величины « a » и « b » берутся средними между $a_{\max} \dots a_{\min}$ и $b_{\max} \dots b_{\min}$. (см.рис.11.2);

Толщина стенок эллипсоиды $a_{\max} - a_{\min} = b_{\max} - b_{\min} = 15 \dots 20$ см.

Коэффициент теплопередачи от биомассы в реакторе в окружающую среду K , Вт/(м² · К)

$$K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_B} + \sum_{i=1}^n \frac{\delta_i}{\lambda_i} + \frac{1}{\alpha_H}}$$

Где α_B и α_H – коэффициенты теплоотдачи от биомассы к внутренней поверхности стенки реактора и от наружной поверхности теплоизоляции к окружающей среде, Вт/(м² · К). Учитывая, что скорость движения биомассы в процессе её механического перемешивания в замкнутом пространстве незначительна (0,2...0,3 м/сек), можно считать, что процесс теплообмена на внутренней поверхности метантенка происходит при условиях свободной конвекции. С небольшой погрешностью тоже самое можно принять для теплоотдачи от наружной поверхности теплоизоляции в окружающую замкнутую среду (в землю, воздух в закрытом помещении). При расположении реактора под открытым небом необходимо учесть также скорость ветра обдувающего реактор.

В общем случае критерий Нуссельта $Nu = \frac{\alpha \cdot D}{\lambda}$ или $\left(\frac{\alpha \cdot L}{\lambda}\right)$ при свободной конвекции является функцией критериев Прандтля $Pr = \frac{\nu}{\alpha}$ и Грасгофа $Gr = \frac{g \cdot l^3}{\nu^2} \cdot \Delta t$ [83] и слабо зависит

от формы тела. Коэффициент теплопередачи со стороны биомассы (или воды в водяной рубашке) определяется по упрощенной формуле Нуссельта:

$$\alpha_{\theta} = 1,15 \left(\frac{\lambda^3 \rho^2 r}{\mu \cdot \Delta t \cdot H} \right)^{1/4} = 1,15 \frac{B'}{(\Delta t \cdot H)^{1/4}};$$

Где B' эмпирическая величина, которая рассчитывается по приближенной формуле:

$$B' = 5700 + 56t_{\theta} - 0,09t_{\theta}^2$$

Где t_{θ} температура биомассы в реакторе (или воды в системе обогрева).

Δt - разность температур биомассы и внутренней поверхности реактора. Для металлических реакторов $\Delta t = 0,5 - 1,0^{\circ}\text{C}$. H – высота реактора (линейный размер).

Для эллипсоидальных железобетонных реакторов

$$\alpha_{\theta} = \frac{1,15 B'}{(\Delta t \cdot \frac{a}{3})^{1,2}} \text{ при } a \leq \frac{a}{2} \text{ (рис. 11.2); } \Delta t = \sim (2 \dots 3^{\circ}\text{C})$$

Для приближенных расчетов коэффициент теплоотдачи от поверхности теплоизоляции к наружному воздуху (в помещение, землю) определяют по эмпирической формуле

$$\alpha_{\theta} = 9,3 + 0,0465t_{\text{ни}} + 7\sqrt{v}$$

где $t_{\text{ни}}$ – температура среды нахождения реактора (на воздухе, в помещении, в земле). Средняя температура зимой в помещениях производственного назначения $+10 - 18^{\circ}\text{C}$; в земле на глубине более 1,5 метра $+5^{\circ}\text{C}$; до 1,5 метров $- 5^{\circ}\text{C}$; v – скорость ветра, в земле и в помещениях $v = 0$.

При расчете коэффициента K теплопередачи от биомассы в окружающую среду, входящие в формулу значения конструктивных размеров (толщины металлических, бетонных и др. стен, теплоизоляции и т.д. $-\delta_i$) известны, значения коэффициента теплопроводности материалов находим из справочников [83] При расположении реактора под открытым небом, тепловые потери от метантенка в окружающую среду определяют для самых холодного и теплого периодов года для установления энергетической эффективности создаваемой БГУ.

Расход энергии на перемешивание биомассы в реакторе определяют по формуле:

$$Q_{\text{мех}} = g_{\text{норм}} \cdot V_{\text{з}} \cdot t_{\text{з}}$$

Где $g_{\text{норм}}$ – удельная нагрузка на механическую мешалку. В зависимости от размеров и угла наклона лопастей $g_{\text{норм}} = 50 \dots 80 \text{ Вт}/(\text{м}^3 \cdot \text{час})$ [84]; $V_{\text{з}}$ – объем реактора заполненный биомассой, м^3 ; $t_{\text{з}}$ – продолжительность работы мешалки. При периодическом перемешивании биомассы $t_{\text{з}} = t'_{\text{з}} \cdot n'$, где $t'_{\text{з}}$ – продолжительность перемешивания за один раз, n' – число перемешиваний.

Тепловая энергия, получаемая из биогаза выделившегося за сутки ($B_{\text{б.г.с}}$) составляет $Q_{\text{б.г.с}} = B_{\text{б.г.с}} \cdot H_{\text{и.б.г}}$; за цикл $Q_{\text{б.г.ц}} = T_{\text{ц}} \cdot B_{\text{б.г.с}} \cdot H_{\text{и.б.г}}$

где $Q_{б.г.с}$ и $Q_{б.г.ц}$ – тепловая энергия биогаза выделяющегося за сутки и за цикл; $T_{ц}$ – продолжительность цикла брожения; $H_{и.б.г}$ – низшая теплота сгорания неочищенного биогаза $H_{и.б.г} = 21-22 \frac{МДж}{м^3}$ (6000-7000 ккал/м³).

После расчета $Q_{п}$, $Q_{о.с}$ и $Q_{мех.}$ общие потери $Q_{т.п.}$ могут быть рассчитаны для средних отопительных и неопитательных температур для установления возможности аккумулирования биогаза.

Общая суточная выработка энергии БГУ, Мдж:

$$E_{Б.г.у} = Q_{б.г.с} - Q_{т.п} = Q_{б.г.с} - (Q_{п} + Q_{о.с} + Q_{мех.})$$

К.П.Д биогазовой установки

$$\eta_{Бгу} = \frac{E_{Бгу}}{Q_{б.г.с}} \cdot 100\%$$

Считая, что в году БГУ останавливают на техническое обслуживание и текущие ремонты на 25-30 дней, экономию условного топлива, за счет выработанного биогаза, можно рассчитывать по формуле

$$V_{у.т.} = \frac{E_{бгу} D_{р.г}}{29,3}, \text{ кг}$$

Где $D_{р.г}$ - дни работы БГУ в году, т.е. 335-340 дней. Данная методика для различных вариантов БГУ должна быть уточнена.

Вопросы для самопроверки

1. Принципы конструирования металлических реакторов (метантенков, ферментеров). Реакторы для БТТ.
2. Конструктивные схемы БГУ на рис 7 а,б,в.
3. Конструктивные схемы БГУ на рис 7 г.
4. Конструктивные схемы БГУ на рис 7 д,е,ж.
5. Конструктивные схемы БГУ на рис 7 з.
6. Конструктивные схемы БГУ на рис 8 а,б,в.
7. Расчет объема биомассы для ежедневной загрузки в реактор (для конкретного хозяйства, для модуля).
8. Расчет объема реактора по среднесуточному выходу биоотходов из хозяйства.
9. Тепловой расчет реактора – баланс распределения тепловых потоков.
10. Расчет поверхности теплоотдачи реакторов разных конструкций.
11. Расход энергии на перемешивание биомассы. Расчет экономии условного топлива за счет использования биогаза.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Основная

1. Эфендиев А.М. Биогаз. Технология и оборудование (Монография). Саратов, СГАУ. - 2012. 286с.
2. Баадер В., Доне Е., Бренндерфер М. Биогаз, теория и практика. (Перевод с нем. Серебрянный М.И.). -М.: "Колос", 1982. - 145с.
3. Эфендиев А.М, Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. Практикум. Саратов. СГАУ, 2005, 64с.

Дополнительная

1. Эфендиев А.М. Выбор и обоснование параметров биоэнергетических установок для Крестьянского-фермерских хозяйств. // Вестник Саратовского госагроуниверситета. - Саратов, 2009.-№10. - с. 64-69.
2. Эфендиев А.М. Энергоисточники для крестьянских подворий. // Ж. "Novus Trend", СГТУ. №2. - 2010. с. 66-69.
3. Разработка адаптированной к условиям регионов России биогазово-биогумусной технологии, выбор её основных параметров и создание опытно-производственной установки для энергосберегающего энергообеспечения животноводческих ферм. // Технический отчёт по НИР НИЛ "Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии" СГАУ им. Н.И.Вавилова за 2011 год, выполняемый по заказу МСХ РФ. Саратов, СГАУ, 2011. - 171с.
4. Исаченко В.П., Осипова В.А., Сукомел А.С. Теплопередача. - М: Энергия, 1981. - 417 с.
5. Михеев М.А., Михеева И.М. Основы теплопередачи. М.: "Энергия", 1977. - 343 с.
6. С.С. Кутателадзе, В.М. Боришанский. Справочник по теплопередаче,1959.

ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ, ИХ КОНСТРУКЦИИ.

Основным элементом любого ветряного двигателя является устройство, на которое непосредственно действует воздушный поток и оно превращает кинетическую энергию ветра в механическую работу. Это устройство называется ветроприёмником и его конструкция в основном предопределяет конструкцию всего ветродвигателя. По конструкции различают крыльчатые, карусельные, барабанные и роторные ветродвигатели. На рисунках 3.2, 3.3, 3.4 и 3.5(а,б) приведены крыльчатый, барабанный, карусельные и роторный ветродвигатели. Ветродвигатели работают за счёт аэродинамических сил, возникающих на лопастях ветроколеса, при набегании на них воздушного потока.

Ветроустановки различаются по принципу работы, конструктивному исполнению, быстроходности вращения ветроколеса, мощности и назначению.

По расположению оси вращения ветроколеса относительно направления воздушного потока ВЭУ подразделяются на горизонтально-осевые и вертикально-осевые. Крыльчатые и некоторые карусельные ветродвигатели имеют горизонтальную ось вращения, роторные и барабанные - вертикальную, карусельные ветродвигатели могут быть выполнены также с вертикальной осью вращения. Из вертикально-осевых ветродвигателей здесь рассматриваются только роторные.

У крыльчатых ветродвигателей ветроприёмным устройством является ветроколесо, у которого лопасти аэродинамически обтекаемые, все работают одновременно создавая вращающий момент (рис. 3.2). У барабанных (рис. 3.3) и карусельных (рис. 3.5 а,б), ветродвигателей одновременно работают часть лопастей, т.е., движение которых совпадает с направлением ветра. Вращающий момент на ветроколесах этих типов двигателей возникает за счёт разности давлений на лопастях. Для уменьшения сопротивления лопастей идущих на встречу ветра их прикрывают ширмой (барабанные и карусельные ветродвигатели), или делают изогнутыми (карусельные ветродвигатели). Коэффициент использования энергии ветра, ξ , барабанных и карусельных ветродвигателей не превышает 0,18, тогда как у крыльчатых $\xi = 0,45...0,48$. Из-за низкого коэффициента использования энергии ветра, громоздкости и тихоходности эти ветродвигатели не нашли широкого применения. У роторных ветродвигателей ротор создаёт меньший подпор воздушному потоку и их коэффициент использования энергии ветра в 1,5..2 раза выше чем барабанных и карусельных ветродвигателей. Это происходит, от того, что воздушный поток, скользя по выпуклой поверхности "а" (см. рис. 3.6) действует полной силой на изогнутую поверхность "в", огибает её и создаёт дополнительную силу и момент вращающий ротор. Кроме того роторные ветродвигатели имеют значительно большие начальные крутящие моменты при малых скоростях ветра по сравнению с крыльчатыми.

Поэтому вероятность их применения для практических целей достаточно высокая. На рис. 3.7 наряду с горизонтально - осевыми приводятся схемы нескольких вариантов роторов с вертикальными осями вращения, для создания ветродвигателей.

Ветроколесо современной ветроэнергетической установки с горизонтальной осью вращения бывает крыльчатого или пропеллерного типа (рис.3.7), одно-, двух-, трёх- и многолопастными. Как правило, для быстроходных ВЭУ используют двух и трёх лопастные, а для очень быстроходных - однолопастные ветроколеса (рис. 3.7).

Ветроустановки с вертикальной осью вращения (чашечный анемометр, роторы Савониуса, Дарье, Масгрува и Эванса) находятся в рабочем положении при любом направлении ветра, и их не нужно ориентировать к ветру. Их конструкции просты и при изготовлении не требуют больших денежных затрат. Однако по мнению некоторых авторов эти установки подвержены автоколебаниям и усталостным разрушениям. В работе возникает пульсация крутящего момента и выходных параметров генератора, поэтому их

применяют очень редко. Такое утверждение возникшее в 60-х годах XX столетия на наш взгляд было связано большими удельными массами применяемых для лопастей материалов и технологий изготовления подвижных элементов ветроприёмного устройства. При современных лёгких и прочных материалах, технологиях изготовления и методах испытания ветродвигателей такая опасность самоустраняется.

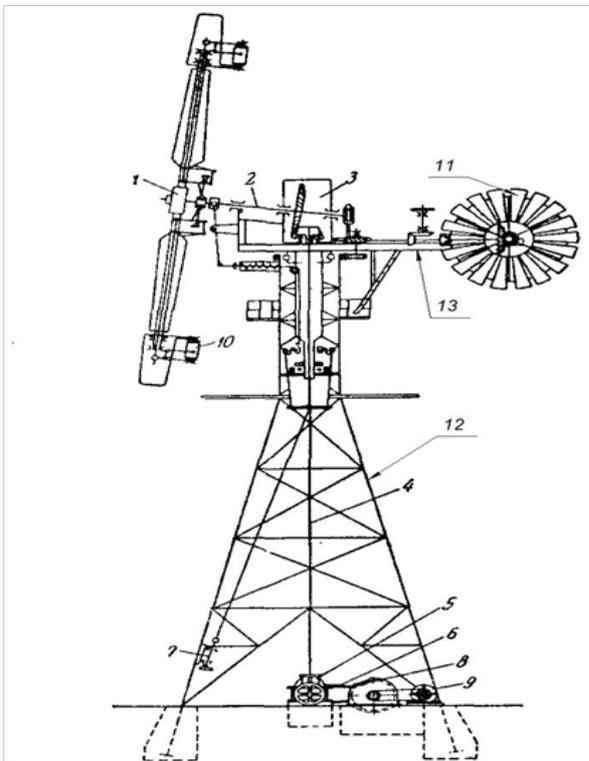


Рис.3.2 Схема крылатого быстроходного ветродвигателя 1- ветроколесо, 2- главный вал, 3 – верхний редуктор, 4-вертикальный вал, 5- нижний редуктор, 6-ременная подача, 7-лебедка для пуска и остановки двигателя, 8- инерционный аккумулятор, 9-электрический генератор, 10- стабилизатор, 11-виндзер, 12- опора, 13-головка

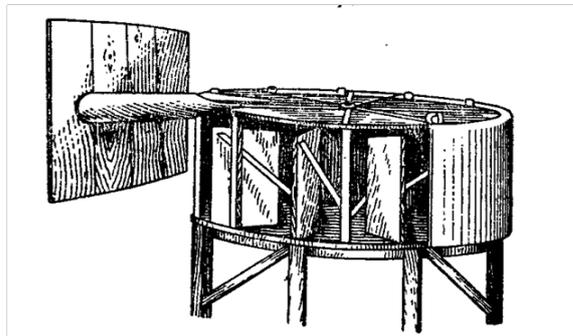


Рис.3.3 Ветродвигатель барабанного типа

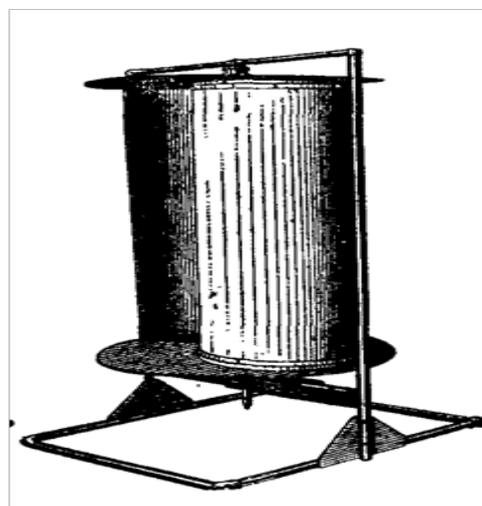
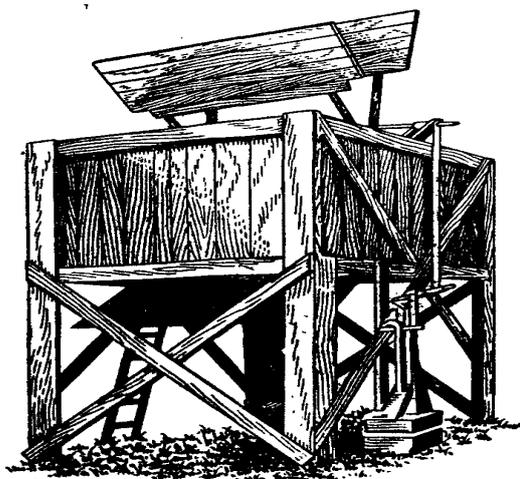


Рис.3.4.Роторный ветродвигатель



а

б)

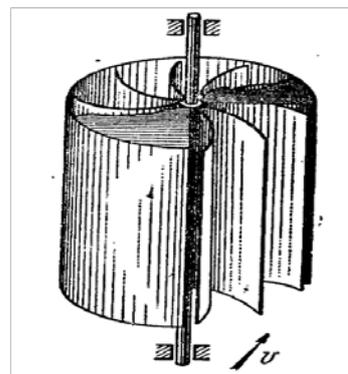


Рис.3.5. Карусельные ветродвигатели: а- с горизонтальной осью вращения; б-с вертикальной осью вращения и изогнутыми лопастями.

ге.

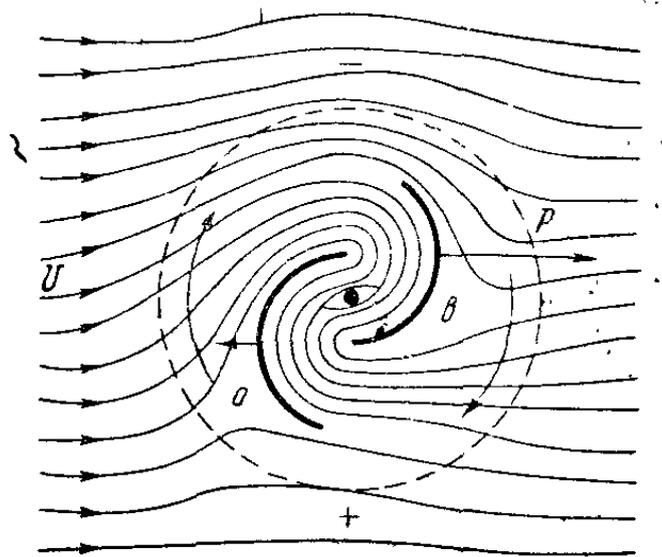


Рис.3.6.Схема обтекания ветром ротора (Савониуса).

По назначению ветроустановки бывают ветроэлектрические, универсальные, специализированные.

Ветроэлектрические установки имеют мощность от 0,25 кВт до 5 МВт и предназначены для автономного электропитания различных бытовых устройств: телевизоров, радиоприёмников, компьютеров, светильников, бытовых насосов и т.д. , зарядки аккумуляторов, а также энергообеспечения отдалённых от централизованных энергетических сетей населённых пунктов и производственных объектов, экспедиций, метеостанций, маяков, отгонных животноводческих ферм.

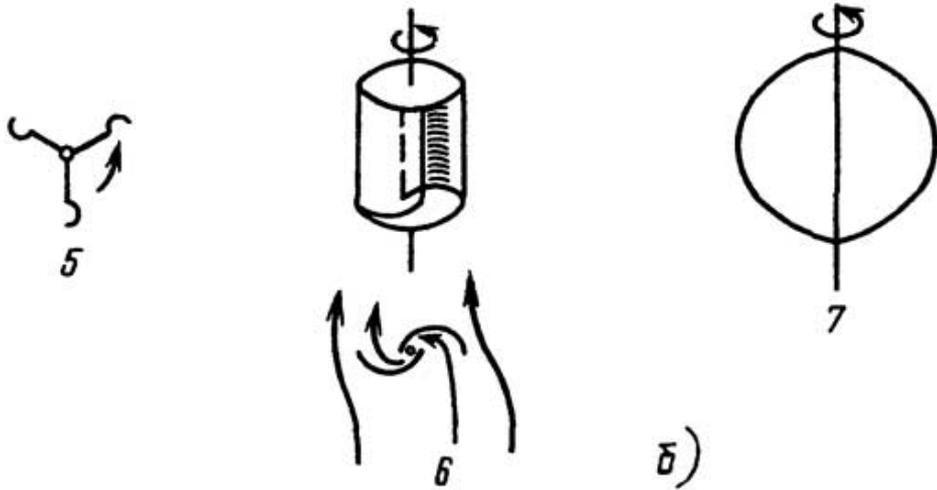
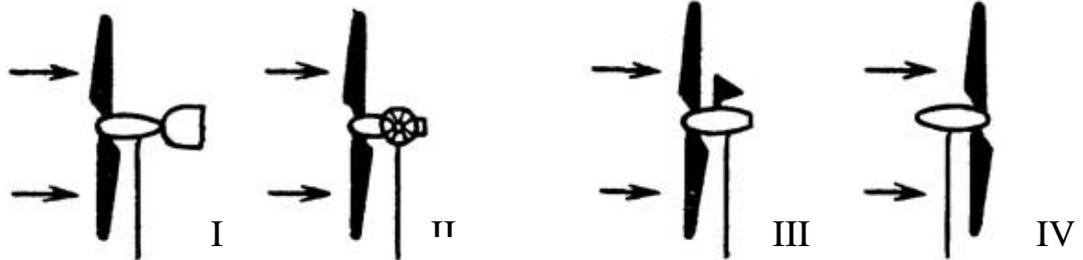
Универсальные ветроэнергетические установки предназначены для выработки электроэнергии и привода механических систем (насосные установки, мельницы, лесопильни ,камнерезки и т.д.)

Специализированные ветроэнергетические установки предназначены для работы в комплексах: гелиоветровая установка, гелиоветроопреснительная установка, гелиоветротеплонасосная установка, ветрогелиосушилка и т.д. для энергообеспечения средств автоматики и связи в отдалённых экспедициях, метеостанциях, погранзаставах морского базирования в экстремальных природно-климатических условиях.

Основные элементы лопастных ВЭУ: ротор - источник энергии - основной рабочий орган с системами и механизмами головки; опора, на которой монтируется головка ВЭУ с ротором.



а)



б)



в)

Рис. 3.7. Классификация ветроколёс: а) с горизонтальной осью, приведены способы ориентации при переднем расположении ветроколеса; б) с вертикальной осью; I - со стабилизатором; II - с дополнительным боковым колесом; III - с серводвигателем; IV - с самоориентацией; в) с концентраторами (усилителями) ветрового потока; 1 - однолопастное колесо; 2 - двухлопастное; 3 - трёхлопастное; 4 - многолопастное; 5 - чашечный анемометр; 6 - ротор Савониуса; 7 - ротор Дарье; 8 - ротор Масгрува; 9 - ротор Эванса; 10 - усилитель потока.

В зависимости от мощности ВЭУ генератор с его приводом может устанавливаться на головке или у основания опоры.

На рисунках 3.2 и 3.8 приведены конструкции двух вариантов однотипного крыльчатого ветродвигателя различных мощностей. Быстроходный ветродвигатель с нижним расположением генератора (рис. 3.2) состоит из ветроколеса 1, главного вала 2, верхнего редуктора 3, вертикального вала 4, нижнего редуктора 5, ремённой передачи от нижнего редуктора 5 к инерционному аккумулятору 8, лебёдки 7 для пуска и остановки двигателя, электрогенератора 9, стабилизатора 10, виндзора 11, опоры 12 и головки 13.

У ветродвигателя с верхним расположением генератора, приведённого на рис. 3.8 на головке ВЭУ размещены ротор, редуктор, электрогенератор, муфта, соединяющая выходной вал редуктора (мультипликатора) с генератором; привод угла установки лопастей; система поворота и ориентации ротора на ветер (виндзор); преобразователь энергии; блоки системы автоматического регулирования и необходимое вспомогательное оборудование.

Для управления работой ветроколеса ветродвигатель оборудуют системой автоматического регулирования.

В соответствии с государственными стандартами установлены девять типов ветроагрегатов мощностью от 0,25 до 100 кВт.

Агрегаты мощностью до 0,25 кВт (АВЭ) предназначены для зарядки аккумуляторов; агрегаты мощностью до 1 кВт для подъёма воды, зарядки аккумуляторов, освещения и питания бытовой техники.

Ветромеханический агрегат (АВМ) мощностью 1 - 2 кВт и ветроэлектрические мощностью до 16 кВт предназначены для подъёма и опреснения воды на пастбищах, выработки электрической энергии.

Ветроэлектрические агрегаты мощностью 16 - 100 кВт предназначены для электропитания различных агрегатов и потребителей в труднодоступных зонах при отсутствии других энергоисточников.

В России разработкой и штучным изготовлением (по заказу) ветроэнергетических установок последние 3 - 4 года занимаются научно - инженерный Центр "Виндэк", ЗАО "Агрегат - привод", ЦНИИ "Электроприбор" (С-Петербург), Рыбинский приборостроительный завод (Ярославская обл.), ООО "Нотека-С", ООО "Московский машиностроительный завод "Вперёд".

Основной производитель ВЭУ - НПО "Ветроэн", и его филиал в Астархани "Ветроэнергомаш" выпускают ветродвигатели мощностью 1 - 4 кВт. Помимо этого по заказу ветроагрегаты изготавливают также предприятия "Торнадо", "Радуга", "Ветроток".

Основные характеристики некоторых современных российских ветроагрегатов приведены в таблице 9.1.

Основные параметры ветроустановок российского производства

Таблица 9.1

Наименование Марка	Диаметр ветроколеса, м	Омываемая поверхность, м ²	Мощность номинальная, кВт	Расчётная скорость ветра, м/сек	Число лопастей
АВЭ-4	6,6	34,2	4	9	2
АВЭ-16	8	50,3	16	9	2
Радуга-001	4,8	18,1	1,0	7,1	3
Радуга-008	10	78,5	8	7,8	3
ВЭУ-16	6,5	33,2	16	17,5	2
ВТН8-8	8,45	62,5	8	9	2
ВЭС-2	4,8	18,1	2/4	8/14	3
ВЭС-5	8	50,3	5/10	8/14	3
Виндэк-0,2	0,8*	3,12	0,2	3-40**	1
Виндэк-0,5	1,5*	9,5	0,5	3-40**	1
Виндэк-1	2,2*	19,5	1,0	3-40**	1
УВЭ-500	2,2	3,8	0,5	3-25**	3
Шексна-1	2,8	6,2	0,5	3-30**	3

Примечание: * - длина лопасти, ** - рабочий диапазон скорости ветра.

В регионах РФ зоны достаточно сильных и устойчивых ветров располагаются на побережье Балтийского, Баренцева, Белого морей, Ледовитого и Тихого океанов. Действующие 8 ВЭУ мощностью 0,3...5,4 МВт, расположены от Калининграда до Берингово пролива, в Калмыкии и Ростовской области (табл. 3.3).

Таблица 9.2

Установленные мощности действующих российских ВЭС.

№ п/п	Название	Мощность, МВт.	Производитель
1	Воркутинская ВЭС	1,5	НПО "Южмаш" Украина, "Ветроэн" Россия
2	Калмыкская ВЭС	1,0	МКБ "Радуга"
3	Маркинская ВЭС	0,3	НПО "Южмаш" Украина, "Ветроэн" Россия
4	Куликовская ВЭС	5,4	"Vesdas" Дания
5	ВЭС на о. Беринга	1,2	"Mikdon" Дания
6	Башкирская ВЭС	2,2	"HAG" Германия
7	Анадырьская ВЭС	2,5	НПО "Южмаш" Украина, "Ветроэн" Россия
8	Волгадонская ВЭС	0,3	"HCW" Германия
9	До 1500 малых ВЭУ мощностью 0,1 - 30 кВт	-	-

Первая современная ВЭУ мощностью 225 кВт Датского производства установлена под Калининградом. Подписано соглашение с Данией о строительстве в Калининградской области несколько ВЭС суммарной мощностью 50 МВт в прибрежной полосе 500 м от берега Балтийского моря. Построены 1500 малых ВЭУ мощностью 0,1 - 30 кВт в других регионах РФ. ВЭУ могут использоваться также в горных и предгорных районах Урала, Сибири, Алтайского края, Северного Кавказа и на побережье Каспийского моря.

В сельском хозяйстве наиболее целесообразно использование энергии ветра для обеспечения энергией удалённых от центрального энергоснабжения автономных потребителей; обеспечения ею животных на пастбищах или на отдельных фермах; для опреснения воды. Ветроэнергетические водоподъёмные устройства бывают двух типов : с механическим приводом к водоподъёмнику или поршневному насосу; с генератором и насосом с электроприводом.

Вопросы для самоконтроля.

1. Типы ветродвигателей, их конструкции.
2. Горизонтальноосевые ветродвигатели.
3. Ветродвигатели с вертикальной осью вращения.
4. Классификация ветроколес.
5. Ветроустановки с верхним и нижним расположениями генератора.
6. Ветромеханические агрегаты АВМ-3 и АВМ-4.
7. Быстроходный агрегат «Ветерок».

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Основная

1. Лабейш В.Г. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. Учебное пособие. Санкт-Петербург, 2003, 80с.
2. Эфендиев А.М, Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. Курс лекций. /А.М. Эфендиев. Саратов, СГАУ, каф. «ЭОП АПК».-2008.-73 с. Электронная версия.

Дополнительная

1. Тверитин А.В. Использование ветроэнергетических установок в сельском хозяйстве. Москва., 1985.
2. Возобновляемые источники энергии: Учебное пособие/ Васильев Ю.С., Елистратов В.В., Мехаммедиев М.М. Претро Г.А. - СПб.: Издательство СПбГТУ, 1995. - 102с.
3. Шефтер Я.И. Использование энергии ветра., Москва, 1983.
4. Твайделк Дж., Уэйр А. Возобновляемые источники энерги. - М: Энергоатомиздат, 1990. - 392 с.

УПРОЩЕННЫЙ РАСЧЕТ ВЕТРОДВИГАТЕЛЬНОЙ УСТАНОВКИ. ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГИИ ВЕТРА В СЕЛЬСКОМ ХОЗЯЙСТВЕ.

Использование энергии ветра сопряжено с рядом трудностей: необходимостью установления точных данных о скорости и направлениях ветра в данной местности по месяцам, дням, часам, по высоте от уровня земли; физическими свойствами воздуха: его плотность почти в 800 раз меньше плотности воды. При малой концентрации воздушного потока на единицу площади рабочего органа - ветроколеса, его размеры оказываются достаточно большими.

Скорость движения ветра для разных регионов неодинакова, непрерывно изменяется во времени и пространстве, что связано с рельефом местности, географическими широтами - неравномерностью нагрева земной поверхности солнцем, аэрокосмическими процессами запусков и посадок ракет и т.д.

Скорость ветра существенно изменяется по высоте. Вблизи поверхности земли вследствие трения и неравномерности ландшафта, наличия строений и других искусственных преград происходит торможение воздуха. Утверждение некоторых авторов о возможности принять постоянным скорость ветра на высоте 10 метров для определённой местности не имеет основания. Это подтверждается данными таблиц немецких исследователей: по 16 метеостанциям в течение 8 лет ежемесячно проводились усреднение скорости ветра на высотах от 5 до 100 метров, на побережьях морей и на удалении до 100 км.

Прежде чем развернуть ветроэнергетику необходимо получить точный ответ на вопрос: насколько практически и экономически целесообразно для данного района промышленное использование энергии ветра как источника электроснабжения и в каких пределах использование энергии ветра может быть экономически целесообразным. Для получения достоверного ответа необходима многолетняя информация о средних значениях скорости ветра, обработанная методами математической статистики [25].

При разработке теории ветроколеса и его расчётах принимают ряд допущений, которые делают методику упрощённой.

10.1. Упрощенный расчет.

Обозначим "m" массу воздуха, протекающую через омываемую лопастями поверхность A (м²) со скоростью v. Очевидно, что

$$m = \rho \cdot v \cdot A,$$

где ρ - плотность воздуха, кг/м³.

Кинетическая энергия ветра $E = (m \cdot v^2)/2$. В формулу подставим значение "m", тогда $(m \cdot v^2)/2 = (\rho \cdot v^3 \cdot A)/2$. Отсюда следует, что энергия ветра пропорциональна кубу его скорости.

Мощность N определяется произведением силы F на скорость v. Действие силы на тело произвольной формы определяется по уравнению

$$F = (C_x \cdot A \cdot \rho \cdot v^2)/2,$$

A - сечение ветроколеса, м²; C_x - аэродинамический коэффициент, определяемый по графикам на рис. 11.24.

При C_x = 0,9; A = 1,6 м²; $\rho = 3,3$ кг/м³ и v = 6 м/сек; F = 0,337 кВт.

Обозначим через "u" скорость вращения лопатки ветроколеса. Очевидно, относительная скорость набегающего ветра будет v - u.

$$F_x = [(C_x \cdot A \cdot \rho) / 2] \cdot (v - u)^2$$

$u = (\pi \cdot n \cdot R) / 30$. Если принять $n = 30,0$ мин⁻¹, тогда

$u = 3,14 \cdot 30 / 30 = 3,14$ м/с; $F_x = 0,9 \cdot [(1,6 \cdot 1,3)/2] \cdot (6 - 3,14)^2 = 7,66$ кг · м = 0,102 л.с. = 0,075 кВт.

Работу ВЭУ находим по формуле

$$N = [(C_x \cdot A \cdot \rho)/2] \cdot (v \cdot u)^2 \cdot u.$$

Работа ветроустановки: $N = 3,14 \cdot 7,66$ (кг · м · м)/с = 24 кг м²/с

Отношение работы, развиваемой движущейся поверхностью A , к энергии ветрового потока $(\rho \cdot v^3 \cdot A)/2$, имеющего поперечное сечение A , называется коэффициентом использования ветра:

$$\eta = \frac{C_x \frac{A \cdot \rho}{2} (v-u)^2 \cdot v}{A \cdot \frac{v^3 \cdot \rho}{2}} = C_x \left(1 - \frac{u}{v}\right)^2 \cdot \frac{u}{v}$$

тогда мощность двигателя

$$N = [(\rho \cdot v^3 \cdot A)/2] \cdot \eta, \text{ где } \eta = 0,3 \dots 0,5.$$

Для параметров окружающей среды $t=15^0\text{C}$ и $P=1,013 \cdot 10^5$ Па мощность двигателя, можно определить по формуле, вместо A подставив $(\pi \cdot D^2)/4$:

$N = 0,481 \cdot D^2 \cdot v^3 \cdot \eta \cdot 10^{-3}$, ($\pi = 3,14$; $\rho = 1,23$); При $t=0^0\text{C}$ и $P=1,013 \cdot 10^5$ Па; $N = 0,5074 \cdot D^2 \cdot v^3 \cdot \eta \cdot 10^{-3}$, где D - диаметр ветроколеса, м

$$D = \sqrt{\frac{2080 \cdot N}{v^3 \cdot \eta}}$$

Для других температур t_b и давления воздуха P_b уравнение для определения мощности N_x будет иметь вид:

$$N_x = [N \cdot (273+15) \cdot P]/[(273+t_b) \cdot P].$$

Соответственно диаметр ветроколеса составит:

$$D = \sqrt{\frac{2080 \cdot N}{v^3 \cdot \eta}} \cdot \sqrt{\frac{(273+t_b) P_b}{(273+15) P}}$$

Скорость ветра v , при которой ветроколесо должно развивать необходимую мощность принимают равной 8-14 м/с.

При выполнении расчёта определяют быстроходность ветродвигателя Z , равную отношению скорости конца лопасти ветрового колеса к скорости ветра.

$Z = (2\pi \cdot n \cdot R)/v$, где $R=D/2$ - радиус ветроколеса, м; n - частота вращения, мин⁻¹:

$$n = (Z \cdot v)/(2\pi \cdot R).$$

Общую суммарную мощность ветроустановок на данной местности можно увеличить за счёт увеличения площади $A = (\pi \cdot D^2)/4$, через которую проходит ветровой поток. но так как диаметры лопаток определены ГОСТом, для увеличения площади A необходимо использовать несколько (максимально возможное количество) ветроустановок.

10.2. Принципиальные возможности испытания энергии ветра в сельском хозяйстве

Как уже было сказано, ветер является источником энергии. Чтобы использовать эту энергию нужно сначала превратить ее в механическую, тепловую или электрическую энергию. Было отмечено также, что ветровая энергия наиболее широко используется в сельском хозяйстве для водоснабжения животноводческих ферм в отгонном животноводстве, это наиболее простой и доступный способ потребления ветровой энергии, например, в степных районах примыкающих к Казахстану, южном Поволжье и Северном Кавказе. В своё время в Узбекистане, Казахстане, Туркмении были разработаны и успешно использовались ветровые водопреснителы. В качестве источников электроэнергии ВЭУ использовались очень мало, например в Прибалтике, Сибири, для отдалённых объектов, таких как геологические партии, зимовки, гидрометеостанции, маяки, и для теплиц на этих областях. Крупные ветроэнергетические установки так и остались проектами. В ряде случаев осуществилось производство экспериментальных экземпляров ВЭУ.

Какие же методы превращения ветровой энергии следует считать целесообразными и доступными для сельхозпроизводств и производственных процессов вообще. Вот некоторые из них:

1. Непосредственное, (без промежуточных этапов), превращение ветровой энергии в механическую для нагрева воды (ветровая мешалка).

2. Превращение ветровой энергии в низкокачественную электрическую энергию, затем - тепловую с помощью трубчатых электронагревателей (ТЭН), для теплоснабжения и горячего водоснабжения. В этом случае к качеству и параметрам получаемой электрической энергии не предъявляются жёсткие требования и установки оказываются простыми и дешёвыми.

3. Непосредственное превращение в качественную электроэнергию для выравнивания пиковых нагрузок основных сетей, для малой аккумулятивной энергетики.

4. Использование в комплексе с другими возобновляемыми источниками.

Последний метод рассмотрим более подробно.

Аккумулирующая способность широко распространённого теплоносителя - воды (да и других теплоносителей), позволяет одновременно использовать для тепловых процессов несколько типов источников энергии, например, энергию ветра, солнца, топлива (газ, уголь, торф, мазут, сланцы) и т.д. Применение ветровой и солнечной энергий как дополнительных источников, сводит к минимуму затраты топлива и электроэнергии на нагревание теплоносителей.

Наиболее перспективными в будущем могут оказаться (применительно к РФ) гелио-ветро-тепловые установки, гелио-ветро-биоустановки, гелио-ветро-теплонасосные установки.

Гелио-ветро-тепловые установки (рис.10.1) могут вырабатывать электрическую энергию для освещения и электроснабжения, механическую энергию для подъёма воды, тепловую энергию для отопления и горячего водоснабжения. Электрическая мощность такого комплекса не более 5 кВт; комплекс предназначен для небольших потребителей. Схема установки приведённой на рис.3.9 служит для опреснения воды. Вода нагревается в солнечном коллекторе - “горячий ящик” 1, электронагревателе 2 с приводом от ветроустановки 3 и в бассейне с солевым раствором 4.

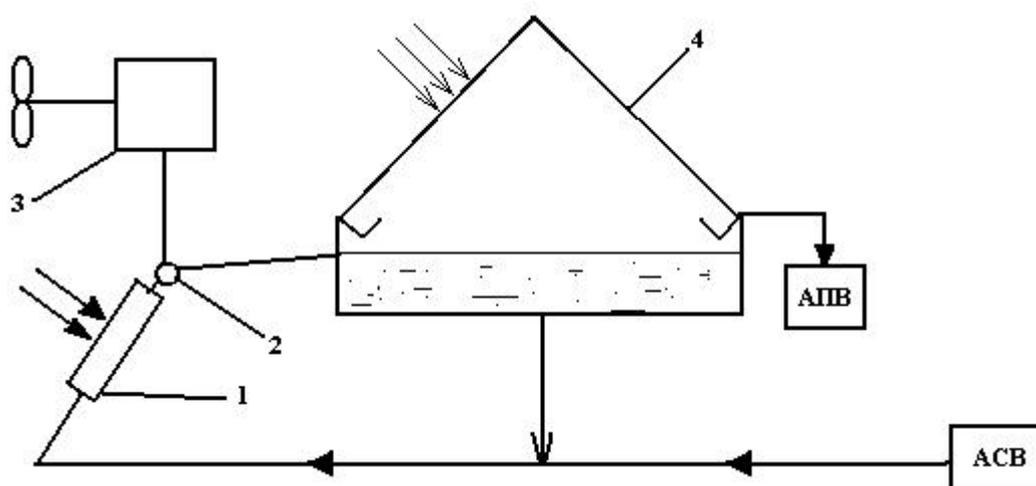


Рис.10.1 Схема гелио-ветро-опреснительной установки: 1 - плоский солнечный коллектор; 2 - электрический или фрикционный нагреватель; 3 - ветроагрегат; 4 - бассейн с солёной водой; АПВ - аккумулятор пресной воды; АСВ - аккумулятор солёной воды.

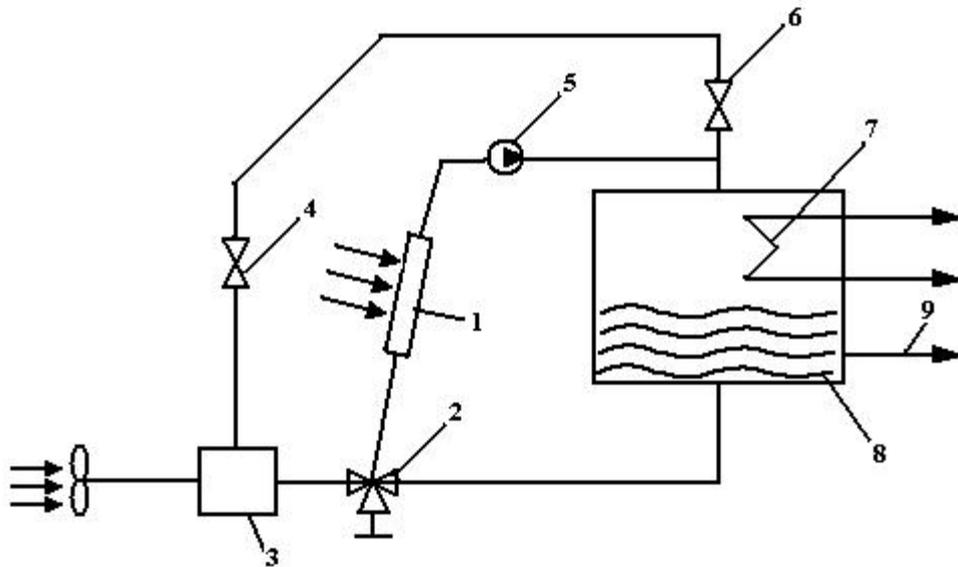


Рис.10.2 Схема гелио-ветровой установки: 1 - солнечный коллектор; 2 - трёхходовой регулятор; 3 - ветроаэродинамический нагреватель; 4 - регулирующий клапан; 5 - насос; 6 - обратный клапан; 7 - система горячего водоснабжения; 8 - термоаккумулятор; 9 - система отопления.

Вода в системе циркулирует самотёком, что видно из схемы (см. рис. 10.1). Солнечный коллектор служит для опреснения воды в летний период времени, горячего водоснабжения весной, летом и осенью, при этом параллельно работает бассейн с рассолом. ВЭУ дополняет работы этих двух компонентов, что достаточно повышает КПД установки.

Схема установки рис. 10.2 более простая. Здесь каждая система, т.е. ветронагреватель и “горячий ящик” (плоский гелиоколлектор), самостоятельно нагревает часть циркулирующей воды через теплоаккумулирующий бак 8. В аккумуляторе нагревается теплообменник 7, обеспечивающий систему горячего водоснабжения водой.

Принцип действия гелиоветроэнергетического теплового насоса (рис. 10.3) заключается в осуществлении обратного термодинамического цикла: теплота “отбирается” фреоном от солнечного коллектора-испарителя 1, образовавшиеся пары сжимаются компрессором 4, который приводится в движение ветроагрегатом 3, отчего температура паров повышается. Сжатые пары фреона направляются в конденсатор 6, где отдают теплоту, а сконденсировавшийся фреон после снижения его давления в дросселе 7 поступает снова в солнечный коллектор-испаритель 1.

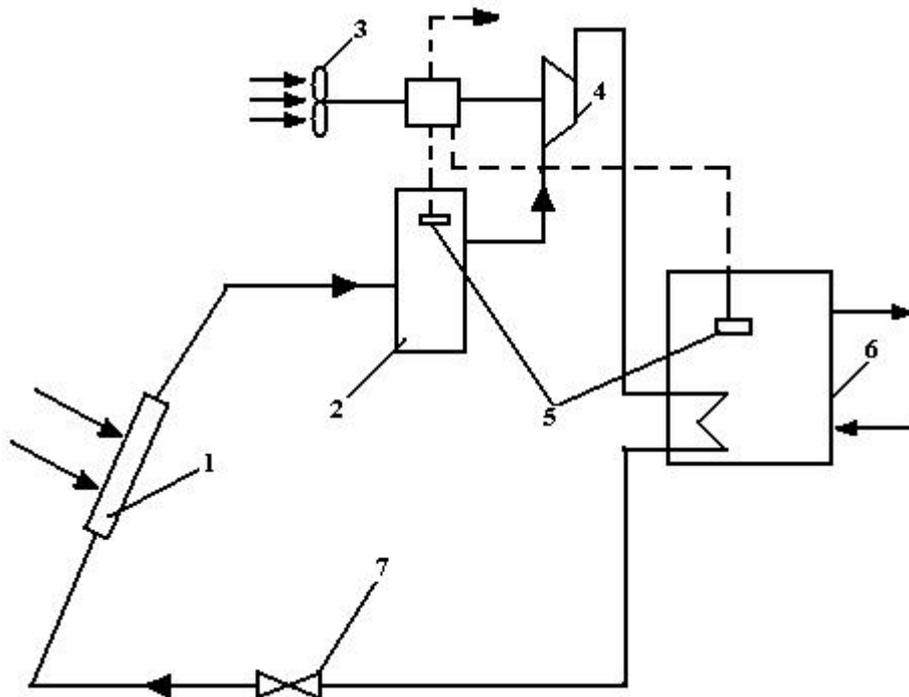


Рис.10.3 Схема гелио-ветро-теплonasосной установки:

1 - солнечный коллектор-испаритель; 2 - теплообменник; 3 - ветроагрегат; 4 - компрессор; 5 - электрические или фрикционные нагреватели; 6 - конденсатор; 7 - дроссель.

Наиболее простой способ комбинирования гелио- и ветро энергий - это сушильные установки (рис. 10.4), где воздух, нагреваемый в трубах 4 рассоловой ванны 1, всасывается через сушильный шкаф 3 вентилятором 2, приводимым в движение ветром. На полках сушильного шкафа укладываются овощи или фрукты для сушки. Установка может применяться и для сушки сена, коконов, зерна и т.д.

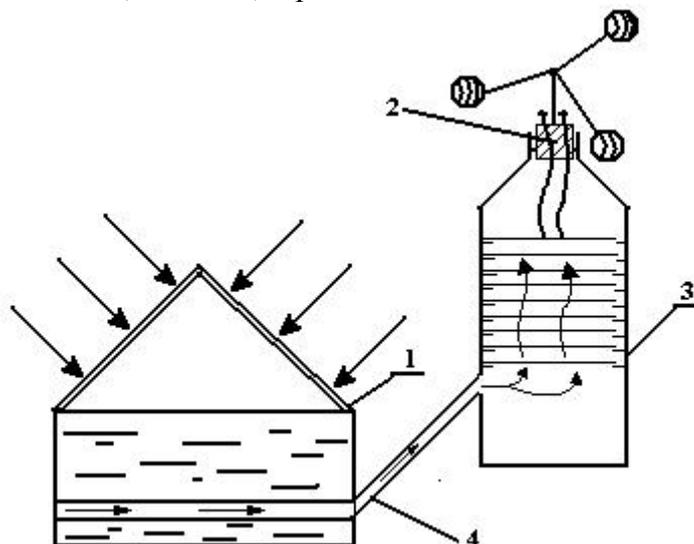


Рис. 10.4 Ветро-гелиосушилка:

1 - рассоловая ванна; 2 - вентилятор с приводом типа "анемометр"; 3 - сушильный шкаф; 4 - воздушные трубы.

Практически для использования ВЭУ на всей территории России имеются условия. Ориентировочно подсчитано, что энергия, которая может быть получена на территории РФ с помощью ВЭУ, составляет около 180-220 млрд. кВтч/год. Выработка не менее 2-3 млрд. кВтч электроэнергии в год с помощью ВЭУ (1,5-2 % общих запасов ветровой энергии) является вполне реальной. Однако на сегодняшний день не существует не только долгосрочной, но и локальной, целевой программы по ветроэнергетике.

Вопросы для самоконтроля.

1. Трудности использования энергии ветра.
2. Что необходимо знать для развертывания ветроэнергетики в любом регионе?
3. Расчет основных параметров установки.
4. Целесообразные методы превращения тепловой энергии (в механическую, тепловую и электрическую).
5. Гелио-ветро-тепловые установки.
6. Гелио-ветровая установка.
7. Гелио-ветро-теплонасосная установка.
8. Гелио-ветро-сушильная установка.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Основная

1. Лабейш В.Г. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. Учебное пособие. Санкт-Петербург, 2003, 80с.
2. Эфендиев А.М, Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. Курс лекций. /А.М. Эфендиев. Саратов, СГАУ, каф. «ЭОП АПК».-2008.-73 с. Электронная версия.

Дополнительная

1. Тверитин А.В. Использование ветроэнергетических установок в сельском хозяйстве. Москва., 1985.
2. Возобновляемые источники энергии: Учебное пособие/ Васильев Ю.С., Елистратов В.В., Мехаммедиев М.М. Претро Г.А. - СПб.: Издательство СПбГТУ, 1995. - 102с.
3. Шефтер Я.И. Использование энергии ветра., Москва, 1983.
4. Твайделк Дж., Уэйр А. Возобновляемые источники энергии. - М: Энергоатомиздат, 1990. - 392 с.

ПРИЛИВНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ. ЭНЕРГИЯ ВОЛН.

ГЕОТЕРМАЛЬНАЯ ЭНЕРГИЯ.

В дополнение к вышеперечисленным нетрадиционным и возобновляемым источникам энергии следует отнести энергию волн морей и океанов, приливно-отливную и геотермальную энергию; теплонаносные установки использующие низкотемпературную теплоту разных сред и превращающие её более высокотемпературную.

Энергию волн морей и океанов, также и приливно-отливную энергию морской воды можно использовать в прибрежных зонах путём строительства специальных гидроэлектростанций, дающих чистую, качественную электроэнергию. В мировой практике такие источники малой энергетики достаточно известны.

11.1. Приливные электростанции.

В мировом океане приливную волну порождают притяжение Земли Луной и Солнцем. Высота приливной волны максимальна при расположении этих планет как показаны на схеме 11.1.а, минимальна на схеме 11.1.б.

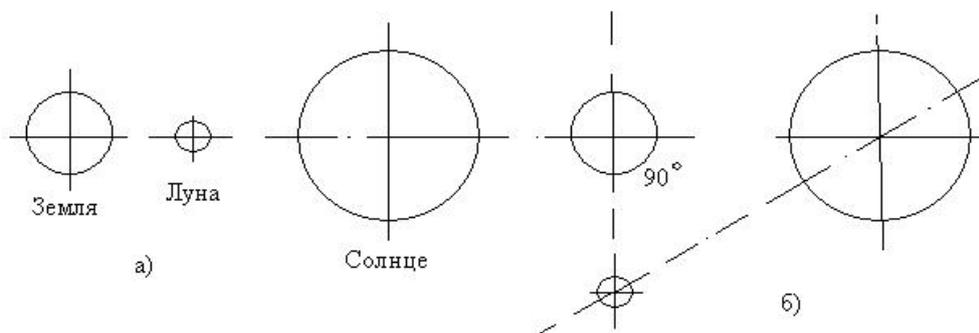


Рис.11.1.а,б. Расположение планет при максимальной (а) и минимальной (б) высоте приливной волны.

Высота этих волн на различных местах прибрежных зон мирового океана колеблется от 2...3 метра до 20 метров. Скорости приливно-отливных течений достигают до 4 м/с (15км/час).

Для строительства приливной ГЭС как правило выбирают створы проливов или устье реки, так как при приливе в них затекает морская вода, при отливе вытекает. Перегородив пролив или устье реки плотиной создают бассейн в котором уровень воды при приливе может подниматься до 10-20 метров чем в море. Эта разность уровней воды используется турбинами приливных электростанций (ПЭС). При приливе работают одни турбины, при отливе другие. Когда уровень воды в бассейне и море при отливе выравнивается ПЭС прекращает работать. Продолжительность работы приливных электростанций с одним бассейном составляет по 3...4 часа два раза в день. Остальное время станция не работает. Мощность ПЭС теоретически определяется зависимостью:

$$N_{\text{пэс}} = 225A^2F, \text{ кВт}$$

где A - среднегодовая высота приливов, м; F - площадь бассейна за плотиной, км².

Целесообразным считается строительство ПЭС, если приливная волна достаточно высокая, площадь бассейна F-большая и створ пролива достаточно узкий, т.е. капвложения на строительство плотины минимальная. На территории РФ действуют Кислогубская ПЭС мощностью 400кВт на побережье Кольского полуострова. Проектируются ПЭС мощностью 320МВт (Лумбовская ПЭС) на Кольском полуострове и Мезенская ПЭС мощностью 6000МВт у Белого моря и др. Достаточно мощные ПЭС действуют в Англии, Франции и других приморских странах. Перспективными являются ПЭС с двумя бассейнами которые вырабатывают энергию непрерывно, но они достаточно дорогостоящие.

11.2. Энергия волн.

Ветры в море разводят волнение. Энергия волн зависит от скорости ветра и длины пробега (от амплитуды и периода волн). Механическая энергия волны пропорциональна длине и квадрату высоты. Средняя энергия океанских волн оценивается в 50 кВт/м, когда как энергия волны высотой 6 метров превышает 100кВт на один погонный метр. Суммарная волновая мощность Мирового океана оценивается примерно в 2700 ГВт. Волновых электростанций в РФ нет, но возможно их создание на побережье Белого, Баренцево и Тихоокеанских морей.

Волновые энергетические установки создаются нескольких разновидностей:

- На подобие приливных электростанций с плотиной-волнорезом для бассейна (о. Маврикий в Индийском океане), где волны заполняют бассейн и установленные в плотине низконапорные турбины вырабатывают электроэнергию.

- Понтонные - вырабатывающие энергию в сжатой жидкости поршневой гидравлической системе, затем превращающий её в механическую или электрическую энергию.

- Автономные пневмоэлектрические буи небольших мощностей, вырабатывающие электроэнергию или сжатый воздух. Электроэнергия используется для зарядки аккумуляторов.

- Заякоренный буй с капсульным гидроагрегатом вырабатывающий электроэнергию при движении буя вверх и вниз на волнах и т.д.

Два последних варианта являются разработками Японии.

11.3. Геотермальная энергия.

Под геотермальной энергией понимают теплоту вулканических очагов, парогидротерм глубоко залегающих горных пород.

Геотермальная энергия - это тепловая энергия, готовая для практического пользования.

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

11.3.1. Ресурсы геотермальной энергии.

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

В 1904 году впервые в Италии пар геотермального происхождения был использован для выработки электроэнергии на паросиловой установке. В первые годы XXI столетия в

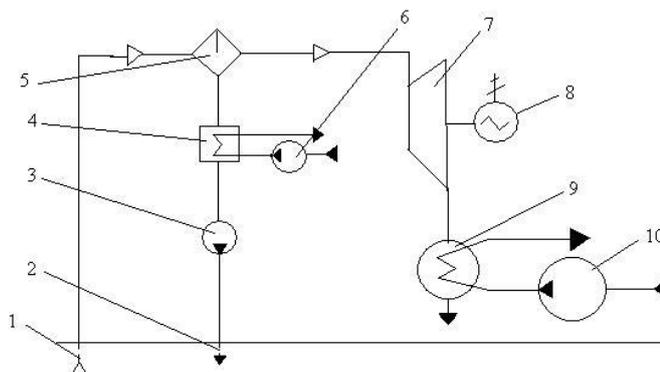
мире работали 223 ГеоТЭС, их суммарная мощность составляла 5316 МВт, строятся ещё 117 станций общей мощностью 2017 МВт. Более 40% действующих мощностей приходится на долю США. На ГеоТЭС Филиппинских островов установленная мощность составляет около 900 МВт, в Мексике - 700, в Италии - 500, в России - 21 МВт.

Россия обладает потенциальными запасами геотермальной энергии в вулканических районах на Камчатке, Курильских островах и на предгорных участках в ряде регионов. Годовой топливный эквивалент геотермальных источников, годных для использования (с содержанием солей в теплоносителе менее 10 г на литр) на Кавказе и в Предкавказье оценивается в 2 млн т условного топлива, на Камчатке и Курилах в 1,8 млн т, в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке в 3,4 млн т, в Западной Сибири в 10 млн т.

Встречающиеся на мировой практике максимальные величины параметров геотермального пара на глубине 1500 метров составляет: температура 365°C, давление 5,5 МПа. Для российских скважин глубиной от 500 м до 3 км пароводяные смеси имеют температуру до 250°C и энтальпию в пределах 1500...2600 кДж/кг. Важным преимуществом геотермальной энергии является независимость от времени суток и года, климатической зоны, метеорологических условий. К недостаткам геотермальной энергетики относятся минерализация пароводяной смеси, насыщенность газами (в том числе, ядовитым сероводородом), большим количеством мельчайших твёрдых частиц.

11.3.2. Одно- и двухконтурные ГеоТЭС.

В одноконтурной установке паровая фракция выделяется из геотермальной пароводяной смеси в сепараторе и поступает на конденсационную турбину, работающую на насыщенном паре (рис 4.2.). Теплоноситель из скважины несёт в себе большое количество солей и вредных газов (в том числе, сероводород H_2S), присутствие которых в паровом контуре недопустимо. Поэтому необходима сепарация пара. Использование гравитационного сепаратора обеспечивает на выходе влажность пара 0,01...0,05%.



Принцип работы одноконтурной ГеоТЭС следующий (см. Рис 11.2.): горячая геотермальная вода направляется из сепаратора пара 5 в сетевой подогреватель 4, где её теплота используется для теплофикации, и затем закачивается насосом 3 обратно в пласт по требованиям охраны окружающей среды и поддержания пластового давления. Обычно глубина таких обратных скважин 2 примерно такая же, как и у эксплуатационных скважин 1.

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

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

В состав двухконтурной ГеоТЭС (рис.11.3.) входит парогенератор 4, в котором тепловая энергия геотермальной пароводяной смеси используется для нагревания и испарения питательной воды традиционной влажнопаровой паротурбинной установки 6 с электрогенератором 5. Отработавшая в парогенераторе геотермальная вода закачивается насосом 3 в обратную скважину 2. Химочистка питательной воды турбоустановки ведётся обычными методами. Питательный насос 8 возвращает конденсат из конденсатора 7 в парогенератор.

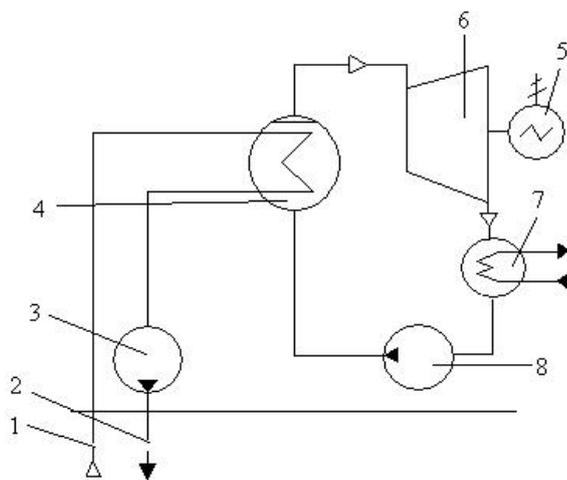


Рис. 11.3. Тепловая схема двухконтурной ГеоТЭС.

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

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

11.3.3. Геотермальное теплоснабжение.

Термальные воды – это в основном жёсткие (2,8-11,7 мг/экв/л и более) и высокоминерализованные воды с содержанием солей 1-35 г/л и выше, температурой 30-90⁰С (иногда более 200⁰С). Они отвечают требованиям, предъявляемым к теплофикационным водам. Использование термальных вод в обычных системах теплофикации часто невозможно из-за высокой их минерализации, необходимости сброса при 50-70⁰С, и вероятности наличия в них вредных веществ.

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

Водяные геотермальные источники находятся на глубине 2-6 км.

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

Петротермальные источники размещены в районах земной коры, где отсутствует вода. При температурном градиенте 20...40⁰С на 1 км в толще земли на глубине 3 км достигаются температуры, достаточные для подогрева воды или получения пара.

Термальную воду используют для отопления по одной из следующих схем:

-воду из скважин непосредственно подают в отопительные устройства (одноконтурная схема для слабоминерализованных вод);

-воду предварительно обрабатывают (химическая подготовка воды);

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

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

Если потребность в тепловой энергии превышает ресурсы термальных вод, тогда при любой схеме подачи (параллельная или непосредственная) при пиковых нагрузках термальные воды догревают. На рис. 11.4. – 11.7. приведены различные схемы подачи геотермальной воды на отопление и горячее водоснабжение.

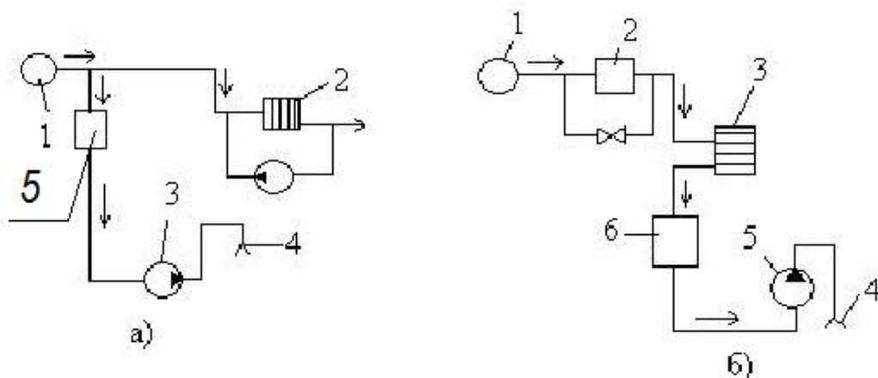


Рис. 11.4. Схема подачи геотермальной воды на отопление и горячее водоснабжение:
 а) параллельная: 1 – скважина; 2 - система отопления; 3 - насос; 4 - система горячего водоснабжения; 5 - бак-аккумулятор;
 б) последовательная: 1- скважина; 2 - система отопления; 3 - устройство пикового догрева; 4 - система горячего водоснабжения; 5 - насос; 6 - бак горячей воды.

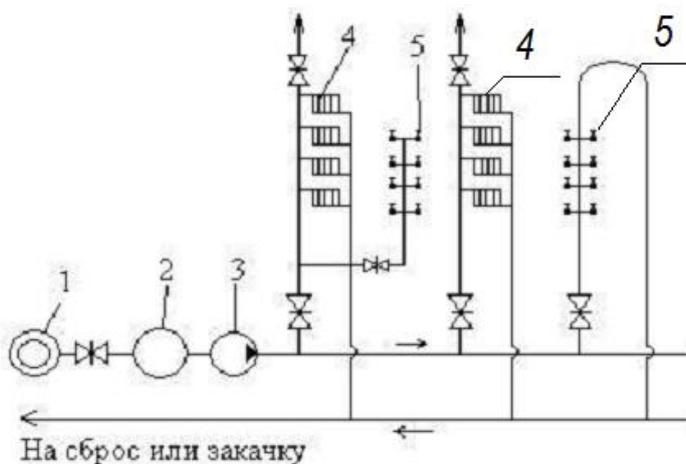


Рис. 11.5. Открытая двухтрубная геотермальная система теплоснабжения: 1 - скважина; 2 - бак-аккумулятор; 3 - сетевой насос; 4 - отопительные приборы; 5 - водоразборный кран.

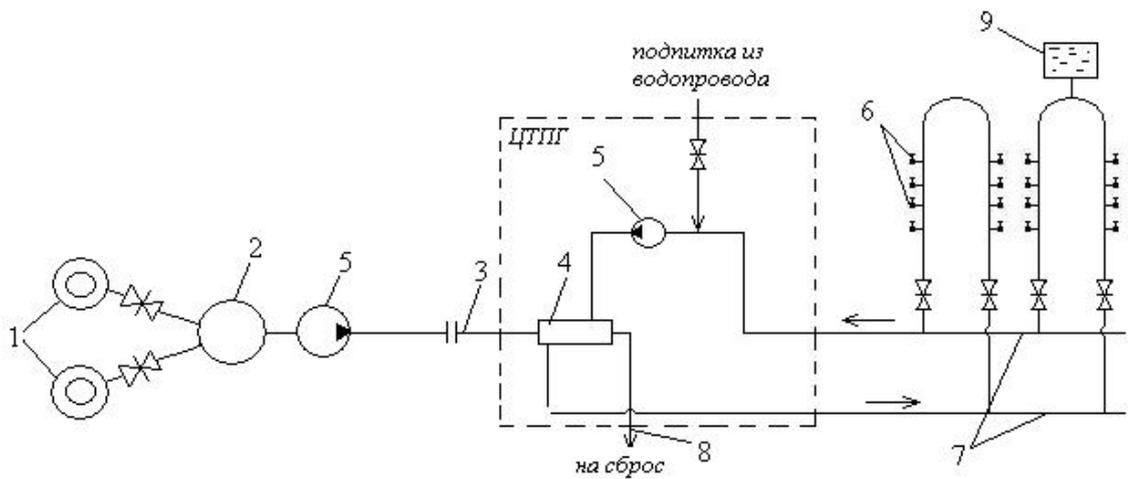


Рис. 11.6. Однотрубная закрытая геотермальная система горячего водоснабжения:
 1 - геотермальные скважины термоводозабора; 2 - сборный бак-аккумулятор геотермальной воды; 3 - однотрубная транзитная теплотрасса; 4 - сетевой теплообменник;
 5 - сетевые насосы; 6 - водоразборный кран;
 7 - двухтрубная распределительная теплосеть; 8 - сбросная теплосеть;
 9 - расширительный бак.

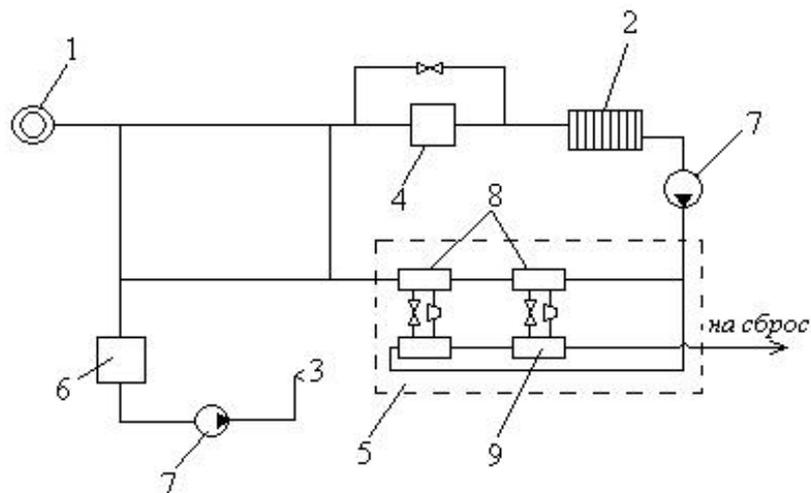


Рис. 11.7. Принципиальная схема системы геотермального теплоснабжения с применением пикового догрева и тепловых насосов:
 1 - скважина; 2 - система отопления; 3 - система горячего водоснабжения;
 4 - пиковая котельная; 5 - теплонасосная установка; 6 - бак-аккумулятор;
 7 - насос; 8 - конденсаторы; 9 - испарители.

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

В г.Махачкале (Дагестан) используются геотермальные скважины, дающие слабoминерализованную воду с температурой около 65°C , с давлением $0,6...0,8$ МПа, дебит скважин $2...3$ тыс.м³/сут. Для целей теплофикации применяется пиковый подогрев в котлах на газе. Пиковая котельная работает незначительную часть отопительного сезона. В г. Кизляр (Дагестан) для теплофикации используется термальна́я вода с температурой $100...105^{\circ}\text{C}$, подаваемая с глубины до 3000 метров, минерализация воды $10...12$ г/л.

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

В г.Омск скважины с глубины 2...2,5 км дают до 3 тыс. м³/сут. воды с температурой до 80⁰С. Вода высоко минерализована (до 27 г/л солей), и несёт попутный метан. При температурном графике 100-50⁰С использование метана в пиковых котлах позволит получать до 100 Гкал теплоты в сутки с одной скважины. Такой теплоты достаточно, чтобы обеспечить отопление и горячее водоснабжение примерно 20 тыс. м² жилой площади.

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

Вопросы для самоконтроля.

1. Приливные электростанции.
2. Энергия волн.
3. Геотермальная энергия.
4. Ресурсы геотермальной энергии.
5. Одно- и двухконтурные ГеоТЭС.
6. Геотермальное теплоснабжение.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Основная

1. Эфендиев А.М. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. Учебное пособие. /А. М. Эфендиев.- Саратов, СГАУ, 2014.-152 с.
2. Лабейш В.Г. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. Учебное пособие. Санкт-Петербург, 2003, 80с.
3. Эфендиев А.М, Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. Курс лекций. /А.М. Эфендиев. Саратов, СГАУ, каф. «ЭОП АПК».-2008.-73 с. Электронная версия.

Дополнительная

1. Тверитин А.В. Использование ветроэнергетических установок в сельском хозяйстве. Москва., 1985.
2. Возобновляемые источники энергии: Учебное пособие/ Васильев Ю.С., Елистратов В.В., Мехаммедиев М.М. Претро Г.А. - СПб.: Издательство СПбГТУ, 1995. - 102с.
3. Шефтер Я.И. Использование энергии ветра., Москва, 1983.
4. Твайделк Дж., Уэйр А. Возобновляемые источники энергии. - М: Энергоатомиздат, 1990. - 392 с.

Лекция 12

СИСТЕМЫ АККУМУЛИРОВАНИЯ ЭНЕРГИИ. ВОДОРОДНАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ТОПЛИВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ. ТЕПЛОНАСОСНЫЕ УСТАНОВКИ. ДЕТАНДЕР-ГЕНЕРАТОРНЫЕ УСТАНОВКИ.

12.1. Системы аккумулирования энергии.

Графики выработки и потребления электроэнергии имеют большие неравномерности и несоответствие друг другу. Выработка электрической и тепловой энергии энергоисточниками могут быть почти постоянными по времени в сутки и сезону, когда как потребление её имеет часы пик в сутки и сезонные пиковые нагрузки (зима, лето - +) . Следовательно, для экономии в ТЭС, АЭС естественных энергоносителей необходимо создать системы аккумулирования энергии в периоды её минимального потребления (ночью, летом). Этот вопрос ещё более актуальным является для возобновляющихся источников энергии, как солнечная, ветровая, приливная.

Наглядным примером является строительство гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС), которые позволяют вернуть в энергетическую систему до 70% энергии запасённой в часы минимального потребления. Однако их создание возможно не везде из-за особенностей размещения и стоимости её водоёмов.

Разработаны и имеют практическое применение установки по производству водородного топлива путём электролиза воды, использованием избыточной энергии АЭС в ночные часы и когда потребление энергии для производственных и бытовых нужд минимальное. Этой же проблеме служит перевод работы электрометаллургических производств с большим потреблением энергии в ночное время.

Тепловая энергия также может аккумулироваться для последующего использования веществами, которые при нагреве меняют своё агрегатное состояние, структуру или химический состав при эндотермических и экзотермических реакциях, т.е. поглощая или выделяя теплоту. Например, если к кристаллическому сульфату натрия ($\text{Na}_2\text{SO}_4 \cdot 10\text{H}_2\text{O}$) при температуре $32,3^\circ\text{C}$ подвести теплоту, то он теряет молекулы воды, входящие в состав кристаллов:



Этот процесс дегидратации эндотермический, происходит поглощением большого количества тепла, которое может снова выделиться при обратной реакции.

12.2. Водородная энергетика.

Водород H_2 является идеальным топливом с высокой теплотой сгорания и безвредным продуктом горения - водяным паром. В мире ведутся обширные исследования в области получения и использования водорода в качестве энергоносителя.

Водород является универсальным энергоносителем. Он может применяться в качестве топлива для двигателей внутреннего сгорания и газотурбинных установок, тепловых электростанций, в технологических установках промышленности, в быту. Взрывоопасность "гремучего газа" - смеси водорода с воздухом, не выше взрывоопасности природного газа с воздухом. Мировой практике известны случаи использования в городских газовых сетях газа содержащего до 80% водорода.

Самый распространённый в настоящее время метод получения водорода путём электролиза воды основан на реакции: электроэнергия $+2\text{H}_2\text{O} \rightarrow 2\text{H}_2 + \text{O}_2$. Электролиз может осуществляться в жидкой фазе при низкой температуре. Работают установки низкотемпературного электролиза воды мощностью до 3 МВт. Электролитические ванны оборудованы никелевыми электродами, в воду добавляются соли калия. КПД процесса электролиза достигает 85%. Для широкого распространения производства водорода

электролизом необходима дешёвая электроэнергия, которую можно получать с ТЭС и АЭС в часы провала нагрузки (в ночное время).

Водород можно получать термохимическим способом - нагревом водяного пара в присутствии различных катализаторов. Так, реакция $K_2O + H_2O \rightarrow 2KOH$ приводит к образованию щёлочи едкого калия. Затем добавляют калий и подводят теплоту при температуре $700^{\circ}C$, в итоге получают реакцию $2KOH + 2K \rightarrow 2K_2O + H_2$. Применяются также термохимические способы получения водорода из природного газа и нефти.

Применение водородного топлива в автомобильных двигателях внутреннего сгорания приводит к повышению их КПД и резкому улучшению экологической чистоты воздуха в городах. Газообразный водород имеет низкую плотность, поэтому его использование приводит к увеличению массы и снижению дальности пробега автомобилей, снижает безопасность эксплуатации. Применение связывающего водорода гидрида титана TiH_2 снижает перечисленные недостатки. "Кирпичик" из гидрида титана объёмом 10 см^3 способен поглощать и хранить в себе $1,68\text{ м}^3$ водорода, который извлекается из поглотителя при их нагреве, например, отработавшими в двигателе газами. Блок TiH_2 объёмом трёхлитровой канистры обеспечит пробег легкового автомобиля 500 км.

Водородное топливо применяется в космической технике, в частности, на нём работали двигатели третьей ступени ракеты "Аполлон".

12.3. Топливные элементы.

В топливных элементах электрический ток генерируется из химической энергии потребляемых компонентов, минуя тепловую энергию. Прямое преобразование химической энергии в электрическую происходит в топливных элементах без потерь, поэтому они имеют высокий КПД. При их работе практически не загрязняется окружающая среда. По принципу действия работа топливного элемента противоположна электролизу воды. Водород является наилучшим сырьём для топливных элементов.

Устройство и принцип работы топливного элемента.

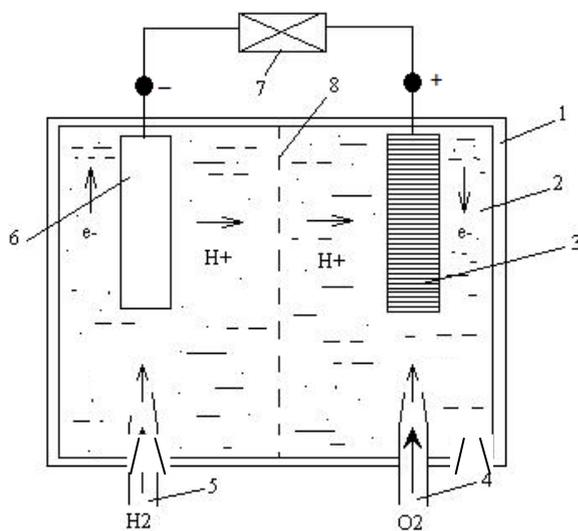


Рис. 12. Топливный элемент.

1 - сосуд, 2 - электролит, 3 - анод, 4 - подача кислорода, 5 - подача водорода, 6 - катод, 7 - потребитель, 8 - диафрагма.

Водородно-кислородный топливный элемент (рис.12) работает следующим образом. Сосуд 1 заполнен электролитом 2 - например, раствором серной кислоты слабой

концентрации. В элемент встроены платиновые электроды, аноды, катоды. Они соединены внешней электрической цепью, потребитель 7.

Электроды разделены полупроницаемой мембраной (диафрагма 8). К одному электроду подаётся водород 5, к другому - в эквивалентных количествах кислород 4. На катоде 6 молекулы водорода H_2 благодаря каталитическому действию платины распадаются на атомы, которые переходят в ионы $+H$. Освободившиеся электроны через внешнюю цепь устремляются к аноду 3, создавая в цепи электрический ток. Положительные водородные ионы проходят через полупроницаемую мембрану 8 в другую половину сосуда. На аноде 3 пришедшие по электрической цепи электроны, атомы кислорода и положительные ионы водорода образуют нейтральные молекулы воды H_2O , поступающие в раствор 2. Включенная в электрическую цепь нагрузка 7 потребляет электроэнергию, вырабатываемую топливным элементом.

В результате реакции химическая энергия компонентов водород-кислород превращается в электроэнергию. Напряжение в цепи одного топливного элемента составляет около 1 В, поэтому элементы объединяются в батареи. КПД современных водородно-кислородных топливных элементов составляет около 80%.

В качестве исходного энергоносителя для топливных элементов могут использоваться кроме водорода другие горючие газы. В качестве электролита могут применяться растворы солей, что позволяет повысить температуру и скорость химического преобразования. Топливные элементы пока ещё дороги, и поэтому применяются в основном там, где цена не играет решающей роли (например, в космической технике).

12.4. Использование низкопотенциальной теплоты.

Источниками низкопотенциальной теплоты являются: верхние слои земной поверхности, природная вода и окружающий нас воздух с температурой не менее $+4^{\circ}C$, вентиляционный воздух жилых, коммунальным, промышленных и животноводческих зданий и т.д. С точки зрения термодинамики любое тело с температурой выше от абсолютного нуля, обладает запасной тепловой энергией, но её нельзя использовать непосредственно без повышения потенциала. Для этого необходимо затратить энергию, т.е. создавать систему отбирающую это тепло и повышающую его потенциал. Такие системы называются теплонасосными установками.

12.5. Теплонасосные установки.

В тепловых насосах теплота тела низкой температурой (например, речной воды в зимнее время) используется для отопления. В этом устройстве температура теплоносителя (обычно фреона), отобравшего теплоту от наружного низкотемпературного теплоисточника, повышается за счёт затраты механической энергии до такого уровня, который пригоден для отопительных целей.

Теоретические основы теплонасосных установок (ТНУ) приведены в курсе технической термодинамики. По принципу действия они разделяются на компрессионные, сорбционные и термоэлектрические.

В компрессионных теплонасосных установках температура, выработанная рабочим агентом низкотемпературной теплоты повышается механически сжатием рабочего агента в компрессоре. В зависимости от вида рабочего агента известны воздушно-компрессорные и паро-компрессорные ТНУ.

В системе теплоснабжения применяют пароконпрессорные ТНУ как наиболее освоенные и надёжные в эксплуатации. Их выпускают на базе серийно выпускаемого холодильного оборудования. Низкопотенциальным источником теплоты для теплонасосных установок служит вода с температурой не ниже $+4^{\circ}C$. ТНУ могут быть применены для теплоснабжения жилых и производственных зданий в сельской местности.

Перспективным является использование тепловых насосов с возобновляемыми источниками энергии. Комбинированная гелиоветротеплонасосная установка даёт возможность круглосуточно эксплуатировать их без дополнительного источника теплоты (см. п. 3.6).

Тепловая схема теплового насоса представлена на рис.12.1. В испарителе 1 жидкий фреон испаряется при температуре T_0 за счёт подвода теплоты q_1 из низкотемпературной окружающей среды. В компрессоре 2 пар сжимается с повышением температуры до T_1 , причём затрачивается механическая энергия $l = q_2 - q_1$. Далее фреоновый пар поступает в конденсатор 3, в котором он, конденсируясь в жидкую фазу, отдаёт теплоту q_2 в отопительную систему. Образовавшийся конденсат дросселируется в дроссельном вентиле 4 и влажный пар фреона снова поступает в испаритель 1.

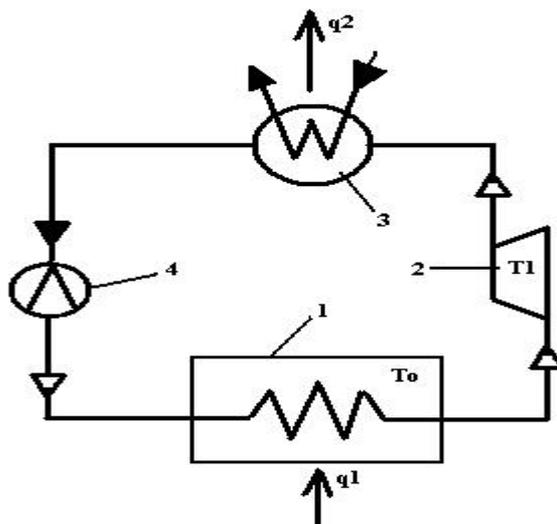


Рис.12.1. Схема теплового насоса: 1 - испаритель; 2 - компрессор; 3 - конденсатор; 4 - дроссель.

В отличие от холодильной установки, в которой теплота, отнятая от охлаждаемого тела, сбрасывается в окружающую среду, в тепловом насосе окружающая среда является источником теплоты, которая передаётся на более высокий температурный уровень отопительной системы.

Совершенство теплонасосной установки определяется количеством теплоты, передаваемой в отопительную систему за счёт единицы затрачиваемой энергии, и характеризуется величиной отопительного коэффициента ξ ;

$$\xi = q_{\text{отоп}} / (q_{\text{отоп}} - q_1) .$$

Величина отопительного коэффициента зависит от температур теплоносителя (окружающей среды) и обогреваемого помещения. В реальных установках он имеет значение от 3 до 4. В Евространах теплонасосные установки получили широкое распространение. В Швеции более 50% домов обогреваются тепловыми насосами. В России в 90-ые годы XX века работали около 3000 тепловых насосов с мощностью от 10 кВт. Тепловые насосы нескольких типоразмеров выпускает московский завод “Компрессор”.

12.6. Детандер-генераторные установки.

На территории России расположена обширная сеть магистральных газопроводов. Газ перекачивается под давлением до 100 атмосфер, создаваемым компрессорными станциями с газотурбинными установками. 5-7% перекачиваемого газа расходуется газотурбинными установками компрессоров. Эффективный КПД газотурбинных установок не превышает 26-28% и значительная часть тепла сжимаемого топлива выбрасывается в атмосферу с

продуктами сгорания, которые могли быть использованы как вторичные энергетические ресурсы. Кроме этого существует ещё одна составляющая потерь на магистральных газопроводах, которая так же может быть полезно использована. На отводах от магистральных газопроводов к местным газораспределительным сетям потребителей давление газа понижается от 5...6 МПа до 0,3...0,6 МПа. Этот перепад давления может использоваться газотурбинными установками (детендерами), позволяющими вернуть часть энергии, затраченной на привод компрессоров.

Разработаны детандер-генераторные установки (ДГУ) мощностью от 1 до 30 МВт. ДГУ могут быть установлены более чем на 700 газораспределительных станциях России, их общая мощность превысит 3000 МВт. К сожалению, региональные энергетические компании пока не проявляют интереса к развитию ДГУ. При растущих тарифах на электроэнергию энергоёмкие предприятия могут частично решить свои энергетические проблемы с использованием таких установок.

12.7. Использование теплоты вентиляционного воздуха, удаляемого из животноводческих помещений.

С вентиляционным воздухом из животноводческих помещений удаляется достаточно большое количество тепла. Это низко потенциальное тепло (с низкой температурой), «непригодный» влажный воздух, содержащий примеси газов, с неприятным запахом, температурой +10-20⁰С.

Для сбережения энергоресурсов при теплоснабжении ферм в системе воздушного отопления или вентиляции устанавливают утилизаторы низко потенциальной теплоты.

Все теплоутилизаторы вентиляционных выбросов однотипны по назначению, но различны по конструкции и принципу работы. Их разделяют на регенеративные и рекуперативные (трубчатые и пластинчатые) с использованием тепловых труб с промежуточным теплоносителем. Схема установки и основные элементы с рекуперативными теплообменными аппаратами типа «труба в трубе» показана на рис. 12.2

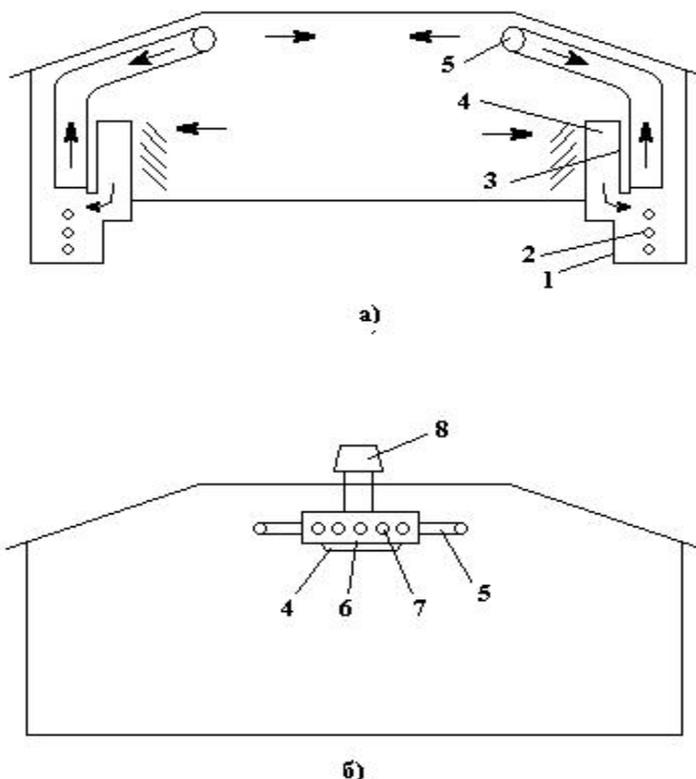


Рис. 12.2 Схема установки рекуперативных теплообменников типа «труба в трубе»:

а) теплообменник под полом; б) теплообменник, установленный в верхней части помещения; 1-канал для теплого воздуха; 2-канал для холодного воздуха; 3-соединительный канал; 4-всасывающая шахта; 5-разделяющий канал для воздуха; 6-корпус; 7-трубы холодного воздуха; 8-вытяжной вентилятор.

Количество теплоты $\Phi_{т.у.}$ которое необходимо передать воздуху, поступающего снаружи, кВт:

$$\Phi_{т.у.} = M_y / (i_y - i_n),$$

где i_n и i_y - энтальпии удаляемого и наружного воздуха; кДж; M_y - масса удаляемого воздуха, кг/м³.

Поверхность нагрева теплоутилизатора, м²:

$$A = \Phi_{т.у.} / K \Delta t_{ср.}$$

где K - коэффициент теплопередачи теплообменника, кДж/м² К; $\Delta t_{ср.}$ - средняя разность температур в теплоутилизаторе, °С.

Вопросы для самоконтроля.

1. Системы аккумулирования энергии.
2. Водородная энергетика.
3. Топливные элементы.
4. Использование низкопотенциальной теплоты.
5. Теплонасосные установки.
6. Детандер-генераторные установки.
7. Использование теплоты вентиляционного воздуха, удаляемого из производственных зданий.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Основная

4. Эфендиев А.М. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. Учебное пособие. /А. М. Эфендиев.- Саратов, СГАУ, 2014.-152 с.
5. Лабейш В.Г. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. Учебное пособие. Санкт-Петербург, 2003, 80с.
6. Эфендиев А.М, Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. Курс лекций. /А.М. Эфендиев. Саратов, СГАУ, каф. «ЭОП АПК».-2008.-73 с. Электронная версия.

Дополнительная

5. Тверитин А.В. Использование ветроэнергетических установок в сельском хозяйстве. Москва., 1985.
6. Возобновляемые источники энергии: Учебное пособие/ Васильев Ю.С., Елистратов В.В., Мехаммедиев М.М. Претро Г.А. - СПб.: Издательство СПбГТУ, 1995. - 102с.
7. Шефтер Я.И. Использование энергии ветра., Москва, 1983.
8. Твайделк Дж., Уэйр А. Возобновляемые источники энергии. - М: Энергоатомиздат, 1990. - 392 с.

Лекция 13.

ВТОРИЧНЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ И ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ.

Энергоёмкость единицы продукции народного хозяйства РФ намного превышает мировой уровень. К началу XXI века затраты энергоресурсов на производство продукции стоимостью в один доллар составили: в России - 60 МДж, в США - 15,2 МДж, в Японии - 5,5 МДж. В России более суровый климат, чем в Японии и соответственно больше расход энергоносителей на отопление, однако и в металлургии, машиностроении, химических технологиях, производстве строительных материалов (кирпич, цемент, облицовочные плитки и т.д.) расход энергоресурсов в 1,5-2 раза выше, чем в развитых странах.

Современные промышленные предприятия (металлургические, химические, целлюлозно-бумажные заводы, газоперекачивающие станции), тепловые и атомные электростанции в технологических процессах эффективно используют лишь часть энергии. Приблизительно половина всей энергии сгораемого топлива теряется. У тепловых двигателей потери ещё больше.

Вторичные энергетические ресурсы - это часть энергии, которая не может быть использована в основном производстве, но вполне может быть использована для энергообеспечения других объектов, установок, агрегатов, например; теплота отходящих дымовых газов печей (металлоплавильных, доменных), котлогарегатов и других теплоиспользующих установок, охлаждающей воды или других охлаждающих жидкостей, парогазовых потоков сушильных установок, вытяжного воздуха систем вентиляции и кондиционирования, отходящих газов и охлаждающей воды силовых установок с ДВС и т.д.

Для использования вторичных энергоресурсов (ВЭР) необходимо теплоутилизационное оборудование. Основным элементом теплоутилизационных агрегатов - различные теплоутилизаторы. К ним относятся рекуперативные и регенеративные теплообменники различных конструкций, как трубчатые и пластинчатые рекуператоры, теплообменники типов "труба в трубе", кожухотрубные теплообменники, различные конструкции регенеративных теплообменников.

Для АПК практический интерес представляет использование ВЭР (в виде тепловых отходов) для сушки кормов, кокона, льна, лесоматериалов, создания микроклимата в птичниках, животноводческих фермах, складах готовой продукции, для отопления, вентиляции и кондиционирования, горячего водоснабжения жилых помещений и в технологических процессах.

Схема использования теплоты отработанного пара для отопления приведена на рис. 13.1.

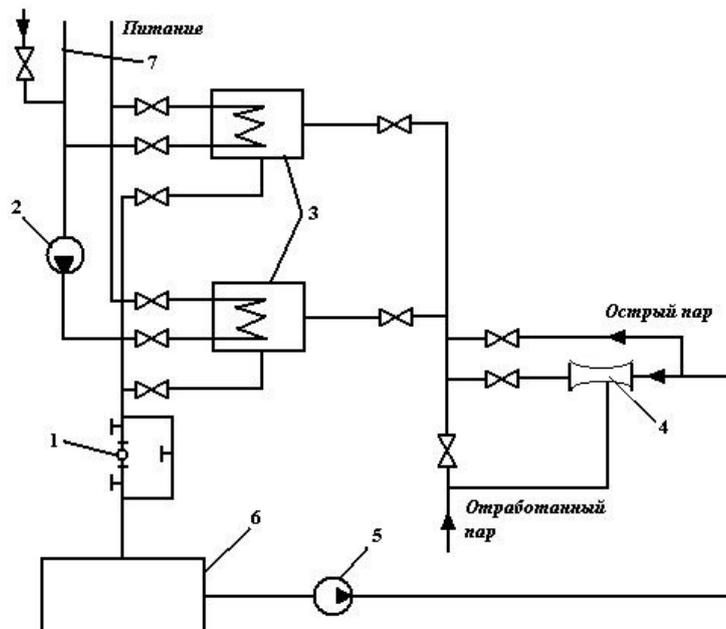


Рис.13.1. Схема использования теплоты отработанного пара для отопления:
 1 - конденсатоотводчик; 2 - насос системы отопления; 3 - теплообменник; 4 - эжектор; 5 - конденсатный насос; 6 - сборный бак; 7 - обратная магистраль.

Вторичный или отработанный пар химического процесса, выпарной установки, парогенератора, компрессора подаётся в теплообменник 3, где отдаёт своё тепло воде, которая поступает в теплообменник из обратной магистрали системы отопления. Образовавшийся в теплообменнике конденсат через конденсатоотводчик 1 поступает в сборный бак 6, откуда насосом 5 перекачивается в сборный конденсатный бак котельной.

Схема использования теплоты охлаждающей воды в теплицах с предварительным её подогревом в теплообменнике показана на рис.4.12. Обогрев теплицы 1 осуществляется охлаждающей водой компрессора или другого оборудования предприятия.

В периоды, когда температура охлаждающей воды поступающей с предприятия недостаточна, тёплая воды сначала направляется в теплообменник 2, где дополнительно нагревается до нужной температуры (90°C), затем подаётся в теплицу. В качестве теплоносителя в теплообменнике 2 используется пар из котельной или другого источника.

Принципиальная схема утилизации вторичных энергоресурсов дымовых газов котельной приведена на рис.13.2

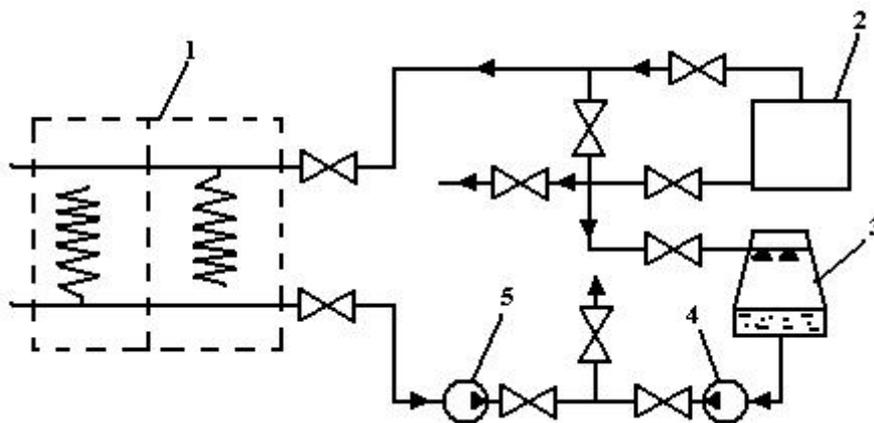


Рис.13.2 Принципиальная схема утилизации ВЭР дымовых газов котельной:

1 - котёл; 2 - насос артезианской воды; 3 - химводоочистка; 4 - УТО-утилизатор дымовых газов котла; 5 - дымосос; 6 - бак-аккумулятор; 7 - перекачивающий насос; 8 - насос горячего водоснабжения; 9 - теплицы; 10 - животноводческое помещение; 11 - калорифер; 12 - УТО-воздухонагреватель системы воздушного отопления и вентиляции; 13 - вентилятор; 14 - сетевой насос.

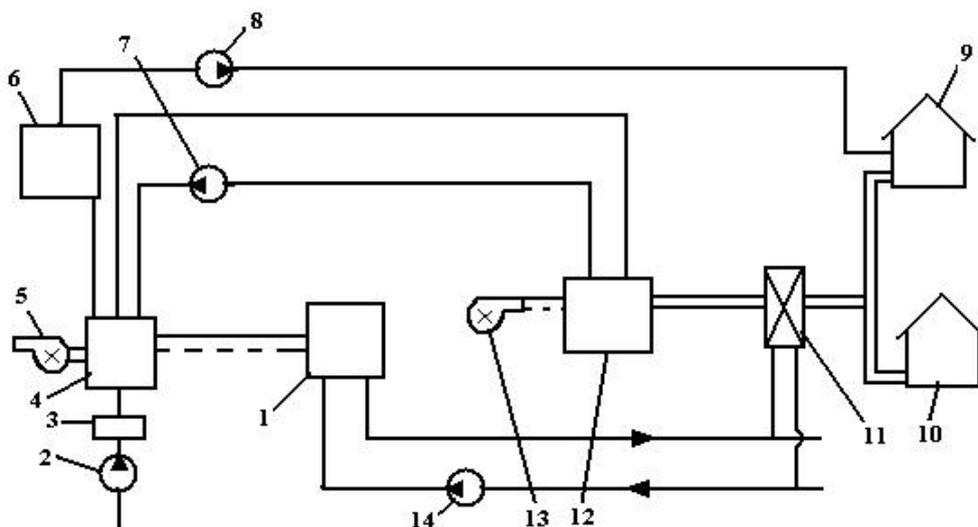


Рис.13.3. Схема использования теплоты охлаждающей воды в теплицах с предварительным её подогревом в теплообменнике:

1 - теплица; 2 - теплообменник; 3 - градирня; 4, 5 - насосы.

Схема предусматривает нагрев воды горячего водоснабжения; отопления и вентиляции теплиц 9 и животноводческих помещений 10. Артезианская вода насосом 2 подаётся в устройство химводоочистки 3 и нагревается в теплоутилизационном оборудовании для дымовых газов 4 (регенератор или рекуператор) котла 1, откуда поступает в бак-аккумулятор 6 и перекачивается насосом 8 в систему горячего водоснабжения производственных помещений (фермы).

Вторая часть нагретой воды из УТО 4 с помощью перекачивающего насоса 7 подаётся в УТО - воздухоподогреватель 12 системы воздушного отопления и вентиляции. Воздух до требуемых параметров догревают с помощью водяного калорифера 11, подключённого в тепловую сеть насосом 14. Воздух в систему воздушного отопления подаётся вентилятором 13. Охлажденные дымовые газы из котла 1 дымососом 5 удаляются в дымовую трубу.

Теплоснабжение объектов сельскохозяйственного назначения возможно также от тепловых и атомных электростанций, от неурегулированных отборов пара из турбин или теплоты воды из конденсаторов.

Целесообразно использование низкотемпературной воды (30-40⁰С) для полива полей или обогрева грунта. Для этого воду подают в сеть труб, проложенных на определённой глубине.

В хозяйствах, где в качестве энергетического агрегата используют дизельные электростанции, выхлопные газы дизеля с температурой 380-420⁰С и воду из системы охлаждения можно использовать для обогрева воды или получения пара для теплоснабжения и горячего водоснабжения.

13.1. Использование выбросной теплоты газокomppressorных станций

При эксплуатации газокomppressorных станций вторичная энергия составляет до 24% от общего количества выработанной энергии. Если учесть, что для нужд ГКС используется 5-7% перекачиваемого газа, то можно убедиться, что объём ВЭР значителен. Так как ГКС обычно находятся на расстоянии 100-150 км друг от друга, и значительное их количество располагается рядом с сельхозугодьями, их использование даст большой экономический эффект.

Принципиальная схема использования ВЭР отработанных газов газокomppressorной станции аналогично схеме приведённой на рис.13.2.

Вторичные ресурсы ГКС могут служить для теплоснабжения теплиц, сушки сельхозпродукции, лесоматериалов, а также горячего водоснабжения сельскохозяйственных комплексов. При этом основные виды УТО регенераторы и рекуператоры разных конструкций или газоводяные экономайзеры.

Вопросы для самоконтроля.

1. Вторичные энергетические ресурсы и их использование.
2. Использование выбросной теплоты газокomppressorных станций.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Основная

7. Эфендиев А.М. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. Учебное пособие. /А. М. Эфендиев.- Саратов, СГАУ, 2014.-152 с.
8. Лабейш В.Г. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. Учебное пособие. Санкт-Петербург, 2003, 80с.
9. Эфендиев А.М, Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. Курс лекций. /А.М. Эфендиев. Саратов, СГАУ, каф. «ЭОП АПК».-2008.-73 с. Электронная версия.

Дополнительная

9. Тверитин А.В. Использование ветроэнергетических установок в сельском хозяйстве. Москва., 1985.
10. Возобновляемые источники энергии: Учебное пособие/ Васильев Ю.С., Елистратов В.В., Мехаммедиев М.М. Претро Г.А. - СПб.: Издательство СПбГТУ, 1995. - 102с.
11. Шефтер Я.И. Использование энергии ветра., Москва, 1983.
12. Твайделк Дж., Уэйр А. Возобновляемые источники энергии. - М: Энергоатомиздат, 1990. - 392 с.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Амерханов Р.А. Теплоэнергетические установки и системы сельского хозяйства./ Амерханов Р.А., Бессараб А.С. и др. Москва, “Колос-пресс”, 2002, - 359 с.
2. Эфендиев А.М. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. Курс лекций./ А.М. Эфендиев. Саратов, СГАУ каф. «ЭОП АПК» - 2008, - 73 с. Электронная версия.
3. Альбер Сассон, Биотехнология: свершения и надежды, М.:”Мир”, 1987.
4. Биотехнология сельскому хозяйству, Под ред. А.Г.Лобанка. Минск: “Ураджай”, 1988.
5. Амерханов Р.А., Драганов Б.Х., Проектирование систем теплоснабжения сельского хозяйства: Учебник, Краснодар, 2001.
6. Мак-Вейг Д. Применение солнечной энергии., М: Энергоиздат, 1981.
7. Кирюшатов А.И. Использование вторичных и возобновляемых энергоресурсов в сельском хозяйстве: Курс лекций; Саратовский СХИ. Саратов, 1989.
8. Усановский В.М. Возобновляющиеся источники энергии., Москва., 1986.
9. Эфендиев А.М., Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. Практикум. Саратов. СГАУ, 2005, 64с.
10. Лабейш В.Г. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. Учебное пособие. Санкт-Петербург, 2003, 80с.
11. Отчёт по хоздоговору 27/03 В. “Разработка биогазового и биогумусного комплекса для предприятий АПК (создание модуля био-ветрогелиоэнергетики для АПК)”. Часть I, II, СФГОУ ВПО “Саратовский ГАУ”. Саратов, 2003
12. Биомасса как источник энергии/ Под ред. Соуфера С., Заборски О.М. - М.: Наука, 1985. - 207с.
13. Возобновляемое растительное сырьё (в 2-х томах)/ Под общей ред. доктора сельскохозяйственных наук, проф., иностранного члена РАСХН Д.Шпаара. - СПб - Пушкин., 2006. - т.1 - 416с, т.2 - 382с.
14. Баадер В., Доне Е., Бренндерфер М. Биогаз, теория и практика. (Перевод с нем. Серебрянный М.И.). -М.: ”Колос”, 1982. - 145с.
15. Эфендиев А.М. Технология, обеспечивающая сельское хозяйство региона топливом, удобрениями и экологической чистотой. // Матер. междунар. конф. “Инновация-2000”, Бухара, Р. Узб., 2000 - с 77-81.
16. Эфендиев А.М. Выбор и обоснование параметров биоэнергетических установок для Крестьянского-фермерских хозяйств. // Вестник Саратовского госагроуниверситета. - Саратов, 2009.-№10. - с. 64-69.
17. Эфендиев А.М. Энергоисточники для крестьянских подворий. // Ж. “Novus Trend”, СГТУ. №2. - 2010. с. 66-69.
18. Эфендиев А.М. Автономные биоэнергетические источники для сельскохозяйственных производителей. // Ж. “Промышленная энергетика”, Москва, 2011. №8. - с. 55-60.
19. Эфендиев А.М. Биогаз. Технология и оборудование (Монография). Саратов, СГАУ. - 2012. 286с.
20. Разработка адаптированной к условиям регионов России биогазово-биогумусной технологии, выбор её основных параметров и создание опытно-производственной установки для энергосберегающего энергообеспечения животноводческих ферм. // Технический отчёт по НИР НИЛ ”Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии” СГАУ им. Н.И.Вавилова за 2011 год, выполняемый по заказу МСХ РФ. Саратов, СГАУ, 2011. - 171с.
21. Исаченко В.П., Осипова В.А., Сукомел А.С. Теплопередача. - М: Энергия, 1981. - 417 с.
22. Михеев М.А., Михеева И.М. Основы теплопередачи. М.: “Энергия”, 1977. - 343 с.
23. С.С.Кутателадзе, В.М.Боришанский.Справочник по теплопередаче,1959.
24. Ветроэнергетика/ Под ред. Д.Рензо. - М.: Энергоатомиздат, 1982 - 360с.
25. Тверитин А.В. Использование ветроэнергетических установок в сельском хозяйстве. Москва., 1985.
26. Шефтер Я.И. Использование энергии ветра., Москва, 1983.

27. Джонсон Н., Лион Ф. Статистика и планирование экспериментов в технике и науке. Методы обработки данных (Перев. с англ.)/ Под ред. Лецкого Э.К.: “Мир”, 1980. - 610 с.
28. Селиванов А.И., Артемьев Ю.Н. Теоретические основы ремонта и надёжности сельскохозяйственной техники. М.: “Колос”, 1978. - 248 с.
29. Розанов Ю.А. Теория вероятностей, случайные процессы и математическая статистика. М.: “Наука”, 1985. - 318 с.
30. Возобновляемые источники энергии: Учебное пособие/ Васильев Ю.С., Елистратов В.В., Мехаммедиев М.М. Претро Г.А. - СПб.: Издательство СПбГТУ, 1995. - 102с.
31. Твайделк Дж., Уэйр А. Возобновляемые источники энергии. - М: Энергоатомиздат, 1990. - 392 с.
32. Левенберт В.Д., Ткач М.Р., Гольстем В.А. Аккумулирование тепла., Киев: Техника, 1991., 112 с.
33. СНиП П-3-79. Строительная теплотехника/ Госстрой СССР.-М.: Стройиздат, 1977. - 32 с.
34. О.С. Попель, С.Е. Фрид. Об использовании солнечных водонагревателей в климатических условиях средней полосы России. // Журнал “Проблемы энергосбережения”, 2001, Вып.7.
35. В.А. Бубузов, А.А. Лычагин. Гелиоустановки горячего водоснабжения: расчёты, конструкции солнечных коллекторов, экономическая и энергетическая целесообразность. //file://D:|www||32.html. // Журнал ВСТ, www.vstmsg.ru. июль, 2004.
36. В.А. Бутузов. Анализ опыта разработки и эксплуатации гелиоустановок в Краснодарском крае. // ж. “Промышленная энергетика”, №2, 1997г.
37. Установки солнечного горячего водоснабжения. Нормы проектирования. ВСН 52-86. Госгражданстрой. Москва, 1988.
38. ГОСТ Р 51594-2000. Нетрадиционная энергетика. Солнечная энергетика. Термины и определения.
39. ГОСТ Р 51595-2000. Нетрадиционная энергетика. Солнечная энергетика. Коллекторы солнечные.
40. ГОСТ Р 51596-2000. Нетрадиционная энергетика. Солнечная энергетика. Методы испытаний.
41. ГОСТ Р 51597-2000. Нетрадиционная энергетика. Солнечная энергетика. Типы и основные параметры.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	3
Лекция 1. Традиционные и нетрадиционные энергоисточники	4
Лекция 2. Солнце – альтернативный источник энергии будущего. Возможности и проблемы его использования.	10
Лекция 3. Простейшие конструкции солнечных коллекторов и концентраторов для превращения солнечной энергии в теплоту.	16
Лекция 4. Расчет солнечного водонагревателя и экономии топлива.	23
Лекция 5. Солнечные бытовые приборы, холодильные установки и установки специального назначения	28
Лекция 6. Способы и режимы переработки биоотходов в энергоносители	36
Лекция 7. Конструкции реакторов БГУ и их расчет	43
Лекция 8. Конструкции реакторов БГУ и их расчет	50
Лекция 9. Ветроэнергетические установки, их конструкции и характеристики.	62
Лекция 10. Упрощенный расчет ветродвигательной установки. Принципиальные возможности использования энергии ветра в сельском хозяйстве	69
Лекция 11. Приливные электростанции. Энергия волн. Геотермальная энергия	75
Лекция 12. Системы аккумулирования энергии. Водородная энергетика и топливные элементы. Теплонасосные установки. Детандер-генераторные установки.	82
Лекция 13. Вторичные энергетические ресурсы и их использование.	88
Библиографический список	92