

Секция 4.

Проблемы энергоснабжения и альтернативные энергоисточники

ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ КОТТЕДЖА

Бекшаева А.С., Удалов С.Н., Малых В.В.

Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск

Для гармоничного сосуществования с окружающей средой необходимо минимизировать потребление энергии. В данной работе рассматривается конструкция экспериментального энергосберегающего дома с использованием природных энергоносителей. В статье представлена разработка системы теплоснабжения коттеджа при помощи солнечных коллекторов (СК) с аккумулированием тепловой энергии. Целью исследования является выбор оптимальной системы теплоснабжения коттеджа.

СК является основным компонентом любой солнечной системы теплоснабжения, в котором происходит преобразование солнечной энергии в тепло. СК монтируется, как правило, на южном скате крыши дома. Солнечная радиация, проходя через прозрачное покрытие, поглощается поверхностью абсорбера и преобразуется в тепловую энергию, часть которой отводится теплоносителем в водяной бак-аккумулятор, а другая часть рассеивается в окружающую среду. Из бака-аккумулятора теплоноситель расходуется на отопление и горячее водоснабжение [1].

Система солнечного комбинированного отопления автономного дома кроме СК имеет еще в своем составе следующее оборудование: бак-аккумулятор, насосы, датчики температуры и давления теплоносителя, резервный источник тепла, отопительные приборы, грунтовый аккумулятор (рис.1).

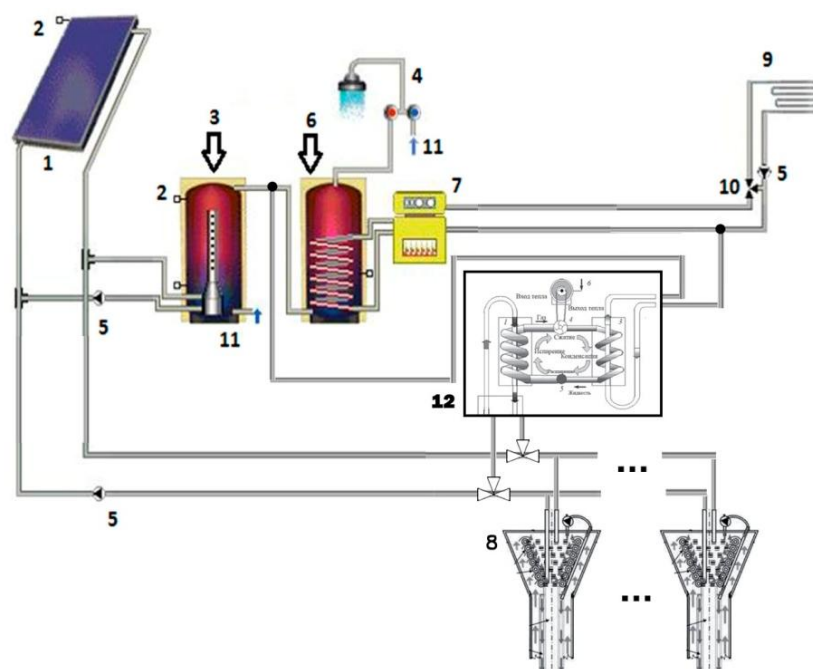


Рис.1. Система солнечного комбинированного отопления и ГВС автономного дома.

1 – солнечный коллектор; 2 – датчики температуры и давления; 3 – бак-аккумулятор со стратификатором; 4 – душевая установка; 5 – насосы; 6 – буферная накопительная емкость с теплообменником; 7 – дополнительный источник тепла (печь медленного горения);

8 – грунтовый аккумулятор; 9 – радиаторы отопления (в том числе и система теплого пола); 10 – трехходовой кран; 11 – подача холодной воды; 12 – тепловой насос.

Исследуемый дом с системой солнечного теплоснабжения находится в г. Новосибирске и состоит из двух этажей. Основное и вспомогательное оборудование располагается в подвале, кроме солнечного коллектора, который находится на крыше, и грунтового аккумулятора, который располагается под домом. Площадь дома 234 м².

Коттедж имеет различные пассивные стратегии, включая прямое использование солнечного тепла. СК применяются для того, чтобы достичь самодостаточности в системе горячего водоснабжения и отопления. За счет грунтового аккумулятора осуществляется сохранение необходимого количества тепловой энергии для поддержания комфортной температуры в доме в зимний период. В летний период СК нагревает антифриз, который поступает в змеевик, расположенный в верхнем оголовке сваи. Теплоноситель (вода) омывает змеевик, забирая тепло, и под давлением насоса циркулирует по внутренней трубе вниз, вытесняя холодный теплоноситель вверх. Далее нагретый теплоноситель отдает полученное тепло грунту и цикл повторяется. В зимний период СК отключается от грунтового аккумулятора. Теплоноситель (вода) в нижней части сваи получает тепло, накопленное грунтом в летний период, и под действием термогравитации поднимается вверх. Вода поднимается по внешней трубке, омывает змеевик из гофрированной нержавеющей трубы и отдает тепло. После того, как теплоноситель отдал тепло, он начинает давить вниз, тем самым направляя нагретую воду к верхнему оголовку сваи. Тепло, полученное из грунтового аккумулятора, поступает в тепловой насос, который поднимает температуру воды до той, которая необходима для теплоснабжения дома.

Настоящее исследование, описывающее конструкцию и оценку энергосберегающего дома, является шагом к созданию автономного дома с использованием возобновляемых источников энергии. Это исследование актуально, потому что фокусируется на объединении и интеграции различных пассивных и активных стратегий.

Литература

1. Удалов С.Н. Возобновляемые источники энергии: Учебник/С.Н. Удалов. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2013. – 458 с.

НЕПОДНАДЗОРНЫЕ ЭНЕРГОУСТАНОВКИ – ОСНОВА ЭКОНОМИЧНОЙ ЛОКАЛЬНОЙ ГЕНЕРАЦИИ

Велицко В.В.

ООО «ОЦР Технологии», г. Москва

Большие проблемы малой генерации

Задача качественного энергоснабжения локальных потребителей, стоящая как перед владельцами коттеджей, так и перед жильцами многоквартирных домов (МКД), малых и средних предприятий, всё чаще устанавливающими котельные и мини-теплоэлектроцентрали (мини-ТЭЦ) с целью как снизить затраты на энергоснабжение, так и повысить его надёжность, натывается обычно на ряд вопросов и ограничений, осложняющих создание собственных источников энергии или делающих их ввод экономически неэффективным. К таким ограничениям можно отнести:

- Высокую стоимость оборудования, в первую очередь – мини-ТЭЦ.
- Необходимость согласования проекта установки нового газопотребляющего оборудования.
- Необходимость создания склада и периодического завоза квалифицированного топлива, такого как дизтопливо, бензин, сжиженный пропан-бутан технический (СПБТ) и т.п.
- Практическая невозможность использования местных видов топлив (биомасса, сланцы и.п.) для выработки электроэнергии на небольших (1 кВт...1 МВт) мощностях.
- Необходимость согласования параллельной работы с внешними электрическими сетями и выполнение капиталоемких реконструкций систем автоматики и распредустройств с целью обеспечения их работоспособности при более высоких токах короткого замыкания.
- Необходимость поддержания стабильной или плавно-изменяющейся нагрузки на мини-ТЭЦ, работающую в островном режиме при обязательном сохранении минимальной нагрузки, ниже которой двигатель мини-ТЭЦ неработоспособен или изнашивается с повышенной скоростью.
- Необходимость сооружения газопровода или увеличения его производительности путём прокладки новой трубы из существующей или новой точки подключения.
- Неблагоприятная роза ветров, особенно в мегаполисах, ограничивающая возможность установки мини-ТЭЦ необходимой мощности или делающая её невозможной. Как вариант – требуется сооружение высокой трубы, зачастую значительно ухудшающей эстетику здания, снабжаемого энергией от мини-ТЭЦ.
- Высокая стоимость запчастей и расходных материалов для двигателей внутреннего сгорания (ДВС) мини-ТЭЦ, поддерживаемая производителями таких двигателей на уровне, позволяющем забирать значительную часть экономии потребителя от локальной генерации электроэнергии.
- Необходимость частого, как минимум – ежемесячного привлечения собственных специалистов или специалистов авторизованного сервисного центра (или завода-изготовителя) для проведения соответствующего объёма работ от осмотра мини-ТЭЦ в процессе работы и замены масла (относится к мини-ТЭЦ на базе поршневых ДВС – ПДВС) до проведения капремонта.
- Образование отходов в виде отработавшего смазочного масла.

Указанный перечень ограничений носит только организационно-технический характер и может быть дополнен в соответствии с региональными особенностями, не говоря уже о внешнеполитических рисках, таких как эмбарго, удалённая блокировка из-за рубежа работы оборудования, имеющего функцию телемониторинга, запрет на прибытие сервисных специалистов или элементарная недоступность лизинга в связи с высокими банковскими ставками.

Учитывая, что в той или иной мере все потенциальные владельцы мини-ТЭЦ и котельных сталкиваются с указанным перечнем вопросов, перспективные решения, которые должны быть доступны широкому спектру потребителей, должны отличаться такими показателями, как:

- Умеренная стоимость за единицу установленной мощности.
- Нетребовательность к использованию только газа (ископаемого природного газа (ИПГ)) в качестве горючего и возможность работы на местных видах горючих, таких как древесные отходы, щепа, пеллеты, торф, сланцы и т.п., вплоть до солнечной энергии и низкопотенциального тепла.
- Возможность выработки электроэнергии с использованием располагаемого тепла, такого как горячая или перегретая вода, вырабатываемая водогрейными котлами.
- Низкая стоимость запчастей и низкая потребность в сервисе.
- Возможность проведения всего или основного спектра работ собственными специалистами.
- Отсутствие отходов в виде смазочного масла, подлежащего замене в двигателе.

Таким требованиям в полной мере отвечают создаваемые жидкостно-вакуумные энергоустановки (ЖВЭУ) на базе жидкостно-вакуумного (ЖВ) цикла (ЖВ-цикл), позволяющие напрямую использовать энергию некипящего (т.е. жидкого) энергоносителя для производства работы.

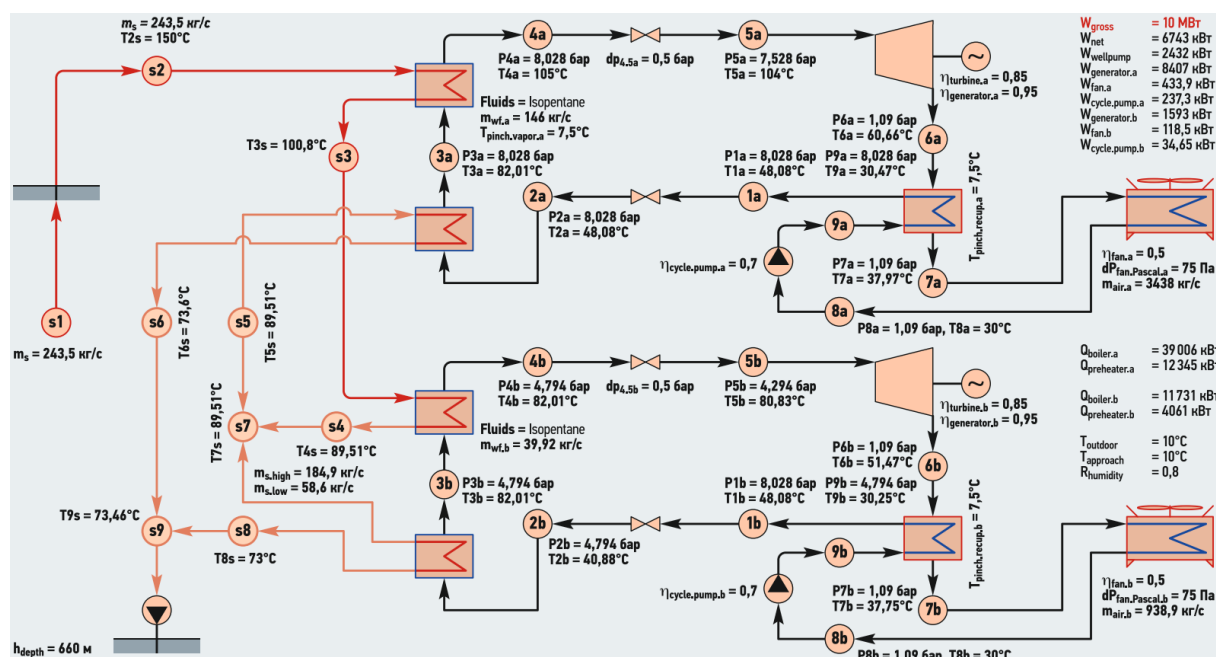


Рис. 1. Классическая мини тепловая электростанция (ТЭС), работающая по ОЦР [1, с.37], по данным [2, с.164]).

Востребована ли ЖВЭУ в условиях наличия двигателей Стирлинга, установок на базе органического цикла Ренкина (ОЦР) и цикла Калины?

Все указанные установки использующиеся в настоящее время, базирующиеся на циклах Стирлинга, Калины или ОЦР-установки, объединяют общие признаки: они имеют как минимум три теплообменника (ТО), входящих в состав теплового контура, по которому при умеренных (на уровне ~15 ати) и вплоть до высоких (~200 ати и более) давлениях циркулирует рабочее тело (РТ) в жидком, парообразном или сверхкритическом (газообразном) состоянии. Зачастую применяемое РТ горюче, ядовито, обладает удушающими свойствами, при пожаре образует нервнопаралитические вещества, коррозионно-активно, термически-нестойко, эффективно разрушает озон или является хорошим парниковым газом или, наконец, дорого, а в некоторых случаях – сочетает в себе многие указанные «преимущества».

Отдельный комплекс задач приходится решать, устанавливая ТО, в которых производится нагрев и охлаждение РТ. Если охлаждение РТ обычно не представляет сложностей, т.к. применяются ТО в виде сухих градилен, работающих при низком давлении или ТО РТ-вода, то основные сложности приходятся на ТО, являющееся подогревателем РТ. Подогреватель РТ работает при максимальном перепаде давлений с наиболее высокой (для энергоустановки) тепловой напряжённостью, зачастую в условиях коррозионной активности греющей среды и/или РТ, а также может забиваться отложениями, например механическими примесями в составе греющей среды (энергоносителя) или примесями, конденсирующимися или выпадающими из энергоносителя при его охлаждении. С указанными сложностями в полной мере сталкиваются изготовители и эксплуатанты энергоустановок, предназначенных для утилизации тепла стоков, дымовых газов или геотермального (петротермального) тепла. Такие ТО, работающие в условиях интенсивного загрязнения приходится не только изготавливать из высоколегированных сталей при соблюдении требований к герметичности контуров ТО, но и обеспечивать им достаточный запас по теплообменным поверхностям или устанавливать два ТО с возможностью осуществления периодической очистки одного из них.

Указанные аспекты значительно ограничивают сферы применения энергоустановок на базе циклов Стирлинга, Калины или ОЦР-установок, снижая их рентабельность в условиях конкуренции с решениями на базе ископаемого горючего.

Для решения задачи выработки электроэнергии из низкопотенциального тепла, в том числе с использованием загрязнённых и/или агрессивных энергоносителей, была создана технология ЖВ-цикла, позволяющая напрямую вырабатывать РТ из некипящего энергоносителя, вне зависимости от того, загрязнён ли он примесями.

Принцип работы ЖВЭУ

Как мы знаем, температура кипения воды при атмосферном давлении составляет +100 °С. Понижая давление можно обеспечить кипение воды и при более низких температурах, на чём основана перегонка под вакуумом. ЖВ-цикл работы рассматриваемой установки основан на вскипании в закрытом объёме при понижении давления, поданного туда жидкого энергоносителя. Это является ключевым отличием данной технологии от классических ТЭС, работающих по циклу Ренкина с использованием воды или низкокипящего РТ (НРТ), где вскипание РТ происходит за счёт подвода энергии извне, а не за счёт перераспределения внутренней энергии вещества между охлаждённой фракцией и паром низкого давления.

В процессе вскипания энергоносителя образуется насыщенный пар, полученный из энергоносителя и используемый в качестве РТ в ЖВЭУ. Также образуется охлаждённая жидкая фракция с повышенной концентрацией примесей, оставшаяся после окончания кипения энергоносителя. При понижении давления в объёме, в котором находится энергоноситель, энергоноситель превращается в перегретую жидкость, т.к. его

температура начинает превышать температуру кипения всех или как минимум части компонентов, из которых он состоит. В результате в энергоносителе начинают происходить тепломассообменные процессы (в основном – кипение), в ходе которых вырабатывается пар низкого давления, состоящий как из вскипевшего энергоносителя, так и, например, из растворённых в нём воздушных газов.

Образовавшийся из энергоносителя пар, практически полностью состоящий из насыщенного пара с некоторой примесью газов, подаётся в детандер, где он расширяясь и частично конденсируясь совершает работу по приводу электрогенератора. Мятый пар после совершения работы в детандере направляется в конденсатор, где отдаёт тепло потребителю или, посредством градирни, тепло сбрасывается во внешнюю среду. Неконденсирующиеся компоненты РТ, например, такие как воздушные газы, отчасти скапливаются в системе конденсации, затрудняя тепломассообмен и требуя их удаления. Для удаления неконденсирующихся компонентов из вакуумного тракта разработано энергоэффективное решение, не требующее применения эжекционных систем. Образованный конденсат направляется на повторное использование в цикл ЖВЭУ или, при необходимости, сбрасывается во внешнюю среду (отдаётся потребителю тепла).

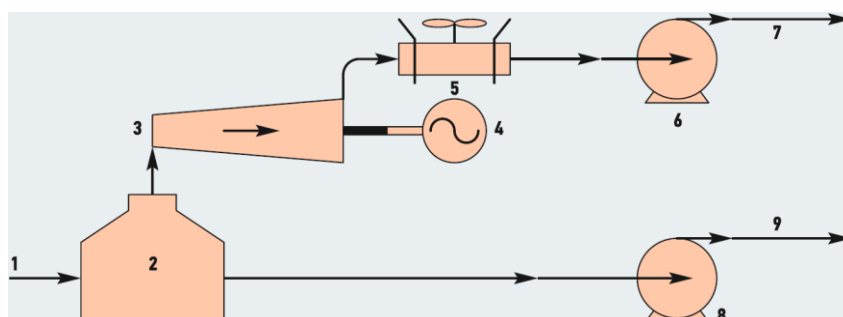


Рис. 2. Схема ЖВЭУ [1, с. 37].

ЖВЭУ (рис. 2) работает следующим образом: энергоноситель 1 поступает в закрытый объём 2, представляющий собой парогенератор, например, постоянно или периодически работающий под вакуумом (котёл переменного давления). После заполнения парогенератора 2 энергоносителем происходит отсечка его подачи, в результате чего энергоноситель начинает вскипать и дегазироваться, вырабатывая РТ, поступающее в детандер 3, приводящий нагрузку 4. Мятый пар из детандера 3 поступает в систему охлаждения 5 (на рисунке показана сухая градирня), где он, отдавая тепло во внешнюю среду (или потребителю тепловой энергии) конденсируется с образованием жидкой фракции и некоторого количества воздушных газов, например воздушных газов, образовавшихся в результате дегазации энергоносителя или поступивших в вакуумный контур ЖВЭУ извне. Конденсатный насос 6 удаляет 7 сконденсированное РТ вовне. Полученный конденсат, в большинстве случаев, должен представлять собой воду с удельной электропроводимостью на уровне 10 мкСм/см. Это позволит использовать полученный конденсат в качестве оборотной воды или сбрасывать его в водоёмы (использовать его любым иным способом) в случае использования ЖВЭУ для очистки загрязнённого энергоносителя или для производства дистиллята.

Охлаждённый энергоноситель из котла переменного давления 2 насосом 8 удаляется 9 из ЖВЭУ. В случае использования ЖВЭУ, например, для выработки электроэнергии, потоки 7 и 9 могут объединяться и поступать в источник тепла, например, в водогрейный котёл, тогда как поток 1 будет поступать в ЖВЭУ из такого котла. Например, в контуре ЖВЭУ может циркулировать сетевая вода системы отопления или оборотный теплоноситель системы охлаждения.

В процессе работы ЖВЭУ, например работающей с использованием перегретой воды (подаваемой при давлении 5 ата) и выпариваемой до температуры на уровне +25°C (рис. 3), происходит постепенное падение давления в котле от избыточного, до разряжения, при этом на всём интервале давлений вырабатывается насыщенный пар из энергоносителя, являющийся РТ, поступающим в детандер.

В случае, если в ЖВЭУ поступает горячая, а не перегретая вода в качестве энергоносителя, процесс парообразования будет начинаться при давлении менее 1 ата (соответствует вертикальной линии на рис. 3). При этом РТ будет являться пар с давлением ниже атмосферного (пунктирная кривая на рис. 3). Именно такой режим стендового прототипа ЖВЭУ был реализован на испытаниях, в ходе которых в ЖВЭУ подавалась горячая вода с температурой +80 °С при температуре в конденсаторе +30 °С. Образованный теплоперепад в 50 °С между температурой подвода и отвода тепла позволил получить перепад давлений в 43 кПа, использованный, посредством детандера, для привода нагрузки.

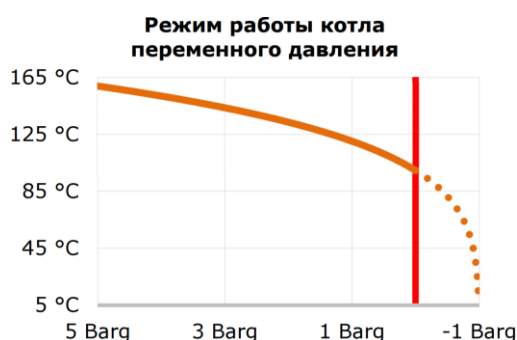


Рис. 3. Давление вырабатываемого пара в котле переменной давления.

Принципиально, рассмотренный режим работы ЖВЭУ близок классическим паросиловым установкам за тем исключением, что в ЖВЭУ описанной схемы непрерывно происходит циклическое изменение начальных параметров пара, что потребовало создания специального детандера, позволяющего срабатывать постоянно меняющееся давление пара с переменной энтальпией.

Локальная выработка электроэнергии с использованием ЖВЭУ

Возможность подачи в ЖВЭУ горячей и перегретой воды позволяет вырабатывать электроэнергию в широких пределах температурного перепада энергоносителя. Например, при температуре отвода тепла +20 °С (сброс тепла летом посредством сухой градирни) и при подводе тепла при температуре +100 °С (бытовой отопительный котёл твёрдого топлива; солнечный коллектор вакуумного или плоского типа (см. Рис. 4)), электрический КПД брутто ЖВЭУ составит 8%.

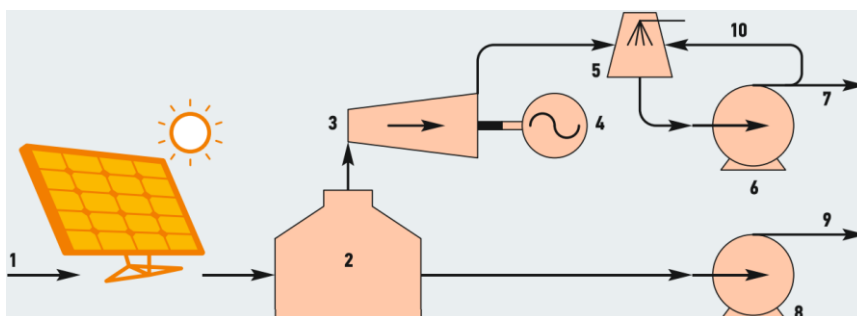


Рис. 4. ЖВЭУ с солнечным коллектором и испарительной градирней [1, с.38].

Повышая температуру подвода тепла до +200 °С, электрический КПД может быть увеличен до 19% и более, если, соответственно отводить тепло от мягкого пара при конденсации его зимой. Возможность применения различных энергоносителей, таких как вода, НРТ, высококипящие органические теплоносители (ВОТ), а также другие вещества, позволяет создать ЖВЭУ с параметрами, соответствующими максимальному полезному использованию располагаемого теплоперепада. Применение различных технологических схем ЖВЭУ, отличительными особенностями которых является использование тепломассообменного оборудования, а не классических ТО, позволяет, даже при низкосортных видах горючего, повышать электрический КПД ЖВЭУ как минимум до 30%.

Это ставит задачу создания энергоустановки, которая по своим характеристикам позволяла бы работать с широким спектром теплогенерирующего оборудования (мини-ТЭЦ, отопительные котлы и т.п.), при этом, предпочтительно не подпадая под Правила Ростехнадзора в части поднадзорного оборудования [3]. П.4. указанных Правил выводит из под их действия оборудование, соответствующее следующим критериям:

- сосуды и трубопроводы, работающие под вакуумом.

Указанным в п.4 Правил [3] требованиям в полной мере соответствуют любые ЖВЭУ, работающие в составе отопительных или производственно-отопительных котлов, вырабатывающих горячую воду (начальная температура не более +100 °С).

Следующие требования, указанного п.4 Правил, гласят, что:

- котлы объемом парового и водяного пространства 0,001 кубического метра (м^3) и менее, у которых произведение рабочего давления (МПа) на объем (м^3) не превышает 0,002;

- сосуды и баллоны вместимостью не более 0,025 м^3 , у которых произведение значений давления (МПа) на вместимость (м^3) не превышает 0,02;

и позволяют изготавливать неподнадзорные ЖВЭУ, с высокими начальными параметрами перегретого энергоносителя (вода, ВОТ и т.п.), оптимизированные для работы у индивидуальных потребителей в составе котельных коттеджей, позволяя вырабатывать электроэнергию и тепло используя как квалифицированные (ископаемый природный газ (ИПГ), СПБТ, мазут, дизтопливо), так и местные виды топлива (дрова, пеллеты, щепу и т.п.).

Часть п.4. Правил, гласящая, что:

- сосуды, состоящие из труб внутренним диаметром не более 150 мм без коллекторов, а также с коллекторами, выполненными из труб внутренним диаметром не более 150 мм;

- части машин, не представляющие собой самостоятельных сосудов (корпусы насосов или турбин, цилиндры двигателей паровых, гидравлических, воздушных машин и компрессоров);

- трубопроводы пара и горячей воды наружным диаметром менее 51 мм, у которых температура рабочей среды не превышает 450 °С при давлении рабочей среды более 8,0 МПа, а также у которых температура рабочей среды превышает 450 °С без ограничения давления рабочей среды.

позволяет изготавливать неподнадзорные ЖВЭУ с ориентировочной электрической мощностью на уровне 100...200 кВт.

Выводы

Указанные выше возможности по простому конвертированию в мини-ТЭЦ водогрейных отопительных и производственно отопительных котельных, которых, по различным оценкам, на территории России находится на уровне 200 тыс. шт., позволяет решить несколько задач, главными из которых являются повышение надёжности про-

изводства тепла и снижение затрат электроэнергии, приобретаемой посредством внешних электросетей, надёжность которых зачастую невысока, а подводимая мощность - ограничена. Также решается задача снижения себестоимости вырабатываемой предприятиями тепловой энергии и создание собственного источника электроэнергии, обеспечивающего как минимум частичное покрытие собственных нужд предприятия в электроэнергии.

Для индивидуальных потребителей, в особенности расположенных на значительном удалении от энергетической инфраструктуры, решается задача энергоснабжения с умеренной себестоимостью при использовании местных видов горючих, ВИЭ, в том числе солнечной энергии посредством вакуумных или плоских коллекторов.

Литература

1. Величко В.В. Вакуумная переработка промышленных стоков с использованием низкопотенциального тепла // Сантехника Отопление Кондиционирование, №5, 2016. С. 36–40.
2. Алиев Р.М., Байрамов А.М., Прохоров А.И. Потенциал кластерного энергоснабжения Северного Кавказа с использованием геотермальной энергии // Грозный: Сборник докладов Международной научно-практической конференции «GEOENERGY», 19-21.06.2015, С. 156–170.
3. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением» // приказ Ростехнадзора от 25 марта 2014, № 116.

БЕСПЛОТИННЫЕ ГЭС, КАК ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ ОТДЕЛЬНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

*Гетманов В.Н., Блинов В.В., Гончаров Н.Ф., Комаров С.Г.,
Макаров И.Р., Мандрик М.С.*

ПК «Энергетика и экология», г. Новосибирск

В работе рассмотрены особенности и возможности бесплотинного способа извлечения энергии из потоков воды с помощью турбин поперечного типа, приведены данные экспериментов на реках с реальными устройствами киловаттного диапазона мощности.

Бесплотинная энергетика, как экологически чистый, возобновляемый источник энергии

Использование энергии рек как источника электрической энергии актуально в связи с большой мощностью водяных потоков. При этом важным достоинством гидроэнергетики является способность выполнять пиковые нагрузки, кардинально перестраивая выдаваемую в сеть мощность за считанные минуты.

В настоящее время способы производства энергии преобразуются, увеличивая свою эффективность и экологическую чистоту. При этом возобновляемые источники энергии развиваются опережающими темпами.

Важной частью преобразования гидроэнергетики является развитие её бесплотинных методов. Их экологичность состоит в ликвидации таких, например, недостатков плотинной энергетики, как затопление больших территорий и накопление в водохранилищах вредных веществ; кавитационные эффекты, уничтожающие фитопланктон и омертвляющие реку.

Бесплотинная энергетика не требует строительства дорогостоящих плотин, не препятствует прохождению рыб и лодок и является экономически приемлемым и экологически чистым способом извлечения энергии из потоков воды, в полной мере сохраняющим жизнь в реке и качество воды.

Бесплотинные ГЭС способны заменить бензоагрегаты, требующие подвоза дорогостоящего топлива в труднодоступные места, что в ряде случаев позволяет исключить строительство капиталоемких линий электропередачи.

Отдельная погружная бесплотинная микро-ГЭС может быть введена в поток и извлечена из него с помощью лебёдок, размещается на дне реки в полностью затопленном положении, легко транспортируется и обеспечивает электропитанием, холодной и горячей водой небольшую группу людей. Поставленная каскадом вдоль течения реки группа бесплотинных ГЭС может генерировать энергию большой мощности [1,2].

Особенности метода бесплотинной энергетики

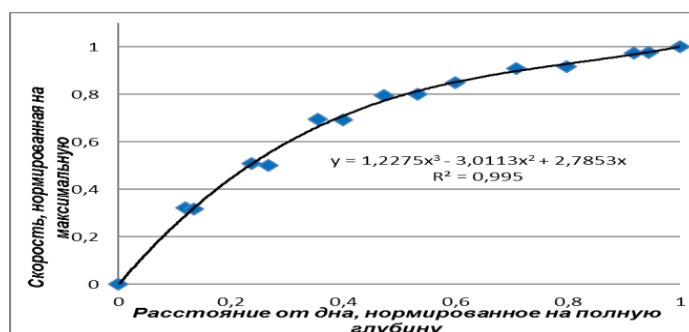


Рис. 1. Экспериментальный профиль скоростей воды в речном потоке, от дна к поверхности реки. Глубина и скорость даны в относительных единицах.

Распределение скоростей потока по глубине реки

Измерения проведены с помощью модернизированной гидромеханической вертушки ГР-99 [3], тарированной в диапазоне от 0,1 до 5 м/с с погрешностью $\pm 1\%$. Измерения на глубине проведены в центре потока. Данные оцифровки скорости в зависимости от глубины реки в относительных единицах, приведены на (рис. 1).

На (рис. 1) обобщены данные трёх экспериментов на реке Чемал Республики Алтай, что оправдано ввиду однородности условий. Глубина реки H_0 в этих экспериментах, находилась в пределах от 0,8 м до 1,3 м, ширина центральной, скоростной части потока, составляла 5-6 м, полная ширина реки, без мелководных крыльев - 12-15 м, максимальная скорость потока на его поверхности V_0 находилась в пределах 2,5-3 м/с.

Средняя по глубине скорость потока на его оси $\langle V(H) \rangle = 0,69 V_0$, средняя величина куба скорости, определяющая мощность потока, $\langle V^3(H) \rangle = 0,43 V_0^3$.

Распределение скоростей и глубин потока по ширине реки

На (рис. 2) приведена зависимость двух величин: скорости потока V на его поверхности и глубины потока H от его ширины B . Данные получены экспериментально и представлены в относительных единицах. Погрешность измерений около 5%.

При $0,1 < B < 0,9$, то есть, вне зоны мелководных и медленных крыльев, содержится основная часть потока, средняя по ширине скорость потока на его поверхности $V_b = 0,78 V_0$, а средняя по сечению:

$$\langle V \rangle = 0,69 V_0 \frac{\sum (V \cdot H)}{\sum H} = 0,56 V_0. \quad 1)$$

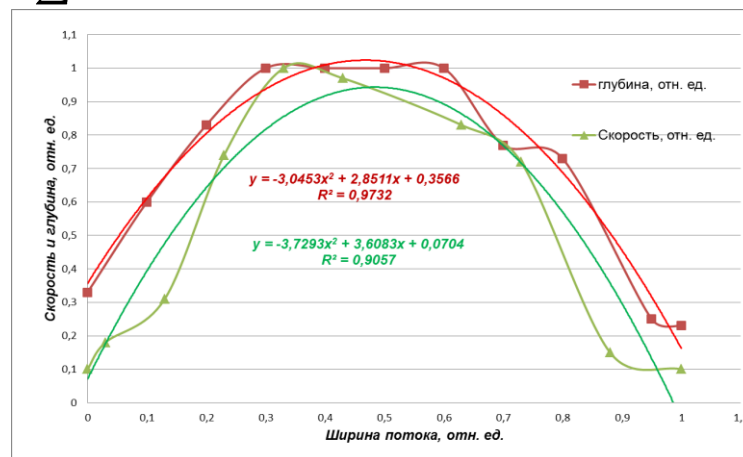


Рис. 2. Распределения скоростей на поверхности потока и его глубины по ширине реки, данные в относительных единицах. Показаны экспериментальные и аппроксимирующие кривые.

Из этой зависимости (рис. 2) следует, что в центральной части потока, в зоне $0,25 < B < 0,75$, то есть, в половине его ширины на поверхности, содержится доля 0,84 от его полной мощности, то есть мощности зоны $(0-1)V_0$. Поэтому эффективный размер турбины, извлекающей основную часть мощности потока, составляет примерно половину высоты H_0 и половину ширины B_0 его быстрого тока на поверхности, а площадь перекрытия потока турбиной:

$$S_p \approx \frac{H_0}{2} \times \frac{B_0}{2}, \quad 2)$$

Поток воды через сечение потока, учитывающего его форму, соответствует выражению:

$$Q \left[\text{м}^3 / \text{с} \right] = 0,56 V_0 S_T, \quad 3)$$

где V_0 - скорость на поверхности в середине потока, взятая по абсолютной величине, то есть выраженная в м/с, S_T - площадь сечения потока, учитывающая его форму, коэффициент $\approx 0,56$, согласно (1), учитывает экспериментальную зависимости скорости от ширины и глубины потока, обрезанного по ширине на уровне 0,1 его глубины.

Мощность потоков воды на турбину

Турбина, ось которой направлена поперёк потока, находится в его середине и имеет диаметр равный половине глубины, т.е. расположенная в диапазоне от 0,25 до 0,75 глубины реки H_0 (см. ось x согласно (рис. 3)), находится в зоне скоростей потока от 0,5 до 0,9 от её максимального значения на поверхности (см. ось Y). Назовём это положение центральным.

Учитывая, что мощность потока пропорциональна третьей степени скорости, получим, что в таком положении турбина, (рис. 2), принимает на себя около 0,6 полной мощности потока реки W_0 :

$$\sum_{0,5}^{0,9} V^3 / \sum_0^1 V^3 = 0,61. \quad (4)$$

Задавая положение турбины в скоростном ядре потока в относительных единицах глубины и ширины и полагая, что турбина площадью (2) может свободно разместиться в ядре потока, то есть сужение потока ко дну в рабочей зоне турбины незначительно, и используя данные о скоростях из (рис. 1 и 2), можно получить относительные величины потоков мощности W_M на турбину в данном её положении:

$$W = \left\langle (V/V_0)^3 \right\rangle_Y \times \left\langle (V/V_0)^3 \right\rangle_B \times W_0, \quad (5)$$

где используются средние значения величин V^3 , усреднённые по высоте Y и ширине B зоны турбины, $W_0 = \rho S_T \left\langle (V/V_0)^3 \right\rangle / 2$ - полная мощность в ядре потока. Распределения мощности по ширине и глубине потока в (4) считаются независимыми. Максимально возможная извлекаемая мощность потока $W_H = 0,59W_M$, где коэффициент $K \approx 0,59$ соответствует формуле Н.Е. Жуковского [4]. Результаты расчётов соответствуют данным (рис. 1,2) и представлены в (табл. 1).

Таблица 1. Извлекаемая мощность потока в трёх положениях турбины

	Положение турбины	По глубине, Y	По ширине, B	$\langle V/V_0 \rangle^3_Y$	$\langle V/V_0 \rangle^3_B$	W_M/W_0	W_H/W_0
	Центральное	0,25-0,75	0,25-0,5	0,61	0,84	0,51	0,3
	Рабочее	0,35-0,85	0,25-0,75	0,72	0,84	0,6	0,35
	Высокое	0,45-0,95	0,25-0,75	0,8	0,84	0,67	0,4

Относительные величины мощности скоростного ядра потока W_M , поступающей на турбину S_P , и предельно извлекаемой турбиной мощности W_H в трёх её положениях в потоке, согласно (4). Глубина отсчитана от дна и нормирована на полную глубину потока, ширина берётся от берега и нормирована на полную ширину скоростной части потока. (Практически достигнутая эффективность извлечения энергии из потока для турбин поперечного типа в наших экспериментах в полтора - два раза ниже указанной максимальной W_H).

Практическая реализация элементов бесплотинной энергетики на реках Горного Алтая. Описание установки



Рис. 3. Внешний вид реальной установки на берегу реки Чемалка Республики Алтай, май 2014 года.

На (рис. 3) видны: 1 - несущий каркас, установленный на две лыжи из герметизированных труб диаметром 80 мм и длиной 3,45 м; 2 - сориентированная параллельно лыжам турбина из четырёх одинаковых секций диаметром 500 мм и длиной 598 мм из листовой стали-3 толщиной 2 мм, сваренных аргонодуговой сваркой по торцам, каждая из которых повернута относительно соседней на 90 градусов, для выравнивания вращающего усилия потока при вращении турбины; 3 - листы формователя потока, затеняющего нижнюю часть турбины от набегающего потока воды, длиной 1700 мм и общей шириной 3 м. Формователь, также, под действием потока воды, прижимает установку ко дну реки, стабилизируя, тем самым её положение [1]. Ось турбины поднята на высоту 600 мм от опоры и затенена формователем на размер 0,55 своего радиуса. Подвеска турбины проведена с помощью подшипниковых узлов с уплотнением на основе трущейся пары: автомобильные сальники – тройное металлизированное покрытие (никель, медь, хром), нанесённое на стальную основу. Используются сферические двухрядные подшипники типа 1207, выдерживающие нагрузку до 1200 кг в динамике.

Геометрия лопастей гидротурбины разработана в ПК «Энергетика и экология», г. Новосибирск [5,6], метод компоновки гидроагрегата защищён патентом РФ [1].

Достоинства применяемой турбины состоят не только в её достаточно высокой эффективности и простоте изготовления, но и в устойчивости к внешним воздействиям, связанным, например, с ударами о турбину плывущего топляка и иных предметов.

Виден также электромеханический блок (4 на рис. 3), установленный на торце турбины, которая является мотором для электрогенератора. Его сигнал передаётся на берег с помощью электрического кабеля, выведенного над уровнем реки через вертикальную трубу (5 на рис. 3).

Турбина отъюстирована с электромеханическим блоком 4 с помощью люнета 1 и передаёт вращательный момент на ось генератора через модифицированную муфту автомобиля Нива и мультипликатор ЗМП-31,5 с передаточным числом 31,5:1 и мощностью до 2,2 кВт [7].

Электромеханический блок.

Генератор, трансформатор и система регулировки.

Для выработки электроэнергии используется стандартный автомобильный генератор Г 288Е, со следующими заводскими характеристиками:

- рабочее напряжение 28В, с регулятором 11.3702;

- номинальные нагрузка 30 А , мощность 840 Вт ; частота вращения 1900 об/мин ;
- ток самоограничения 47 А , максимальная частота вращения - 5000 об/мин ;
- максимальная мощность $1,3\text{ кВт}$, вес 10 кг ;
- минимальная частота, доступная стабилизации, 1180 об/мин .

Режим генератора был модифицирован. Электрическая схема приведена на (рис. 4).

Генератор находился в потоке воды и был герметизирован, связан с блоком трансформатора и управления с помощью силовых и управляющих кабелей. Был разработан новый регулятор на двух транзисторах $KT3102$ и $KT827$, и подстроечном резисторе $СП-35А$, позволивший работать в режиме до $70В$. В новом варианте выпрямленный ток подавался только на регулятор напряжений (кабель 1) а в нагрузку подавался переменный трёхфазный ток, который проходя через трансформатор, повышал уровень напряжения в $141/37=3,8$ раза. Затем напряжение выпрямлялось и к нему добавлялось выпрямленное напряжение генератора, что с учётом индуктивной связи обмоток генератора и трансформатора повышало уровень напряжения суммарно в $5,3$ раза, и подавалось в нагрузку как однофазное, постоянное с регулируемой амплитудой до 220 В . (Для трансформатора использовался корпус стандартного трёхфазного трансформатора $ОСМ-Т\ 380/220В \times 50Гц$ мощностью около $2,5\text{ кВт}$, с новой намоткой.)

С целью стабилизации напряжения в нагрузке и повышения эффективности работы генератора, взятое с генератора выпрямленное напряжение I с помощью регулятора напряжений подавалось в обмотку подмагничивания ($R_{AB}=3,7\text{ Ом}$) через реостат РП, а амплитуда напряжения регулировалась подстройкой сопротивления реостата и резистора реле - регулятора. В рабочем режиме мощность цепи подмагничивания была близка к 100 Вт , основная часть которой выделялась в реостате.

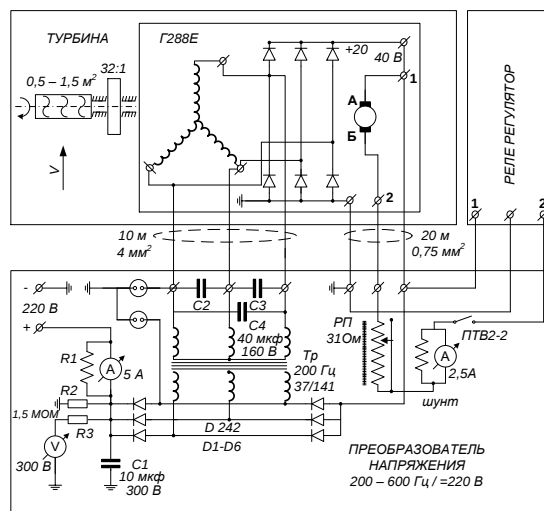


Рис. 4. Схема микро-ГЭС электрическая, принципиальная

Регулятор мог также посылать по линии 1-2 стартовый импульс в обмотку подмагничивания с помощью батарейки $4,5В$, однако в практической работе в реке наблюдался самозапуск генератора на остаточной намагниченности.

К.п.д. преобразования механической энергии.

Режимы работы системы генератор - трансформатор тщательно исследовались на специальном стенде. Полный к.п.д. преобразования механической энергии турбины в электрическую определяется сочетанием к.п.д. систем передачи и преобразования этой мощности. Измеренные данные собраны в (табл. 2).

Таблица 2. К.п.д. преобразования механической энергии в электрическую.

Узел	Трение в осях	Юстирующая муфта	Мульти-пликатор	Генератор-трансформатор	Кабель	Общий к.п.д.
К.п.д.	0,99	0,95-0,97	0,97	0,59*	0,98	0,53-0,54

- При мощности в нагрузке около 700 Вт

Ввод - вывод установки в поток

Установка вводилась в поток с помощью стальных тросов диаметром 6 мм и двух стандартных лебёдок, с допустимой нагрузкой до 500 кг, закреплённых на двух берегах, и фиксировалась в выбранном положении с помощью каната диаметром 10 мм, закреплённым на торцах несущих лыж и на стопорном колу, вбитому в грунт на берегу. Натяжение каната при вводе в поток было небольшим, в связи со стабилизирующим действием формирователя, прижимающим установку ко дну с силой около 100 кг и компенсирующим опрокидывающий момент. В рабочем положении канат натягивался, что указывало на уменьшение контакта опорных лыж с поверхностью, которые занимали, по-видимому, положение хорды с опорой в крайних точках. В таком положении, со снятым стопорным канатом, установка ненадолго оставалась в покое, но в среднем, из-за вибраций, понемногу начинала смещаться по течению.

Положение турбины в потоке

Как видно по отметке уровня воды на выводной трубе (рис. 5), расстояние от точки опоры установки до поверхности реки $h \approx 1,1$ м, а известная ширина опоры 3,45 м.

По характеру перемещения установки поперёк реки было установлено, что ложе реки в центральной части имеет малую кривизну дна и протяжённость не намного превышающую ширину опоры. Поэтому форма дна реки в области расположения установки в потоке в своём сечении может восприниматься, как трапеция, нижняя грань которой имеет протяжённость $L \approx (4,5-5)$ м.



Рис. 5. Бесплотинная ГЭС в потоке воды

Сопоставляя этот размер с (рис. 2), получим, что этой протяжённости ровного дна соответствует 0,3 от полной ширины центральной, скоростной части потока B_0 , а положение турбины в потоке по его ширине характеризуется координатами от $0,25B_0$ до $0,55B_0$. При этом $0,3B_0 \approx 4,5$ м, поэтому $B_0 \approx 15$ м – ширина потока без его мелководной части. Поскольку ось турбины удалена от дна на 0,6 м, а её диаметр равен 0,5 м, то она расположена в зоне от 0,35 м до 0,85 м, отсчитанных от дна, или от $0,32h$ до $0,77h$, в единицах полной глубины потока. Найденные координаты положения турбины позволяют с помощью (рис. 1 и 2) рассчитать мощность потока, поступающего в зону турбины. Площадь турбины составляет $1,17/5 = 0,23$ от площади центральной зоны потока $S = L \cdot h$, или 0,12 от полной площади потока реки.

Измерение механической мощности и к.п.д. турбины в потоке

В данном эксперименте полная электрическая мощность генератора в максимуме достигала 760 Вт , из которых около 90 Вт уходили в систему подмагничивания, а 670 в нагрузку.

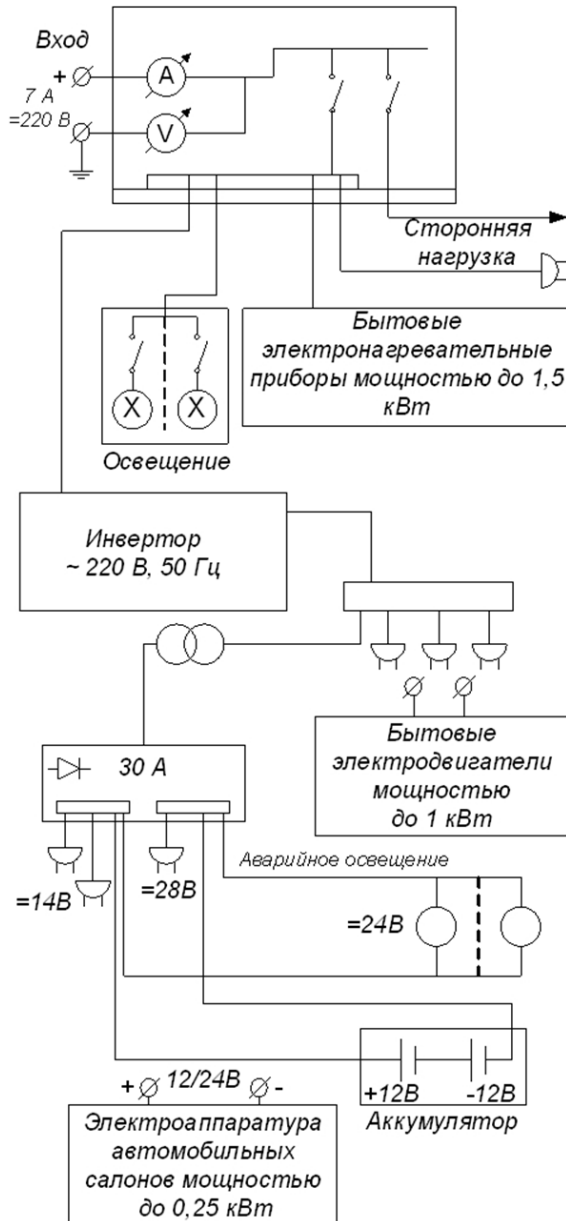


Рис. 6. Блок-схема сети потребителей

ка с установленной в него турбиной, усреднена по ширине турбины и по глубине её верхней половины, см. (рис. 1,2).

Аналогичные результаты по мощности $\approx 1 \text{ кВт/м}^2$ были получены нами ранее, в экспериментах на этой же реке с турбинами площадью $0,5 \text{ м}^2$ и $1,5 \text{ м}^2$ [2,9,10]. Поэтому для извлечения большой энергии из рек необходимо использовать каскады турбин, через которые поток проходит многократно.

На (рис. 6) приведена блок-схема возможного варианта сети потребителя, которая подключена к микро-гэс (или группе микро-гэс) однофазной линией передачи $=220 \text{ В}$, что позволяет удалять потребителя от реки вплоть до 1000 м с малыми потерями мощности. Сеть $=220 \text{ В}$ разветвляется на стороннюю нагрузку, электронагревательные приборы и освещение, не требующие преобразования формы сигнала. Также к

Механическая мощность турбины определялась из электрической делением её на к.п.д. преобразования энергии и равна: $W_T = 760/0,53 = 1430 \text{ В}$, что соответствует мощности с единицы поверхности сечения турбины - $1,43/1,17 = 1,2 \text{ кВт/м}^2$. Скорость свободного потока $V_0 \approx 2,5 \text{ м/с}$, а после установки турбины, на входе в формиратель, $V \approx 2,2 \text{ м/с}$; расчётная мощность потока на турбину $W_T = \rho S_p \langle V^3 \rangle / 2$, с усреднением куба скорости потока на турбину по её сечению. Согласно данным (рис. 1 и 2), в рабочем положении (от $0,3$ до $0,6$ по ширине и $0,32$ до $0,77$ по глубине), средние значения кубов относительной скорости равны: по глубине - $0,5V_0^3$, а по ширине - $0,87V_0^3$. Поэтому $\langle V^3 \rangle = 0,5 \cdot 0,87V_0^3 = 0,435 \cdot (2,5)^3$. Тогда: $W_T = \rho S_p \langle V^3 \rangle / 2 = 0,5 \cdot 1000 \cdot 1,2 \cdot 0,435(2,5)^3 = 4,07 \text{ кВт}$. Поэтому к.п.д. турбины равен $\square \approx 1,43/4,07 = 0,35 (\pm 0,04)$.

Полученное значение соотнесено с полной мощностью невозмущённого потока проходящего через площадь сечения всей турбины. Полученный к.п.д. турбины близок к значению $\square \approx 0,4$ указанному Б.С. Блиновым для данного типа турбин [8] и в $1,7$ раза превышает данные [5], полученные для данного типа турбин в экспериментах с моделями без формирателя потока.

Быстроходность турбины в максимуме мощности

$$Z = 2\pi R/V = 1,58/(2,2 * 0,86 * 0,954) = 0,88$$

где скорость V в центре поверхности пото-

входу сети подключается инвертор, создающий однофазное переменное напряжение $\approx 220В \cdot 50Гц$, которое используется по прямому назначению, и далее, через понижающий трансформатор, создаёт низковольтную сеть, способную работать на электроаппаратуру автомобильных салонов, аварийное освещение и на зарядку аккумуляторов на $\approx (12-24) В$.

Основные экспериментальные результаты

- С использованием турбины диаметром $0,5 м$ и длиной $2,3 м$, площадью $1,2 м^2$, получена максимальная электрическая мощность $P \approx 760 Вт$ при частоте вращения турбины $\approx 1 Гц$ и быстроходности $0,9$. Вес установки $\approx 250 кг$.

- Использование формирователя потока площадью $3 \cdot 1,7 = 5,1 м^2$, установленного под углом 12° к плоскости опоры, позволило добиться устойчивого положения установки в потоке и обеспечило удобства при её вводе в поток. Затенённость нижней части турбины формирователем составляла $0,55$ от её радиуса.

- К.П.Д. системы преобразования механической энергии в электрическую $K_\eta \approx 0,53$;

- Механическая мощность самой турбины $P \approx 760/0,53 = 1430 Вт$; или $1,43/1,17 = 1,2 кВт$ на $1 м^2$ сцепления с потоком;

- Скорость свободного потока $V_0 \approx 2,5 м/с$, после установки турбины $V_1 \approx 2,2 м/с$;

- Расчётная мощность потока на турбину $\approx 4,1 кВт$. Поэтому к.п.д. турбины равен $\eta \approx 1,43/4,1 = 0,35 (\pm 0,04)$. Полученное значение соотнесено с полной мощностью невозмущённого потока, проходящего через площадь сечения всей турбины.

- Зарегистрированные в экспериментах на реке значения эффективной быстроходности около $0,9$ и к.п.д. около $0,4$ соответствуют представлениям о работе турбины в режиме циркуляции скорости при несимметричном обтекании лопаток турбины [5], при идеальной реализации которого $Z=2/3$, а $\eta \approx 0,59$.

Благодарности

Авторы выражают благодарность Макаренко Ю.Ф. за изготовление гидротурбины, Гетманову Я.В. – за помощь в оформлении текста статьи.

Литература

1. Пат. 2187691 (РФ). Русловой гидроагрегат / Блинов В.В., Гетманов В.Н., Комаров С.Г., Горяев Е.П. Действует с 13.03.2000, зарегистрирован в Госреестре изобретений РФ 20.08.2002. Бюлл. №23.
2. Гетманов В.Н. Экспериментальное исследование работы погружных микро-ГЭС и пути достижения высокого уровня мощности – Материалы первого международного форума REENFOR-2013: «Возобновляемая энергетика. Пути повышения энергетической и экономической эффективности» – 22-23 октября 2013 – Москва, Россия – С. 120–123.
3. Илларионов В.И., Бурцев П.Н. Руководство по поверке гидрологических приборов. - Л.: «Гидрологическое издательство» – 1966.
4. Жуковский Н.Е. Ветряная мельница типа НЕЖ. – М. – Л.: «Изд. ОНТП СССР, ПСС», – 1937 – 5.
5. Быковский Ф.А., Ведерников Е.Ф., Новиков Ю.М. Исследование роторов поперечного типа для бесплотинных ГЭС // Изв. Академии наук СССР, Энергетика – 1996 – 5 – С.138–143.
6. Новиков Ю.М. Парокрылый моментосбалансированный ротор поперечной турбины. А.С. 1786280// Б.И. – 1993 – 1.
7. Мотор-редукторы планетарные типа ЗМП // К.: «Час», ОКП 416172, – 1991 – 15 С.
8. Блинов Б.С. Гирляндная электростанция // Журнал «Радио» – 1961 – 6 – С.64–65.
9. Гетманов В.Н. Индивидуальная энергоустановка мощностью 1 кВт на основе бесплотинной микро-ГЭС // Новосибирск: Изд. Президиума СО РАН, Основные результаты по региональной программе «Сибирь» – 2001– С. 51–52.
10. Гетманов В.Н. Бесплотинная микро-ГЭС мощностью 1,5 кВт – Научно-практическая конференция «Энерго- и ресурсоэффективность малоэтажных жилых зданий», 19-20 марта 2013 – Новосибирск, Россия – 5 с. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.itp.nsc.ru/conferences/mzhz/files/S05_Getmanov.pdf 5

ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ ЭНЕРГЕТИКА. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

Низовцев М.И.

Институт теплофизики СО РАН, г. Новосибирск

Согласно федеральному закону об электроэнергетике [1] к возобновляемым источникам энергии (ВИЭ) относятся: энергия солнца, энергия ветра, энергия воды, в том числе энергия сточных вод (за исключением случаев использования такой энергии на гидроаккумулирующих электроэнергетических станциях), энергия приливов, энергия волн водных объектов, в том числе водоемов, рек, морей, океанов; геотермальная энергия с использованием природных подземных теплоносителей, низкопотенциальная тепловая энергия земли, воздуха, воды с использованием специальных теплоносителей; биомасса, включающая в себя специально выращенные для получения энергии растения, в том числе деревья, а также отходы производства и потребления, за исключением отходов, полученных в процессе использования углеводородного сырья и топлива; биогаз, газ, выделяемый отходами производства и потребления на свалках таких отходов, газ, образующийся на угольных разработках.

Доля возобновляемой энергетики в общем производстве электроэнергии в 2015 г от невозобновляемых источников составила 76.3%, а от возобновляемых – 23.7%. В возобновляемых: гидроэнергетика – 16.6% (с учетом крупных ГЭС), остальные 7.1%: ветер – 3.7%, био – 2.0%, солнечные панели – 1.2%, прочие – 0.4% [2] (рис.1).

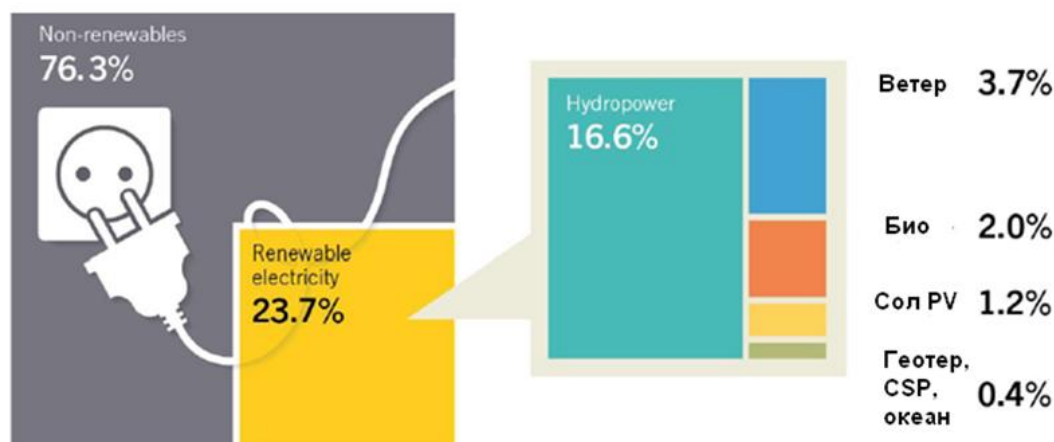


Рис.1. Доля возобновляемой энергетики в общем производстве электроэнергии, 2015 г.

Наибольшие инвестиции в 2015 г. в мире из видов возобновляемой энергетики были в солнечную энергетику – 161 млрд. дол (увеличение на 12% к 2014 г) и ветровую – 109 млрд. дол. (увеличение на 4% к 2014 г) (рис.2) [2].

В 2005 г. в Германии возобновляемые источники энергии составляли 10% в общем производстве электроэнергии. В том числе: ветер – 4.4%, гидро – 3.1%, переработка биомассы – 2.3%, солнечная – 0.2%. В 2015 г. – возобновляемые источники дали – 30% всей электроэнергии. В том числе: ветер – 13.3%, переработка биомассы – 6.8%, солнечная – 5.9%, гидро – 3.1%. (рис.3). Всего за 10 лет ВИЭ перегнали все традиционные технологии и стали основным источником электроэнергии. Германия планирует

достичь к 2050 г. 60 % доли ВИЭ в общем энергобалансе страны и 80 % – в производстве электроэнергии [3].

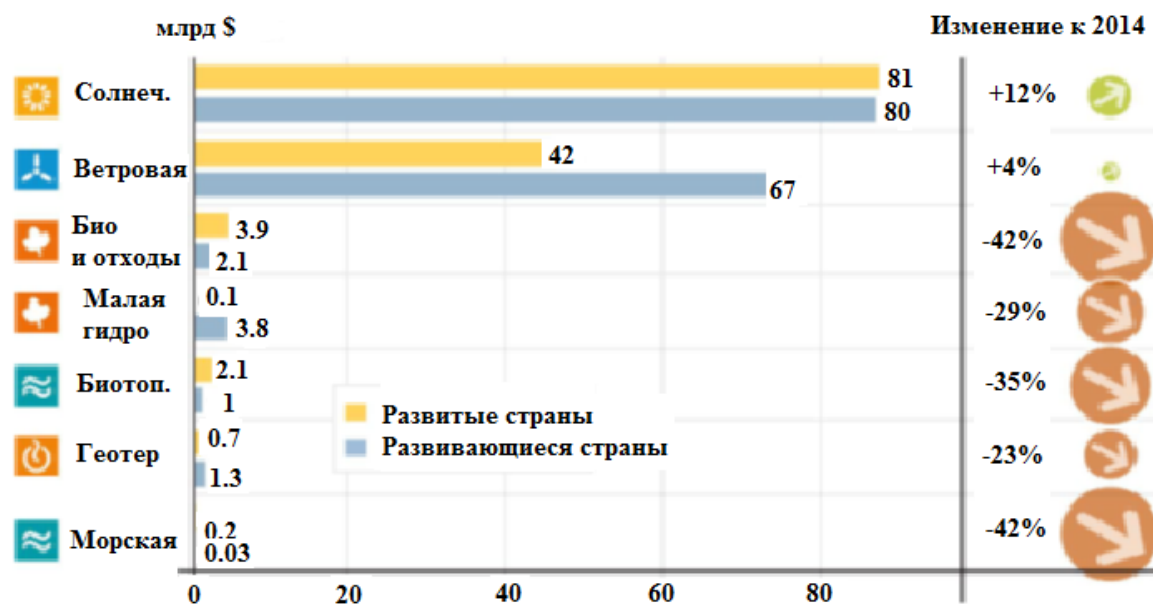


Рис.2. Новые инвестиции в возобновляемую энергетику развитых и развивающихся стран, 2015 г.

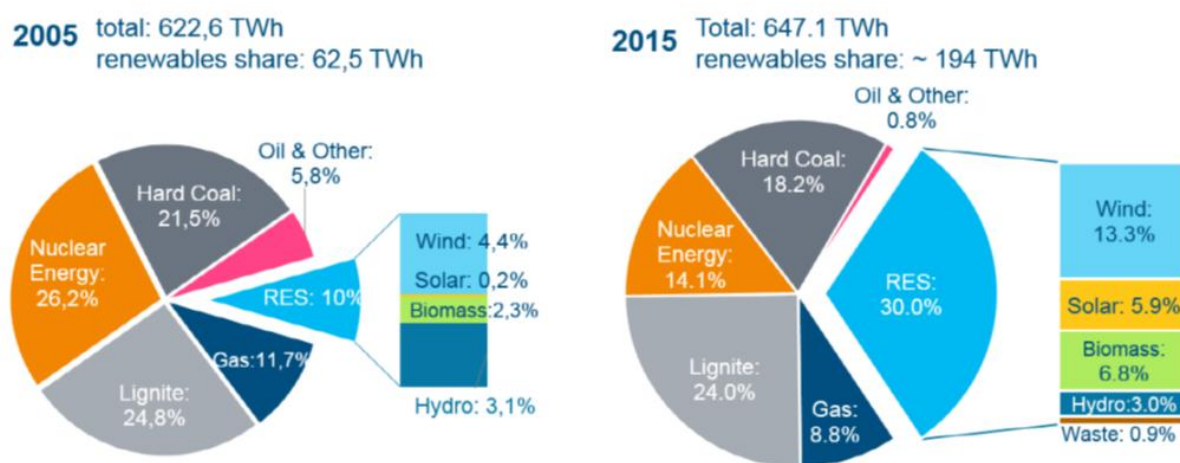


Рис.3. Валовое производство электроэнергии в Германии.

Инвестиции в России в возобновляемую энергетику в период с 2004 г. по 2014 г. составили 1.7 млрд. дол. Россия входит в 12 стран с наименьшими вложениями наряду с Албанией, Боснией и Герцеговиной, Сербией, Македонией Черногорией и бывшими республиками СССР: Беларусь, Киргизстан, Узбекистан, Грузия, Казахстан, Армения (рис.4) [2].



Рис. 4. Инвестиции в возобновляемую энергетику в период с 2004 по 2014 гг.

На территории России 70% территории с нецентрализованным энергоснабжением, на ней проживает 20 млн. человек и 15% основных фондов. Проблемы дефицита энергоресурсов в этих регионах можно эффективно решать с использованием возобновляемых источников энергии.



Рис. 5. Энергодефицитные территории России.

Ветровая, солнечная энергетика и производство биотоплива – наиболее быстро-растущие отрасли современной индустрии, на освоение которых направлен научно-технический потенциал ведущих стран мира. Бурное развитие ВИЭ в ведущих странах в последнее десятилетие стало возможным лишь благодаря финансовой поддержке со стороны государств. В настоящее время в мировой практике существует несколько механизмов поддержки проектов электрогенерации на основе ВИЭ. Наиболее популярны из них два: зелёные тарифы и зелёные сертификаты. В первом случае государство гарантирует приобретение у производителей электроэнергии из ВИЭ по специальным, более высоким тарифам. Их устанавливают для конкретного объекта на альтернативных источниках энергии на 20–25 лет, что обеспечивает хорошую рентабельность таких проектов. Во втором случае производитель по факту продажи на свободном рынке электроэнергии, сгенерированной на ВИЭ, получает специальный подтверждающий сертификат (подобная схема действует, например, в Швеции и Норвегии), который впоследствии может быть продан.

После тщетных попыток стимулирования развития ВИЭ в России через надбавки к рыночной цене электроэнергии 28 мая 2013 года Правительство РФ приняло Постановление № 449 «О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности». Разработчики данного постановления попытались обеспечить максимальное интегрирование механизма поддержки ВИЭ в существующую в стране специфическую архитектуру рынка электроэнергетики. Поддержка ВИЭ предусмотрена для трёх видов: солнечной, ветровой энергетики и малой гидроэнергетики. Поддержка осуществляется через ДПМ ВИЭ (договоры о предоставлении мощности, видоизменённые с учётом особенностей ВИЭ). Согласно действующему законодательству, ВИЭ в России будут поддерживать в рамках ежегодных квот (целевых параметров), выделенных для каждого вида ВИЭ на период до 2020 года. Отбор инвестиционных проектов строительства генерирующих объектов на основе ВИЭ осуществляется на специализированных конкурсах, где устанавливаются предельные уровни капитальных затрат. Основным условием для получения максимальной финансовой помощи от государства является требование локализации, т.е. обеспечение производства части оборудования для проекта внутри страны. Целевые показатели развития ВИЭ приведены в Таблицах. Запланировано в России ввод суммарных мощностей к 2024 г в ветроэнергетике – 3600 МВт, в солнечной – 1520 МВт, в гидроэнергетике – 751 МВт (табл. 1). Локализация производства оборудования для производства возобновляемых источников энергии в России планируется постоянно увеличивать и довести к 2024 до 65-70% (табл. 2).

Начался процесс конкурсного отбора мощностей, и на октябрь 2016 г. лидирующее положение занимали проекты солнечной энергетики, из которых уже было реализовано ~ 5 %, на втором месте находятся проекты ветроэнергетики с суммарной заявленной мощностью 801 МВт и отсутствием реализованных проектов, на третьем – заявленные 70,44 МВт гидроэнергетики, которые также не реализованы [4].

Таблица 1. Целевые показатели развития ВИЭ (в МВт) по видам до 2024 г.

Виды ВИЭ	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Всего
Энергия ветра	-	51	50	200	400	500	500	500	500	500	399	3600
Энергия Солнца	35,2	140	199	150	270	270	270	21,45	21,45	21,45	21,45	1520
Энергия воды	-	-	-	124	141	159	159	42	42	42	42	751
Итого	35,2	191	249	574	811	929	929	563,45	563,45	563,45	462,45	5871

Таблица 2. Целевые показатели степени локализации производства

Виды генерирующих объектов	Год ввода в эксплуатацию	Целевой показатель степени локализации
Генерирующие объекты, функционирующие на основе энергии ветра	2016 год	25%
	2017 год	40%
	2018 год	55%
	с 2019 по 2024 год	65%
Генерирующие объекты, функционирующие на основе фотоэлектрического преобразования энергии солнца	с 2014 по 2015 год	50%
	с 2016 по 2024 год	70%
Генерирующие объекты, функционирующие на основе прочих возобновляемых источников энергии	с 2014 по 2015 год	20%
	с 2016 по 2017 год	45%
	с 2018 по 2024 год	65%

Малая гидроэнергетика

Малые гидроэлектростанции (по международным стандартам мощностью до 25–30 МВт) были важнейшим источником электроэнергии для народного хозяйства СССР в первой половине прошлого столетия. В 1950-е годы в СССР насчитывалось около 6500 МГЭС (большинство на территории России), которые вырабатывали четверть электроэнергии, потребляемой в сельской местности. Последующая централизация энергообеспечения привела практически к полному отказу от малой гидроэнергетики.



Рис. 6. Объекты малой гидроэнергетики.

Сейчас в России действуют порядка 300 МГЭС общей мощностью около 1300 МВт. Компания ОАО «РусГидро» является основной в данном секторе и объединяет более 70 объектов. В организации разработаны программы строительства МГЭС, предполагающие сооружение 384 станций суммарной мощностью 2,1 ГВт, большая часть из которых локализована в Северо-Кавказском федеральном округе. В ближайшие несколько лет в России можно ожидать ввод новых мощностей в малой гидроэнергетике в объеме 50–60 МВт установленной мощности ежегодно. Еще одна компания, активно занимающаяся развитием малой гидроэнергетики в России, – это ЗАО «Норд Гидро». В настоящее время в её собственности 37 малых ГЭС, проектируемых к реконструкции, в том числе 4 действующих объекта установленной мощностью 8,4 МВт.

Ветровая энергетика

Ветровая энергетика в последнее десятилетие удерживает мировое лидерство среди технологий возобновляемой энергетики. К концу 2015 года общая установленная мощность ветровых электростанций (ВЭС) в мире превысила 433 ГВт (рис.7) [2].

Большая часть наиболее «богатых на ветер» регионов России – это местности, удалённые от основных электрогенерирующих мощностей страны. К ним относятся Камчатка, Магаданская область, Чукотка, Сахалин, Якутия, Бурятия, Таймыр и др. В этих регионах в основном отсутствуют собственные ископаемые энергетические ресурсы, а удалённость от магистральных линий электропередачи и транспортных энергетических нефте- и газопроводов делают экономически необоснованным подключение их к централизованному энергообеспечению.

Единственным постоянным источником электроэнергии в удалённых местностях России служат дизель-генераторы, работающие на дорогом привозном топливе. Производимая с их помощью электроэнергия имеет чрезвычайно высокую себестоимость (20–40 руб. за 1 кВт•ч). В таких регионах строительство ВЭС как основного источника

электроснабжения является экономически выгодным даже без какой-либо финансовой поддержки со стороны государства.

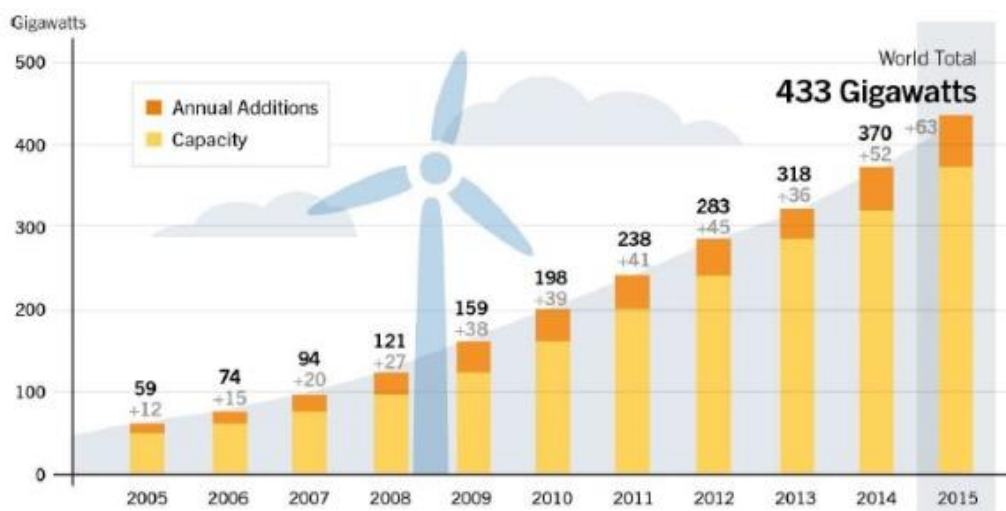


Рис. 7. Развитие ветроэнергетики.

Несмотря на экономическую обоснованность применения ВЭС во многих удалённых регионах страны, развитие ветроэнергетики (в масштабе общей электрогенерации) в настоящее время находится практически на нулевом уровне. В стране действует немногим более 10 ветровых электростанций, общая установленная мощность которых составляет всего 16,8 МВт.

Самым крупным ветропарком в России в настоящее время является Куликовская (Зеленоградская) ВЭС, принадлежащая компании «Янтарьэнерго». Она построена в Калининградской области в период с 1998 по 2002 год. Электростанция общей мощностью 5,1 МВт состоит из 21 ветрогенератора, из которых 20 агрегатов, мощностью по 225 кВт каждый, были получены в виде гранта правительства Дании от компании SEAS Energi Service A. S. До инсталляции на Куликовской ВЭС ветроагрегаты около восьми лет отслужили в датском ветропарке «Нойсомхед Винд Фарм».

На 2014–2015 годы не было запланировано ни одного проекта. Только один проект (ВЭС «Аксарайская» в Астраханской области) планировалось ввести в строй в 2016 году. Остальные шесть проектов введут в эксплуатацию в 2017 году. В общей сложности будет реализовано по два проекта в Астраханской и Оренбургской областях и три проекта в Ульяновской области. Участники отрасли сегодня просто не готовы к столь быстрой реализации масштабных проектов ВЭС, в том числе и по причине необходимости выполнения требования локализации производства в России.

Солнечная энергетика

Солнечная энергетика является наиболее динамично развивающаяся область ВИЭ. Общая установленная мощность солнечных электростанций в мире к концу 2015 г. составила 227 ГВт (рис) [2].

Свыше 90% всех солнечных электроустановок в России приходится на субъекты малого и среднего предпринимательства, менее 10% – на частные домохозяйства. Такие системы обеспечивают автономное электроснабжение удалённых от центральной электросети объектов и работают в комплексе с дизель-генераторами.

Крупнейшими действующими объектами солнечной энергетики в России на сентябрь 2013 года были две электростанции мощности 100 кВт. Первая в России сетевая

СЭС промышленного масштаба введена в эксплуатацию в октябре 2010 года около хутора Крапивенские Дворы Яковлевского района Белгородской области. В начале июня 2013 года в эксплуатацию запущена первая в России автономная дизель-солнечная электростанция мощностью 100 кВт (мощность установленных солнечных модулей – 60 кВт) в селе Яйлю Турочакского района Республики Алтай.

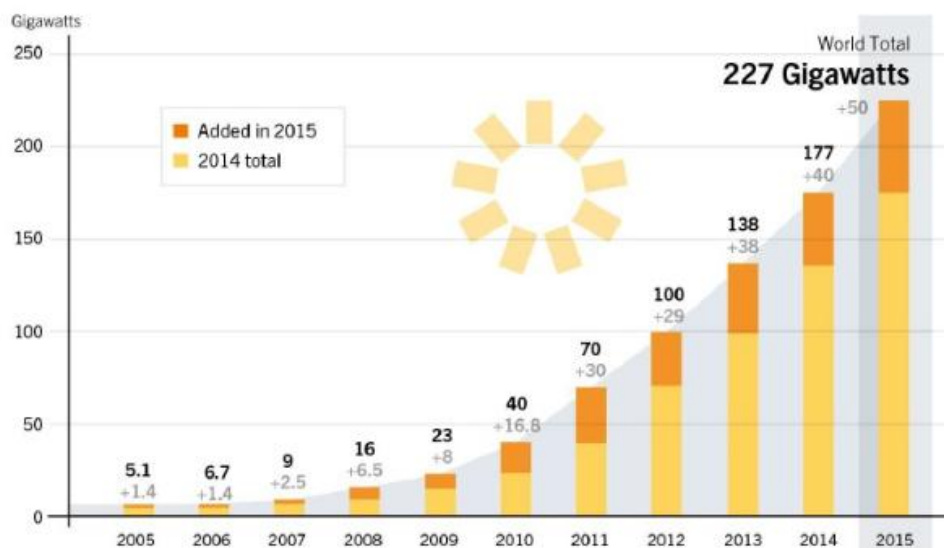


Рис. 8. Развитие солнечной энергетики.

По данным СО ЕЭС — системного оператора единой электроэнергетической системы России — суммарная установленная электрическая мощность солнечных электростанций ЕЭС России на 1 июля 2016 года составляет всего 60,2 МВт [5]. Крупнейшие солнечные электростанции в России расположены в Оренбургской области, Республике Башкортостан, на Алтае, в Хакасии (табл. 3). В Крыму, установленная мощность солнечных электростанций, превышает 200 МВт.

Таблица 3. Действующие СЭС России

№	Название	Установленная мощность, МВт	Область
1	Сакмарская СЭС	25.0	Оренбургская область
2	Бурибаевская СЭС	20.0	Республика Башкортостан
3	Бугульчанская СЭС	15.0	Республика Башкортостан
4	Кош-Агачинская СЭС	10.0	Республика Алтай
5	Абаканская СЭС	5.2	Республика Хакасия
6	Усть-Канская СЭС	5.0	Республика Алтай
7	Переволоцкая СЭС	5.0	Оренбургская область
8	СЭС ООО «АльтЭнерго»	0.1	Белгородская область
Автономные системы			
9	СЭС Батагай	1.0	Республика Саха (Якутия)
10	СЭС Менза	0.12	Забайкальский край

Продолжается модернизация технологической линии фотоэлектрических модулей для СЭС на заводе компании «Хевел» в Новочебоксарске. Используемая гетероструктурная технология объединяет основные преимущества кристаллических модулей

(высокий КПД, отсутствие световой деградации) и тонкопленочных (высокая эффективность при повышенных температурах эксплуатации модулей, лучшее восприятие рассеянного света) [6].

Солнечные коллекторы позволяют непосредственно преобразовывать солнечную энергию в тепловую. С 2000 по 2014 год общая мощность солнечных коллекторов в мире увеличилась с 62 ГВт до 406 ГВт (рис. 9). Производство энергии всей совокупностью коллекторов за этот период увеличилось с 52 ТВт-ч в 2000 г. до 341 ТВт-ч в 2014 г [7].

Эти коллекторы задействованы в 111 миллионах солнечных систем, из которых:

- 80 % используются для горячего водоснабжения односемейных домов,
- 9% для горячего водоснабжения крупных зданий (многоквартирные дома, гостиницы, больницы, школы),
- 6% для плавательных бассейнов,
- 3% для домов с солнечным отоплением и горячим водоснабжением.



Рис. 9. Динамика роста мощности и выработки тепла солнечными коллекторами.

70% всех установленных мощностей солнечных коллекторов приходится на Китай (рис. 10) [7].

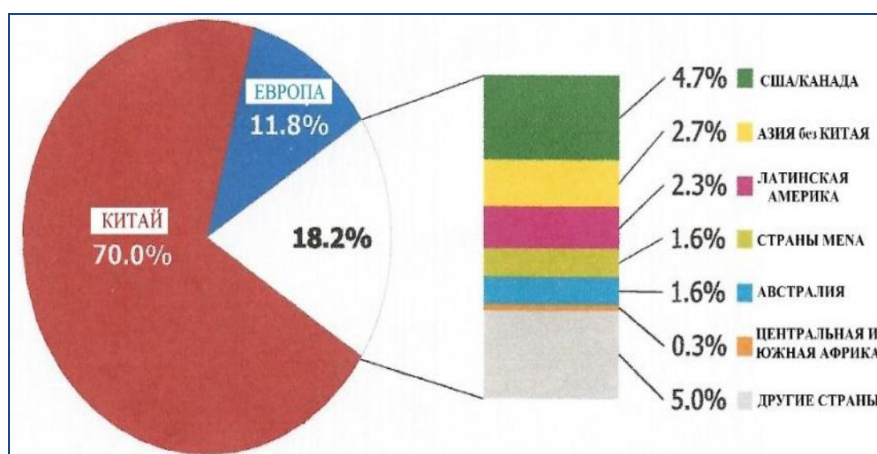


Рис. 10. Распределение установленной мощности коллекторов по регионам мира.

Интересно обратить внимание на типы установленных солнечных коллекторов (рис. 11). Согласно приведенным данным в мире более 70% составляют вакуумные коллекторы, а в Европе почти 84% составляют плоские коллекторы [7].

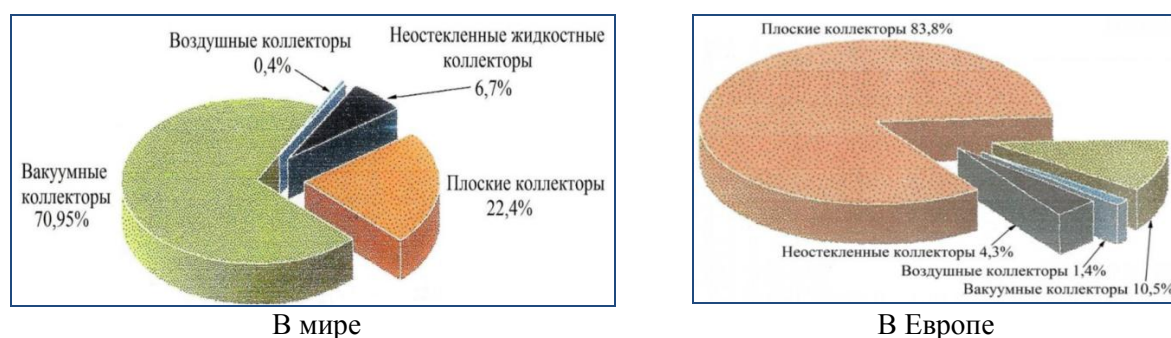


Рис. 11. Типы установленных коллекторов.

По данным Атласа ресурсов солнечной энергетики России (авторы О.С. Попель, С.Е. Фрид и др.) (рис. 12) среднегодовая солнечная радиация составляет от 2.5 до 3 квтч/м² день для г. Москвы, от 3 до 3.5 квтч/м² день для г. Новосибирска и от 3.5 до 4 квтч/м² день для Краснодарского края и п-ов Крым.

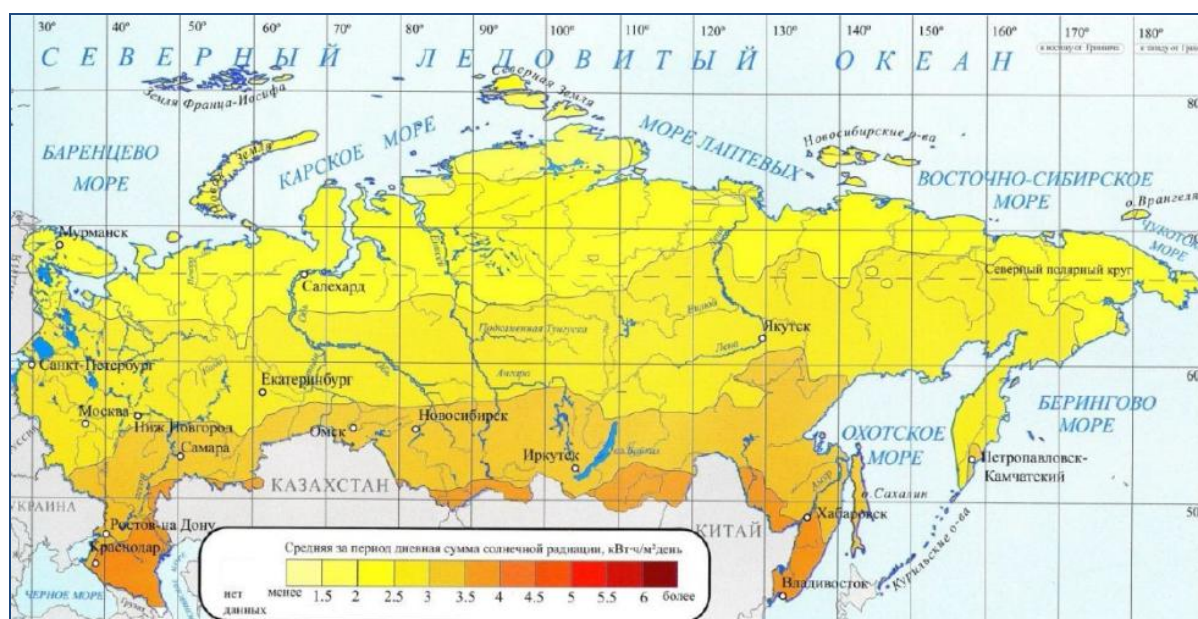


Рис. 12. Среднегодовая солнечная радиация

На российском рынке присутствуют солнечные коллекторы европейских фирм Bosch FKT-1 Top, Vaillant auroStep plus, Buderus Logasol SKS 4.0-s, De Dietrich Inisol NEO 2, Wolf F-3. Цена данных изделий от 30 000 до 80 000 рублей. Российская фирма «Новый полюс» выпускает плоские коллекторы, по цене 23 700 руб., которые почти полностью копируют немецкие образцы. Вакуумные коллекторы на российском рынке либо китайские, либо российского производства из китайских компонентов.

Активно развиваются геотермальные системы теплоснабжения с тепловыми насосами (рис. 13), где в качестве источника тепла используется воздух, термальная вода или тепло верхних слоев земной коры. Примерно 57% общей мощности геотермальных тепловых систем приходится на тепло, получаемое с применением тепловых насосов.

В 32 странах мира используют такие системы; наиболее распространены они в США, Канаде, Германии, Швеции.

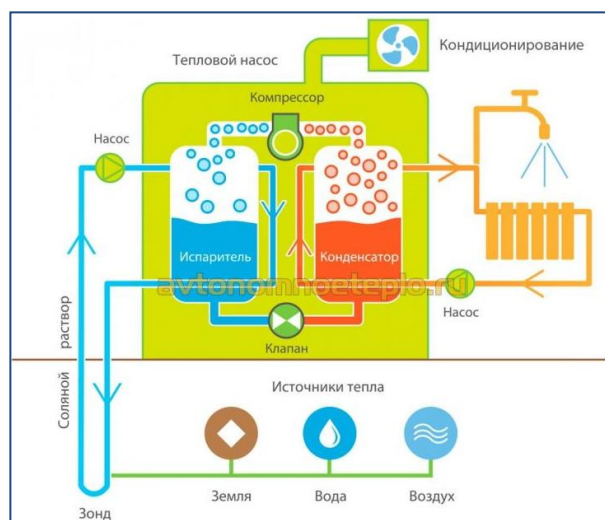


Рис. 13. Принципиальная схема теплового насоса.

применяют 30% раствор пропиленгликоля. Укладку трубопровода выполняют в котлован или в сообщающиеся траншеи глубиной 1-1,2 м с промежутками между соседствующими трубами не менее 0,8-1,0 м. [4]. Наибольшей энергоэффективности удастся добиться на влажных грунтах, а на сухих потребуется увеличить протяженность контура. Примерная отдача 1 метра трубопровода – от 20 до 30 Вт тепловой мощности, т.е. монтаж теплового насоса мощностью 10 кВт требует наличия участка 20х20 м ($\approx 400 \text{ м}^2$) для укладки контура длиной 350-450 м. Бурение скважин обходится дороже укладки контура, но позволяет обойтись меньшей площадью земельного участка. Для получения суммарной расчетной глубины можно изготовить несколько умеренно глубоких и менее дорогих скважин. При этом уровень получаемой тепловой энергии с каждого метра скважины достигает показателя 50-60 Вт. Следовательно, для монтажа насоса, производящего те же 10 кВт энергии, необходима общая глубина скважин (либо одна скважина) 170 м. Вода на дне озера, реки, моря неизменно сохраняет положительную температуру и обладает наиболее высоким коэффициентом преобразования энергии. 10-киловаттный тепловой насос потребует укладки в водоем контура длиной около 80 метров (примерная отдача 100 Вт тепловой мощности на каждый метр трубопровода). Укладка контура трубы на дно озера, является самым экономичным вариантом.

Количество установленных тепловых насосов в Европе приближается к 10 миллионам. В России по самым оптимистичным оценкам речь может идти о тысячах штук. Основным сдерживающим фактором по оценкам специалистов является невысокая стоимость магистрального газового оборудования. Сегодня основным потребителем теплонасосного оборудования в России является организация или частное лицо, поставленные в такие условия, что выбор теплонасосного оборудования является единственным вариантом решения проблемы отопления/горячего водоснабжения. Однако рост тарифов и высокая стоимость подключения газа все чаще заставляют потребителей в России обращать внимание на теплонасосное оборудование.

Европейская ассоциация по тепловым насосам представила интересную информацию по продажам тепловых насосов в Европе в 2015 г [9]. В этом году зафиксирован годовой рекорд продаж тепловых насосов, который составил 880179, что на 10% превысил уровень продаж в 2014 г. (рис. 14).

В тепловом насосе применяются два контура, в первом контуре – раствор антифриза, во втором – кипящее при низкой температуре вещество, обычно фреон. Возможен вариант горизонтального либо вертикального трубчатого коллектора. Обычно используют тепловые насосы совместно с теплыми полами и солнечными коллекторами.

Для внешнего контура, предназначенного для сбора тепла, можно использовать трубопровод из полимерных труб диаметром 40 мм. В качестве теплоносителя

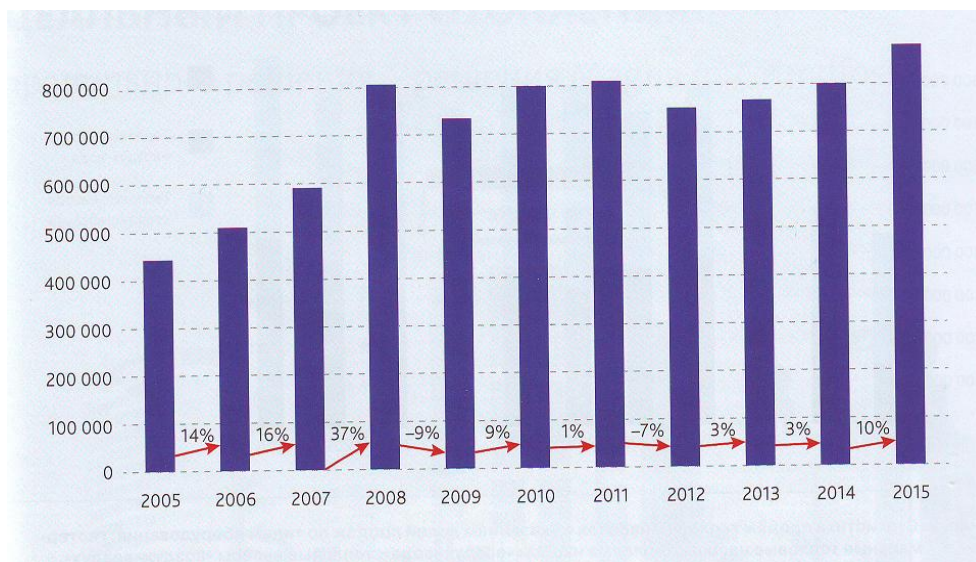


Рис. 14. Статистика продаж тепловых насосов в Европе.

На (рис. 15) приведена статистика продаж в Европе теплонасосного оборудования в 2005 – 2015 гг. с разделением по типам. Наглядно виден рост продаж воздушных тепловых насосов. Так, для «воздух-воздух» тепловых насосов с 2005 г. рост продаж увеличился на 25%, а для «воздух-вода» – в 6 – 7 раз. Для грунтовых тепловых насосов уровень продаж в Европе в 2015 г. остался примерно на уровне 2005 г.

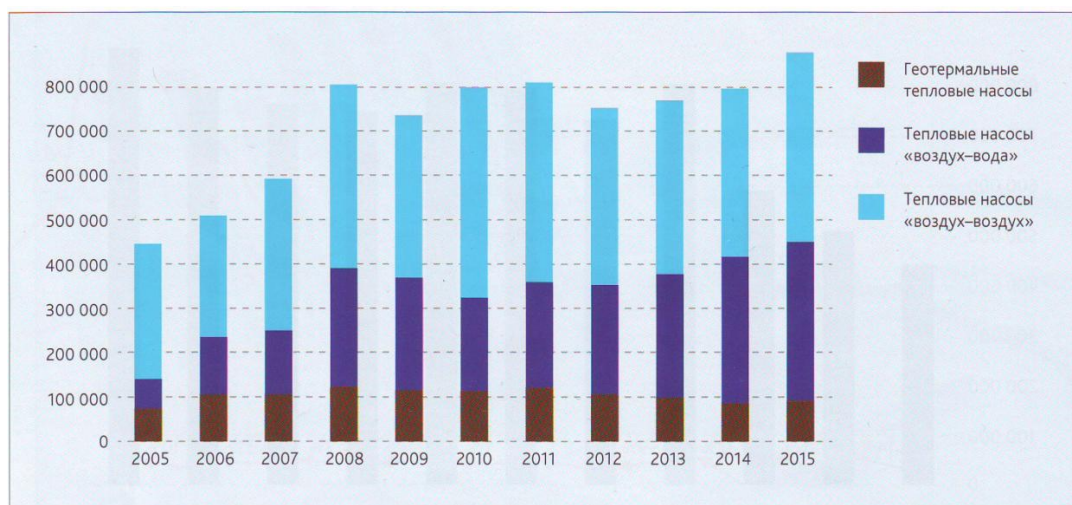


Рис. 15. Число продаж в Европе по типам тепловых насосов.

Основные выводы

- Возобновляемая энергетика в энергетическом балансе ряда наиболее развитых в экономическом отношении стран играют существенную роль, и ее доля с течением времени увеличивается благодаря совершенствованию технологий и целенаправленной государственной поддержке.
- В России наметилось существенное отставание в использовании возобновляемых источников энергии от ведущих в этом направлении стран. В последние годы в России появились планы развития ветровой энергетики, солнечной энергетики и малой гидроэнергетики. Однако меры государственной поддержки не-

достаточны для успешного развития отрасли. Многие правовые вопросы, например, касающиеся возможности передачи электроэнергии от возобновляемых источников в сеть, остаются нерешенными.

- В России более 70% территории не охвачены централизованным энергоснабжением. В этих регионах дефицит энергоресурсов может быть покрыт возобновляемыми источниками энергии.
- В России много удаленных районов с океанским и морским побережьем с достаточно сильными и устойчивыми ветровыми потоками, где ветроэнергетика может быть конкурента с тепловыми электростанциями.
- Стремительное снижение стоимости солнечных электрических панелей в последние годы открывает хорошие перспективы строительства солнечных электростанций.
- Для индивидуальных домовладений необходимо на основе технического и экономического анализа, а также мониторинга эксплуатации для различных климатических условий определить оптимальное использование систем электро-, тепло-, и горячего водоснабжения на основе солнечных панелей, солнечных коллекторов, ветрогенераторов, тепловых насосов, систем теплого пола.
- В России в настоящее время практически прекратилось финансирование научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ в области возобновляемых источников энергии. Так, такое направление, как создание электростанций с бинарным циклом при использовании низкокипящих жидкостей, которое появилось и впервые было реализовано в России, успешно развивается за ее пределами, а в России работы в этом направлении практически прекратились. Или другое крупное направление – использование тепловой энергии глубинных слоев Земли (петротермальная энергетика). Петротермальная энергетика – энергетика будущего, может стать стабильным практически неиссякаемым источником энергии. Во всем мире активно ведутся работы в области петротермальной энергетика. В США запущена в эксплуатацию первая уже реально работающая электростанция данного типа мощностью 1.7 МВт. Для развития работ в этих и других перспективных направлениях возобновляемых источников энергии на начальных стадиях требуется целенаправленная поддержка государства.

Литература

1. Федеральный закон от 26.03.2003 N 35-ФЗ "Об электроэнергетике".
2. Martin Hulin. Renewables 2016. Global status report. REENCON XXI Moscow, доклад REENCON-XXI, Москва, 13-14 октября 2016 г.
3. Михаэль Хакеталь. «Energiewende» – новая энергетическая политика Германии, доклад REENCON-XXI, Москва, 13-14 октября 2016 г.
4. Г.В. Ермоленко, Ю.А. Фетисова. Карта отрасли ВИЭ в России оптовый рынок электроэнергии (мощности), доклад REENCON-XXI, Москва, 13-14 октября 2016 г.
5. Информационный обзор «Единая энергетическая система России: промежуточные итоги». Оперативные данные за июнь 2016 года. АО «СО ЕЭС».
6. <http://sdelanounas.ru/blogs/90604/>.
7. Казанджан Б.И. Разработка новых солнечных коллекторов в НИУ МЭИ и НПФ «АЛЬТЭН», доклад REENCON-XXI, Москва, 13-14 октября 2016 г.
8. <http://umgrad.ru/teplovyye-nasosy-ekomer>.
9. Европейский рынок тепловых насосов. АВОК, №7, 2016, с. 50-54.

АВТОНОМНАЯ ЭКОКАПСУЛА НА ПРИРОДНЫХ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКАХ ЭНЕРГИИ

Пустовая А.Д., Удалов С.Н.

Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск

Автономная экокапсула – это объект, в котором используется энергия от возобновляемых источников, и предназначен для кратковременного проживания на природе двух человек. Для комфортного климата в экокапсуле необходимо тепло и электроэнергия для электроснабжения в туристических поездках по Алтайскому краю. Предлагается гибридная автономная система электроснабжения, состоящая из ветровой турбины и фотоэлектрических преобразователей, управление которой осуществляется с помощью контроллера.

С каждым годом человечество все больше задумывается об экологии. Последние исследования флоры и фауны в Чернобыльской зоне показали, что отсутствие человека привело к увеличению животных и появились редкие виды. Энергоресурсы на планете распределены неравномерно. Многие развитые страны из-за дефицита энергоресурсов вынуждены импортировать их. Значительная часть энергии потребляется жилищно-коммунальным сектором. Чтобы увеличить долю экологически чистой энергии в этом секторе, единственный вероятный выход из положения – задействовать возобновляемые источники энергии, которые можно назвать неисчерпаемыми, так как они постоянно пополняются естественным путем. Сегодня нетрадиционные источники энергии активно используются, как в муниципальном жилищном секторе, так и в частном. Это помогает сберечь природную среду и сделать экологически чистым окружающее нас пространство. Человек, живущий в экодоме, должен иметь возможность и отдыхать на природе в таких же условиях.

В данной статье представлен материал о портативном и экологически чистом доме на колесах, который называется экокапсула. Благодаря такому дому становится возможным путешествовать и отдыхать вне цивилизации, но, в то же время, не отказывая себе в использовании технических средств и удобств, требующих электрическую энергию для бесперебойной работы. Комфортное проживание в экокапсуле создается за счет использования возобновляемых источников энергии.

Экокапсула состоит из поликарбонатной оболочки с рамой из переработанного алюминия. Изоляция выполнена из нескольких слоев аэрогеля и полиуретана. По краю нижней части устройства собирается дождевая вода, которая затем проходит через ряд фильтров, попадая в бак, где она дополнительно обрабатывается. Мини-дом, (рис. 1), оснащен ветровой турбиной, а на крыше установлены фотоэлектрические модули, а также производится сбор дождевой воды и её фильтрация. Таким образом, нет необходимости в использовании централизованного источника энергии.

Фотоэлектрические модули создают электричество из энергии фотонов солнечного света. Ветровая энергия, в свою очередь, производится за счет движения воздушных масс, обусловленного разностью атмосферного давления и направленного от высокого к низкому [1]. Массив фотоэлектрических панелей, площадью 2,6 кв. метра, располагается на крыше и через контроллер заряда присоединяется к аккумуляторным батареям, которые могут запасать до 10 кВт*ч энергии. В состав системы энергоснабжения входит бесшумная ветроэнергетическая установка мощностью 750 Вт, которая установлена на выдвижной штанге.

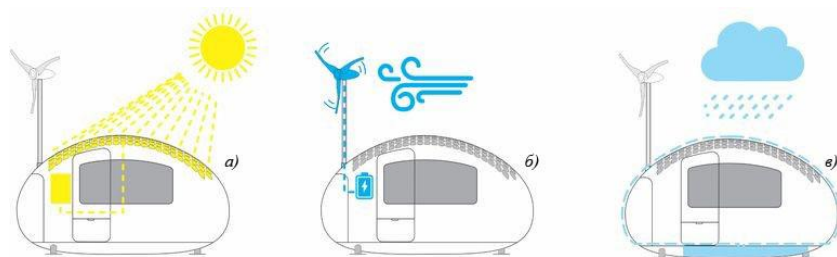


Рис.1. Источники энергии, используемые в экокапсуле: а) солнечная энергия; б) энергия ветра; в) дождевая вода.



Рис.2. Внешний вид экокапсулы

Внутри экокапсулы (рис.2) оборудован небольшой гостиный уголок и рабочее пространство: кровать, туалет, душевая, и мини-кухня. Внешняя кладовая имеет доступ снаружи, а пара открывающихся окон обеспечивает естественное освещение. Доступ к крошечному жилищу обеспечивается одной подъемной дверью. Экокапсула также может служить в качестве отдельного крохотного дома, дополнительной спальни, кабинета, или даже в качестве точки зарядки для электромобиля.

Литература

1. David Del Vecchio. Home power. - 2009. - Issue #130.

ТЕНДЕНЦИИ ИНТЕГРАЦИИ В АЛЬТЕРНАТИВНОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ

Согоконь А.Б.

Научно-производственное малое предприятие «Супеко», г. Харьков

Как известно, в климатических условиях средних широт ни один вид альтернативной энергии не в состоянии самостоятельно покрыть все энергетические расходы, связанные с жизнеобеспечением даже одного человека. Это связано с непостоянством этих источников, с их сезонностью и суточными колебаниями в поступлении энергии. Поэтому, для достижения энергетической независимости и круглогодичной автономности необходимо использовать несколько видов альтернативных источников.

Возьмем, к примеру, систему, содержащую ветрогенератор, фотовольтаические солнечные батареи, солнечный коллектор, глубоинный тепловой насос и термоэлектрический преобразователь, связанный с котлом на твердом топливе. В принципе такой энергетический комплекс может круглогодично обеспечить энергией жилище. Причем, котел с термоэлектрическим преобразователем здесь играют подстраховочную роль на случай либо сильных морозов, либо выхода из строя одной из систем. Но мало кто может позволить себе такую роскошь, потому как, во-первых, это действительно дорого, а во-вторых, занимает большую площадь, отнимая жизненное пространство. А об использовании в многоквартирном доме даже и думать не приходится.

А с другой стороны, вспомним, как выглядел радиоприемник 20-30-х годов прошлого столетия. Это тоже была непозволительная для большинства граждан роскошь, соизмеримая, как по стоимости, так и по размерам с мебелью. О карманном радиоприемнике даже фантасты не мечтали. Современное состояние альтернативной энергетики полностью эквивалентно стадии активного развития элементной базы и схемотехники в радиоэлектронике 50-60-х годов, когда начали появляться первые интегральные устройства на транзисторах. И глядя на достижения в микроэлектронике за последние 20 лет можно с уверенностью утверждать, что такой же прорыв произойдет и в альтернативной энергетике. Поэтому сейчас необходимо активно включаться в этот процесс, так как он уже начался.

Даже при беглом анализе литературных источников усматриваются две глобальные тенденции развития.

Первая - это энергоактивные строительные материалы, т.е., материалы, которые при определенных условиях энергию внешней среды преобразуют к виду удобному для использования в быту. Ярким примером могут служить черепица, способная производить электричество из солнечного света, и электро-тепло-фотохромные стекла, способные регулировать поступление света и тепла в жилище. Очевидно, что решающей движущей силой этого процесса является наука. Только благодаря фундаментальным исследованиям в самых разных направлениях и областях могут быть обнаружены совершенно новые эффекты и материалы, приводящие к успешному решению задач энергетической независимости.

Вторая тенденция – это создание гибридных устройств, объединяющих два и более источника энергии. Другими словами, создается некий компактный энергетический блок, в котором наиболее естественно и органично совмещаются и сочетаются особенности разных источников энергии. Главная цель такого объединения – сглаживание суточной и сезонной неравномерности поступления энергии. А вторая цель, как сказано выше, компактность.

На (рис. 1) показан типичный пример активного и спонтанного вторжения альтернативной энергетики в нашу жизнь. Здесь мы видим и солнечные панели, и плоские коллекторы для нагрева воды, и лопасти ветрогенератора.



Рис. 1.

Все эти устройства хаотично разбросаны на большой площади и нет уверенности, что они работают слаженно, согласованно и максимально эффективно. Поэтому было бы более рационально, эффективнее и эстетичнее создать отдельный гибридный энергоблок, например, так, как показано на (рис. 2).



Рис. 2.

Наиболее часто объединению подвергаются солнечная и ветровая энергия, о чем свидетельствует большой поток патентов в последние годы. Однако, в большинстве случаев такое объединение носит чисто арифметический характер: солнечная и ветровая энергия преобразуются по отдельности известными классическими методами. В результате получается два устройства «на одной жилплощади». Это сказывается на стоимости такой системы, которая практически равна сумме стоимости двух независимых устройств, и потребитель не спешит голосовать своим кошельком в пользу таких гибридных систем.

В более выгодном положении оказываются такие системы, в которых каждый элемент может работать одновременно (или по очереди) с несколькими видами энергии. Другими словами, каждый элемент устройства может выполнять две или три функции в зависимости от того, какой вид энергии является в данный момент приоритетным. Это следующий, более глубокий уровень интеграции, и такие устройства можно назвать гибрид-трансформерами.

В качестве иллюстрации рассмотрим этапы трансформации солнечно-ветровой установки, схематически изображенной на (рис. 3).[1]. На (рис. 3d) показан обычный вертикально-осевой ветрогенератор. Но его особенностью является то, что лопасти выполнены с возможностью поворота вокруг вертикальной оси, вогнутая поверхность выполнена зеркальной, а на выпуклой поверхности наклеена фотовольтаическая пленка. Причем, эти особенности ни в коей мере не ухудшают работу системы в режиме ветрогенератора.

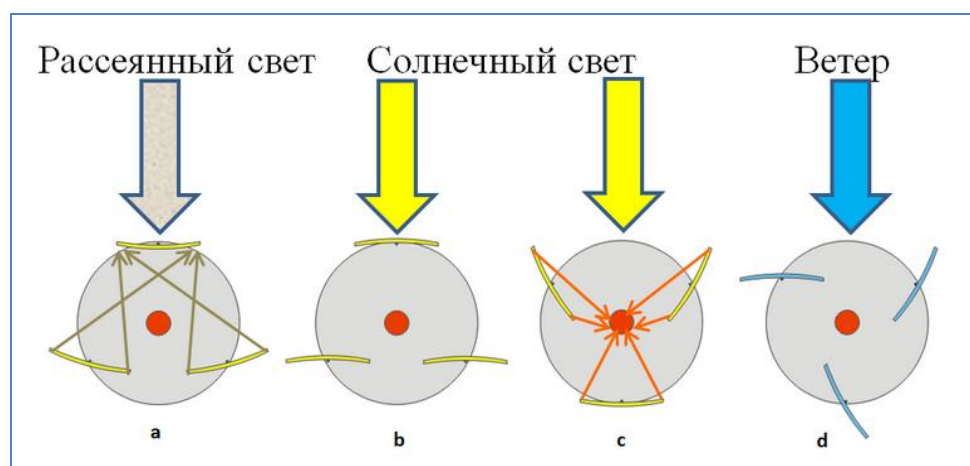


Рис. 3.

Теперь допустим, что ветра нет, а есть яркое солнце. В этом случае лопасти разворачиваются так, как показано на (рис. 3с), и фокусируют солнечное излучение на вакуумную трубку, расположенную на оси ветрогенератора. По трубке циркулирует теплоноситель и доставляет тепло в помещение.

Следующая ситуация. Ветра нет, вода в бойлере нагрета до предельной температуры, а солнце светит. Тогда лопасти ветрогенератора разворачиваются так, как показано на (рис. 3b), т.е., ветрогенератор превращается в обычную солнечную фотопанель, которая еще и следит за положением солнца, обеспечивая максимальную эффективность. Следует заметить, что фотовольтаическая пленка на лопастях работает во всех режимах без исключения.

Наконец самая неблагоприятная ситуация: ветра нет и солнце за облаками. В этом случае лопасти ветрогенератора принимают вид, показанный на (рис. 3а). Т.е., вогнутые зеркальные поверхности лопастей направляют рассеянное излучение на выпуклую поверхность одной лопасти, повышая общую освещенность и, как следствие, эффективность работы фотопанели.

Таким образом, какими бы ни были погодные условия, система всегда производит либо тепло, либо электричество в большей или меньшей степени.

На первый взгляд, кажется, что невозможно так слаженно управлять положением лопастей. Однако, как показали эксперименты, эта задача решается очень легко. Экспериментально были проверены макеты систем с количеством лопастей от 3 до 12. Наилучшие результаты показала 7-лопастная система.

Одновременное использование в одном устройстве разных физических явлений для преобразования энергии, полученной от разных альтернативных источников, позволяет уменьшить стоимость, как самих устройств, так и стоимость энергии, получаемой с их помощью. Это создает существенные конкурентные преимущества интегрированных систем перед моно системами, использующими только одно физическое явление и один источник энергии.

Рассмотрим еще одну разновидность интеграции альтернативных источников энергии. Это случай, когда одна система, работающая с одним видом энергии, создает преимущества для системы, работающей с другим видом энергии. И опять для примера возьмем пару солнце-ветер.

На (рис. 4) показан коллектор на основе концентратора солнечного излучения [2]. Концентратор представляет собой пространственную решетку из зеркальных ламелей, которые фокусируют солнечное излучение на вакуумную трубку, в которой циркулирует теплоноситель. Такая геометрия концентратора выбрана для того, чтобы существенно уменьшить парусность и облегчить несущие элементы, как самого концентратора, так и опоры. При приемной апертуре в $9,5 \text{ м}^2$ полный вес устройства составляет 135 кг, и оно способно за световой день нагреть 2 тонны воды до температуры 45-55 градусов.



Рис. 4.



Рис. 5.

Еще одной отличительной особенностью данного коллектора является то, что в непогоду и в ночное время он принимает особое парковое положение, которое предотвращает попадание на отражающие поверхности снега, дождя, града и пыли. Это хорошо видно на (рис. 5), на котором показано парковое положение в зимнее время. Снег ложится только на тыльную сторону отражателей, и концентратор всегда находится в рабочем состоянии. И, кроме того, в парковом состоянии концентратор оказывает еще меньшее сопротивление ветру, чем в рабочем положении, так как имеет обтекаемую форму, напоминающую форму крыла самолета.

Следует особо отметить, что предложенная геометрия концентратора имеет много степеней свободы. Единственное ограничение со стороны оптики заключается в том, что при точной ориентации на солнце не должно быть щелей между ламелями. Другими словами, концентратор должен полностью перехватывать поток солнечного излучения, оставляя за собой сплошную тень. А какие размеры ламелей и какое расстояние между ними, не имеет никакого значения. А вот для аэродинамики размеры и расстояния имеют первостепенное значение. Поэтому, концентратор можно проектировать исходя исключительно из аэродинамических соображений, не затрагивая при этом его оптические свойства.

На (рис. 6) представлен результат математического моделирования взаимодействия концентратора с воздушными потоками. Здесь, синим цветом обозначены области низкого давления, а красным – высокого. Как видим, за концентратором образуются две зоны вихревого движения воздуха, и две зоны с высоким градиентом давления. Именно в этих зонах наиболее рационально расположить ветрогенераторы.

Учитывая то обстоятельство, что оптические и аэродинамические свойства не пересекаются, то концентраторы можно проектировать с наперед заданными аэродинамическими свойствами, которые будут полезны как для концентратора (уменьшение парусности), так и для ветрогенератора, расположенного в нужном месте и на нужном расстоянии от концентратора. Идеальная ситуация – это когда концентратор в парковом, нерабочем состоянии, создает наиболее благоприятные условия для работы ветрогенератора. В данном случае, экономический эффект в виде получения большего количества энергии, можно черпать исключительно из правильного расположения устройств относительно друг друга. Это многообещающее направление развития, над которым стоит поработать.

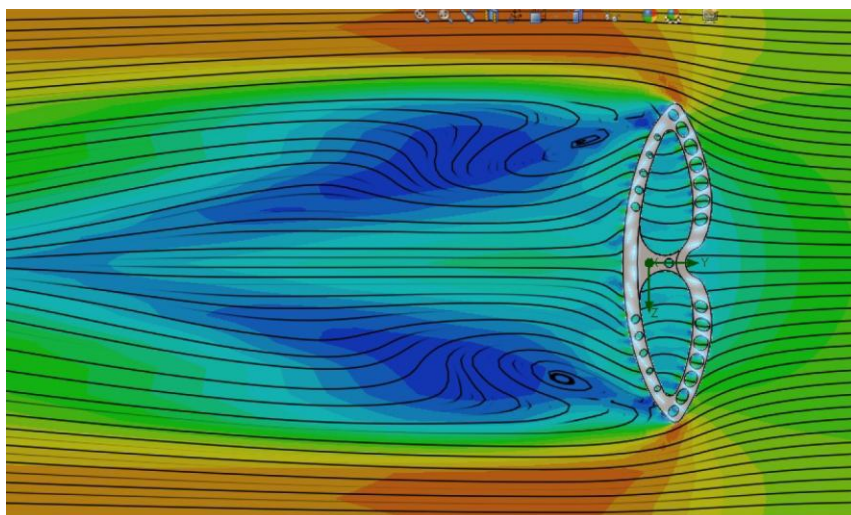


Рис. 6.

Таким образом, использование аналогии в тенденциях развития микроэлектроники 50-70 лет назад, и альтернативной энергетики в настоящее время, позволяет спрогнозировать направления развития и указать пути решения многих практических задач. И в будущем степень интеграции энергетических систем будет увеличиваться подобно тому, как на протяжении последних 50-ти лет увеличивается интеграция в электронике, приводящая к созданию совершенно немыслимых ранее устройств.

Литература

1. Патент 112906 (UA) Солнечно-ветровая установка / Согоконь А.Б. Согоконь С.И. Согоконь А.А. Действует с 10.11.2016, опубликован 10.11.2016. Бюл. №21.
2. Патент 108571 (UA) Концентратор солнечной энергии / Согоконь А.Б. Согоконь С.И. Действует с 12.05.2015, опубликован 12.05.2015. Бюл. №9.

О ПРИМЕНЕНИИ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ РЕГИОНОВ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ¹

Тарасенко А.Б., Фрид С.Е.
ОИВТ РАН, г. Москва

Современная отечественная и мировая энергетика характеризуется несколькими тенденциями в развитии. Первая связана с частичной децентрализацией энергосистем и расширением производства тепла и электроэнергии у потребителя, что снижает потери при транспортировке энергии, делает более прозрачным и предсказуемым ценообразование получаемой энергии, повышает надежность энергоснабжения. В ряде случаев география и климатические условия региона делают такое децентрализованное энергоснабжение единственным вариантом питания удаленных потребителей, расположенных в высокогорных районах, возле месторождений полезных ископаемых, а также рекреационных объектов сезонного использования. В Российской Федерации достаточно много мест, в которых прокладка централизованных сетей оптимальным вариантом не является, как по соображениям надежности, так и окупаемости. К таким зонам относятся многие районы Сибири, Крайнего Севера и Дальнего Востока. Вторая тенденция связана с расширением использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ), как в централизованных, так и в автономных энергосистемах. Одной из наиболее широко востребованных в мире технологий энергетического использования солнечной энергии является ее преобразование в низкопотенциальное тепло нагретой воды и других теплоносителей с помощью солнечных нагревателей. В 2015 году суммарная тепловая мощность действующих солнечных водонагревательных установок превысила 435 ГВт (более 620 млн. м² солнечных коллекторов) [1]. На мировом рынке работает более 6000 компаний, занимающихся производством и монтажом солнечных тепловых установок. Ведущими производителями солнечных коллекторов являются Китай и Турция. В качестве теплоносителя в солнечных коллекторах может использоваться как вода, так и другие жидкости с расширенным температурным диапазоном эксплуатации (антифризы). В этом случае, если речь идет не об отоплении, а о горячем водоснабжении, в систему добавляется теплообменник, обеспечивающий нагрев воды от теплоносителя [2]. Стремление сэкономить пространство и финансовые средства привело также к появлению гибридных систем на основе солнечных коллекторов и фотоэлектрических модулей, где коллектор физически расположен под модулем и попутно выполняет функцию охлаждения последнего, что благоприятно сказывается на отбираемой от модуля мощности.

В России солнечные водонагревательные установки широкого распространения не получили, несмотря на то, что многие российские регионы обладают значительными ресурсами солнечной энергии, по объемам и интенсивности не уступающими странам, где солнечная энергия уже нашла достаточно широкое применение, в первую очередь, для нагрева воды [3]. По разным оценкам суммарная площадь действующих солнечных коллекторов в стране не превышает 30 тыс. м², что соответствует установленной тепловой мощности около 20 МВт. Промышленное производство солнечных коллекторов и водонагревательных установок на их основе в России фактически отсутствует (годовой объем производства солнечных коллекторов российскими предпри-

¹ Работа выполнена при поддержке гранта Президента Российской Федерации для государственной поддержки ведущих научных школ Российской Федерации НШ-8406.2016.8.

ятиями не превышает 3000 м²), а зарубежные образцы дороги. Тем не менее, именно для Российской Федерации и её климатических условий использование ВИЭ для нужд теплоснабжения и горячего водоснабжения играет особую роль – доля холодного времени года во многих регионах относительно велика, а доступ к горячей воде даже в летнее время существенно повышает качество жизни людей.

Хотя солнечное теплоснабжение, в частности, подогрев воды за счёт солнечной энергии, является на сегодняшний день одним из наиболее распространённых способов использования энергии возобновляемых источников, уже в течение нескольких лет на европейском гелиотехническом рынке наблюдается застой, сопровождающийся поисками путей снижения стоимости компонентов систем солнечного теплоснабжения, прежде всего солнечных коллекторов [4]. Уже к началу 2000-х гг. солнечные коллекторы практически достигли предела технологического совершенства и предела возможности снижения стоимости на уровне примерно 100 долларов США за квадратный метр [5]. Освоение китайскими предприятиями в середине двухтысячных годов производства трубчатых вакуумированных коллекторов привело к тому, что в настоящее время в Китае выпускается более 70% мирового производства солнечных коллекторов, и более 70% выпускаемых в мире коллекторов – трубчатые вакуумированные [1]. Вместе с тем, трубчатые вакуумированные коллекторы при использовании в водонагревательных установках с относительно низкими температурами теплоносителя существенными преимуществами по сравнению с традиционными плоскими солнечными коллекторами не обладают ни по эффективности, ни по стоимости [6]. В последние годы рост производства солнечных коллекторов остановился: мировой рынок коллекторов в 2014 г. сократился на 15%, прежде всего за счёт сокращения на 18% китайского и на 22% – австралийского рынков [1].

В отличие от производства солнечных коллекторов, в фотоэнергетике, где основными факторами, влияющими на себестоимость производства являются стоимость труда и исходного кремния солнечного качества, снижение стоимости фотоэлектрических преобразователей и модулей на их основе достигалось за счёт резкого роста объёмов производства (более 50 ГВт в год, что позволяло автоматизировать технологические процессы), вызванного стимулированием внедрения ВИЭ, и за счёт введения новых мощностей по производству поликристаллического кремния солнечного качества китайскими производителями. Если первый ресурс практически полностью исчерпан, то второй сулит дальнейшее снижение цен за счёт внедрения энергосберегающих процессов производства поликремния и уменьшения толщины самих кремниевых пластин, используемых при производстве преобразователей с нынешних 180-200 мкм до 80-100 мкм. Можно ожидать и дальнейшего роста КПД и снижения стоимости фотоэлектрических преобразователей.

За рубежом интерес к использованию фотоэлектрических модулей для нужд теплоснабжения и горячего водоснабжения проявлялся достаточно давно [7], однако это стало возможным лишь после кратного снижения (до менее 400 долларов США за установленный киловатт) стоимости фотоэнергетической продукции и само по себе открыло для нее новые рынки. С точки зрения потребителя подобная система гораздо проще в обслуживании, чем система с солнечными коллекторами: она не требует обслуживания, более универсальна с точки зрения встраивания в здания и сооружения (требуется кабельная, а не гидравлическая система), позволяет достигать любых требуемых пользователем температур (у солнечных коллекторов ограничения задаются потерями тепла в окружающую среду), менее чувствительна к холодным периодам года. Более того, в морозную и солнечную погоду выработка тепла такой системой может расти. В летние периоды также возможно использование обычных фотоэлектрических установок для получения тепловой энергии – в том случае, когда имеется спад нагрузки у потребителя и полностью заряжен накопитель электрической энергии. Работа солнечной батареи на тепловую нагрузку с возможным по-

следующим аккумулярованием тепла позволит повысить коэффициент использования установленной мощности фотоэлектрической станции, однако аппаратными и программными средствами системы управления при этом должна быть исключена разрядка накопителя на тепловую нагрузку. На настоящий момент за рубежом начаты исследования и разработки фотоэлектрических систем теплоснабжения, направленные в основном на создание систем контроля и управления подобными системами теплоснабжения [8-10].

Наиболее экономически эффективными системы солнечного теплоснабжения являются в регионах, удалённых от энергосистем и систем централизованного теплоснабжения, поэтому именно автономные и децентрализованные системы представляют наибольший практический интерес, особенно в условиях России с большим количеством территорий, лежащих вне зоны действия централизованных энергетических, газовых и транспортных коммуникаций. На большинстве таких территорий велика продолжительность холодного периода года, в который эффективность солнечных коллекторов и водонагревателей на их основе невелика, в отличие от фотоэлектрических установок, эффективность которых при понижении температуры наоборот повышается.

Литература

1. Solar Heat Worldwide Report 2014. Edition 2016 // <http://www.iea-shc.org/data/sites/1/publications/Solar-Heat-Worldwide-2016.pdf>.
2. Даффи Дж., Бекман У. Основы солнечной теплоэнергетики / Перевод с английского под ред. О.С. Попеля – Долгопрудный: Издательский дом «Интеллект», 2013.
3. Попель О.С., Фрид С.Е., Коломиец Ю.Г., Киселева С.В., Терехова Е.Н. Атлас ресурсов солнечной энергии на территории России. – М.: ОИВТ РАН. 2010. 84 с.
4. Meyer J-P. Market overview collectors. Working on details. Sun & Wind Energy. 2013. No. 7-8. P. 34-45.
5. Попель О.С., Фрид С.Е., Щеглов В.Н., Сулейманов М.Ж., Коломиец Ю.Г., Прокопченко И.В. Сравнительный анализ показателей конструкций солнечных коллекторов зарубежных и отечественных производителей и новые технические решения // Теплоэнергетика. 2006. № 3. С. 11-16.
6. Yohanis Y.G., Popel O.S., Frid S.E., Kolomiets Y.G. Detailed comparison of the performance of flat-plate and vacuum tube solar collectors for domestic hot water heating // International Journal of Sustainable Energy. 2012. V. 31. No. 5. P. 347-364.
7. Morrison G.L. Wood B.D. Packaged solar water heating technology: twenty years of progress // Proceedings of ISES solar world congress. Jerusalem. Israel. 1999.
8. Ellison B. Hot PV – solar PV hot water and much more // Solar progress. 2014. No. 1. P. 26-27.
9. Morris G. Heating water, not as simple as it use to be // Solar progress. 2014. No. 2. P. 30-32.
10. Meyer J.-P. A question of priorities // Sun & Wind Energy. 2015. No. 2. P. 48-53.

СРАВНИТЕЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ АККУМУЛЯТОРНОЙ БАТАРЕИ И ВОДОРОДНОЙ СИСТЕМЫ ХРАНЕНИЯ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ САМООБЕСПЕЧЕННОСТИ

Удалов С.Н., Щегельский В.В.

Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск

Отсутствие выработки солнечной энергии в ночной период покрывается накопленной энергией в, как правило, аккумуляторных батареях. Однако, гелиевые аккумуляторы имеют низкий срок эксплуатации, порядка 4-х лет, а Li-ion аккумуляторы высокую стоимость и плохо держат заряд из-за явления саморазряда, создавая дополнительные потери электроэнергии. Помимо аккумуляторных батарей для хранения энергии можно использовать водородную систему хранения. Она состоит из: электролизёра, бака для хранения водорода и топливного элемента. У такой системы более низкая эффективность зарядо-разрядного процесса, однако, сохранять энергию в виде водорода она может практически без потерь, что делает выгодным для накопления энергии в одном сезоне и использования её в другом.

В данной статье представлено исследование, в котором выполнено сравнение между водородной системой хранения энергии и аккумуляторными батареями с различными мощностями фотоэлектрических панелей, входящих в систему электроснабжения кластера. Целью этого сопоставления является решение проблемы достижения высокого коэффициента самообеспеченности (SSR) и высокого дохода (NPV). Так же рассмотрено влияние изменения цен устройств на систему отношения SSR-NPV, и предложен гибридный аккумуляторной батареи и водородной системы хранения.

Схематическая диаграмма исследуемой системы показана на (рис. 1). В качестве накопителя энергии будет использоваться либо аккумуляторная батарея, либо водородная система.

Составим баланс мощности для данной схемы [1]:

$$P_{\text{ф.п.}} + P_{\text{т.э.}} \pm P_{\text{Li-ion}} \pm P_{\text{сеть}} - P_{\text{эл.}} - P_{\text{н}} = 0, \quad (1)$$

где $P_{\text{ф.п.}}$ – мощность, генерируемая фотоэлектрическими панелями; $P_{\text{т.э.}}$ – мощность, генерируемая топливным элементом; $P_{\text{Li-ion}}$ – мощность заряда или разряда аккумуляторных батарей; $P_{\text{сеть}}$ – мощность, потребляемая из сети или генерируемая автономной системой в сеть; $P_{\text{эл.}}$ – мощность, потребляемая электролизёром; $P_{\text{н}}$ – мощность нагрузки.

SSR и NPV рассчитываются по формулам (2) и (3), соответственно [2].

$$SSR = \left(1 - \frac{\int_{t_1}^{t_2} \pm P_{\text{сеть}}}{\int_{t_1}^{t_2} P_{\text{н}}} \right) \times 100\%. \quad (2)$$

$$NPV = \sum_{N=1}^{25} \frac{(D_N - I_{\text{эксп}} - I_{\text{зам}})}{(1+d)^{N-1}} - K, \quad (3)$$

где D_N – доход, $I_{\text{эксп}}$, $I_{\text{зам}}$ – издержки на эксплуатацию и на замену в год N , соответственно; K – капитальные вложения; d – ставка дисконтирования или учётная ставка (2%). Доход представляет собой суммарные продажи электроэнергии в сеть по оптовому тарифу и покупку электроэнергии по розничному тарифу от сети. Информация о стоимости компонентов представлена в (табл. 1).

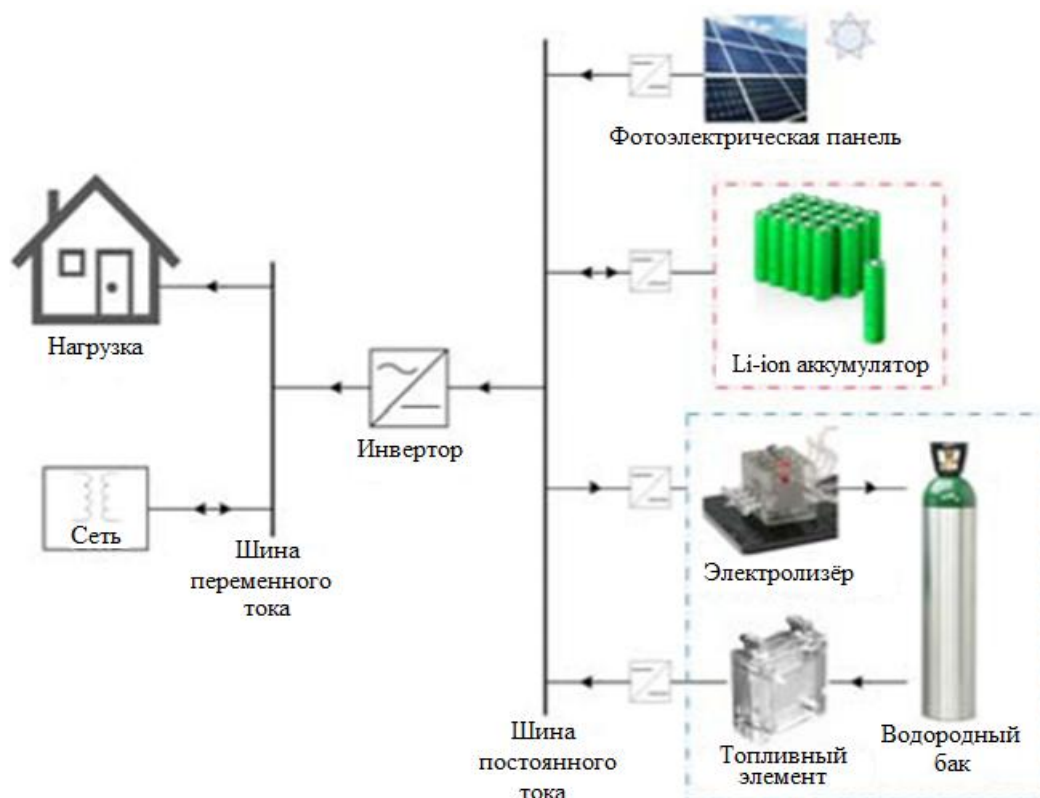


Рис. 1. Схематическая диаграмма

Таблица 1 – Затраты на компоненты, сроки службы и затраты на эксплуатацию

Компонент	Цена	Срок службы	$I_{\text{эксп}}$
Фотоэлектрическая панель	84500 руб/кВт	25 лет	1%
Топливный элемент	221700 руб/кВт	30000 рабочих часов	0,5%
Электролизёр	277100 руб/кВт	15 лет	0,5%
Водородный бак	31600 руб/кВт	15 лет	0,5%
Li-ion аккумулятор	26000 руб/кВт	746 циклов	0,5%

В исследовании используется фотоэлектрическая панель SUNTECH STP255-20/Wd, её вольт-амперная характеристика описывается уравнением (4). Панель направлена на север и установлена под углом 45° . Такое расположение гарантирует максимальное ежегодное производство. Данные о погоде взяты из отчётов метеослужбы.

$$I = I_L - I_D \left[e^{\frac{QU_{OC}}{AKT}} - 1 \right] - \frac{U_{OC}}{R_{sh}}, \quad (4)$$

где I_L – ток, сгенерированный световым потоком; I_D – ток насыщения диода; Q – заряд электрона $= 1,6 \cdot 10^{-19}$ Кл; A – постоянная сглаженного графика модуля; $K = 1,38 \cdot 10^{-23}$ Дж/К – постоянная Больцмана; T – температура; U_{OC} – напряжение холостого хода; R_{sh} – сопротивление току утечки в землю.

Срок службы аккумулятора зависит от условий работы и количества циклов заряд-разряд.

Электролизёр с твёрдым полимерным электролитом производит водород под давлением 20 МПа (встроен компрессор), потребляя электрический ток. Зависимость $P(I)$ с учётом мощности компрессора представлена на (рис. 2). Полимерная электролитическая мембрана топливного элемента вырабатывает электроэнергию, используя водород в качестве энергоносителя. Его характеристика $P(I)$ изображена на (рис. 2) и получена из данных о топливном элементе.

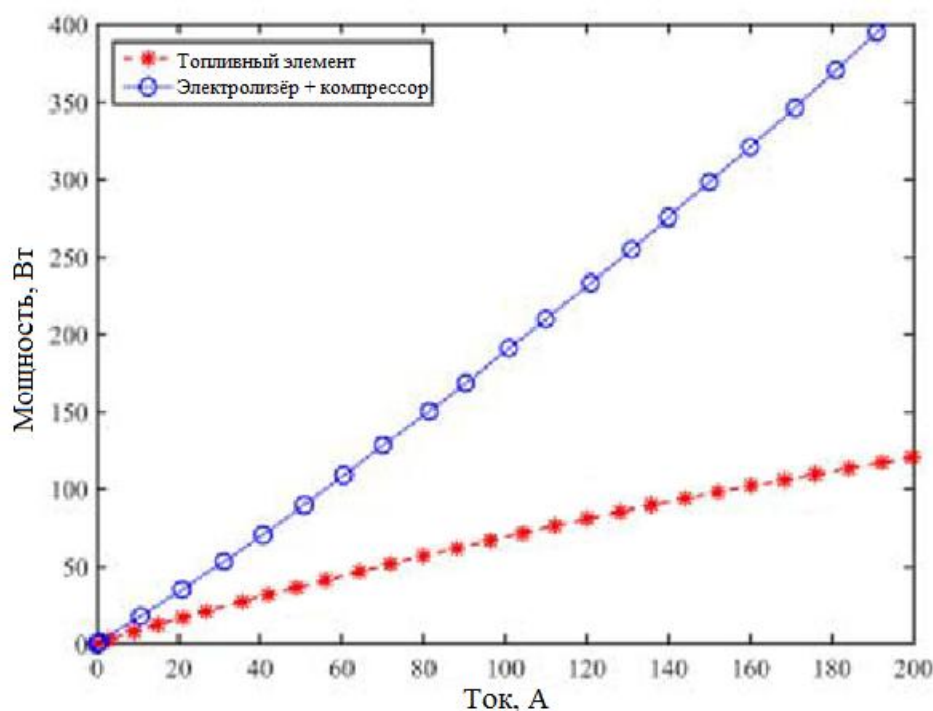


Рис. 2. Кривые $P(I)$ одной ячейки топливного элемента и электролизёра.

Сравнение аккумуляторной батареи и водородной системы хранения энергии осуществляется при установленной мощности солнечных батарей 100, 200 и 300 кВт. Энергия, запасённая в аккумуляторной батарее, увеличивается от 50 кВт*ч до 800 кВт*ч с дискретным шагом в 50 кВт*ч. Отношение NPV и SSR показано на (рис. 3). Оптимальный выбор размеров компонентов в водородной системе достигается в ходе многокритериального алгоритма оптимизации, который представляет соотношение между NPV и SSR в виде фронта Парето (рис. 3). Диапазон значений оптимальных по Парето решений в области допустимых значений дает полезную информацию об исследуемой задаче, если целевые функции ограничены областью определения. Нижние границы оптимального по Парето множества представлены в «идеальном целевом векторе». Его компоненты получены путём минимализации каждой целевой функции в пределах области определения. Множество оптимальных по Парето решений также называют Парето-фронтон.

Так же на (рис. 3) самые нижние точки указывают на соотношение между NPV и SSR для системы без аккумулялирования энергии.

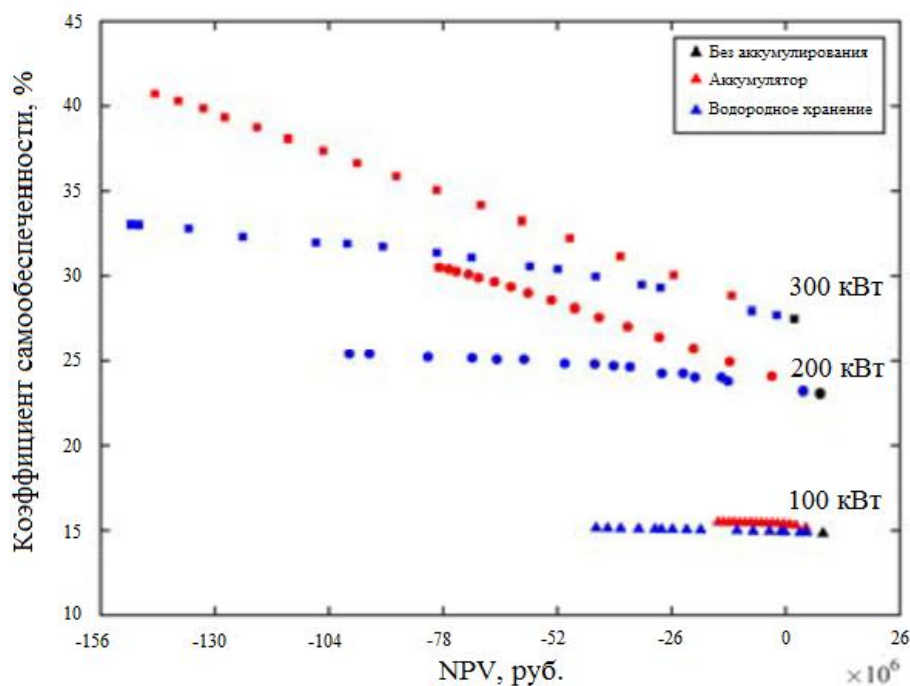
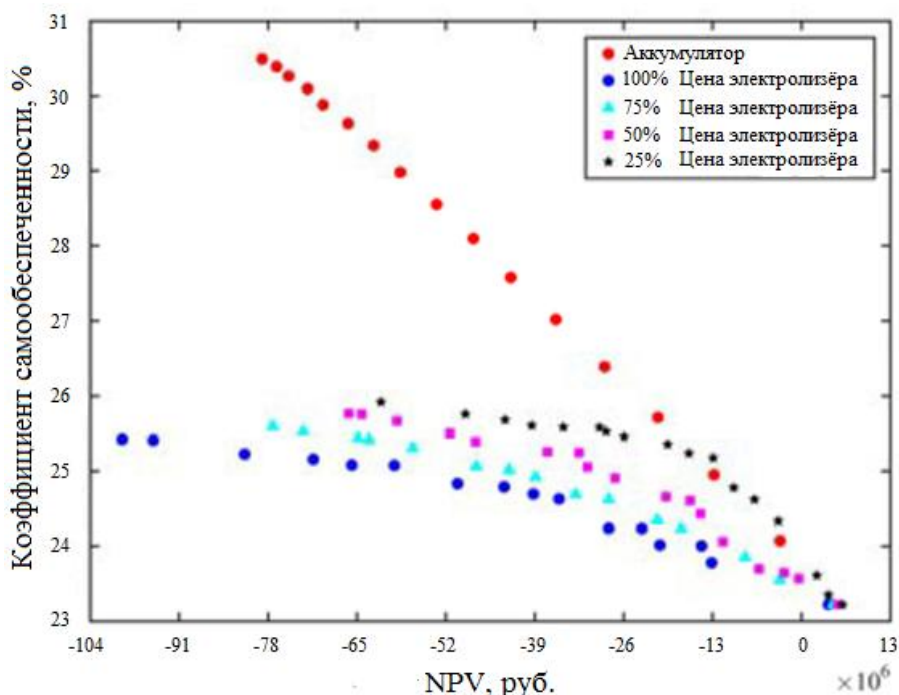


Рис. 3. Сравнение NPV–SSR характеристик аккумулятора и водородной системы

Предположим, что цены на топливный элемент, электролизёр и водородный бак упали до 75%, 50% и 25% от текущей цены. Парето фронт каждого случая для фотоэлектрической панели 200 кВт представлен на (рис. 4).

Фронты Парето при уменьшении цены на топливный элемент и водородный бак несколько искривляются, по отношению к фронту Парето текущих цен. Отмечено, что цены топливного элемента и водородного бака не влияют на улучшение производительности системы относительно NPV и SSR. Уменьшение цены на электролизёр заметно улучшает SSR при постоянном NPV. Так же замечено, что, когда цена достигает 25% от текущей стоимости, водородная система хранения может составить конкуренцию аккумуляторной батарее, достигая такого же SSR при высоком NPV.



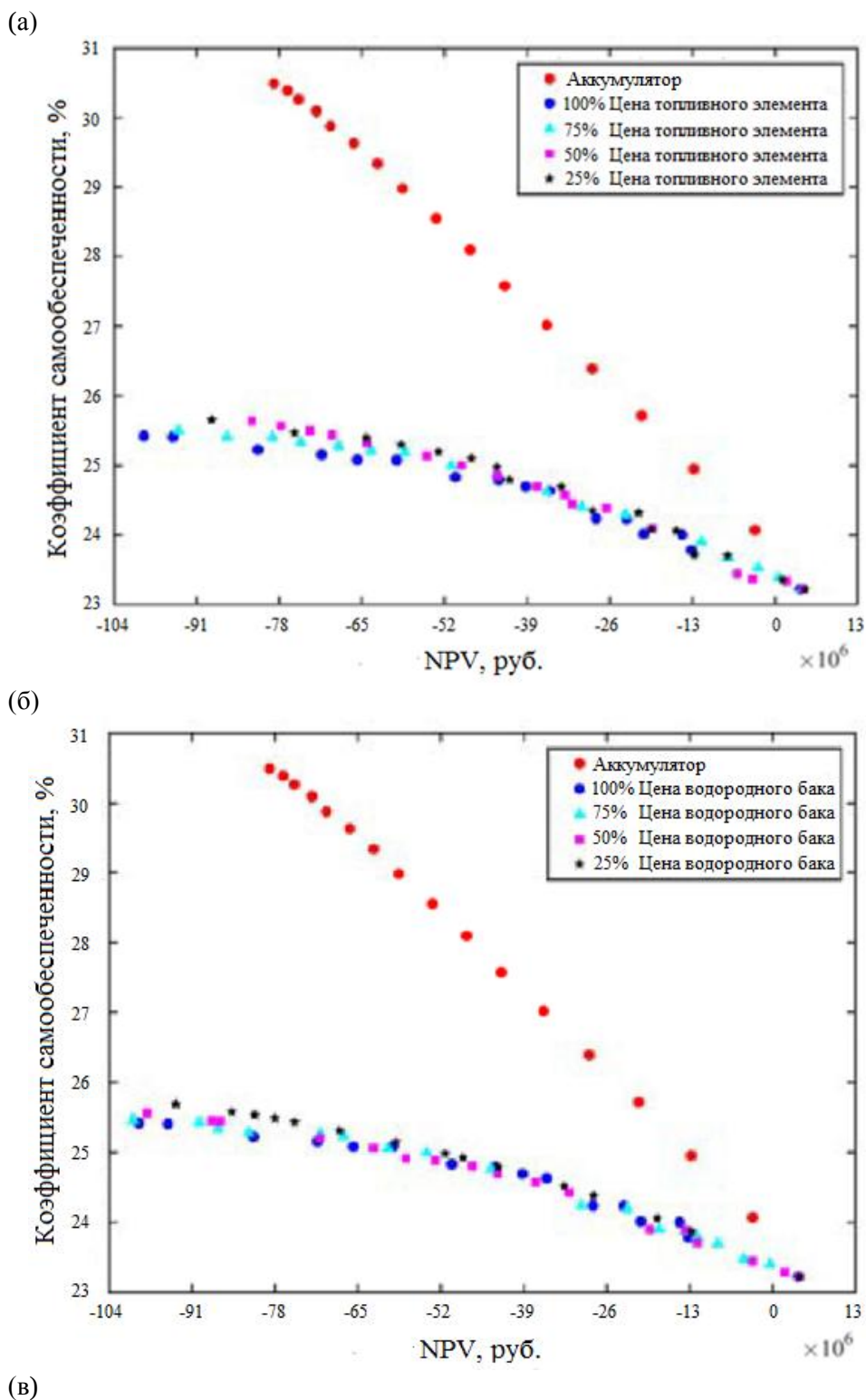


Рис. 4. Исследование чувствительности стоимости компонентов на SSR-NPV отношении.

(а) Электролизёр; (б) Топливный элемент; (в) Водородный бак.

Как у аккумуляторной батареи, так и водородной системы имеются свои плюсы и минусы в эксплуатации, и если использовать их вместе, то плюсы одного покрывают минусы другого, что повышает эффективность хранения. Например, свойство саморазряда аккумуляторной батареи не позволяет с её помощью держать в запасе резервный объём энергии на экстренный случай. Водородная система хранения не обладает таким свойством и может накапливать энергию, грубо говоря, в неограниченных количествах

(накопленный водород храниться в специальных баках, которые при надобности можно докупить, что увеличит объём хранения) и удерживать её длительное время.

Летом, когда нагрузка имеет минимальные значения, вполне достаточно фотоэлектрических панелей и заряда Li-ion аккумулятора. В солнечное время суток, которое занимает большую часть суток, энергия вырабатывается солнечными батареями. Излишки энергии идут на заряд аккумулятора и в сеть, и на работу электролизёра, для выработки водорода. В бессолнечное время нагрузка питается от аккумуляторной батареи. При необходимости, недостающая энергия берётся из сети, либо запускается дизельный генератор. Зимой нагрузка возрастает, по известным причинам и в работу вступает топливный элемент, расходуя водород, который накапливался всё лето, дополняя общую генерацию системы.

Эффективность такой системы возрастает на ~15-20%, что видно из (рис. 5).

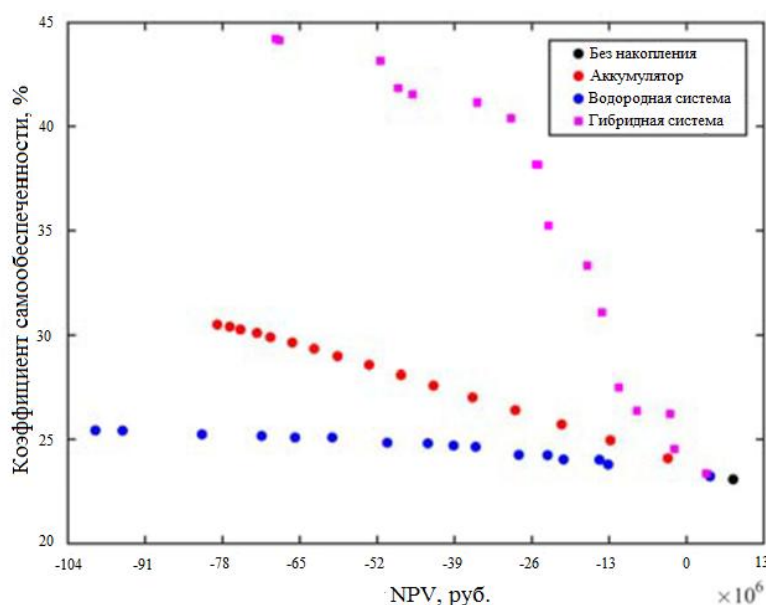


Рис. 5. Сравнение между гибридной системой хранения с одним аккумулятором или водородной системой хранения.

Из сравнения аккумуляторной батареи и водородной системы видно, что аккумуляторная батарея превосходит водородную систему в отношении SSR и NPV, т.к. у аккумуляторной батареи достигается больший SSR при равном NPV и при уменьшении NPV разница между SSR растёт. Так же установлено, что уменьшение цены на электролизёр делает водородную систему более выгодной и при достижении 25% цены электролизёра, водородная система может конкурировать с аккумуляторами при около нулевом NPV. Рассмотренная гибридная система показала, что использование аккумулятора и водородной системы вместе даёт большую выгоду, чем использование их по отдельности.

Литература

1. Удалов С.Н. Возобновляемая энергетика: Учебник/ С.Н. Удалов. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, – 2016. – 607 С.
2. Yang Zhanga,b, Anders Lundblada, Pietro Elia Campanab, Jinyue Yana. Comparative Study of Battery Storage and Hydrogen Storage to Increase Photovoltaic Self-sufficiency in a Residential Building of Sweden/ Applied Energy Symposium and Forum, REM2016: Renewable Energy Integration with Mini/Microgrid, 19–21 April 2016, Energy Procedia 103, 268 – 273 p.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ, РАБОТАЮЩЕГО НА ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКАХ ЭНЕРГИИ В УСЛОВИЯХ СИБИРСКОГО РЕГИОНА

Фомичев В.К., Церегородцева И.В.

ООО научно-производственная фирма «Энергия», г. Новосибирск

Жители нашей планеты обеспокоены нехваткой традиционных энергетических ресурсов и экологически неблагоприятной обстановкой при их использовании.

Многие страны мира внедряют программы по использованию так называемых «зеленых технологий». Европейские страны переходят на строительство энергоэффективных зданий, которые способны генерировать энергии больше, чем требуется для собственного потребления.

По мнению специалистов, Россия имеет большой потенциал в развитии солнечной энергетики. Учитывая показатели инсоляции различных регионов России, солнечная и ветряная энергетика может стать реальной альтернативой традиционным источникам энергии в Южном Федеральном округе, на юге Сибири и Дальнего Востока. К примеру, Краснодарский край и большая часть Сибири по инсоляции сравнимы с югом Франции и центральной частью Италии, где солнечная энергетика сейчас развивается бурными темпами.

В Краснодарском крае, Республике Алтай и Республике Саха (Якутия) уже введены в действие крупные солнечные электрические станции и планируется строительство новых.

Наша организация имеет опыт реализации и установки оборудования, работающего на возобновляемых источниках энергии в условиях Сибирского региона: Новосибирская, Томская, Кемеровская области, Алтайский край и Республика Алтай.

Семилетний опыт работы показал, что в настоящее время установка данного вида оборудования еще не носит массовый характер, но количество потребителей с каждым годом увеличивается. Основных потребителей можно разделить на несколько групп:

1. Объекты, находящиеся в отдаленных районах, для которых это скорее вынужденная мера в условиях полного отсутствия энергоснабжения.

Например, туристическая база «Высотник» в горах Алтая (рис. 1). Ближайший населенный пункт находится в 45 километрах. Высота над уровнем моря 1950 м. Основной вид транспорта – лошади. Дополнительно используются вертолеты.



Рис. 1. Общий вид туристической базы «Высотник».

В настоящее время на туристической базе установлена ветросолнечная станция мощностью 0,7 кВт, способная обеспечить освещение территории и основных строений, зарядку мобильных устройств, работу бытовых электрических приборов.

Горячее водоснабжение осуществляется от солнечного коллектора (рис. 2). Емкость бака составляет 90 л. В течение светового дня вода в баке способна нагреться до 90⁰С.



Рис. 2. Солнечный коллектор на турбазе «Высотник»

В Горном Алтае, недалеко от поселка Чемал, на берегу реки Катунь расположена база отдыха «Кудюр-Догон» (рис. 3). Электроснабжение базы полностью осуществляется от ветро-солнечной станции и дополнительно установленным дизельгенератором. Подключить электроснабжение от основной сети электропередач не представлялось возможным, т.к. ближайшая ЛЭП находится в 4 километрах от базы отдыха.

На базе отдыха находится 5 строений: основной двухэтажный дом на 5 номеров, два одноэтажных дома на два номера, баня и помещение охраны.



Рис. 3. Общий вид базы отдыха «Кудюр-Догон».

Генераторы энергии расположены на минимально возможном расстоянии от аккумулирующих устройств. Это необходимо для сокращения потерь.

Во время монтажа солнечных модулей на крыше котельной (рис. 4) разместить их согласно требованиям инструкции под определенным углом к горизонту - не удалось, т.к. второй ряд частично затенялся первым, поэтому было принято решение один ряд модулей установить под углом к горизонту, а другой положить на кровлю. В ходе эксплуатации выяснилось, что каждый ряд модулей работает по-разному: установленные наклонно хорошо вырабатывают энергию в яркий солнечный день, а лежащие на кровле модули поглощают больше рассеянного освещения и вырабатывают больше энергии, чем установленные наклонно.



Рис. 4. Размещение солнечных модулей на крыше котельной.

Ветрогенератор установлен на берегу реки, в горном ущелье (рис. 5). В зимний период он вырабатывает 1,5 номинала от заявленной мощности.



Рис. 5. Ветрогенератор установлен на берегу реки.

Еще один объект расположен в горах Алтая южнее Телецкого озера. Это охотничья заимка, где полностью отсутствует возможность снабжения традиционными источниками (рис.6).

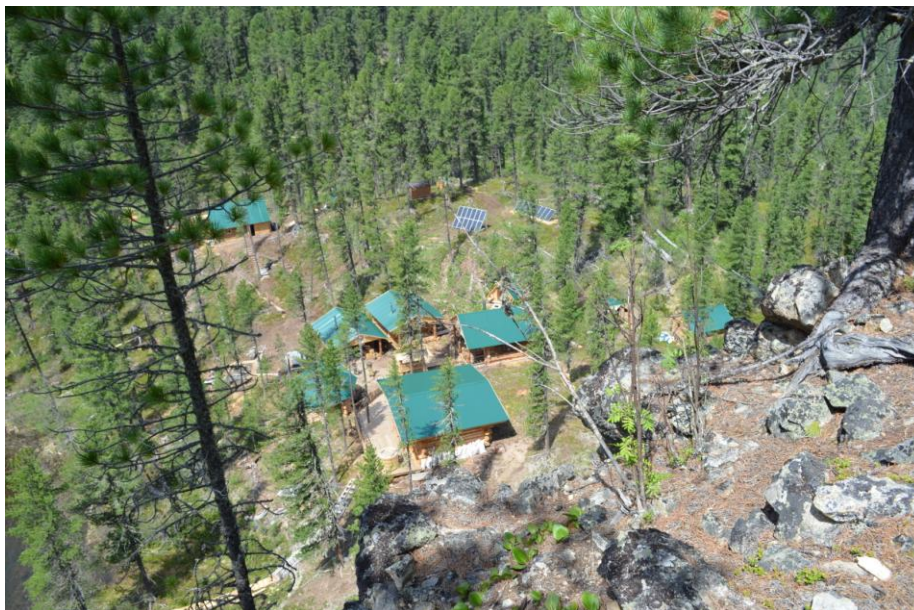


Рис. 6. Охотничья заимка в горах Алтая.

В таких местах нежелательно и затратно использовать традиционные дизель- и бензогенераторы, а вот солнечной энергии вполне достаточно для электроснабжения даже в короткие зимние дни. Основное оборудование солнечной станции устанавливается компактно на открытой, не затеняемой территории (рис. 7).



Рис. 7. Солнечная станция.

2. Потребители, способные сделать значительное разовое вложение средств с целью экономии на традиционных ресурсах в дальнейшем, т.к. срок окупаемости систем составляет от четырех до двенадцати лет.

Примером может служить предприятие по производству лекарственных препаратов в Горно-Алтайске (рис. 8).



Рис. 8. Аптека, г. Горно-Алтайск.

Помещение площадью 300 кв. м (2 этажа) после ввода в эксплуатацию отапливалось электричеством. При этом температура воздуха в помещении не поднималась выше 18°C . После установки солнечных коллекторов температура воздуха в помещении повысилась до 22°C , а затраты на отопление снизились в четыре раза. Срок окупаемости проекта по предварительным расчетам составляет 8 лет, но в условиях нестабильной экономической ситуации в нашей стране он может значительно сократиться.

На южном фасаде здания установлены солнечные коллекторы (рис. 9), обеспечивающие внутренние помещения теплом в течение светового дня. Ночью помещения отапливаются от электрического нагревателя, т.к. в данной системе не предусмотрена аккумуляция тепловой энергии.



Рис. 9. Установка солнечных коллекторов на фасаде здания.

В Алтайском крае во время строительства свиноводческого комплекса на 1300 свиноматок в селе Фунтики было запроектировано осуществлять в двух душевых (мужской и женской) административно-бытового корпуса нагрев воды электричеством. Решение стандартное и малозатратное на стадии строительства и установки оборудования, но в дальнейшем это сулило значительные расходы в процессе эксплуатации. Председатель сельсовета совместно с главным энергетиком приняли решение заменить

электрические водонагреватели солнечными коллекторами (рис. 10) и не ошиблись, т.к. разовые затраты на оборудование быстро окупили себя.

Солнечные коллекторы – генератор тепловой энергии размещены вертикально на фасаде здания. Это позволяет собрать максимальное количество солнечной энергии в течение короткого зимнего светового дня, т.к. солнце находится ближе к горизонту, и частично снизить выработку энергии в более длинный летний световой день.



Рис. 10. Свиноводческий комплекс, с. Фунтики, Алтайский край.



Рис. 11. Главный фасад энергосберегающего дома, п. Ложки (арх. А. Буслаев).

Дополнительно над солнечными коллекторами были установлены рольставни, которые автоматически закрываются при достижении в баке-аккумуляторе заданной температуры.

В пригородном поселке Ложки, недалеко от Академгородка находится жилой дом, изначально запроектированный как энергосберегающий. Главный фасад дома обращен на южную сторону (рис. 11), гараж расположен с северной стороны.

Солнечные коллекторы размещены на южном фасаде здания. Чуть скругленный фасад позволяет увеличить время эффективного приема солнечного тепла в течение дня и позволяет уменьшить «тепловой удар» прихода тепла в полдень. Тепло от солнечных коллекторов в течение дня используется на обогрев дома и частично накапливается в баке-аккумуляторе для использования в ночное время суток.

Излишки тепла в летний период запасаются в грунтовом аккумуляторе под домом, который служит для прогрева грунта непосредственно под домом и представляет собой систему водопроводных труб опущенных петлей в 24 скважины, каждая из которых достигает глубины 10 метров. Запасенного в грунте тепла хватает для дополнительного обогрева жилого дома до февраля месяца.

В настоящее время на объекте установлена половина от расчетного количества солнечных коллекторов и грунт прогревается за летний сезон до 26-28 °С. Полная установка коллекторов позволит прогреть грунт до 55 градусов, с запасом по времени остывания в половину года.

3. Энтузиасты – любители. Эти потребители интересуются новыми технологиями, ищут нестандартные пути решения ежедневных проблем. Они готовы поверить в работоспособность и эффективность любых новшеств только после того, как опробуют все самостоятельно, как говорится «испытают на себе». Более того, они могут приспособить оборудование для выполнения совершенно новых задач, не предусмотренных производителем.



Рис. 12. Нагрев воды солнечным коллектором в частном доме, г. Новосибирск.

Например, в небольшой стеклянной вакуумной трубке от солнечного коллектора можно не только нагреть воду для отопления или горячего водоснабжения, но и поджарить сосиски и шпикачки если положить их в металлическую колбу, которую затем поместить в вакуумную трубку.

Они устанавливают оборудование в частных домах (рис. 12), на дачных участках и даже в многоэтажных жилых домах (рис. 13) сначала ради эксперимента, а в дальнейшем получают значительную выгоду от его использования.



Рис. 13. Получение электрической энергии от энергии солнца в многоэтажном жилом доме, г. Новосибирск.

В последнее время становится актуальной проблема сброса излишков мощности, выработанной автономными электрическими станциями в основную сеть электроснабжения.

В развитых странах владельцы солнечных фотоэлектрических станций могут не только сами пользоваться выработанной электрической энергией, но и сбрасывать ее в основную сеть и получать дополнительный доход. Это закреплено на законодательном уровне и энергетические компании обязаны оплачивать полученную энергию.

В нашей стране совместное использование основной сети и солнечной фотоэлектрической станции связано с определенными трудностями, как на техническом, так и на законодательном уровне. Обычные двухфазные счетчики считают энергию, ушедшую в сеть как потребленную. Эту проблему решает установка трехфазных счетчиков и сетевого инвертора. На законодательном уровне вопрос сброса в основную сеть мощности менее 25 Мегаватт проработан недостаточно.

В городе Новосибирске имеется один экспериментальный объект, оснащенный указанным оборудованием (рис. 14).

На прилегающей к многоэтажному жилому дому территории установлен поворотный трекер (система слежения за солнцем) с шестью солнечными фотоэлектрическими модулями общей мощностью 1100 Вт. Дополнительно на фасаде здания размещены солнечные фотоэлектрические модули общей мощностью 360 Вт. Аккумуляторы, контроллеры заряда и инверторы установлены внутри помещения.

Эта система позволяет накапливать энергию в аккумуляторных батареях для использования на бытовые нужды в одной из квартир. Излишки электрической энергии сбрасываются в сеть и поглощаются другими потребителями жилого дома.



Рис. 14. Солнечная станция, установленная на трекере и фасаде жилого дома.

Сетевой инвертор (рис. 15) позволяет питать потребителей дома как автономно, так и совместно с основной сетью электроснабжения.



Рис. 15. Стенд автоматики.

Из всего вышесказанного видно, что с развитием технических возможностей, повышением цен на энергоресурсы, возможными «неполадками» у монополистов (снабжающих энергетическими ресурсами), развитием индивидуального строительства и т.д. появляется все больше желающих, обеспечить бесперебойность, комфорт, автономность собственного жилища, уменьшить эксплуатационные затраты.

В настоящее время офисное помещение, занимаемое ООО научно-производственной фирмой «Энергия», расположенное недалеко от площади Карла Маркса в г. Новосибирске (рис. 16), обеспечивается электрической и тепловой энергией от энергии солнца (рис.17, 18). В перспективе имеются планы по установке ветрогенераторов.



Рис. 16. Месторасположение офиса ООО НПФ «Энергия».



Рис. 17. Солнечные коллекторы для генерации тепловой энергии.



Рис. 18. Солнечные модули для генерации электрической энергии.

Установленное оборудование позволит опробовать различные технические и технологические решения, получить, проанализировать и обобщить опыт использования автономных источников энергоснабжения в условиях Сибирского региона, чтобы перейти от теоретических расчетов к конкретным рекомендациям, подкрепленных опытом эксплуатации.

НОВЫЕ ЭНЕРГОИСТОЧНИКИ ДЛЯ АРКТИКИ И «ДАЛЬНЕВОСТОЧНОГО ГЕКТАРА»

Чомчоев А.И.

«Испытательный полигон холода», Якутия

Население арктической зоны Республики Саха (Якутия) ежегодно уменьшается. Жители в поисках работы и заработков вынуждены переезжать в крупные населенные пункты и города. Одновременно в Арктике появляются вахтовики по добыче полезных ископаемых и военнотрудовые для обеспечения безопасности российской арктической границы. В последние годы Высшее руководство Российской Федерации проводит активную политику государственного протекционизма освоения Дальнего Востока, в рамках которой принято решение о бесплатном предоставлении одного гектара свободной земли гражданам страны. Для освоения арктической зоны и «дальневосточного гектара», прежде всего, необходимо решить вопрос дешевого электро-теплоснабжения жилых помещений, гаражей для техники и помещений для животных в условиях холодного климата.

Продолжится ли потепление Арктики или придет похолодание

В начале января месяца этого года в с. Колымское [1] и с. Андрюшкино [2] арктического Нижнеколымского района Якутии заканчивалось топливо для дизельных электростанций. Энергетики в январские морозы в целях экономии топлива начали веерные отключения. К концу месяца такое положение было в 6 селах Усть-Янского района [3]. Автозимники, которые раньше открывались в ноябре-декабре месяце, в этом году не были готовы из-за тонкого льда на реках и позднего замерзания болот. Снег в этом году в арктических районах глубокий и ветры сильные и частые, не как обычно. Поэтому метели спрессовали снег, преграждая проезд даже легкой бульдозерной техники. Такое положение было в Якутии в 2013 году, когда уголь и продукты питания возили самолетами, дизельное топливо – вертолетами [4].

Такая сложная зима и усиление ветра для Якутии давно прогнозировались, а в будущем с завозом грузов в арктические районы будет еще сложнее. "В Арктике теплеет. Если в среднем полушарии температура последние 30 лет увеличивалась на полградуса, то в Арктике - на 1,5°, - говорит доктор физико-математических наук, ведущий научный сотрудник лаборатории теории климата Института физики атмосферы им. А.М. Обухова РАН и заведующий лабораторией климатологии Института географии РАН Владимир Семенов в интервью ТАСС, опубликованном 31 января 2017 года [5]. Будущее климата в Арктике, как добавляет эксперт, до сих пор остается загадкой для мировых ученых, которые не могут сказать, продолжится ли современное потепление в Арктике, или это очередной цикл, за которым снова придет похолодание. Далее климатолог отмечает, что если потепление будет продолжаться, существует вероятность того, что к 2030 или 2040 году в Арктике льда летом не будет. В отсутствии льда Северный морской путь станет свободным, но вечная мерзлота будет быстро таять, что приведет к негативным последствиям. «Вся инфраструктура построена на вечной мерзлоте, сами грунты в арктической зоне мягкие, поэтому, когда мерзлота оттает, все сооружения просто поедут и перестанут держаться", - добавляет ученый. В связи с этим парламент Якутии своевременно разрабатывает проект закона об охране и использовании вечной мерзлоты [6].

Проблемы возобновляемых источников энергии

Энергетики Дальнего Востока, куда относятся якутские энергетические предприятия, «по европейской моде» строят мегаваттные солнечные электростанции (СЭС) за полярным кругом в п. Батагай [7] (поэтому попали в книгу рекордов Гиннеса) и других населенных пунктах Якутии, где 8-10 месяцев заснеженная зима и полтора месяца нет солнца (полярные ночи), а летом солнце по низкой орбите вращается на 340-350°. Огромные по размеру солнечные модули, расположенные на нескольких гектарах земли, зимой надо чистить от снега, а летом еще вращать на трекерах за солнцем, чтобы не потерять до 70% получаемой электроэнергии, мыть специальной жидкостью от пыли и грязи. Как правило, ныне все промышленные солнечные модули в Якутии устанавливаются без трекера. При этом в мире пока не изобретена легкая по весу, маленькая по размеру, мощная по емкости и дешевая по стоимости аккумуляторная батарея для СЭС. Отсутствует также надежный и дешёвый инвертор для преобразования постоянного тока аккумуляторных батарей в переменный ток. Таким образом, в мировой практике использования солнечной энергии для выработки электричества самым слабым звеном является не солнечный модуль, а аккумуляторная батарея и инвертор. Все эти недостатки задерживают развитие солнечной энергетики, которая субсидируется всеми государствами, или все расходы СЭС включаются в тарифы (как в Якутии). Так же все государства субсидируют и лоббируют все виды возобновляемых источников энергии (ВИЭ), за исключением ГЭС. В итоге опять выигрывают энергетики, получив название «инноваторов» и/или «пользователей ВИЭ», а налогоплательщик остается в проигрыше. Такое же положение с использованием энергии ветра: ветроэнергетические установки (ВЭУ) заряжают малоёмкие аккумуляторные батареи, где тоже применяются дорогие инверторы. ВИЭ в мировой практике из-за экономической неэффективности и высокой зависимости от природы даже островные государства не применяют.

Где тариф на электричество дешевле в мире

По данным за 2011-2014 годы, самый высокий тариф на 1 кВтч имеют островные государства (в пересчете курса доллара США 60 руб./дол) – на Соломоновых островах 56 руб./кВтч. самое дешевое электричество – в нефтедобывающих странах: Кувейт – 60 копеек/кВтч [8] (таблица 1). Россия за 2011-2014 годы в рейтинге стран с самым дешевым электричеством находилась на 13 месте – 2,96 руб./кВтч (по курсу рубля тех времен).

Тарифы на электричество на 1 января 2017 года для городского населения Якутии составили 5,47 руб./кВтч, для сельского – 3,83руб./кВтч, при среднем тарифе по России – 3,83 руб./кВтч [19]. Себестоимость выработки одного киловатта электроэнергии, вырабатываемой на объектах дизельной генерации, составляет 32,78 руб./кВтч, централизованной – 3,67 руб./кВтч. При этом себестоимость выработки электроэнергии ДЭС в арктических районах Якутии еще в 2013 году была 97 руб./кВтч [20]. Поэтому промышленные потребители вынуждены нести дополнительную финансовую нагрузку, чтобы обеспечить более низкие тарифы для населения арктических районов, и объем перекрестного субсидирования в 2015 году составил 6 млрд. рублей [21]. К концу 2016 года Госкомцен Якутии уточнил объем перекрестного субсидирования и назвал 6,8 млрд. рублей в год и еще на выравнивание тарифов требует 13 млрд. рублей [22].

Таблица 1. - Сравнение с Россией самой высокой и низкой стоимостей электроэнергии с указанием среднемесячной заработной платы по странам мира.

Страна	Стоимость, руб./кВтч [8]	Среднемесячная зарплата, руб.
Соломоновы острова	56	1 200 [9]
Тонга	28	14 872 [10]
Ямайка	26,8	68 100 [11]
Новая Каледония	26,7	153 792 [12]
Острова Кука	25,44	60 000 [13] (предполагаемый)
Дания	24,22	243 000 [14]
Германия	22	84 224 с вычетом налогов [15]
США	7,50	от 150 000 до 240 000 и выше [16]
Китай	5,46	45 000 [17]
Россия	4,92¹	36 200 [18]
Кувейт	0,60	148 330 [18]
Саудовская Аравия	0,78	117 476 [18]
Венесуэла	1,86	1 547 [18]

Таким образом, если Правительство Якутии будет сидеть и ждать, когда появятся деньги в бюджете, то арктические и северные районы Якутии, использующие дизельные электростанции (ДЭС), дойдут до положения островных государств, как Соломоновы острова, Тонга и Острова Кука, где электроэнергию для освещения имеют ограниченное количество населения, и то с подачей только в темное время суток. Кроме того, Правительству Якутии надо учитывать изменение климата и необходимость удешевления услуги теплоснабжения котельных, решить вопрос возвращения молодежи в сельскую местность.

Предложения «Испытательного Полигона Холода» по инновациям

В сорока шести километрах от города Якутска создан на общественных началах «Испытательный Полигон Холода». Здесь зимой температура воздуха снижается до -60°C, летом жара до +40°C. Среднегодовая температура -9,3°C. С первых дней используем только СЭС и ветроэнергетические установки (ВЭУ), исследуем их на практике. После шести лет эксплуатации из-за отсутствия энергетического ветра и в связи с проблемами замерзания генератора ВЭУ в самые холодные дни, оставили только одну ВЭУ для демонстрации, остальные демонтировали. СЭС по выше перечисленным причинам (аккумуляторов и инвертора) экономически эффективна только до 1,5 киловатт мощности. К таким выводам по использованию ветряной и солнечной энергии мы пришли еще в 2010 году, и я обратился к коллегам по работе при ликвидации аварии на Чернобыльской АЭС по вопросу о разработке совершенно нового радионуклидного ядерного энергетического источника электрической и тепловой энергии (когенератора) микро и малой мощности от 15 кВт до 10 МВт (далее ЯЭИ). Мои знакомые физики-атомщики были против моей идеи, за исключением всемирно известного атомщика академика Виктора Михайлова, министра атомной энергии России 1992-1998 годы [23]. Мы с ним начали работать над созданием

¹ - (по курсу рубля 2017 года)

когенератора – ЯЭИ четвертого поколения на общественных началах. К нам присоединились молодые инноваторы Министерства обороны России. Виктор Никитович Михайлов в июне 2011 года скончался на 78-м году жизни. Результаты своих исследований использования ВИЭ и идею создания ЯЭИ нового поколения я докладывал на различных научных площадках, перед учеными энергетиками АТЭС в г. Владивостоке в октябре 2012 года, на Второй Всероссийской конференции развития малой распределенной энергетики в России в ноябре 2012 года в г. Москве, в Институте теплофизики им. С.С. Кутателадзе СО РАН в марте 2013 года [24], на международной научно-практической конференции «Арктика: перспективы устойчивого развития» в ноябре 2014 года в г. Якутске [25]. Вначале моя идея разработки микро и малой мощности ЯЭИ должного внимания не получила, но с 2014 года в Росатоме стали разрабатывать ЯЭИ микро мощностного диапазона по заказу МО России [26,27]. Была подтверждена теоретическая возможность такого направления создания ЯЭИ [28]. В настоящее время в Международном агентстве по атомной энергии (МАГАТЭ) поняли перспективность российских разработок атомных станций малой мощности (АСММ) и особо отмечают, что размер ядерного реактора является национальным решением, которое каждое государство должно принимать на основании собственных потребностей и существующих условий [29].

Ядерные энергетические источники четвертого поколения

Первые крупные атомные электростанции (АЭС) во всех странах мира в основном предназначались для получения оружейного плутония (наработки специальных нуклидов), а потом для выработки электроэнергии. Поэтому АЭС имели мощность более 300 МВт. АЭС мощностью менее 300 МВт называются атомными станциями малой мощности (АСММ). Более того, по правилам МАГАТЭ, если у энергетического источника на принципах цепной ядерной реакции теплоноситель на выходе имеет температуру менее 650°C, то такой ЯЭИ разрешается эксплуатировать в бытовых условиях при надлежащем контроле, как рентген-аппараты и МРТ в больницах. В нашем случае речь идет о температуре теплоносителя на выходе не более 600°C, а реакторная установка не взрывоопасная и совершенно безопасная. Кроме России в других странах мира нет разработок ЯЭИ наземного применения на 15 кВт и 100 кВт, не говоря уже о технологии их изготовления. В цепочке технологии изготовления реакторной установки микромощного ЯЭИ имеются несколько ноу-хау, которыми даже передовые ядерные центры США до сих пор практически не владеют. Об этом 7 января 1991 года одна из самых крупных газет США «Нью-Йорк таймс» опубликовала заявление Соединенных Штатов о заинтересованности установить один из разработанных в России миниреакторов, чтобы обеспечить энергией космические корабли [30]. Российские же ЯЭИ современных проектов мощностью в диапазоне 10 кВт - 10 МВт **предназначаются для работы в течение 30-50 лет с одной загрузкой, без обслуживающего персонала**, вырабатывая электроэнергию и тепло. Тепла вырабатывается в 4 раза больше, чем электроэнергии. Такие ЯЭИ относятся к четвертому поколению АЭС и получили в одной из разрабатываемых версий название **твердооксидных тепловых станций (ТОТЭС)** в связи с использованием твердооксидного ядерного топлива и реактора с тепловым спектром нейтронов. ТОТЭС работают с гарантированным обеспечением критичности реактора без нарабатывания нового топлива. Поэтому ТОТЭС не взрывоопасны. ЯЭИ рассматриваются в двух модификациях с использованием в качестве источника нагрева мини ядерного реактора и радиоизотопного источника. В руководстве Росатома уже думают о выделении финансирования на НИОКР по ЯЭИ четвертого поколения, но, по-видимому, не вполне

представляют, насколько широко подобные ЯИЭ могут быть востребованы. По нашим расчетам, для НИОКР по ТОТЭС на 15 и 100 кВт (миниреакторы или радиоизотопы) и АСММ на 5 и 10 МВт (миниреакторы) требуется около 10 миллиардов рублей (ФОТ четырех больших групп расчётчиков и конструкторов, проектировщиков, изыскателей, и др.).

Для примера, ТОТЭС на 100 кВт (далее ТОТЭС-100) без снижения электрической мощности может выработать более 0,2 Гкал/ч. Это в годовом объеме производства – 1752 Гкал., что позволяет отопить около 40 тыс. кв. м. или обеспечить теплом – 2 тыс. человек. Активная зона реактора ТОТЭС-100 будет иметь размеры небольшого бака и весить до 100 кг. ТОТЭС кроме реакторного устройства имеет газотурбинный преобразователь, систему теплофикации и теплосброса, и конечно обычный электрогенератор. ТОТЭС-100 по размеру в два раза меньше, чем ДЭС аналогичной мощности и может размещаться в контейнере, который устанавливается в колодце глубиной 4-6 м. (требования МАГАТЭ для АСММ). Предварительная стоимость серийного образца – 100 млн. рублей. Стоимость серийного образца сильно зависит от количества заказов. При большом количестве заказов стоимость одной ТОТЭС-100 будет во много раз меньше. По окончании срока службы ТОТЭС направляется для утилизации в специализированное предприятие.

Предлагаемые практические действия

Для разработки технико-экономического обоснования (ТЭО), Технического задания (ТЗ) использования ТОТЭС в холодных условиях Якутии и лоббирования НИОКР в ФЦП России или Росатоме предлагаю в Якутске под моим руководством создать временный творческий коллектив (ВТК) с финансированием оплаты работы 4 специалистов и командировочных расходов. ТЭО – не только сбор статистических данных о ДЭС и котельных в Якутии, но и глубокий экономический анализ энергетической экономики Якутии, арктической зоны России и «дальневосточного гектара» в том числе при использовании ЯИЭ. Разработка ТЗ – один из сложных этапов, но для нашего небольшого коллектива это будет посильным, так как мы практически знаем всех ученых-энергетиков в Якутске, которых можно привлечь, специалистов по «турбинам», дизелям, генераторам, инженеров ЯГРЭС, ЯТЭЦ, «Сахаэнерго», которые имеют 40-летний опыт практических работ в эксплуатации ГТУ и дизелей в сложных климатических условиях Якутии. Я сам работал в ОАО «Якутскэнерго» более 10 лет и как профессиональный военный инженер долгие годы занимался эксплуатацией и испытанием газотурбинных и поршневых двигателей военного назначения в сложных климатических условиях Хабаровского края, Амурской и Сахалинской областей, северного Казахстана, Подмосковья, Якутии и других регионах бывшего Советского Союза.

С учётом новизны и пилотного характера создания ТОТЭС, актуальности проблемы когенерации электрической и тепловой энергии на базе ЯИЭ четвертого поколения, при заинтересованности общественности Якутии НИОКР по данной проблеме можно в 2017 году включить в ФЦП. Если НИОКР будет начат в этом году, то первый опытно- демонстрационный образец ТОТЭС можно получить через 3- 4 года достаточно напряжённой работы всех участников кооперации и приступить к испытанию под Якутском в «Испытательном Полигоне Холода». Мы ученых-атомщиков можем убедить в первую очередь разработать и испытать ТОТЭС на 15 кВт для обеспечения потребностей по электричеству и теплу (когенерации) «дальневосточного гектара». «Гектары» будут выдаваться в отдаленных местностях,

вне централизованного энерго-теплоснабжения, поэтому обладатели «гектаров» будут первыми покупателями.

Американцы тоже поняли экономическую бесперспективность в ближайшие годы ВИЭ и тоже уже разрабатывают АСММ мощностью 1-10 МВт [31]. Имеется опасность: узнав о российских разработках ТОТЭС в материалах МАГАТЭ, зарубежные конкуренты – США, Китай, Южная Корея, Европейский Союз и другие могут быстро вложить деньги на НИОКР и раньше России создать ТОТЭС.

В ходе обсуждения «Стратегии 2030» Якутии я через Интернет озвучил проблему решения северного завоза по доставке дизельного топлива и угля, возможных последствий глобального потепления для Якутии [32], но подвижек пока по ней нет. В январе 2011 года я также направлял открытые Обращения к руководству республики по данному вопросу через персональный раздел, предоставленный мне общественно-политической интернет газетой «В Якутии.ru» [33]. Практически ничего не изменилось, и, как отметил в начале статьи, были одни «затыкания» чрезвычайных ситуаций, типа доставки угля самолетами для котельных арктических районов.

Роль общественности России по внедрению инновационного проекта ТОТЭС

Уважаемые жители России, предлагаю рассмотреть мое предложение для объединения усилий в практическом решении электро-тепло обеспечения отдельных домов и малых населенных пунктов арктических и северных районов России. Внедрение надо начинать с Якутии, где имеется сегодня первая потребность и готовые кадры для внедрения инновационной технологии. Внесите мне свои предложения и замечания по созданию конкурентоспособной российской твердооксидной тепловой электростанции (ТОТЭС) и как финансировать ВТК. В России, по сведениям разных источников, число ДЭС более 25 тысяч [34] или более 50 тысяч [35], а котельных еще больше. В дальневосточную программу бесплатного выделения одного гектара земли на 12 февраля 2017 года подали заявку 58887 человек [36]. Это потенциальные потребители ТОТЭС-15. Поэтому как в русской пословице «дорога ложка к обеду», промышленный выпуск ТОТЭС-15 стал бы инновационной поддержкой социальной программы Правительства России «дальневосточного гектара» с подачи общественности России. Древняя народная мудрость гласит: если хочешь помочь голодному, дай ему не рыбу, а дай удочку. Хотя наша молодежь не голодная, но для них для возвращения к землям предков, ТОТЭС смогут играть роль «удочки» для привлечения молодежи к селу и освоению заброшенных сельских угодий в России. ТОТЭС есть прорывное энергетическое техническое устройство шестого технологического уклада, и я знаю дорожную карту создания твердооксидной тепловой электростанции.

В порядке примера безопасности радионуклидных ядерных источников энергии (радиоизотопные версии) можно привести использование их в медицине в качестве ядерного кардиостимулятора (ЯКС). Так в США первый ЯКС на основе плутония-238 был установлен в 1973 году. Тогда ЯКС стоил 23 тыс. доллара США. Пациентка до сих пор проживает в США в добром здравии [37], а пользователей ЯКС в мире с каждым годом ныне растет. В России ЯКС собственного производства тоже широко применяются. Второй пример: в прошлом году российские ученые создали ядерную батарейку переменного напряжения на 10 вольт, размером 1см x 0,5 см, используя изотоп никеля-63, со сроком работы 50 лет, стоимостью 10 тыс. рублей для электропитания различных датчиков и приборов [38]. Все математические и

экономические расчеты ТОТЭС и АСММ проведены мною на основе книги «Почти все о ядерном реакторе» [39] и других [40,41] специализированных литературных источников открытой печати.

Литература

1. Электронный ресурс: [http://yakutsk.ru/news/Kriminal/v sele kolymское pomimo nekhvatki topliva zakanchi vayutsya produkty/](http://yakutsk.ru/news/Kriminal/v_sele_kolymское_pomimo_nekhvatki_topliva_zakanchi_vayutsya_produkty/).
2. Электронный ресурс: <http://news.ykt.ru/mobile/article/52176>.
3. Электронный ресурс: <https://regnum.ru/news/accidents/2233404.html>.
4. Электронный ресурс: <http://www.pravda.ru/districts/fareast/yakutsk/05-11-2013/1180851-zavoz-0/>
5. Электронный ресурс: <http://tass.ru/nauka/3985150>.
6. Электронный ресурс: <http://ysia.ru/obshhestvo/parlament-yakutii-neobhodimo-sozdat-edinyj-tsentr-monitoringa-vechnoj-merzloty/>
7. Электронный ресурс: <http://sdelanounas.ru/blogs/64098>
8. Электронный ресурс: <http://www.vrx.ru/treasury/346.html>.
9. Электронный ресурс: [http://mogu.by/news/finansy/Gde zarplaty samye mizernye.html](http://mogu.by/news/finansy/Gde_zarplaty_samye_mizernye.html)
10. Электронный ресурс: <http://tonga.land.am/faq>.
11. Электронный ресурс: <http://www.uadream.com/tourism/America/Jamaica/element.php?ID=93894>.
12. Электронный ресурс: <http://travelask.ru/questions/9815-novaya-kaledoniya-kakie-tseny>.
13. Электронный ресурс: http://geoclab.ru/news/?ELEMENT_ID=4109
14. Электронный ресурс: <http://www.uadream.com/tourism/europe/Denmark/element.php?ID=92408>
15. Электронный ресурс: <http://www.dezona.ru/germany/socium/professii-i-zarplaty.htm>.
16. Электронный ресурс: <http://visasam.ru/emigration/canadausa/zarplata-v-ssha.html>
17. Электронный ресурс: <http://visasam.ru/emigration/rabota/srednyaya-zarplata-v-kitae.html>
18. Электронный ресурс: <http://bs-life.ru/rabota/zarplata/srednyaya-zarplata2016.html>
19. Электронный ресурс: http://yakutskenergo.ru/Urid_lic/tariffs/electro.php
20. Электронный ресурс: <https://rg.ru/2013/07/02/energetika.html>
21. Электронный ресурс: <http://yakutsk.bezformata.ru/listnews/tarif-na-elektroenergiyu-dlya-promishlennih/53317158/>.
22. Электронный ресурс: <http://www.1sn.ru/180790.html>.
23. Электронный ресурс: <http://straw-house.ru/d/361872/d/dlya-holodnoy-sibiri-solnechnye-stancii-i-vetryaki-ranovaty-ili-proryvnye-energoistochniki-xxi-veka-dlya-energoobespecheniya-otdelnyh-domov-i-malyh-naselennyh-punktov-sibiri.pdf>
24. Электронный ресурс: <https://topwar.ru/86668-nachata-razrabotka-malogabaritnyh-atomnyh-elektrostantsiy.html>.
25. Будылов Е.Г., Тревогода М.М., Глебов А.П. Конкурентоспособность ядерных энергоисточников особо малой мощности в условиях территорий Крайнего Севера России // Международная научно-практическая конференция «Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики 2016».-Москва: АО «Концерн Росэнергоатом», 2016. – С 232-233. Электронный ресурс: [http://mntk.rosenergoatom.ru/mediafiles/u/files/2016/Book TEZISY.pdf](http://mntk.rosenergoatom.ru/mediafiles/u/files/2016/Book_TEZISY.pdf)
26. Пахомов А.А., Чомчоев А.И. Возврат России к мировому лидерству по инновационным технологиям в Арктике – веление времени. Электронный ресурс: <http://elibrary.ru/item.asp?id=24138561>

27. Атомные станции малой мощности: новые направления развития энергетики. Том 2 / под редакцией академика РАН А.А.Саркисова. М., Академ-Принт, 2015. – 387 С. Электронный ресурс: http://www.ibrae.ac.ru/docs/109/assm_t2_2015_sq.pdf
28. Михайлов, Виктор Никитович. Электронный ресурс: https://ru.wikipedia.org/wiki/Михайлов,_Виктор_Никитович
29. Электронный ресурс: <http://yakutiafuture.ru/2017/01/04/razrabotchiki-strategii-2030-yakutii-ne-pravilno-ponimayut-zelenuyu-ekonomiku/>.
30. William J. Broad, «U.S. Ready to Buy Advanced Reactor from the Soviets», New York Times, 7 January 1991, PP.1, B8.
31. Электронный ресурс: <https://texnomaniya.ru/v-ssha-zapushen-bezopasniy-yaderniy-reaktor-1-mvt-na-Li-7>.
32. Электронный ресурс: <http://www.v-yakutia.ru/?id=17627>.
33. Электронный ресурс: <http://www.atominfo.ru/newsj/q0727.htm>
34. Н.И.Воропай, Б.Г.Санеев, И.Ю.Иванова, А.К.Ижбулдин. Сравнительная эффективность использования атомных станций малой мощности в локальных энергосистемах на востоке России. Труды Международной научно-технической конференции «Атомные станции малой мощности – актуальное направление развития атомной энергетики». 2013, М., С. 59-71.
35. А.Ф.Дьяконов, Э.М.Перминов. Возобновляемая энергетика – важный компонент улучшения энергоснабжения и повышения энергобезопасности страны. Труды Международной научно-технической конференции «Атомные станции малой мощности – актуальное направление развития атомной энергетики». 2013, М., С. 149-166.
36. Дальневосточный гектар. Электронный ресурс: <https://надальнийвосток.рф>.
37. Электронный ресурс: <http://www.medlinks.ru/article.php?sid=31151>.
38. Электронный ресурс: <http://sdelanounas.ru/blogs/75346/?pid=758909>
39. Матвеев Л.В., Рудик А.П. Почти все о ядерном реакторе». М., Энергоатомиздат. 1990. – 240 С.
40. Создание первой советской ядерной бомбы // главный редактор В.Н.Михайлов. М., Энергоатомиздат, 1995. – 448 С.
41. Микуленко К.И., Чомчоев А.И., Готовцев С.П. Геолого-географические условия проведения и последствия подземных ядерных взрывов на территории Республики Саха (Якутия) // ответственный редактор д.г.-м.н. В.С.Ситников. Я., Издательство ЯНЦ СО РАН, 2006. – 196 С.

ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ ПОДЗЕМНЫХ ВОД ЛЕВОБЕРЕЖЬЯ Р. ОБЬ (ОМСКАЯ И НОВОСИБИРСКАЯ ОБЛАСТИ)

Шевченко А.А, Шиганова О.В.

*АО «Сибирский научно-исследовательский институт геологии,
геофизики и минерального сырья», Новосибирск*

Термальные воды на юге Западной Сибири изучены в водоносных комплексах мела и верхней–средней юры. В зависимости от глубины погружения и интенсивности теплового потока пластовые температуры в продуктивных горизонтах меняются от 30⁰С на периферии бассейна до 140⁰С во внутренних депрессиях [1].

Лучшими перспективами на геотермальное сырье обладает водоносный комплекс апт-сеноманских (К₁₋₂), отложений, проницаемая часть которого приурочена к покурской свите и ее аналогам. Глубина кровли комплекса от 150 до 1300 м, общая мощность - от 200 до 800-1000 м. Напоры вод на большей части территории бассейна на 20-40 м выше дневной поверхности, температура воды на самоизливе составляют +30-43⁰С, дебиты самоизлива 10-25 л/с.

Наибольшие прогнозные эксплуатационные ресурсы термальных вод покурской свиты сосредоточены на территории Омской и Новосибирской областей. Их теплоэнергетический потенциал столь велик, что в случае его реализации мог бы удовлетворить значительную долю потребности в тепловой энергии.

В Омской области открыто месторождение термальных вод в отложениях валанжина (куломзинская и тарская свиты, К₁), на глубинах 1755-1910 м с запасами 10 м³/сут).

В (табл. 1) приведены сведения о прогнозных эксплуатационных ресурсах термальных вод Омской и Новосибирской областей [2].

Таблица 1. Прогнозные эксплуатационные ресурсы термальных вод
Омской и Новосибирской областей

Водоносный комплекс (горизонт)	Глубина залегания водоносных пластов	Температура подземных вод, °С		Прогнозные эксплуатационные ресурсы термальных вод	
		Пласт	Поверхность	Воды, тыс. м ³ /сут	Тепла, тыс. Гкал/год
покурская свита (апт-альб-сеноман)	600-1 500	до 60	до 40-47	184	916
киялинская свита (готерив-баррем)	1 450-2 100	до 80	до 65	134	1479
тарская свита (валанжин)	1 800-2 300	до 85	до 46	10	161

Перспективны для использования юрские и меловые отложения, но юрские водоносные комплексы представлены терригенными породами с низкими коллекторскими свойствами [3].

Субтермальные и низкопотенциальные термальные воды меловых и юрских отложений (с пластовой температурой 60—100 °С и минерализацией 1—5 г/л, глубины 1000-2800 м) используются в водолечебницах г. Омска, Чернолученско-Красноярской

оздоровительной зоны, в санаториях “Таврический” и “Меркурий” под г. Омском, на курорте “Озеро Карачи” в Новосибирской области. В Таврическом, Нововаршавском районах Омской области и Чановском районе Новосибирской области на субтермальных водах покурской свиты созданы зимовальные рыбоводные пруды.

В последние годы, благодаря разработке и внедрению тепловых насосов (далее - ТН), появилась возможность использования субтермальных и низкотемпературных подземных вод с температурой от 5 до 40 °С. Критерием перспективности использования ТН служит превышение его обеспеченной производительности над запрограммированной потребностью от 2-3 до 3-5 и более раз [4].

При этом во многих случаях можно использовать имеющиеся водоснабженческие скважины для теплофикации небольших объектов. Это значительно удешевит потребление теплоресурса, поскольку стоимость строительства скважины может составлять от 70 до 90% основных производственных фондов.

Анализ состояния и использования ресурсной базы термальных вод выявил некоторые аспекты, которым до настоящего времени уделено недостаточное внимание.

Решение вопросов развития ресурсной базы теплоэнергетических вод, как перспективного возобновляемого и экологически безопасного источника тепловой энергии, должно быть направлено на определение реальных возможностей использования геотермальных ресурсов с учетом современной экономической, технологической и гидрогеологической ситуации территорий.

Первоочередная задача - обоснование первоочередных объектов для геолого-экономической оценки эксплуатационных запасов природных теплоносителей в наиболее перспективных районах.

Для решения этой задачи необходимо:

осуществить гидрогеотермическое районирование территорий областей с оценкой прогнозных ресурсов и теплофикационного потенциала подземных вод;

разработать территориальные программы теплофикационного использования энергии геотермальных вод с помощью теплонасосных установок;

оценить возможности совместного использования субтермальных вод для теплофикации и водоснабжения;

исследовать экологические аспекты использования подземных вод для теплофикации, в том числе условия закачки отработанных минерализованных вод в недра.

Литература

1. Западная Сибирь.//Геология и полезные ископаемые России, Т.2. - СПб: ВСЕГЕИ, 2000. – С. 206-223.
2. Полезные ископаемые.//Геологическое строение и полезные ископаемые Западной Сибири. Т.2. - Новосибирск: СО РАН НИЦ ОИГГМ, 1998.- 254 с.
3. Шиганова О. В. Анализ гидрогеологических закономерностей верхнемеловых отложений юга Западно-Сибирского артезианского бассейна на основе фациальной зональности: автореферат дис. ... к.г.-м.н. - Томск., 1989. - 17 с.
4. Петин Ю.М. Тепловые насосы.//Состояние окружающей природной среды Новосибирской области в 1996 году. Новосибирск, 1997.- С.154-159.

О ВОЗМОЖНОСТЯХ ТЕРМОЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ АВТОНОМНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ В УСЛОВИЯХ СУРОВОГО КЛИМАТА

Щеклеин С.Е.

Уральский федеральный университет, г. Екатеринбург

Проблема надежного энергообеспечения автономных потребителей энергии путем использования местных топливных ресурсов в суровых климатических условиях большинства регионов Российской Федерации является весьма актуальной и обострилась в последние годы рыночными подходами в энергетике. В данной работе исследована возможность обеспечения надежного энергоснабжения сельского дома путем использования энергии сгораемой биомассы (дров, торфа и пр.). По ресурсам биомассы, пригодной для энергетического использования, наша страна находится в числе мировых лидеров [1,2]. Культура дровяного отопления сформирована в России в течение многих столетий.

Принципиальная схема системы энергообеспечения с использованием дровяного топлива приведена на (рис. 1).

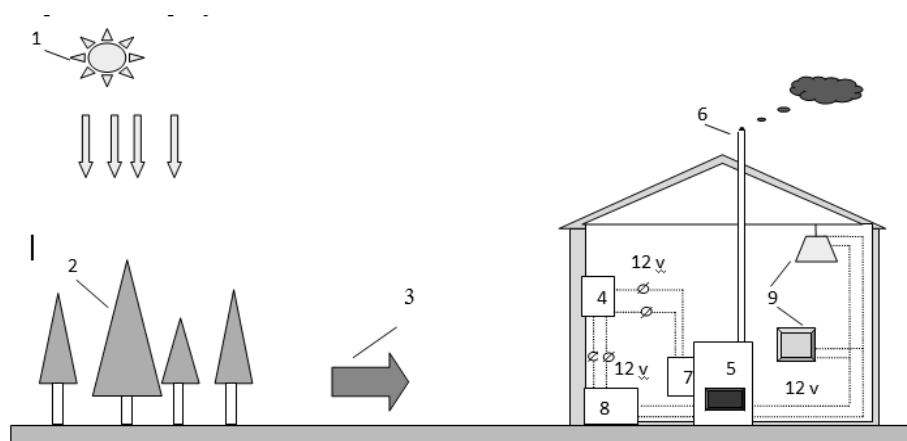


Рис. 1. Термоэлектрическая система энергообеспечения дома.

1-солнце, 2- лесная биомасса, 3-дровяное топливо, 4-контроллер зарядки аккумуляторной батареи, 5- дровяная печь, 6- дымовая труба, 7-термоэлектрический преобразователь, 8- аккумуляторная батарея, 9-потребители электрической энергии.

Анализ отопительной составляющей энергообеспечения.

Суровые климатические условия многих регионов России обуславливают необходимость отопления жилых и производственных помещений в течение длительного времени, подачи значительно большего количества тепловой энергии, чем в зданиях аналогичного уровня теплозащитенности в более мягких климатических условиях [3].

Объективным количественным показателем суровости климата является параметр ГСОП – градусо-сутки отопительного периода, который характеризуют суровость климата какого-либо региона (чем выше ГСОП, тем холодней). В зарубежной практике используется подобный показатель HDD (heating degree days), достаточно просто пересчитываемый в принятый в РФ показатель ГСОП. На (рис. 2) приведены сравнительные расчетные значения ГСОП по данным работы [4].

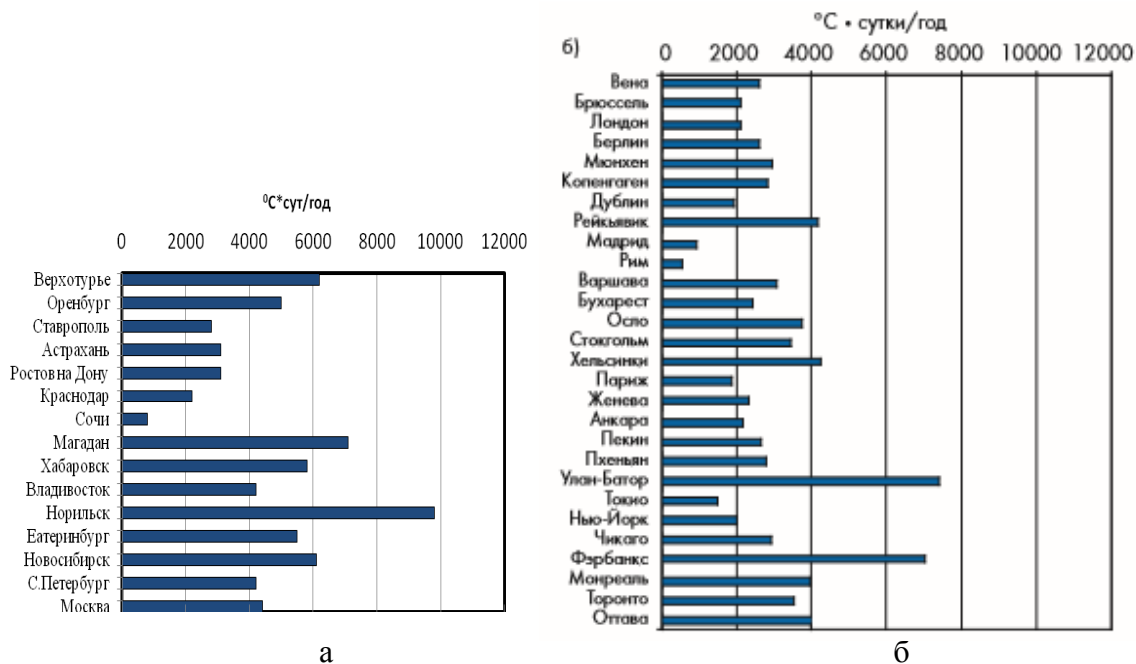


Рис. 2. Значения ГСОП ряда регионов России (а) и зарубежных стран (б) [4].

Приведенные данные показывают, что уровень ГСОП для регионов России существенно (в 1,5-2 раза) выше, чем для всех Европейских стран и США.

Объем тепловой энергии за отопительный период без учета потерь тепла на вентиляцию, канализацию и водоснабжение, инфильтрацию через элементы тепловой защиты в соответствии с принятой в России методикой [5] :

$$Q_{от}^{zod} = 0,024 * ГСОП * V_{от} * k_{об}, \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}, \quad (1)$$

где ГСОП – градусо-сутки отопительного периода, °C · сут/год :

$$ГСОП = (t_{в} - t_{от}) z_{от}, \quad (2)$$

$t_{от}$, $z_{от}$ - средняя температура наружного воздуха, °C, и продолжительность отопительного периода, сут/год, принимаемые по своду правил для периода со среднесуточной температурой наружного воздуха не более 8 °C.

$t_{в}$ - расчетная температура внутреннего воздуха здания, °C,

$k_{об}$, Вт/(м³ · °C) - удельная теплозащитная характеристика здания:

$$k_{об} = K_{ком} * K_{общ} \quad (3)$$

$$K_{общ} = 1 / A_n^{cym} * \sum_i (n_{t,i} * A_{ф,i} / R_{o,i}^{np}) \quad (4)$$

где: R_{oi}^{np} - приведенное сопротивление теплопередаче i-го фрагмента теплозащитной оболочки здания, (м² · °C)/Вт;

$A_{ф,i}$ - площадь соответствующего фрагмента теплозащитной оболочки здания, м²;

$V_{от}$ - отапливаемый объем здания, м³;

$n_{t,i}$ - коэффициент, учитывающий отличие внутренней или наружной температуры конструкции от температуры, принятой в расчете ГСОП.

$K_{ком}$ - коэффициент компактности здания:

$$K_{ком} = A_n^{cym} / V_{от}, \text{ м}^{-1} \quad (5)$$

Удельный расход тепловой энергии на отопление здания за отопительный период $q_{от}$:

$$q_{от} = Q_{от}^{zod} / A_{от}, \text{ кВт} \cdot \text{ч}/(\text{м}^2 \cdot \text{год}) \quad (6)$$

На (рис. 3) приведены значения требуемого сопротивления теплопередаче ограждающих конструкций для ряда регионов России по СНиП 23-02-2003 [5]. Данные значения относятся к новым строениям и направлены на повышение эффективности использования тепловой энергии.

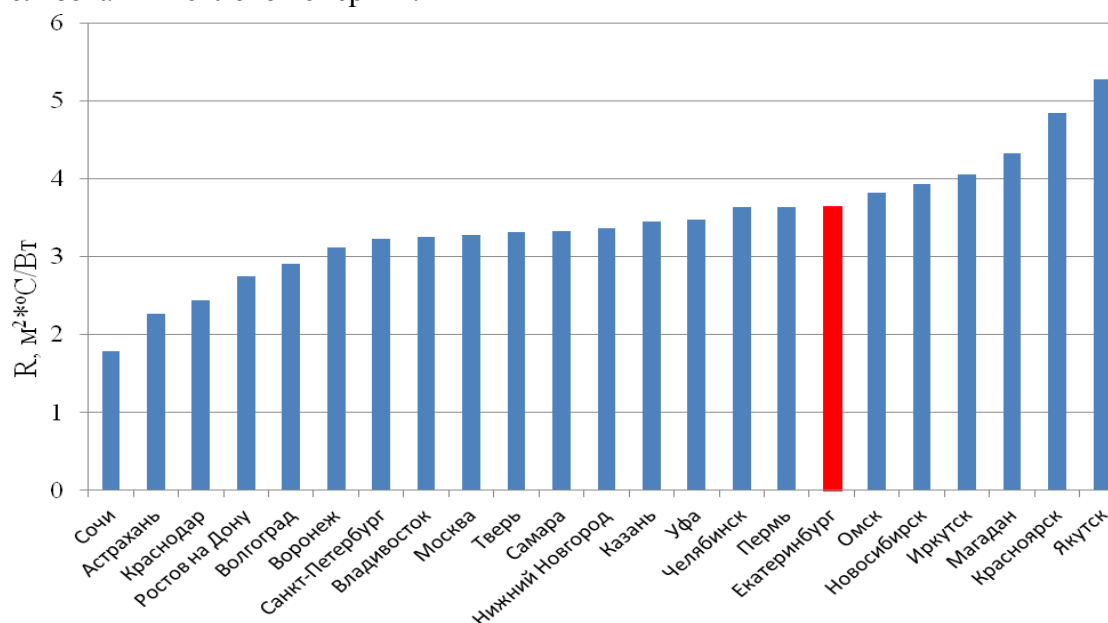


Рис. 3. Значения требуемого сопротивления теплопередаче по [5].

Реально существующие строения, особенно сооруженные в сельской местности методом индивидуального строительства, имеют существенно более низкие значения параметра R в диапазоне от 0,5 до 2 [6]. На (рис. 4) приведены расчетные значения объемов потребления тепловой энергии для отопления одноэтажного сельского дома площадью 40 кв.м. с высотой этажа 2.5м в условиях Уральского региона (ГСОП = 5500 $^\circ C \cdot \text{сут/год}$; $z_{от} = 228$ сут) в зависимости от сопротивления теплопередаче ограждающих конструкций.

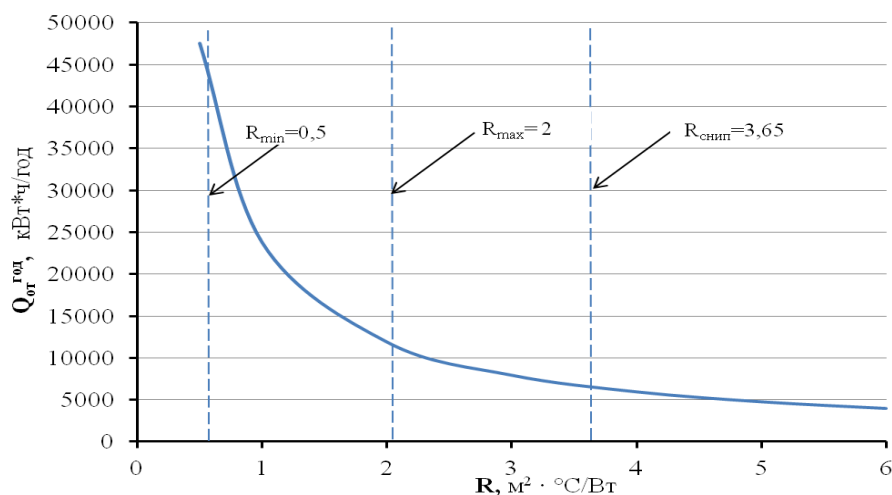


Рис. 4. Зависимость потребления тепловой энергии для отопления сельского дома от сопротивления теплопередаче ограждающих конструкций.

Количество потребляемого для отопления дома топлива зависит также от вида топлива и эффективности ($\eta_{печ}$ -КПД) печных устройств. При использовании в качестве энергоносителя сухих дров (влажность 17%) низшая теплота сгорания ($q_{нтс}$) составит

14,76 МДж/кг. При использовании простейшей прямоугольной печи (типа буржуйки) КПД использования топлива составляет не более 70%, при использовании печи «профессор Бутаков» -85%, колпаковой печи Кузнецова выше - 90% [7].

Требующийся запас дровяного топлива на отопительный период составит:

$$M = Q_{от}^{зод} / q_{нтс} * \eta_{печ}, \text{ кг} \quad (7)$$

Результаты расчета, для упомянутого выше сельского дома в зависимости от степени теплозащищенности (R), приведены в (табл. 1).

Таблица. 1. Годовое потребление печного топлива (кг) для отопления сельского дома.

$\eta_{печ}$, КПД печи, %	$R, \text{ м}^2 \cdot \text{°C/Вт}$		
	1	2	3
70	9090	4735	2760
85	7486	3900	2270
90	7070	3683	2150

Среднее значение мощности отопительного устройства:

$$P_{ср} = Q_{от}^{зод} / (24 * z_{от}), \text{ кВт} \quad (8)$$

Годовое изменение температуры окружающего воздуха приводит к изменению потребности в отоплении и мощности отопительных устройств.

На (рис. 5) приведены значения коэффициента ($K_{нер}$) годовой неравномерности теплотребления в условиях Уральского региона по данным [8].

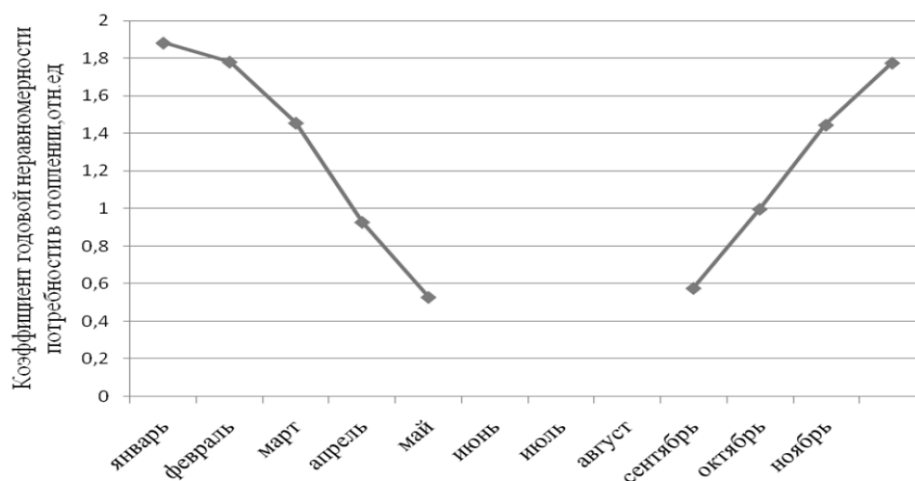


Рис. 5. Коэффициент ($K_{нер}$) неравномерности теплотребления.

С учетом неравномерности теплотребления значения мощности отопительной системы должны быть повышены с целью покрытия пиковых тепловых нагрузок:

$$P_{мах} = P_{ср} * K_{нер} = Q_{от}^{зод} * K_{нер} / (24 * z_{от}), \text{ кВт} \quad (9)$$

На (рис. 6) показаны расчетные значения месячного потребления тепловой энергии для дома с достаточно низким уровнем тепловой защищенности ($R=1$).

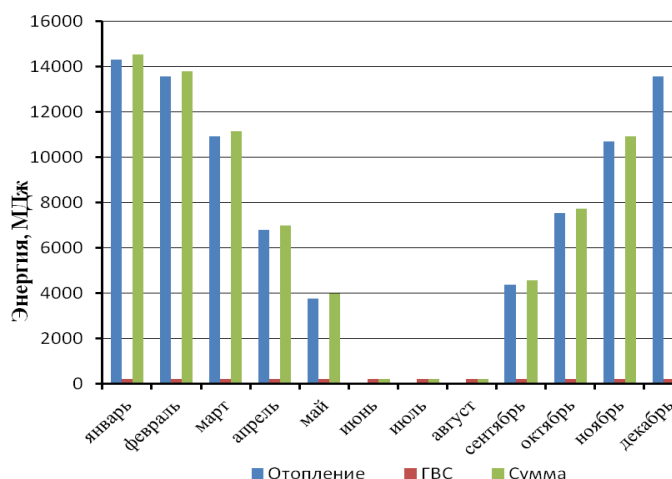


Рис. 6. Расчетные значения месячного потребления тепловой энергии дома.

Анализ графика показывает, что основной вклад в теплотребление сельского дома имеет отопительная нагрузка, существенно изменяющаяся по месяцам отопительного сезона. Максимальные объемы теплотребления приходятся на зимние месяцы и имеют достаточно высокие значения, что позволяет рассмотреть возможность использования термического потенциала данной энергии для одновременного производства электрической энергии при помощи современных термоэлектрических генераторов (ТЭГ).

Анализ минимальной потребности бытовых электропотребителей.

Необходимый суточный объем электрической энергии для сельского дома в условиях обычного бытового уклада (без централизованного отопления, водоснабжения, канализации и кондиционирования) определяется постоянными потребностями в освещении, использовании холодильника, телевидения, компьютера, средств связи, периодической потребностью в стирке.

Потребности в электрической энергии бытовых потребителей с применением современных энергосберегающих приборов и максимального применения приборов постоянного тока приведены в табл. 2.

Таблица 2. Минимальная потребность в энергии бытовых электро- потребителей*.

№	Потребитель	Требуемая характеристика прибора	Удельная мощность	n _i - количество, шт	P _i - требуемая мощность, Вт	Напряжение питания, В	τ _i - время использования, ч/сут	Тип прибора	Суточное потребление, кВт*ч/сут
1	Освещение	400 Лм	100 Лм/Вт	3	12	12	8	Филаментные светодиодные лампы	0,096
2	Телевидение	12 дюйм		1	10	12	6	ROLSEN RCL-1210Z	0,06
3	Нетбук	9 дюйм		1	15	12	3		0,045
4	Холодильник**	48 л	0,15кВт*ч/кг	1	40	12		WAECO Coolmatic CR-50E	0,3
5	Стиральная машина***	4 кг	0,17кВт*ч/кг	1	140	12/220	0,1	Малютка CM-1/M021	0,014
	Итого								0,515

*Паспортные характеристики оборудования по данным производителей.

** На килограмм продуктов.

***На килограмм белья.

Суточное потребление электрической энергии:

$$\mathcal{E}_{\text{сут}} = \int_0^{24} P_i \tau_i \cdot d\tau = \sum_{i=1}^n P_i n_i \tau_i, \text{ кВт*ч}, \quad (10)$$

где: P_i, n_i, τ_i - мощность, количество и время использования соответствующего прибора.

Для упомянутого выше дома потребление составит 0.515 кВт*ч/сутки или 43 А*ч/сутки

(при использовании АКБ напряжением 12 Вольт).

Оценка возможности производства электрической энергии на отопительной нагрузке дома.

Для указанного дома (40 кв.м., $R = 1$) для климатических условий Уральского региона (ГСОП=5500) ежемесячное потребление тепловой энергии (рис.6) позволит произвести с использованием ТЭГ определенный объем электрической энергии.

Мощность, отдаваемая ТЭГ во внешнюю цепь [9]:

$$P = U \cdot I = (2N \cdot \alpha)^2 \cdot \Delta T^2 \cdot (m/r) \cdot (1+m)^2, \text{ Вт}, \quad (11)$$

где: α -коэффициент Зеебека (коэффициент термоЭДС), Вт/°К

m - отношение сопротивлений нагрузки и термоэлектрического модуля,

ΔT - разность температур нагреваемого и охлаждаемого электродов ТЭГ, °К

N -число пар термоэлектрических элементов в ТЭГ,

r - внутреннее электрическое сопротивление модуля при рабочих температурах, Ом

Общая эффективность работы термоэлектрической станции (ТГЭС) оценивается коэффициентом полезного действия:

$$\eta_{\text{ТГЭС}} = (P/Q) \cdot 100, \% \quad (12)$$

где: P, Q - электрическая мощность в нагрузке и общая тепловая мощность, выделяющаяся при сгорании топлива.

Современные ТЭГ, основанные на использовании полупроводниковых материалов (например, телурид висмута Bi_2Te_3), обеспечивают преобразование тепловой энергии в рабочем диапазоне температур ($< 250^\circ\text{C}$) в электрическую с эффективностью ($\eta_{\text{ТЭГ}}$) на уровне 3% [10-16].

На (рис. 7) показаны расчетные значения суточного производства электрической энергии для тепловой нагрузки дома при коэффициентах преобразования $\eta_{\text{ТЭГ}}$ от 0,1 до 2%.

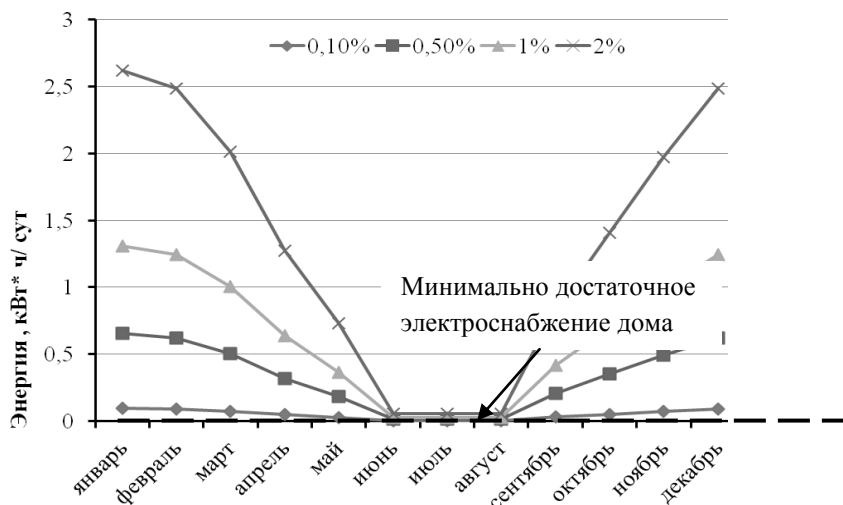


Рис. 7. Расчетные значения суточного производства электрической энергии ТГЭС для отопительной нагрузки дома.

Очевидно, что минимально- достаточный объем производства электрической энергии может быть обеспечен уже при КПД ТЭГС порядка 1%.

Производство электрической энергии ТЭГС в зимние месяцы, характеризующиеся наибольшим потреблением тепловой энергии, имеет наибольшие значения. Приведенные результаты получены при постоянной температуре горячей поверхности ТЭГС.

Однако использования дров в качестве топлива не обеспечивает выполнение этого условия, т.к. процесс горения имеет нерегулярный характер [17]. Как правило, производители ТЭГС указывают мощность при максимальной разности температур, которая имеет место в течение достаточно короткого времени. В реальных условиях мощность, вырабатываемая ТЭГС, значительно снижается при уменьшении разности температур. Важно отметить, также, что подвод в ТЭГС всего объема тепловой энергии от отопительного устройства к ТЭГ технически труднореализуем. Указанные факты приводят к получению существенно более низких значений общего электрического КПД ТЭГС по сравнению с потенциальными возможностями современных термоэлектрических преобразователей [18].

Заключение.

1. Необходимый для полноценной жизнедеятельности объем тепловой энергии в северных климатических условиях достаточно велик и позволяет ставить вопрос о создании когенерационных энергетических установках, генерирующих электрическую энергию на отопительной нагрузке. Особое значение данная проблема имеет в сельской местности из-за относительно низкой тепловой защиты частных домов, больших расходов тепловой энергии и топлива.

2. Для реализации возможностей термоэлектрического электроснабжения автономных потребителей необходима разработка специализированных печных систем, обеспечивающих в течение всего периода горения топлива постоянный уровень температуры ТЭГ и максимальное поступление к ним выделяющейся при горении топлива тепловой энергии.

3. Прогресс в области создания мало энергоемкого осветительного оборудования, телевизионной, холодильной и другой бытовой техники и средств связи делает возможным использование современных полупроводниковых термоэлектрических преобразователей для производства необходимого количества электрической энергии в значительной части отопительного периода при достижении полного коэффициента преобразования теплоты в электричество (КПД ТЭГС) более 0,5- 1%.

Литература

1. Безруких П.П., Арбузов Ю.Д. и др. Ресурсы и эффективность использования возобновляемых источников энергии в России.- СПб.: «Наука», 2002.
2. Холмаков А.А., Щеклеин С.Е. Энергетический потенциал биомасс России. Энергетика настоящего и будущего: Сб. матер. I Евроазиатской выставки и конф. 16-18 февраля 2010 г. Екатеринбург: УГТУ-УПИ. С. 58-62.
3. Хилл Ф., Гэдди К. Сибирское бремя. Просчеты советского планирования и будущее России.— М.: Научно образовательный форум по международным отношениям, 2007
4. Ливчак В. И. Градусо-сутки отопительного периода как инструмент сравнения уровня энергоэффективности зданий в России и в других странах// Энергосбережение. 2015. № 6. С. 20-25.

5. СП 131.13330.2012 «Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99.
6. Башмаков И. А. Энергоэффективность зданий в России и в зарубежных странах // Энергосбережение. 2015. № 3, С. 20-23
7. Пат. 2553748 (РФ). Способ сжигания топлива/ Кузнецов И.В. Действует с (2006.01).
8. Пирогов А.Н., Щеклеин С.Е. Энергетический дизайн - новый концептуальный подход при проектировании и строительстве энергоэффективных и экологичных малоэтажных жилых зданий.// Научно-практ. конф. «Энерго- и ресурсоэффективность малоэтажных жилых зданий» ИТФ СО РАН, 19-20 марта 2013. С. 67-72.
9. Шостаковский П. Термоэлектрические источники альтернативного электропитания. // Компоненты и технологии. 2010. № 12.с.131-138.
10. Термоэлектрические модули и устройства на их основе: справ. пособие. – СПб.: ИПФ «Криотерм», 2004.
11. Montecucco A., Siviter J., Knox A.R. Constant heat characterisation and geometrical optimization of thermoelectric generators// Applied Energy 149 (2015) p. 248–258
12. Su C.Q. , Wang W.S., Liu X., Deng Y.D. Simulation and experimental study on thermal optimization of the heat exchanger for automotive exhaust-based thermoelectric generators// Case Studies in Thermal Engineering 4(2014) p.85–91
13. Orr B. , Akbarzadeh A. , Mochizuki M., Singh R. Simulation and experimental study on thermal optimization of the heat exchanger for automotive exhaust-based thermoelectric generators// Case Studies in Thermal Engineering 4(2014) p.85–91
14. H. Goldsmid, Bismuth telluride and its alloys as materials for thermoelectric generation, Materials 7 (2014) p.2577–2592.
15. Rowe D, Min G. Evaluation of thermoelectric modules for power generation// J.Power Sources 1998; 73: p.193–193.
16. Chen M, Lund H, Rosendahl La, Condra T.J. Energy efficiency analysis and impact evaluation of the application of thermoelectric power cycle to todays CHP systems// Appl Energy 2010; 87: p. 1231–1238.
17. Champier D, Bedecarrats JP, Kousksou T, Rivaletto M, Strub F, Pignolet P. Study of a TE (thermoelectric) generator incorporated in a multifunction wood stove//Energy 2011; 36: p.1518–1526.
18. Никитин А.Д., Щеклеин С.Е., Немихин Ю.Е., Муродов У.Ш., Холов Н.Б. Экспериментальное исследование характеристик отопительно-варочной термоэлектрической печи// Международный научный журнал «Альтернативная энергетика и экология» 2016 № 19-20 с.29-40.