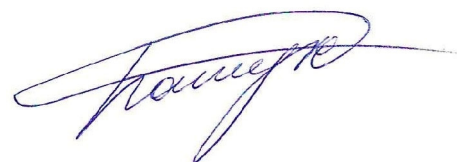


Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
образования
«Забайкальский государственный университет»

На правах рукописи



Батухтин Сергей Геннадьевич

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО
ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ЗА СЧЕТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НЕТРАДИЦИОННЫХ И
ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

Специальность 05.14.01 – «Энергетические системы и комплексы»

Диссертация
на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель:
Кандидат технических наук,
доцент
Батухтин Андрей Геннадьевич

Чита – 2018

Оглавление

Введение.....	3
Глава 1. Анализ использования нетрадиционных и возобновляемых источников энергии в энергетических системах РФ.....	7
1.1. Проблемы и предпосылки использования НВИЭ в энергетических системах РФ.....	7
1.2. Существующая методологическая база преобразования энергии солнечного излучения для нужд теплоснабжения.....	10
1.3. Использование НВИЭ в теплоэнергетических системах РФ.....	14
1.4. Зарубежный опыт использования НВИЭ в теплоэнергетических системах.....	23
1.5. Выводы по главе 1.....	27
Глава 2. Разработка энергоэффективных методов совместной работы систем централизованного теплоснабжения и установок гелионагрева.....	29
2.1. Разработка схемы гелионагрева обратной сетевой воды у потребителей тепловой энергии, оборудованных системами автоматического регулирования, для замещения части нагрузки централизованной системы отопления.....	29
2.2. Разработка схемы энергоэффективной установки гелиовоздушного отопления.....	35
2.3. Схема гелионагрева первичного воздуха для котельных установок.....	40
2.4. Выводы по главе 2.....	45
Глава 3. Разработка моделей функционирования разработанных схем гелионагрева.....	46
3.1. Описание функционирования установки гелионагрева водопроводной воды, установленной в дополнение к системе централизованного теплоснабжения.....	46
3.2. Описание функционирования системы гелиовоздушного отопления.....	59
3.3. Выводы по главе 3.....	67
Глава 4. Оценка эффективности разработанных схем и установок гелионагрева.....	68
4.1. Экспериментальное подтверждение достоверности модели солнечного излучения.....	68
4.2. Экспериментальное исследование эффективности водовоздушных коллекторов.....	69
4.3. Оценка экономической эффективности разработанных схем и установок гелионагрева.....	72
4.4. Выводы по главе 4.....	84
Заключение.....	85
Список сокращений и условных обозначений.....	86
Список литературы.....	87
Приложение А.....	107
Приложение Б.....	109

Введение

Стратегической целью государственной энергетической политики в области формирования рационального топливно-энергетического баланса является оптимизация структуры производства, внутреннего потребления и экспорта топливно-энергетических ресурсов с учетом требований обеспечения энергетической безопасности, экономической и энергетической эффективности, усиления внешнеэкономических позиций страны [1]. При этом на первом месте в ее выполнении в «Энергетической стратегии России на период до 2030 года» определен рост значения возобновляемых источников энергии в обеспечении энергетических потребностей общества. Без внедрения технологий, позволяющих вытеснять органическое топливо из топливного баланса страны, невозможно выполнение основных положений стратегии, предусматривающих максимально эффективное использование природных энергетических ресурсов и потенциала энергетического сектора для устойчивого роста экономики и повышения качества жизни населения страны [1]. При этом преобладание комбинированной выработки тепловой и электрической энергии в системах теплоснабжения России определяет особые требования к установкам гелиоотопления, предназначенных для работы в них. Это вызвано тем, что совместное функционирование систем централизованного теплоснабжения и установок гелионагрева характеризуется рядом проблем, обуславливающих недостаточное использование энергии солнца для нужд отопления в России.

Современные установки традиционной и возобновляемой энергетики имеют одинаковый уровень стоимости. Это вызвано повышением стоимости агрегатов традиционной энергетики за счет повышения требований к их экологичности, а также снижению стоимости установок возобновляемой энергетики. В РФ программа «Экологически чистая энергетика» предусматривает развитие систем солнечного отопления и горячего водоснабжения для индивидуальных жилых домов, сельскохозяйственных, курортных и некоторых производственных объектов и жилых зданий (направление - солнечное теплоснабжение).

Необходимо отметить, что использование солнечной энергии имеет свои

особенности. Техничко-экономические характеристики гелиоустановок зависят, главным образом, от следующих факторов: природно-климатические условия данной местности, определяющие количество вырабатываемой энергии (уровень солнечной радиации, облачность, количество солнечных дней в году и т.д.); удельные капиталовложения в гелиоустановку; наличие и стоимость топлива и энергии. Малая плотность распределения солнечной энергии по территории, непостоянство поступления энергии во времени, зависимость от природно-климатических условий предопределяют увеличение размеров гелиоустановок и усложнение их конструкций, что, в свою очередь, вызывает повышение удельных капиталовложений и расход материалов в сооружение гелиоустановок.

В настоящей работе поставлена задача разработки схем использования нетрадиционных и возобновляемых источников энергии для повышения эффективности энергетических систем и агрегатов ТЭС. Направление исследования диссертационной работы соответствует приоритетному направлению «Энергетика и энергосбережение» и осуществляется в рамках двух критических технологий «Технологии новых и возобновляемых источников энергии» и «Технологии создания энергосберегающих систем транспортировки, распределения и потребления тепла и электроэнергии».

Целью работы ставилось разработать энергоэффективные схемы и установки гелионагрева, предназначенные для работы в системах централизованного теплоснабжения.

Для решения поставленной цели решались следующие задачи исследования:

1. Анализ и исследование проблемы недостаточного использования нетрадиционных и возобновляемых источников энергии (НВИЭ) в энергетических системах РФ.

2. Разработка схемы гелионагрева обратной сетевой воды у потребителей тепловой энергии, оборудованных системами автоматического регулирования, для замещения части нагрузки централизованной системы отопления.

3. Разработка схемы энергоэффективной установки гелиовоздушного отопления.

4. Разработка схемы гелионагрева первичного воздуха для котельных установок ТЭС.

5. Определение технико-экономических показателей применения разработанных схем повышения эффективности систем централизованного теплоснабжения за счет использования нетрадиционных и возобновляемых источников энергии.

Научная новизна работы заключается в следующем:

1. Предложена схема использования гелионагрева обратной сетевой воды у потребителей тепловой энергии, оборудованных системами автоматического регулирования, для замещения части нагрузки централизованной системы отопления.

2. Разработана солнечная установка для работы в системах гелиовоздушного отопления.

3. Предложены способы совместного функционирования разработанных схем гелионагрева с системами централизованного теплоснабжения.

4. Разработан способ повышения эффективности котельных агрегатов ТЭС за счет использования нетрадиционных и возобновляемых источников энергии для нагрева воздуха.

5. Разработаны методики расчета систем теплоснабжения потребителей тепловой энергии, оборудованных установками гелионагрева обратной сетевой воды и гелиовоздушного отопления.

6. Новизна полученных результатов подтверждается патентами, а также свидетельством на программу для ЭВМ.

Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения, списка литературы и приложений.

В главе 1 представлен анализ предпосылок возникновения проблемы недостаточного использования НВИЭ в энергетических системах РФ, дан литературный и патентный обзор существующей методологической базы преобразования энергии солнечного излучения для нужд энергетических систем и агрегатов, рассмотрен зарубежный опыт использования НВИЭ в

теплоэнергетических системах.

В главе 2 разработана схема гелионагрева обратной сетевой воды у потребителей тепловой энергии оборудованных системами автоматического регулирования, для замещения части нагрузки централизованной системы отопления, а также предложен способ их совместного функционирования. Кроме того, в главе представлена схема энергоэффективной установки гелиовоздушного отопления и предложен способ совместного функционирования разработанной солнечной установки, предназначенной для работы в системах гелиовоздушного отопления, и базовой системы централизованного теплоснабжения потребителя тепловой энергии. Также во второй главе рассмотрен способ повышения эффективности котельных агрегатов ТЭС за счет использования нетрадиционных и возобновляемых источников энергии для нагрева воздуха.

В главе 3 рассмотрены особенности модели функционирования разработанных схем гелионагрева.

В главе 4 представлена оценка эффективности разработанных схем и установок, использующих нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. Для оценки эффективности схемы одновременного нагрева двух теплоносителей в водовоздушном коллекторе было проведено сравнение КПД коллекторов при работе в водяном, воздушном и водовоздушном режимах. Исследования, проведенные на экспериментальном стенде, сконструированном согласно действующих ГОСТов, показали превышение КПД водовоздушного солнечного коллектора по сравнению с аналогичными водяным (среднесуточный КПД больше на 0,32 %) и воздушным (среднесуточный КПД больше на 20,53 %) коллекторами.

Глава 1. Анализ использования нетрадиционных и возобновляемых источников энергии (НВИЭ) в энергетических системах РФ

1.1. Проблемы и предпосылки использования НВИЭ в энергетических системах РФ

Общая площадь солнечных водонагревательных установок в мире превышает 120 млн м², большая часть которых построена в Китае (59 %). В Европе лидирующие позиции в гелиоэнергетике занимает Германия - 40 %, несмотря на то, что она не самая солнечная страна. В России до настоящего времени по различным причинам гелиоустановки не получили широкого применения. [2–5].

Развитие гелиоэнергетики в России характеризуется отсутствием государственного управления и стимулирования [3]. В 1995 г. Министерством топлива и энергетики РФ утверждена концепция развития малой и нетрадиционной энергетики [6], в том числе и гелиоэнергетики. Данная концепция оказалась невостребованной на федеральном и региональном уровнях. Известен проект российской программы развития возобновляемой энергетики. Перспективы государственной поддержки гелиоэнергетики связаны с проектом федеральной программы по энергосбережению и уже реализуемой в России программой Евросоюза (ТАСИС) по использованию ВИЭ.

Малое количество сооружаемых в России гелиоустановок объясняется также экономическими причинами. Низкая стоимость органического топлива (в 2,5 раза ниже, чем в странах Евросоюза) и высокая стоимость материалов (сопоставимая с европейской) приводят к большим срокам окупаемости гелиоустановок (более 7 лет) [7].

Однако принятые правительством России темпы повышения стоимости природного газа и электрической энергии (за три года почти вдвое) неминуемо приведут к повышению конкурентоспособности гелиоустановок. С целью развития ВИЭ в Краснодарском крае приняты закон об использовании ВИЭ, программа развития гелиоэнергетики, определены источники финансирования,

организована подготовка специалистов, создана структура по внедрению гелиоустановок, разработана база данных по солнечной радиации [8]. Годовое значение суммарной радиации в г. Сочи составляет $1\,400 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$ горизонтальной поверхности. При этом минимальное значение солнечной радиации в декабре составляет $36 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$ [9].

В стране наряду со значительными запасами ископаемого органического топлива имеются большие запасы возобновляемых топливных ресурсов и источников энергии (геотермальной, солнечной, ветровой, океанической, энергия биомассы и др.). Технический потенциал ВИЭ составляет около 4,6 млрд т у. т./год, что в 5 раз превышает объем потребления всех топливно-энергетических ресурсов России, а экономический потенциал определен в 270 млн т у. т., что составляет около 25 % от годового внутреннего потребления энергоресурсов в стране [10]. Экономический потенциал ВИЭ постоянно увеличивается в связи с непрерывным удорожанием традиционного органического топлива и сопутствующими его применению проблемами загрязнения окружающей среды. Вместе с тем ВИЭ могли бы внести существенный вклад в решение актуальных задач теплоснабжения автономных потребителей, повышения надежности теплоснабжения и сокращения вредных выбросов [10-11].

Одним из приоритетных направлений «Энергетической стратегии России до 2020 года», утвержденной распоряжением Правительства РФ от 28 августа 2003 г. № 1234-р, является освоение ВИЭ. Примеры эффективного применения ВИЭ в стране есть, но пока они решают локальные, реже региональные, энергетические проблемы. Не разработан комплексный подход к возможности более массового применения таких источников энергии.

Согласно [12], интенсивное освоение ВИЭ в Российской Федерации сдерживается рядом барьеров, к основным из которых относятся:

1. Финансовые барьеры.
2. Информационные барьеры:
3. Институциональные барьеры.

В [13] делаются следующие выводы по развитию нетрадиционной

энергетики в XXI в.:

1. Нестабильность мировых энергетических рынков, текущий и ожидающийся в дальнейшем рост цен на органическое топливо, увеличение спроса на энергоресурсы и рост негативного влияния энергетики на окружающую среду диктуют необходимость интенсификации разработки и внедрения альтернативных источников энергии, в том числе нетрадиционных возобновляемых.

2. Основным барьером на пути расширения масштабов развития НВИЭ является их низкая экономическая конкурентоспособность по сравнению с органическим топливом.

3. Основными направлениями повышения конкурентоспособности нетрадиционной энергетики в XXI в. являются:

- повышение интенсивности НИОКР для снижения удельной стоимости оборудования;
- расширение масштабов внедрения энергоустановок;
- правовое закрепление государственной поддержки этого сектора энергетики в части повышения инвестиционной привлекательности НВИЭ и стимулирования их использования.

Помимо экономических причин малого внедрения установок гелионагрева, необходимо отнести климатологические особенности РФ. Усредненная интегральная характеристика отопительного периода даже для европейской части России на 25% выше, чем у Швеции. Поэтому технологии преобразования солнечной энергии, применяемые в Европе и южном Китае, нельзя напрямую распространять не только в за Уралом, но и в европейской части России. Климат создал условия повсеместного внедрения Теплофикации в России. Все города и значительная часть поселений РФ отапливается от систем централизованного теплоснабжения, которые характеризуются высокими температурами теплоносителя.

Системы централизованного теплоснабжения, имеющие расчетную температуру теплоносителя в сети 150 °С, к примеру, в Забайкальском крае

(расчетная температура наружного воздуха -38°C) имеют разность температур 188°C . Для примера система для индивидуального жилого дома в г. Рим (Италия) будет иметь данную разность температур $60-65^{\circ}\text{C}$, т.е. в три раза ниже. Эффективность преобразования энергии солнца в тепловую для нужд отопления и горячего водоснабжения в значительной мере зависит от разницы температур теплоносителя и окружающей среды (см. рисунок 1.1). При таких условиях стандартные системы гелиоотопления либо работать не будут, либо будут работать с очень низким КПД.

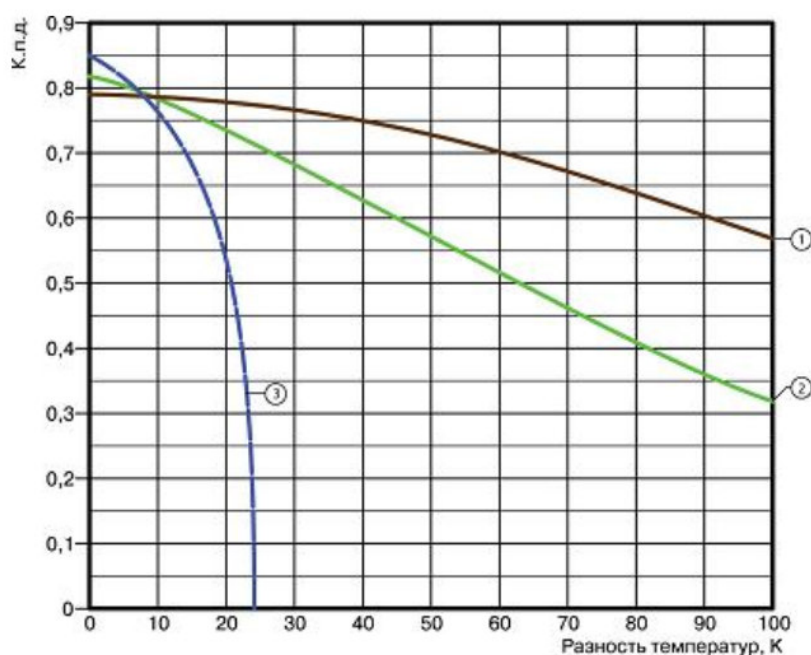


Рисунок 1.1 – Тепловая эффективность различных типов коллекторов [14]
 1 – вакуумный трубчатый коллектор; 2 – плоский коллектор с селективным покрытием;
 3 – открытый коллектор

1.2. Существующая методологическая база преобразования энергии солнечного излучения для нужд теплоснабжения

Классификация систем солнечного теплоснабжения приведена в [15]. Традиционной схемой большинства ССТ является схема с использованием солнечных коллекторов (СК) с аккумуляцией полученной энергии в баке-накопителе. ССТ могут быть классифицированы по различным критериям:

а) по назначению: системы горячего водоснабжения; системы отопления; комбинированные системы;

б) по виду используемого теплоносителя: жидкостные; воздушные;
 в) по продолжительности работы: круглогодичные; сезонные;
 г) по техническому решению схемы: одноконтурные; двухконтурные; многоконтурные [15].

В [16] к данной классификации дополняется деление на пассивные и активные системы. Пассивными называются системы солнечного отопления, в которых в качестве элемента, воспринимающего солнечную радиацию и преобразующего ее в теплоту, служат само здание или его отдельные ограждения (здание-коллектор, стена-коллектор, кровля-коллектор и т. п.)

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

- по назначению (системы горячего водоснабжения, отопления, комбинированные системы для целей теплоснабжения);
- по виду используемого теплоносителя (жидкостные – вода, антифриз и воздушные);
- по продолжительности работы (круглогодичные, сезонные);
- по техническому решению схем (одно-, двух-, многоконтурные). [16]

Классификация по типу теплоносителя:

Воздушные коллекторы отличаются значительной металлоемкостью и незамерзающим теплоносителем.

Водяные системы менее металлоемки, но вода замерзает при низких и кипит при высоких температурах.

Антифризы имеют высокую стоимость.

Классификация по производительности приведена в таблице 1.1 [15].

В силу климатологических особенностей в РФ «моноблоки» не могут применяться. В состав солнечного коллектора входит [15]: солнечный коллектор; система опор для крепления СК на крышах (наклонных или плоских) или стенах; бак-аккумулятор со встроенными теплообменниками; циркуляционный насос с комплектом измерительных приборов и клапанов; мембранный бак для

компенсации теплового расширения теплоносителя коллекторного контура; блок управления работой насоса с датчиками температуры; трубопроводы с теплоизоляцией; запорно-регулирующая и предохранительная арматура; теплообменники (для использования в комплекте с БА больших объемов).

Таблица 1.1 – Ориентировочные диапазоны производительности и применяемые для их реализации варианты систем

Пр-ть по ГВС, л	Тип	Система
до 150	«моно-блок»	Коллектор, бак и обвязка соединены на заводе только летом
150 – 300	Без насосная	Коллектор, бак и обвязка объединены термосифоном.
300–750	одноконтурная принудительная	Система с принудительной циркуляцией. Межсезонная эксплуатация
более 1000	Пром. схема	Система с принудительной циркуляцией. Межсезонная эксплуатация больших объектов

Важной частью коллектора является поверхность, поглощающая солнечную радиацию и преобразующая ее в теплоту. Она называется поглотитель. Он выполняется из медных или алюминиевых пластин или пластин из стекла со специальным абсорбирующим покрытием. Высокоселективное покрытие обеспечивает наиболее полное преобразование солнечной радиации в теплоту с его минимальными потерями за счет излучения с поверхности нагретого поглотителя. К поглотителю прикреплены трубы или каналы, по которым циркулирует теплоноситель.

Чаще всего применяются так называемые плоские коллекторы (рисунок 2) [17]. В них передняя панель поглотителя изготавливается из стекла с низким содержанием железа. Традиционно общая площадь стандартного плоского коллектора (габаритные размеры) составляет от 2,0 до 2,5 м².

Принцип поглощения в вакуумных (цилиндрических) солнечных коллекторах практически идентичен плоским, но имеются существенные отличия

в достигаемом уровне тепловой изоляции - отделение от окружающей среды вакуумным пространством позволяет практически полностью устранять потери теплоты. В вакуумных коллекторах поглощающая поверхность находится в стеклянном цилиндре (трубе), заполненном вакуумом, по принципу термоса: меньшая труба находится в большей с вакуумной прослойкой.

Солнечные коллекторы с цилиндрической лучевоспринимающей поверхностью более эффективны по сравнению с плоскими, но имеют большую стоимость. К их преимуществам можно отнести: возможность получения более высоких температур, меньшие теплотери, большая эффективность использования площади. Иногда вместо СК используют только их часть - поглощающие панели (ПП).

Анализ существующей методологической базы и опыта использования преобразования энергии солнечного излучения для нужд теплоснабжения позволяет сделать следующие выводы по применению солнечных установок в России:

1. Использование энергии солнца для нужд отопления сопряжено со значительными трудностями для всей территории РФ. Это обусловлено интенсивностью солнечного излучения. В качестве исключения можно рассматривать часть южных районов и зону озера Байкал. Низкая температура наружного воздуха и преобладающие использование систем централизованного теплоснабжения вызывает необходимость разработки новых схем использования энергии солнца.

2. Экономически целесообразным является частичное замещение базовых источников теплоснабжения (это связано с низкой стоимостью энергоносителей и большой стоимостью комплектующих). При использовании солнечной установки в режиме теплоснабжения, то есть при участии ее в покрытии нагрузки отопления и ГВС, площадь СК должна составлять не менее 0,4 от отапливаемой площади для достижения коэффициента замещения годовой тепловой нагрузки по большинству пунктов 0,25-0,40. В этом режиме удельная среднегодовая теплопроизводительность установки невелика вследствие недоиспользования ее тепловой мощности в летнее время. [18].

3. На основе анализа массива расчетных результатов в работе [18], полученных по всем пунктам, можно сделать вывод, что применение современных установок гелионагрева для нужд горячего водоснабжения в течение всего года энергоэффективно только в районах с максимальной солнечной активностью и не низких температурах наружного воздуха.

1.3. Использование НВИЭ в теплоэнергетических системах РФ

Значительное количество граждан России используют тепловую энергию, вырабатываемую в системах централизованного теплоснабжения. Основной особенностью данных систем является наличие централизованного источника для конкретного района (ТЭЦ или котельная) и трубопроводной системы передачи сетевой воды.

В России используется открытые (с отбором теплоносителя) и закрытые (без отбора теплоносителя) системы горячего водоснабжения. Как правило, системы используются двухтрубные.

Присоединение теплопотребляющих устройств может осуществляться по различным схемам. При этом следует отметить, что современные схемы присоединения не всегда предусматривают возможность автоматического регулирования потреблением энергоресурсов.

Совокупность мероприятий по изменению теплоотдачи приборов в соответствии с изменением потребности в тепле сред называется регулированием отпуска тепла. В зависимости от того, изменением какой из трех величин (начальной температуры греющей среды, расхода греющего теплоносителя или коэффициента продолжительности работы среды) осуществляется изменение теплоотдачи нагревательного прибора, различают следующие виды регулирования: качественное (по температуре греющего теплоносителя), количественное (по расходу греющего теплоносителя), качественно-количественное (одновременным изменением температуры и расхода греющего теплоносителя) и прерывистое (периодическим включением и выключением прибора) [21].

В зависимости от пункта осуществления регулирования различают: центральное (осуществляемое на ТЭЦ), групповое (на групповых тепловых подстанциях), местное (на местных тепловых подстанциях) и индивидуальное (непосредственно на теплопотребляющих приборах). Для обеспечения высокого качества теплоснабжения следует применять комбинированное регулирование, которое должно являться рациональным сочетанием, по крайней мере, трех ступеней регулирования – центрального, группового или местного и индивидуального [21].

Совместное функционирование системы централизованного теплоснабжения и установок гелиоотопления строится по принципу замещения части нагрузки системы централизованного теплоснабжения (работающей на органическом топливе) установками, использующими энергию солнца у потребителей. Поэтому к основным условиям совместного функционирования системы централизованного теплоснабжения и установок гелиоотопления необходимо отнести необходимость наличия у потребителей местных систем автоматического регулирования. Это вызвано тем, что при их отсутствии система централизованного теплоснабжения, отпускающая тепло потребителям на нужды отопления и горячего водоснабжения, будет осуществлять это без учета замещения части нагрузки установками гелиоотопления.

Как указывалось выше, эффективность преобразования энергии солнца в тепловую для нужд отопления и горячего водоснабжения в значительной мере зависит от разницы температур теплоносителя и окружающей среды, поэтому в климатических условиях РФ эффективность совместной работы системам централизованного теплоснабжения (с температурой теплоносителя до 150 °С) и установок гелионагрева сетевой воды достаточно низка.

В мировой практике известны различные мероприятия, направленные на решение рассматриваемой проблемы низкой эффективности существующих схем присоединения установок гелионагрева сетевой воды для нужд отопления потребителей тепловой энергии, присоединенных к системам централизованного теплоснабжения. Предметом исследования в них являются установки

гелиоотопления и системы централизованного теплоснабжения. По целям и задачам исследования их можно разделить на три группы: методы и способы повышения эффективности солнечных коллекторов и других основных элементов системы, новые способы и схемы работы установок автономного теплоснабжения на базе гелиоустановок, а также методы совместной работы систем централизованного теплоснабжения и индивидуальных источников теплоты у потребителей (включая стандартные установки гелиоотопления и тепловые насосы). Далее приведем некоторые из них.

В работе [8] приводится пример применения высокоэффективных вакуумных коллекторов с температурой теплоносителя на выходе до 150°C на олимпийских объектах в городе Пекине (схожие системы были применены на объектах Сочинской олимпиады). КПД таких коллекторов на 15 % выше, чем у плоских коллекторов. Особенности конструкции вакуумных коллекторов позволяют размещать их при различной азимутальной ориентации и под разными углами к горизонту. На пекинских олимпийских объектах вакуумные коллекторы смонтированы горизонтально, под ними размещены рестораны, площадки отдыха. Олимпийский комплекс имеет три централизованных тепловых пункта (ЦТП), в которых интегрировано оборудование гелиоустановок отдельных зданий. Автоматизированная система управления теплоснабжения позволяет оптимальным образом использовать гелиоустановки. Для 10-этажных зданий применяются двухзонные системы горячего водоснабжения (с первого по пятый и с пятого по десятый этажи). Соответственно схемы гелиоустановок также выполнены двухзонными.

Расчетная тепловая мощность гелиоустановок пекинской Олимпийской деревни - 3 МВт, годовое замещение органического топлива - 325 т, сокращение выбросов CO_2 - 65 т в год.

В [22] авторами приводится методика расчета буферной емкости теплоносителя для децентрализованных систем приготовления горячей воды проточным методом ее нагрева. Накопление теплоносителя требуется, если аккумулирующая способность самой системы с квартирными тепловыми

пунктами (КТП) не достаточно, чтобы компенсировать потери энергии в ней в пиковом режиме ГВС. При таком режиме скачком увеличивается расход и снижается температура теплоносителя (за счет срабатывания большого температурного напора при проточном нагреве воды), что приводит к снижению комфорта ГВС. Для оптимизации частоты включений источника теплоснабжения авторами [22] рекомендуется выбирать бак-накопитель на 1-2 типоразмера больше. Для рассматриваемого примера 400 или 500 л. соответственно при расчетном 300.

Одним из распространенных методов снижения металлоемкости систем гелионагрева является применение различного рода концентраторов. К примеру, в работе [23] предлагается методика определения увеличения преобразователей энергии солнца от погрешности в ориентации гелиоустановок. В работах [23; 24] предлагается методика расчета экономического эффекта от перехода к пошаговому режиму слежения гелиоустановки за солнцем, а также на ее основе предлагается расчет гелиоустановки с концентрацией лучистого потока энергии. Кроме оптимальности отслеживания положения солнца значительное влияние на эффективность использования солнечной энергии оказывает выбор угла наклона и ориентации. В [25] обосновывается эффективность вертикальной установки солнечных коллекторов. Дается описание солнечных коллекторов, расположенных вертикально, показана их перспективность и проведен сравнительный анализ с коллекторами горизонтального расположения. Автором доказывается полное отражение при вертикальной установке и приводится следующее: опыт работы с солнечными системами показывает, что установленные вертикально панели средней мощности дают максимальный нагрев до 100 °С. Отсюда отличное состояние самих панелей. Поскольку оборудование не подвергается перегреву, а также не страдает стагнацией со всеми вытекающими последствиями, остается рассмотреть динамику полезного излучения в отношении внешнего прозрачного слоя в ситуации полного отражения.

Кроме оптимизации позиционирования солнечных коллекторов, в

технической литературе широко отражены различные варианты усовершенствования их конструкции. К примеру, в работе [26] дается обзор конструктивных исполнений солнечных коллекторов. А в статье [27] авторами дается сравнительный анализ теплотехнических и конструктивных показателей коллекторов зарубежного и отечественного производства, сделанный по методике [28]. Результатом данного сравнения стало следующее: технологии изготовления как плоских солнечных коллекторов, так и коллекторов с использованием теплопоглощающих панелей и стекла являются достаточно отработанными, и их параметры близки к предельным, причем отечественные СК по показателям теплотехнического совершенства практически не уступают лучшим зарубежным образцам [27-29]. Для значительного снижения стоимости солнечных коллекторов в [27] предлагается использовать новые материалы для различных его элементов. Среди полимерных материалов наиболее перспективных для использования в конструкциях солнечных коллекторов и водонагревательных установок, с учетом технологических, экономических и экологических показателей рассматриваются: для прозрачной теплоизоляции - сотовые поликарбонаты с УФ-защитой, прозрачные сотовые полипропилены и полиамидные пленки; для теплопоглощающей панели — материалы на основе полипропиленов, полиамидов (в том числе армированных) и полиуретанов, а также поликарбонатов. [27]

На основе проведенного анализа существующих полимерных материалов с учетом их технологичности и экономических показателей разработаны и изготовлены конструкции полностью полимерного солнечного коллектора и бака-аккумулятора [30]. Стоимость этих коллекторов в два раза ниже, чем у современных российских аналогов при соответствующей производительности.

Повышению эффективности установок автономного теплоснабжения на базе гелиоустановок посвящено множество современных разработок. Некоторые из них рассмотрены в [2; 16; 31–35]. Также примером таких разработок может служить работа [36]. Авторы [36] описывают комбинированную систему солнечного теплоснабжения с установкой кондиционного котла, а также приводят ее экономическую и экологическую эффективность.

Если в какой-то момент времени температура в баке-аккумуляторе окажется выше, чем в обратной магистрали центральной системы отопления, клапан (6) активируется, и вода подается из бака-аккумулятора.

В случае установки в доме комбинированной солнечной системы теплоснабжения (рисунок 1.2), нужно соответственно увеличить площадь поверхности солнечного коллектора и объем бака-аккумулятора, т. к. солнечная радиация используется как на нужды ГВС, так и для компенсации части теплоты, идущей на отопление помещения. При выборе размеров солнечного коллектора исходят из того, что значительные избытки неиспользуемого тепла в летние месяцы должны быть сопоставимы с производительностью солнечной системы, способной покрывать как можно большую часть тепловых потребностей.

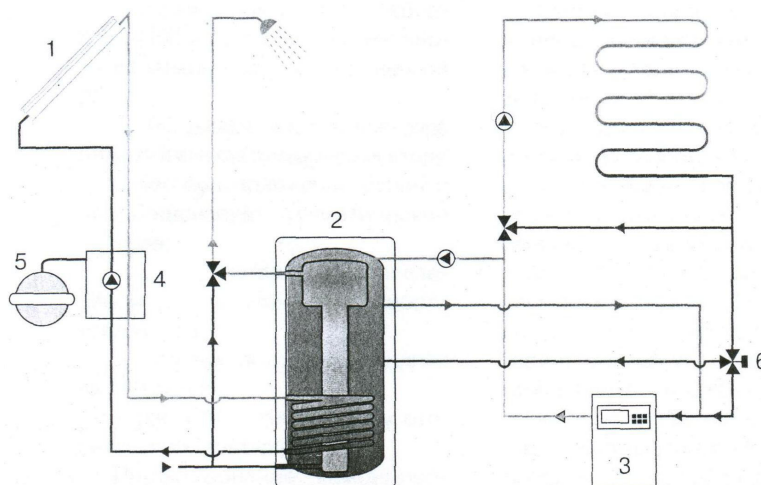


Рисунок 1.2 – Комбинированная система солнечного теплоснабжения [36]:
 1 - солнечный коллектор; 2 - бак-аккумулятор; 3 - отопительный котел; 4 - солнечная станция; 5 - мембранный расширительный бак; 6 - трехходовой клапан обратной магистрали отопительного контура

Значительный экономический и экологический эффект можно получить при одновременной замене старого стандартного котла, обеспечивающего коттедж теплотой, на новый высокоэффективный котел и установке системы солнечного теплоснабжения для бытового горячего водоснабжения и поддержки системы центрального отопления. Пример такого эффекта приведен в таблице 1.2.

Таблица 1.2. Эффект при установке конденсационного котла и системы солнечного теплоснабжения [36]

Расход энергии на работу стандартного газового котла	69231 кВт·ч/год	Выбросы CO ₂ при работе стандартного газового котла	20700 кг
Расход энергии на работу конденсационного котла	47 368 кВт·ч/год	Выбросы CO ₂ при работе конденсационного котла	11 250 кг
Экономия энергии за счет замены котла	21862 кВт·ч/год	Снижение выбросов CO ₂ при замене котла	9450 кг
Экономия энергии при установке солнечной системы теплоснабжения	7440 кВт·ч/год	Снижение выбросов CO ₂ при использовании солнечной системы теплоснабжения	1860 кг

Солнечно-топливные котельные в отличие от гелиоустановок горячего водоснабжения характеризуются большим КПД и меньшей удельной стоимостью монтажа и эксплуатации [37]. Компонировочные, схемные решения, режимные факторы солнечно-топливных котельных рассмотрены в [37; 38]. Установлено, что вариант размещения солнечных коллекторов (СК) в непосредственной близости от котельной или на кровле отдельных зданий в общем случае должен выбираться по результатам сопоставления затрат. При этом определяющее значение имеет энергетический эффект, получаемый от экономии органического топлива. Аналитическими расчетами подтверждено, что максимальный энергетический эффект достигается при размещении СК в непосредственной близости от котельной. Установлено также, что для солнечно-топливных котельных при отсутствии баков-аккумуляторов следует учитывать взаимозависимость КПД гелиоустановок и котлов. Результаты исследований автора [38–43] по солнечно-топливным котельным использованы при сооружении гелиоустановок в Краснодарском крае: в Анапе (ул. Крымская и Некрасова), Краснодаре (ул. Захарова и Шаумяна), Усть-Лабинске (ул. Коллективная), Тимашевске (ул. Чапаева). В работе [38; 43] рассмотрена солнечно-топливная котельная в г. Анапе (рисунок 7).

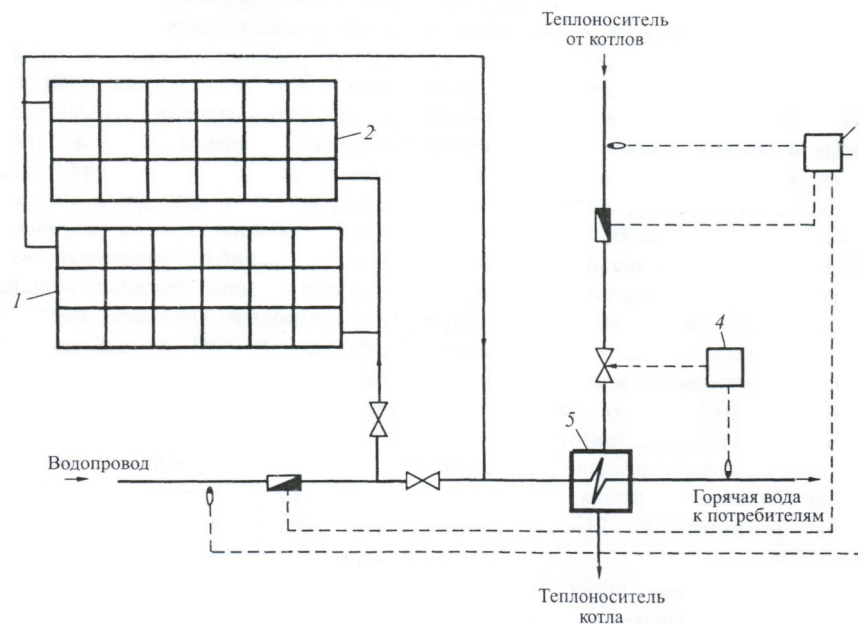


Рисунок 1.3 – Принципиальная схема трубопроводов гелиоустановки солнечно-топливной котельной [38]:

1 и 2 – блоки тбилисских и киевских солнечных коллекторов; 3 – теплосчетчик; 4 – тепловая автоматика; 5 – пластинчатые теплообменники

Рассмотрены годовые и месячные графики работы и определено, что средний КПД гелиоустановки — 40-42 %. При этом существенного расхождения эффективности тбилисских и киевских коллекторов не установлено.

В работе [44; 45] приведены результаты разработки и испытания солнечно-топливной котельной в станице Старовеличковской Краснодарского края, проведенных по методике, представленной в [45, 46].

На рисунок 1.4 представлены расчетные и фактические среднесуточные показатели работы солнечно-топливной котельной за день. В результате испытаний установлено, что фактическая тепловая мощность гелиоустановки на 20 % выше расчетной. Подтверждены основные проектные характеристики. В режимах совместной работы гелиоустановки и нагрева воды теплоносителем от котлов не выявлено существенного уменьшения тепловой эффективности.

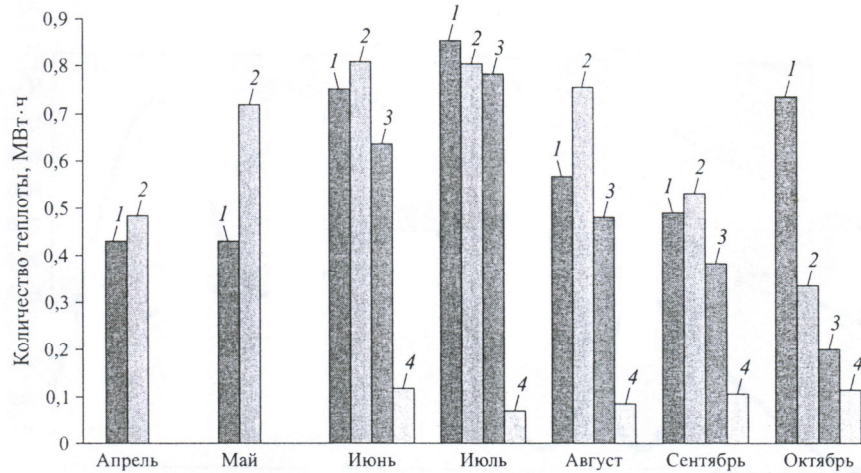


Рисунок 1.4 – Среднесуточные характеристики работы солнечно-топливной котельной с апреля по октябрь [45]:

- 1 – количество теплоты, выданной солнечно-топливной котельной потребителям за день;
 2 – расчетное количество теплоты, эквивалентное интенсивности дневной солнечной радиации; 3 – количество теплоты, эквивалентное интенсивности дневной солнечной радиации в плоскости коллектора; 4 – количество теплоты, эквивалентное количеству сожженного природного газа за день при догреве теплоносителя**

К недостаткам совместной работы систем гелионагрева и отопительных котельных можно отнести:

- сезонность работы;
- возможность работы только на газовых котельных;
- возможность работы только в низкотемпературных системах теплоснабжения.

В [47; 48] авторами приводится система параллельной работы гелиоустановок и теплосети в районе Сочи. Параллельная работа гелиоустановки с теплосетью позволяет сбрасывать избыточную тепловую энергию в теплосеть, что повышает надежность эксплуатации гелиосистемы (при минимуме теплопотребления температура в коллекторах может достигать 100 °С и выше, а это приводит к локальному парообразованию, гидравлическим ударам и разложению пропиленгликоля). Кроме того, параллельная работа с теплосетью дает возможность повысить экономичность и коэффициент использования гелиоустановки. Этот эффект увеличивается с ростом площади лучевоспринимающей системы. Параллельная работа выгодна как автономной гелиосистеме, так и теплосети.

1.4. Зарубежный опыт использования НВИЭ в теплоэнергетических системах

Значительный рост населения Земли предполагает расширение использования возобновляемых источников энергии [49]. Для большинства регионов РФ наиболее перспективным из возобновляемых источников энергии является энергия Солнца, за исключением районов с параметрами ветровой нагрузки, достаточными для выхода ветроустановок на номинальные показатели (10-16 м/с [50]). Актуальность использования энергии Солнца для нужд теплоснабжения признана во всем мире [51-53]. Часть публикаций зарубежных авторов посвящена вопросам оценки солнечного излучения [54-57]. Современные способы получения данных о потоках солнечной радиации делятся на: аналитический; непосредственные (обычно непродолжительные) измерения на месте; многолетние измерения по единой методике на метеостанциях.

Необходимые параметры для конкретной географической точки могут определяться расчетным путем. Общие закономерности рассмотрены в [51] определяют параметры движения Солнца над горизонтом, энергетическую [58, 59] и спектральную характеристику излучения [60-63]. В [64] рассмотрены термодинамические параметры эффективного поглощения. Университетами Миннесоты и Ханевельта рассмотрены коэффициенты эффективного поглощения нормального спектра солнечного излучения основных селективных покрытий [65], обобщающие ряд известных работ [66-67].

Актуальным вопросом исследования остается рассмотрение алгоритмов, основанных на аналитической интерпретации движения Солнца над горизонтом, для определения интенсивности солнечного излучения. К таким работам в обзоре [68] отнесены [69-75]. Ряд современных авторов [77-88] при аналитическом нахождении интенсивности солнечного излучения используют функцию среднемесячной интенсивности солнечного излучения [69]. Такой подход имеет низкую точность и критикуется современными авторами [89], поскольку не позволяет учитывать почасовые колебания интенсивности солнечного излучения [68].

Непосредственные измерения на месте являются наиболее трудоемкими, особенно в условиях РФ (поскольку актинометрические центры располагаются на значительном расстоянии), но использовались рядом иностранных [90-93] и отечественных [94-95] авторов. В настоящее время Мировой центр радиационных данных (МЦРД) располагает информационно-поисковой системой с архивом и систематически пополняемой базой данных о составляющих радиационного баланса мировой актинометрической сети. [96, 97] Основным элементом этой сети являются актинометрические установки [98-101], определяющие параметры прямого и рассеянного солнечного излучения. Также существует ряд частных баз данных ресурсов возобновляемой энергетики: швейцарская база данных METEONORM [102], локальные базы Европы и Северной Африки E.S.R.A. 2000 [103] и S@tel - Light [104], канадская база RetScreen [105], база Climate 1 [106], и др.

В качестве основной информационной базы актинометрической информации в зарубежных источниках [107-109] используется NASA POWER/SSE [110], основанная на спутниковых измерениях совместно с моделированием атмосферы и корректировкой по наземным измерениям. Иностранные базы данных имеют низкую точность по параметрам солнечного излучения на территории РФ вследствие того, что их верификация была привязана к наземным метеостанциям, расстояние между которыми в азиатской части РФ достигает до 1000 км [97]. В настоящее время разработаны базы климатологических данных [111] и атласа ресурсов солнечной энергии для регионов РФ [112, 113].

Первая солнечная установка раздельного типа (аккумулятор отдельно от коллектора), была запатентована еще в 1909 г [114]. В настоящее время широкое распространение получили термосифонные (аккумулятор выше коллектора) солнечные установки, для индивидуальных домов предназначенные для нужд ГВС [115], включая системы pre-packaged (полная готовность) [116]. Также существуют установки аккумуляторного типа [117, 118], совмещающие аккумулятор и коллектор в одном элементе. Но наибольшее распространение получили вакуумные трубчатые солнечные коллекторы (более 60 % рынка). [119,

120]

Сооружение гелиоустановок большой мощности (свыше 500 м²) является одним из направлений повышения их экономических показателей. По данным института AEE JNTEC (Австрия), на конец 2012 года в мире работали мегаваттные гелиоустановки общей площадью 3,83 млн м² [121], в том числе самая большая 36305 м² (25 МВт) для теплоснабжения университета в городе Риаде (Саудовская Аравия) [122]. Наибольшее количество таких установок построено в Европе — 175 шт. общей площадью 456 тыс. м² (319 МВт). [123]

В 2001 году израильской фирмой Chromagen по проекту греческой фирмы Sol Energy Hellas была построена самая большая гелиоустановка для гостиничного комплекса. [124] При числе номеров отеля 2304 с несколькими бассейнами площадь гелиоустановки 2800 м², вместимость баков-аккумуляторов — 125 м³, циркуляция насосная, доля тепловой нагрузки — 70 %, стоимость — 200 €/м². Во всем мире 29 фирм специализируется на строительстве гелиоустановок бассейнов и отелей, в основном, с применением пластиковых СК [123, 125, 126, 127].

Самодренируемые системы солнечного теплоснабжения (СДС или DBS — Drainback Systems) являются одними из перспективных направлений развития гелиотехники [128]. Особенностью их конструкции является опорожнение солнечных коллекторов от теплоносителя при остановке насоса гелиоконтура в специальный бак (drainback tank) или бак-аккумулятор. [19] Основные типы СДС приведены на рисунке 1.5. [130]

Основным преимуществом СДС является возможность использования воды в качестве теплоносителя в широком диапазоне параметров окружающей среды, а к недостаткам относятся высокие требования к их гидравлическим характеристикам [131] и связанным с ними параметрам теплопотребления [132].

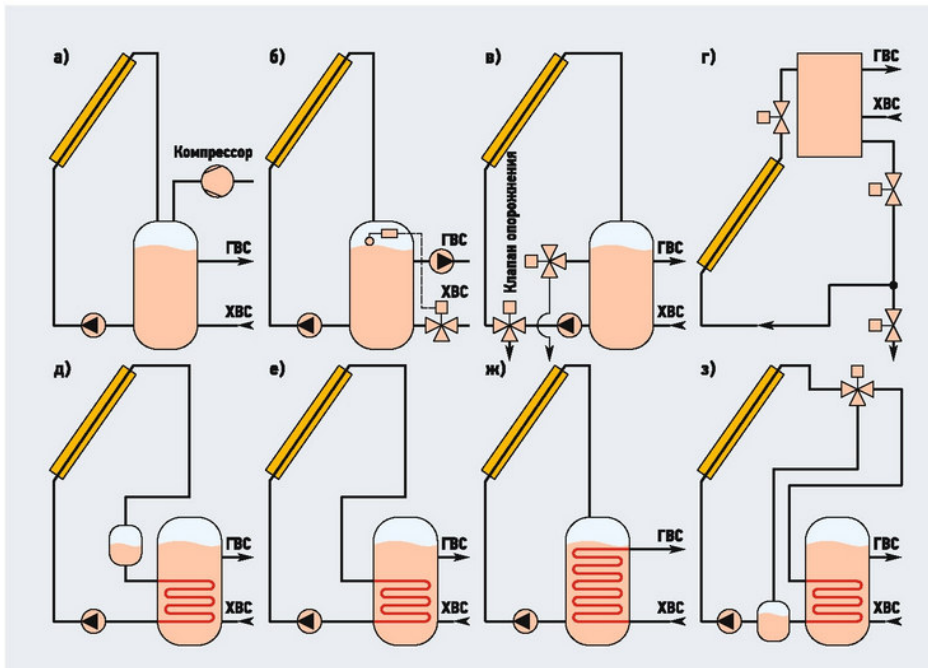


Рисунок 1.5 – Основные типы СДС [129, 130]:

Значительное количество иностранных разработок посвящено развитию системы «Солнечного дома». Потребности таких домов (подача и нагрев воды и электроэнергия) обеспечиваются за счет энергии солнца [133-136]. В США существует конкурс между колледжами и университетами всего мира для создания энергоэффективного жилого дома. Министерство энергетики США организует солнечное Десятиборье, объединяющее 20 международных, университетских команд в конкурсе по проектированию, строительству и эксплуатации самых привлекательных и энергоэффективных солнечных домов, стремящихся к полной энергонезависимости [137]. Внедрение данных домов позволяет значительно снизить выброс парниковых газов [138].

В последние 2-3 года начали развиваться гибридные солнечные фотоэлектрическо-тепловые системы [139-141]. Особенностью таких установок является комбинированное получение тепловой и электрической энергии. В таких системах электрическая энергия вырабатывается на фотоэлектрической панели, а тепловая энергия отводится с нее для нужд теплоснабжения. При этом, фотоэлектрическая панель имеет КПД выше, чем при стандартной схеме использования без снятия теплоты. К недостаткам таких систем можно отнести

высокую стоимость и сроки окупаемости.

Воздушные коллектора применяются в основном в схожих с Российскими условиями Канады. В настоящее время наиболее эффективные конструкции плоских солнечных коллекторов разрабатывает компания Conserval Engineering Inc совместно с рядом Канадских научных центров. Среднегодовая эффективность их лучших образцов составляет: КПД=35-60% [142], при достаточно низких коэффициентах теплоотдачи [143-145]. Лидером по внедрению гелионагрева воздуха на азиатском рынке является компания «Himin», использующая для нагрева воздуха вакуумные капиллярные тепловые трубы [146]. Данные схемные решения не нашли широкого применения вследствие низких значений эффективности (паспортный среднеотопительный КПД – 50%; среднегодовой менее 30%) при высокой стоимости. В целом доля солнечных коллекторов используемых в мире неоправданно низка.

1.5. Выводы по главе 1

На основании проведенного литературного обзора можно сделать следующие выводы:

1. Значительный и постоянно растущий экономический потенциал ВИЭ (обусловленный постоянно растущей стоимостью топлива и сопутствующими его применению проблемами загрязнения окружающей среды) определяет одно из приоритетных направлений «Энергетической стратегии России до 2020 года», утвержденной распоряжением Правительства РФ от 28 августа 2003 г. № 1234-р – увеличение доли возобновляемых источников энергии (включая солнечную) в энергетическом балансе страны.

2. Масштабы и опыт успешной эксплуатации систем гелионагрева за рубежом определяют их как одно из основных направлений увеличения доли возобновляемых источников энергии в энергетическом балансе страны.

3. Особенности преобладающих в РФ систем централизованных теплоснабжения делают применение солнечных установок существующих типов в режиме отопления нецелесообразным вследствие низкой эффективности и требуют

разработки новых схем использования энергии солнца, адаптированных к климатическим условиям России.

4. Длительные периоды стояния отрицательных температур определяют необходимость использования воздуха в качестве нагреваемого агента в системах гелионагрева.

5. На основании проведенного анализа сформирована цель исследований диссертационной работы и определен комплекс задач, которые необходимо решить для её достижения.

Цель исследования: разработка энергоэффективных схем и установок гелионагрева, предназначенных для работы в системах централизованного теплоснабжения.

Для решения поставленной цели решались следующие задачи исследования:

1. Анализ и исследование проблемы недостаточного использования нетрадиционных и возобновляемых источников энергии (НВИЭ) в энергетических системах РФ.

2. Разработка схемы гелионагрева обратной сетевой воды у потребителей тепловой энергии, оборудованных системами автоматического регулирования для замещения части нагрузки централизованной системы отопления.

3. Разработка схемы энергоэффективной установки гелиовоздушного отопления.

4. Разработка схемы гелионагрева первичного воздуха для котельных установок ТЭС.

5. Определение технико-экономических показателей применения разработанных схем повышения эффективности систем централизованного теплоснабжения за счет использования нетрадиционных и возобновляемых источников энергии.

Глава 2. Разработка энергоэффективных методов совместной работы систем централизованного теплоснабжения и установок гелионагрева

Для решения обозначенной в первой главе цели исследования необходима разработка энергоэффективных схем гелионагрева. Данные схемы должны быть адаптированы для работы в климатических условиях резкоконтинентального климата и преобладающих в РФ систем централизованного теплоснабжения. К таким схемам могут быть отнесены схемы гелионагрева обратной сетевой воды у потребителей тепловой энергии, схемы гелиовоздушного отопления и схемы гелионагрева первичного воздуха для котельных установок.

2.1. Разработка схемы гелионагрева обратной сетевой воды у потребителей тепловой энергии, оборудованных системами автоматического регулирования, для замещения части нагрузки централизованной системы отопления

Новая концепция развития теплоэнергетики России предусматривает повышенные требования к энергосбережению и использованию возобновляемых источников энергии, к числу которых, в первую очередь следует, отнести энергию солнца [147].

Использование энергии солнца даже в незначительном объеме позволит компенсировать все известные виды первичной энергии. Наиболее эффективным способом использования энергии солнца сегодня является гелионагрев воды с применением солнечных коллекторов различного типа. Отсутствие широкого применения данной технологии в России связано с заблуждением, что возможность сбора солнечной энергии связана непосредственно с температурой окружающего воздуха. На самом деле мощность солнечных коллекторов зависит только от интенсивности солнечного излучения, прозрачности воздуха и продолжительности светового дня [39]. Данное положение дает предпосылку для использования солнечных коллекторов в Забайкальском крае, обладающем значительным количеством безоблачных дней и одной из максимальных величин солнечной активности в России.

В таблица 2.1 представлен сравнительный анализ интенсивности солнечного излучения по ряду регионов [148]. Из таблицы 2.1 видно, что солнечная активность в Забайкальском крае (ЗК) в максимальный месяц не намного выше, чем, к примеру, в Краснодаре, а величина суммарного солнечного излучения значительно выше. Это обусловлено тем, что величина солнечной активности ЗК существенно выше, чем в других регионах в зимние месяцы. Данный факт наряду с наибольшей суммарной за год величиной солнечной активности дает значительную предпосылку к использованию гелионагрева в системах отопления.

Таблица 2.1 – Интенсивность солнечного излучения

№/№	Город	Величина усредненного излучения за сутки в наиболее интенсивный месяц, кВт·ч/м ² в день	Месяц максимального излучения	Суммарное солнечное излучение за год, кВт·ч/м ²
1	Волгоград	5,95	Июнь	1170
2	Иркутск	5,2	Май	1128
3	Киев	6,0	Май	1198
4	Краснодар	6,2	Июнь	1344
5	Москва	5,15	Май	962
6	Чита	6,3	Июнь	1531

Величина осадков в Забайкальском крае значительно ниже среднероссийских показателей. Особенно это характерно для зимних месяцев. Малоснежные зимы (а также очень низкая величина годовой нормы осадков) позволят минимизировать эксплуатационные затраты при функционировании систем гелионагрева в зимние месяцы и значительно повысят их эффективность по сравнению с другими солнечными регионами России.

Применение солнечных коллекторов в системах отопления и горячего водоснабжения в Забайкальском крае сопряжено с рядом трудностей. Основной из них является очень низкая температура наружного воздуха в зимний период (расчетная температура наружного воздуха для систем отопления и вентиляции -

38 °C, а среднеотопительная -11 °C).

Анализ эффективности плоского солнечного коллектора (рисунок 2.1) показал, что эффективность солнечного коллектора в значительной степени зависит от разности температур коллектора и окружающей среды.

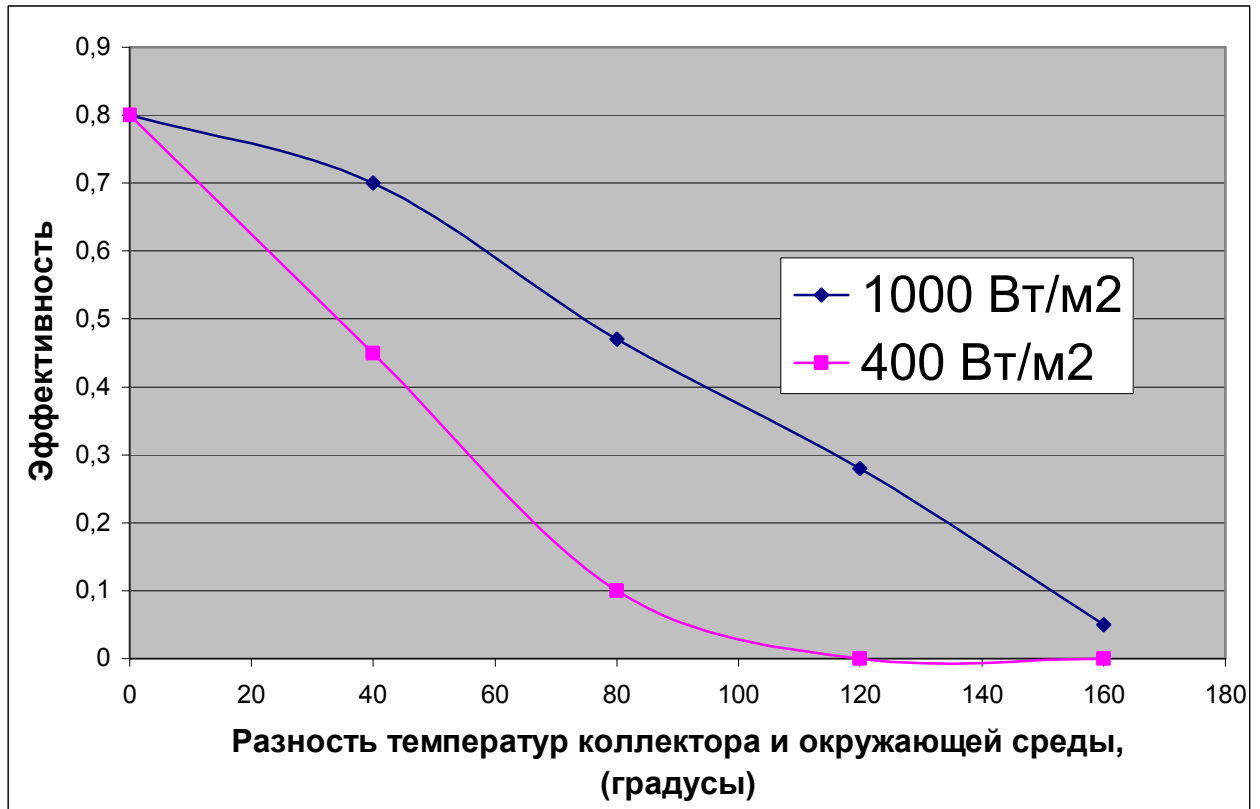


Рисунок 2.1 – Эффективность плоского солнечного коллектора

Как было показано в главе 1, основным недостатком существующих схем совместной работы гелиоотопления и систем централизованного теплоснабжения является то, что в них существует необходимость нагревать теплоноситель в солнечных коллекторах до температуры равной температуре сетевой воды системы централизованного теплоснабжения. Для исключения этого недостатка предполагается применять солнечные коллекторы для нагрева не прямой сетевой воды, как в стандартных системах, а для нагрева обратной сетевой воды, идущей через перемычку для смешения с прямой сетевой. Кроме отопления, система гелионагрева применяется для осуществления нагрева водопроводной воды для нужд горячего водоснабжения. Для наиболее эффективного использования

мощности солнечных коллекторов предполагается осуществлять нагрев водопроводной воды до (или после) первой ступени подогревателя ГВС и при необходимости догревать в верхней ступени, оснащенной системой автоматического регулирования температуры. Для осуществления сглаживания суточных неравномерностей поступления солнечной радиации предполагается использовать бак-аккумулятор, оснащенный встроенными теплообменниками. Схема установки, осуществляющей энергоэффективный метод гелионагрева обратной сетевой воды у потребителей тепловой энергии, оборудованных системами автоматического регулирования [149], представлена на рисунке 2.2.

Функционирование данной установки осуществляется за счет нагрева промежуточного теплоносителя в солнечных коллекторах и передачи полученного тепла воде в баке-аккумуляторе 9 и промежуточном теплообменнике 12. Регулирование температуры воды на нужды ГВС и температуры прямой сетевой воды в системе отопления осуществляется системой автоматического регулирования в зависимости от ее настроек, температуры наружного воздуха и времени суток.

Алгоритм работы энергоэффективной системы гелионагрева обратной сетевой воды у потребителей тепловой энергии, оборудованных системами автоматического регулирования, для замещения части нагрузки централизованной системы отопления, выглядит следующим образом. В разработанной схеме система гелионагрева осуществляет нагрев как водопроводной воды, так и обратной сетевой воды, идущей на подмес:

$$Q_{пол} = Q_{ГВС}^{СК} + Q_{ОТ}^{СК}, \quad (2.1)$$

где $Q_{пол}$ – полезно воспринятая в солнечном коллекторе теплота;

$Q_{ГВС}^{СК}$ – часть полезно воспринятой в солнечном коллекторе теплоты, идущей на нагрев водопроводной воды;

$Q_{ОТ}^{СК}$ – часть полезно воспринятой в солнечном коллекторе теплоты, идущей на обратную сетевую воды.

Поскольку система гелионагрева снабжена баком-аккумулятором, то

суточную неравномерность солнечной инсоляции можно не учитывать:

$$\sum_{i=1}^{24} Q_{пол i} = \sum_{i=1}^{24} Q_{ГВС i}^{СК} + \sum_{i=1}^{24} Q_{от i}^{СК} \quad (2.2)$$

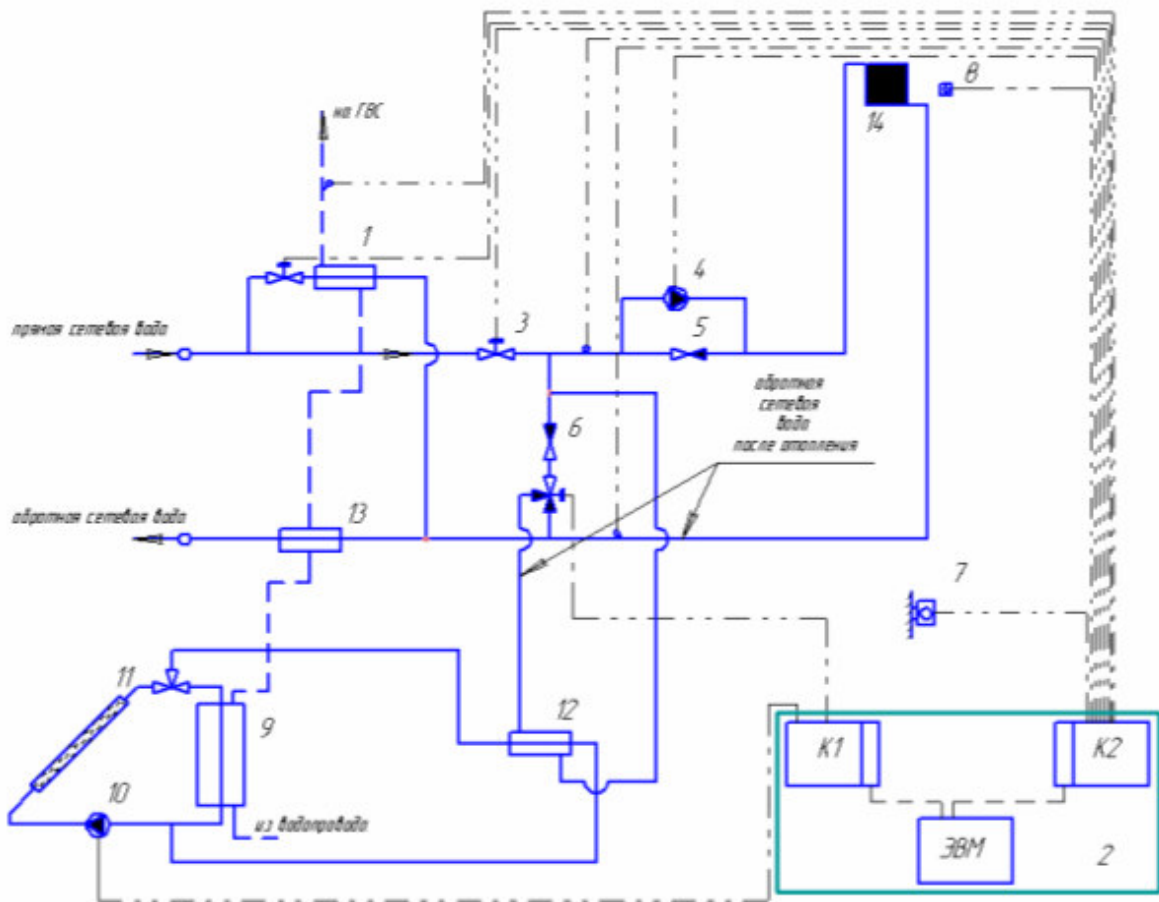


Рисунок 2.2 – Система гелионагрева обратной сетевой воды:

1 - верхняя ступень подогревателя ГВС; 2- блок управления (K1 – блок управления гелиоконтуром, K2 – блок управления базовой системой теплоснабжения); 3 - двухходовой клапан системы отопления; 4 - циркуляционный насос системы отопления; 5, 6 - обратный клапан; 7 - датчик температуры наружного воздуха; 8 - датчик температуры внутреннего воздуха; 9 – бак-аккумулятор; 10 - насос гелиоконтура; 11 - солнечный коллектор; 12 – промежуточный теплообменник; 13 – нижняя ступень подогревателя ГВС; 14 – система отопления потребителя

Для дальнейшего изложения введем следующие обозначения, предложенные в [150]:

- выражение $A = [D] : [B] : [C]$ означает, что $A = B$, если верно утверждение D , в противном случае $A = C$;
- выражение $\min[A, B]$ означает меньшее из A и B ;
- выражение $\max[A, B]$ означает большее из A и B .

При формировании алгоритма работы необходимо задаться следующими предположениями:

- регулирование солнечной установки производится из условия максимально возможного отпуска тепла на подогрев обратной сетевой воды ($\max[Q_{OTi}^{CK}]$) и отпуска избыточной теплоты на горячее водоснабжение;

- ограничением отпуска тепла в систему отопления (с заданным для условия применения САР расходом в отопительной системе G_3) является условие превышение температуры теплоносителя в системе гелионагрева (t_{CK}) над температурой обратной сетевой воды после базовой системы отопления (τ_{02}):

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^{24} Q_{пол i} = \sum_{i=1}^{24} Q_{ГВС i}^{CK} + \sum_{i=1}^{24} Q_{OT i}^{CK}, \\ i \in [1...24] \Rightarrow Q_{ГВС i}^{CK} = [\tau_{02} \geq t_{CK}] : [Q_{пол i}] : [Q_{пол i} - Q_{OT i}^{CK}]. \end{cases} \quad (2.3)$$

Разработанная система гелионагрева обратной сетевой воды функционирует по следующим алгоритмам.

- Если температура обратной сетевой воды после базовой системы отопления меньше температуры теплоносителя в системе гелионагрева, то трехходовой клапан, установленный на циркуляционной перемычке, направляет подмешиваемую сетевую воду в промежуточный подогреватель. В промежуточном подогревателе происходит ее нагрев теплотой части теплоносителя, нагреваемого в системе солнечных коллекторов:

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^{24} Q_{пол i} = \sum_{i=1}^{24} Q_{ГВС i}^{CK} + \sum_{i=1}^{24} Q_{OT i}^{CK}, \\ i \in [1...24] \Rightarrow Q_{OT i}^{CK} = [G_3 \cdot c_P \cdot (\tau_{01} - \tau_{02}) \geq \max[Q_{OT i}^{CK}]] : [\max[Q_{OT i}^{CK}]] : [G_3 \cdot c_P \cdot (\tau_{01} - \tau_{02})], \\ i \in [1...24] \Rightarrow Q_{ГВС i}^{CK} = Q_{пол i} - Q_{OT i}^{CK}, \end{cases} \quad (2.4)$$

где τ_{01} – температуры сетевой воды до отопительной установки;

τ_{02} – температуры сетевой воды после отопительной установки.

Повышение температуры обратной сетевой воды приводит к закрытию клапана, установленного на линии прямой сетевой воды, поскольку температура воды после смешения является заданной и определяется температурой наружного

воздуха и настройками САР. При этом нагрев водопроводной воды осуществляется в баке аккумулятора, температура в котором поддерживается оставшейся частью теплоносителя, нагреваемого в системе солнечных коллекторов:

- Если температура обратной сетевой воды после базовой системы отопления больше температуры теплоносителя в системе гелионагрева, то трехходовой клапан, установленный на циркуляционной перемычке, закрывает трубопровод на промежуточный подогреватель. При этом, если температура в баке (t_B) ниже температуры теплоносителя в системе гелионагрева, то весь поток проходит через бак-аккумулятор. В противном случае циркуляционный насос в системе гелионагрева отключается:

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^{24} Q_{nol i} = \sum_{i=1}^{24} Q_{ГВС i}^{CK} + \sum_{i=1}^{24} Q_{OT i}^{CK}, \\ i \in [1...24], \tau_{02} \geq t_{CK} \Rightarrow Q_{ГВС i}^{CK} = [t_{CK} \geq t_B] : [Q_{nol i}] : [0]. \end{cases} \quad (2.5)$$

2.2. Разработка схемы энергоэффективной установки гелиовоздушного отопления

В настоящее время разработано значительное количество различных схем использования энергии солнца в системах ГВС и водяного отопления. Отопление помещений теплым воздухом на основе источников теплоты различных типов позволяет во многих случаях значительно уменьшить капитальные затраты и эксплуатационные расходы. Применение гелионагрева с использованием солнечных коллекторов различного типа в системах воздушного отопления позволит значительно повысить эффективность таких систем, а также увеличит степень замещения традиционных источников теплоты. В таких системах нагревается, в зависимости от температурного режима, вода или воздух, либо осуществляется совместный нагрев воды для нужд ГВС и воздух для отопления. Поскольку наша конечная задача – нагрев воздуха в помещении, то именно такие комплексы позволяют достичь максимальной эффективности, исключив все промежуточные процессы и преобразования. В качестве источника тепла они

могут использовать как тепло сгораемого топлива, так и тепло, получаемое солнечными коллекторами.

Универсальность систем обуславливает широкую сферу их применения: от дома коттеджного типа до отопления гигантских промышленных помещений и тепличных комплексов.

К преимуществам воздушного отопления можно отнести [147]:

1. Экономичность. Поскольку тепло получается непосредственно в нагреваемом помещении.
2. Улучшение условий нахождения в помещениях, так как нагрев воздуха на $40-70^{\circ}\text{C}$ вполне достаточен для приточной вентиляции.
3. Малая инерционность, поскольку система воздушного отопления позволяет полностью прогреть помещение за 1,5-2 часа.
4. Отсутствие промежуточного теплоносителя, что позволит отказаться от строительства водяного отопления. В зимнее время исключается риск размораживания системы.
5. Высокая степень автоматизации позволяет вырабатывать тепло ровно по потребности.

Большинство преимуществ данной схемы возможно только при использовании в солнечных коллекторах незамерзающих жидкостей. Нагрев воздуха можно производить как в промежуточном теплообменнике от жидкости, нагретой в коллекторе, так и непосредственно в нем. На рисунке 2.3 представлена схема использования теплоты солнца, позволяющая совмещать эти способы. [151]

Применение данной схемы позволит использовать преимущества воздушных систем отопления при внедрении солнечных коллекторов комбинированного типа (с совместным нагревом воздуха и жидкого теплоносителя), а также снизить температуру лучевоспринимающей пластины и, как следствие, уровень потерь с излучением.

Сущность предлагаемой схемы заключается в том, что солнечный коллектор по нагреваемой среде подключают к воздухопроводу, соединенным с отапливаемым помещением и антифризом, циркулирующим в контуре: бак

аккумулятор - солнечный коллектор. Воздух по средствам солнечной радиации и вынужденной конвекции при обтекании трубок и пластины подогревается, после подогрева направляется в воздуховод, пройдя его, он направляется в систему воздушного отопления. Бак-аккумулятор по аккумулирующему теплоносителю подключен к холодному водопроводу. На рисунке 2.3 изображена схема включения и способ работы солнечной установки.

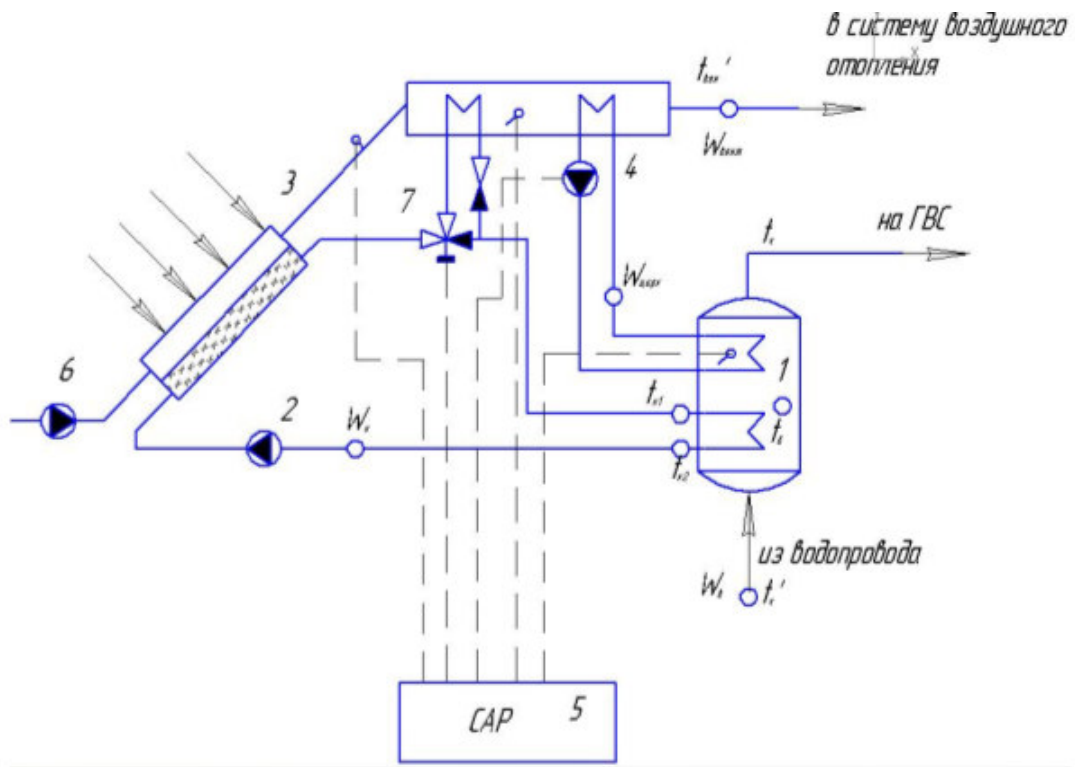


Рисунок 2.3 – Система гелио-воздушного отопления:

1 - бак-аккумулятор; 2 - насос гелиоконтура; 3 - гелио-воздушный солнечный коллектор; 4 - калорифер; 5 - система автоматического регулирования; 6 - вентилятор приточного воздуха; 7 - трехходовой клапан гелиоконтура

Для наиболее эффективного использования мощности солнечных коллекторов предполагается осуществлять нагрев водопроводной воды после первой ступени подогревателя ГВС и при необходимости догревать в верхней ступени, оснащенной системой автоматического регулирования температуры. Для осуществления сглаживания суточных неравномерностей поступления солнечной радиации предполагается использовать бак-аккумулятор, оснащенный встроенными теплообменниками.

Техническим результатом является повышение эффективности работы

солнечной установки путем передачи энергии солнца посредством солнечной установки в систему воздушного отопления и горячего водоснабжения.

Способ использования заключается в том, что холодный воздух, пройдя солнечный коллектор, попадает в воздуховод, в который включена поверхность нагрева по греющей среде, подключенная к контуру с антифризом, так же подключена поверхность нагрева по греющей среде, присоединенная к баку-аккумулятору. При достаточной солнечной радиации подогретый антифриз в солнечном коллекторе распределяется трехходовым клапаном на два потока: один поток антифриза поступает в поверхность нагрева, после подогрева воздуха антифриз смешивается со вторым потоком и направляется в бак-аккумулятор, в котором, отдавая тепло воде, антифриз охлаждается. После охлаждения антифриз циркуляционным насосом подается в солнечный коллектор и цикл повторяется. При недостаточной солнечной радиации антифриз не направляется в поверхность нагрева, а направляется в бак-аккумулятор. При отсутствии солнечной радиации или очень слабой солнечной радиации циркуляционный насос останавливают. При отсутствии солнечной радиации воздух в воздуховоде нагревают поверхностью нагрева, теплоносителем в данной поверхности может служить как вода, так и антифриз. При применении воды циркуляционный насос может включаться только при положительных температурах наружного воздуха. При применении антифриза данный контур может отключаться и снабжение потребителя воздушным отоплением прекращаться. Регулировка температуры теплоносителя осуществляется системой автоматического регулирования, входным сигналом которой являются данные с датчика температуры.

Для реализации схемы энергоэффективной установки гелиовоздушного отопления необходима разработка специализированного солнечного коллектора. Отличительной особенностью данного теплообменника является возможность одновременного нагрева двух видов теплоносителей. Для реализации данного условия была выбрана конструкция, показанная на рисунках 2.4 – 2.5

На рисунке 2.4 изображен поперечный разрез комбинированного водовоздушного коллектора. Вакуум между стеклами обеспечивает совершенную

теплоизоляцию теплоносителя с окружающей средой. Лучевоспринимающая пластина поглощает солнечную радиацию и полезно отдает её теплоносителям, движение которых происходит по прямоточной схеме. Жидкий теплоноситель в коллекторе циркулирует по арфаобразной трубной системе, выполненной из металлической (желательно медной) трубе, припаянной в перфорированный металлический лист (как правило, медный). Над абсорбером сформировано пространство для прохода нагреваемого воздуха. Внутренние поверхности изолированного каркаса коллектора покрыты фольгированным материалом.

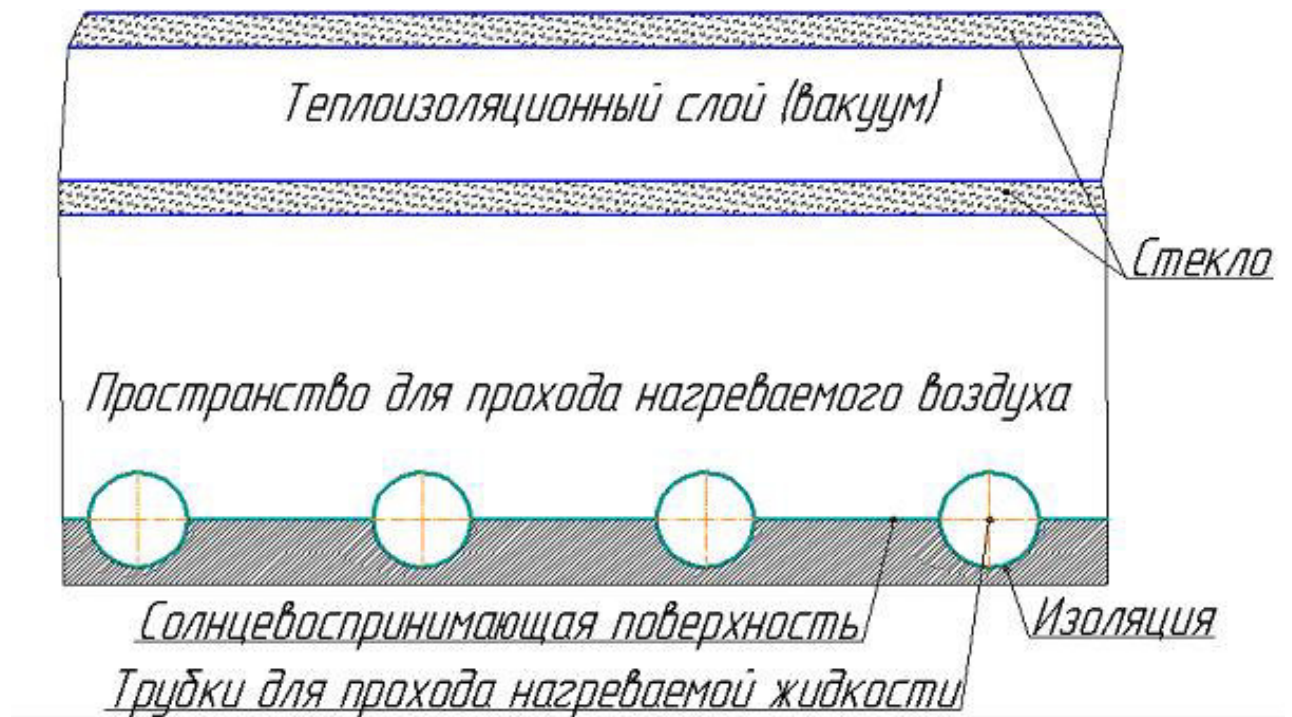


Рисунок 2.4 – Поперечный разрез коллектора

Эффективность коллектора (рисунки 2.4-2.5) может быть в значительной мере повышена посредством интенсификации теплообмена на поверхностях со полусферическими углублениями за счет увеличения площади теплообмена. [152-155] Примером может служить регенеративный теплообменник с повышенной эффективностью теплообмена, в котором для интенсификации предлагается использовать полусферические углубления. Геометрические параметры полусферических углублений (h и $D_{\text{л}}$), а также шаг Z , с которым углубления размещаются на поверхностях, определяются из соотношений: $h = 0,2 \cdot r$,

$D_{л} = 2h/tg\alpha/4$, где $45^\circ < \alpha < 180^\circ$, $Z \sim 10 \cdot h$. [156]

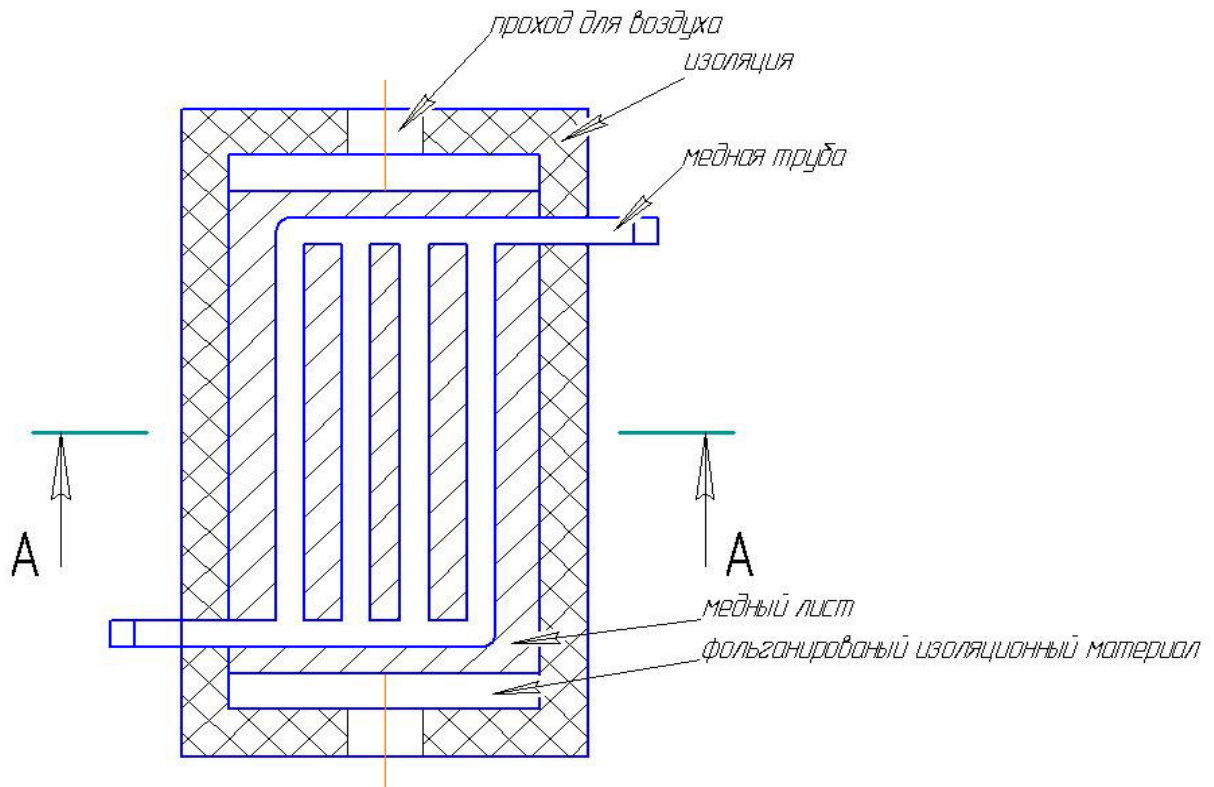


Рисунок 2.5 – Схема коллектора

2.3. Схема гелионагрева первичного воздуха для котельных установок

Для повышения эффективности котельных агрегатов ТЭС предложена система подогрева воздуха топливосжигающей установки за счет энергии Солнца. Данная схема относится к области теплоэнергетики, в частности к устройствам для подогрева воздуха и утилизации тепла уходящих дымовых газов, предназначена для использования в топливосжигающих установках, например, в водогрейных и паровых котлах тепловых электрических станций.

Известна система подогрева воздуха [157], содержащая последовательно включенные по греющей и нагреваемой среде секции теплообменных поверхностей, собранных из кубов и размещенных в отводящем газоходе топливосжигающей установки. Кубы собраны из труб с последовательно уменьшающейся площадью поперечного сечения для прохода газов в каждом кубе.

Недостатком данной системы является невозможность поддержания номинальных температур горячего воздуха на выходе из воздухоподогревателя в условиях низких температур наружного воздуха при сохранении расположения и стандартных габаритных размеров воздухоподогревателя внутри топливосжигающей установки. Снижение температуры воздуха на выходе обусловлено сохранением теплового баланса системы. Согласно балансу, на воздухоподогреватель приходится определенное количество тепловой энергии уходящих газов, которое можно передать воздуху без снижения температуры газов ниже установленного уровня (по условиям приемлемой интенсивности низкотемпературной коррозии и поддержания высоких показателей КПД установки). Следовательно, сохранить оптимальную температуру уходящих газов на выходе из воздухоподогревателя при подаче холодного воздуха непосредственно в теплообменные поверхности установки возможно только при сниженных температурах воздуха на выходе из воздухоподогревателя. Это приведет к снижению эффективности за счет сокращения тепла, вносимого с воздухом в зону горения топливосжигающей установки. Кроме этого, известная система воздухоподогрева обладает сравнительно низкой надежностью при сжигании твердого топлива из-за неравномерного износа поверхностей нагрева по причине различных скоростей дымовых газов в нем, и из-за сложности организации очистки поверхностей воздухоподогревателя стандартными способами.

Известна система подогрева воздуха [158], содержащая последовательно включенные по греющей и нагреваемой среде секции теплообменных поверхностей, размещенные в отводящем газоходе промышленной топливосжигающей установки, дутьевой вентилятор и теплообменник для предварительного подогрева всего подводимого потока атмосферного воздуха.

Недостатками данной системы также являются низкая эффективность и надежность. Низкая эффективность обусловлена уменьшением температуры горячего воздуха после прохождения теплообменника для предварительного подогрева всего подводимого потока атмосферного воздуха. Надежность снижена

из-за интенсивного абразивного износа поверхностей нагрева при сжигании твердых топлив в условиях увеличенных скоростей дымовых газов в «холодной» секции воздухоподогревателя, выполненной с уменьшенным сечением.

Технически близкой к заявленной системе является система подогрева воздуха, содержащая последовательно соединенные по нагреваемой среде секции теплообменных поверхностей со встречным перекрестным потоком теплообменивающихся сред, размещенных в отводящем газоходе промышленной топливосжигающей установки, дутьевой вентилятор и паровой калорифер [159].

Недостатком данной системы подогрева воздуха является снижение ее эффективности при низких температурах наружного воздуха из-за увеличения энергозатрат на выработку дополнительного пара, который используется для подогрева воздуха в калорифере котельной установки.

Техническим результатом, достигаемым разработанной схемой, является повышение эффективности работы системы подогрева воздуха с сохранением надежности оборудования и оптимальных параметров теплоносителей.

Результат достигается тем, что система подогрева воздуха топливосжигающей установки, содержащая последовательно соединенные по нагреваемой среде секции теплообменных поверхностей со встречным перекрестным потоком теплообменивающихся сред, размещенных в отводящем газоходе промышленной топливосжигающей установки, дутьевой вентилятор и калорифер, отличается тем, что система снабжена теплообменником, установленным перед калорифером, солнечным нагревателем, циркуляционным насосом, воздухопроводом, связывающим солнечный нагреватель и дутьевой вентилятор, и трубопроводами, связывающими циркуляционный насос, солнечный нагреватель и теплообменник.

Целью разработанной схемы являются повышение эффективности системы нагрева воздуха и сбережение энергетических ресурсов за счет компенсации части энергозатрат на подогрев воздуха для топливосжигающей установки ТЭС при помощи энергии Солнца.

Использование солнечного нагревателя с возможностью одновременного

нагрева воздуха и воды позволяет наиболее полно использовать энергию Солнца. Это достигается за счет того, что в солнечном нагревателе температура воды на выходе будет выше температуры нагретого воздуха из-за более высоких коэффициентов теплоотдачи и меньшего расхода, это позволяет использовать нагретую воду в качестве греющего теплоносителя в теплообменнике для догрева воздуха после солнечного нагревателя.

На рисунке 2.8. изображена система подогрева воздуха для топливосжигающей установки [160], работающая следующим образом. При наличии солнечной радиации и при низких температурах наружного воздуха, когда требуется его догрев перед подачей в топливосжигающую установку, закрывается шибер 11, прекращая непосредственную подачу холодного воздуха из воздухозаборного устройства 14 в воздуховод 12 и открывается шибер 10. При открытомшибере 10 дутьевым вентилятором 7 холодный наружный воздух закачивается в солнечный нагреватель 4, который располагается на наиболее освещенном участке. В нагревателе 4 воздух нагревается за счет тепла, преобразованного из солнечной энергии, и по воздуховоду 12, через вентилятор 7, подается в теплообменник 6 как нагреваемая среда. Кроме воздуха, в солнечный нагреватель 4 по трубопроводу 8 при помощи циркуляционного насоса 17 подается вода, которая также нагревается за счет тепла, преобразованного из солнечной энергии. Нагретая вода после нагревателя 4 поступает в теплообменник 6 как греющая среда. В теплообменнике 6 воздух дополнительно нагревается за счет тепла воды, позволяя более полезно использовать энергию солнца. После теплообменника 6 вода отводится для дальнейшего использования остаточного тепла в цикле станции по трубопроводу 18. Поскольку охлажденная вода после теплообменника будет иметь достаточный потенциал, то ее можно использовать в качестве низкопотенциального источника тепла для нужд станции. Воздух после теплообменника 6 подается в паровой калорифер 5, где осуществляется подогрев воздуха до номинальной начальной температуры, на которую рассчитана работа секций трубчатых теплообменных поверхностей 1. Нагрев воздуха до калорифера 5 позволяет сократить либо полностью

компенсировать затраты пара на подогрев воздуха в калорифере 5, сокращая затраты энергии на собственные нужды станции, связанные с производством греющего пара для калорифера 5. Предварительно подогретый до номинальной начальной температуры воздух подается на вход в секции трубчатых теплообменных поверхностей 1. Проходя секции трубчатых теплообменных поверхностей 1, соединенных перепускным воздушным коробом 3, воздух окончательно нагревается до номинальных конечных температур за счет теплообмена с уходящими дымовыми газами, которые при этом охлаждаются также до номинального уровня. После прохождения секции трубчатых теплообменных поверхностей 1 нагретый воздух отводится по воздухопроводу 13 для подачи в топливосжигающую установку и на прочие нужды станции.

При наличии солнечной радиации и при относительно высоких температурах наружного воздуха, когда не требуется его догрев перед подачей в топливосжигающую установку, шибер 11 находится в открытом положении, шибер 10 в закрытом положении. В этих условиях солнечный нагреватель 4 нагревает только воду. Вода при помощи насоса 17 подается в солнечный нагреватель 4 по трубопроводу 8 и отводится из нагревателя 4 по трубопроводу 9, минуя теплообменник 6, который отключается по греющей стороне при помощи закрытия запорной арматуры 16 и открытия арматуры 15. Нагретая вода отводится для использования полученного тепла в производственном цикле станции по трубопроводу 18.

При отсутствии солнечной радиации не функционирует насос 17, нагреватель 4 и теплообменник 6. В данном режиме закрыт шибер 10 и открыт шибер 11, а предварительный нагрев воздуха перед подачей в секции трубчатых теплообменных поверхностей 1 полностью осуществляется в калорифере 5.

Таким образом, использование энергии солнца совместно с энергией пара создает значительный энергосберегающий эффект при сохранении основных параметров теплоносителей и надежности оборудования.

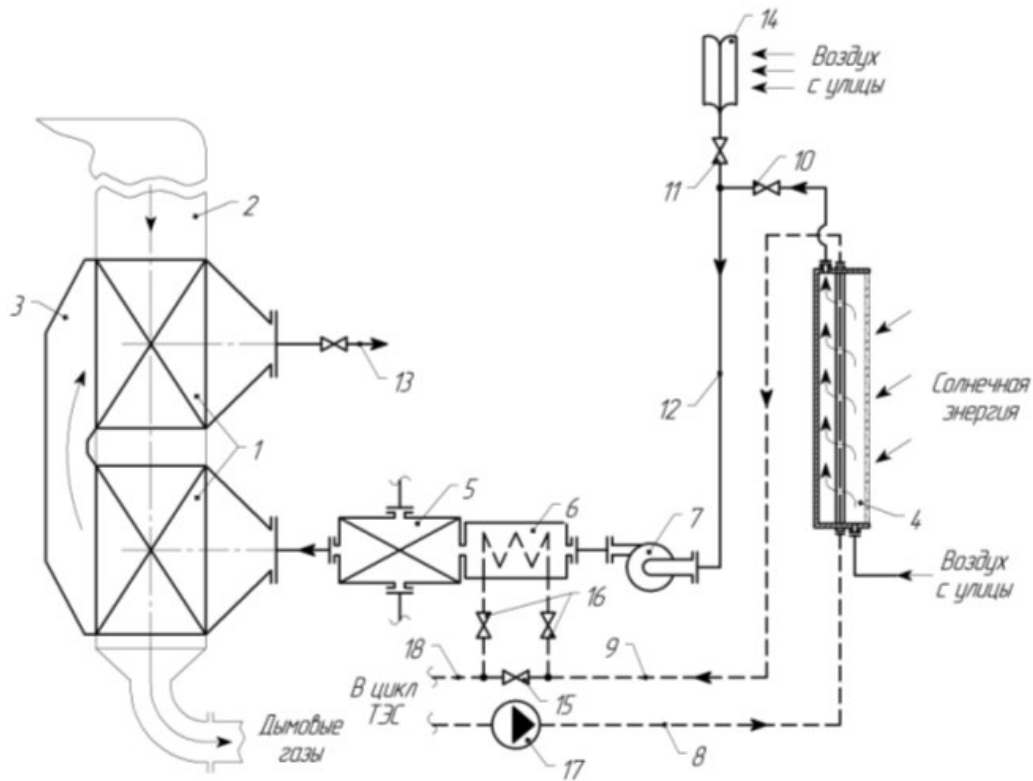


Рисунок 2.8 – Схема гелионагрева воздуха для КА ТЭС [160]

1 – секции трубчатых теплообменных поверхностей, 2 – отводящий газоход, 3 – перепускной воздушный короб, 4 – солнечный нагреватель, 5 – калорифер, 6 – теплообменник, 7 – дутьевой вентилятор, 8,9 – трубопроводы, 10, 11 – шибер, 12,13 – воздуховод, 14 – воздухозаборное устройство, 15, 16 – запорная арматура, 17 – циркуляционный насос, 18 – трубопровод отвода воды

2.4. Выводы по главе 2

1. Разработаны схема и способ работы комплекса гелионагрева обратной сетевой воды у потребителей тепловой энергии, оборудованных системами автоматического регулирования для замещения части нагрузки централизованной системы отопления.

2. Предложен способ совместного функционирования разработанной солнечной установки гелиовоздушного отопления, предназначенной для работы совместно с базовой системой централизованного теплоснабжения потребителей тепловой энергии.

3. Предложена схема гелионагрева первичного воздуха для котельных установок ТЭС.

Глава 3. Разработка моделей функционирования разработанных схем гелионагрева

Объективная оценка разработанных схем и установок гелионагрева, предназначенных для работы в системах централизованного теплоснабжения, невозможна без оценки годовых экономических эффектов от их внедрения. Для этого необходима разработка моделей функционирования разработанных схем гелионагрева с учетом фактической интенсивности потока солнечной радиации.

3.1. Описание функционирования установки гелионагрева водопроводной воды, установленной в дополнение к системе централизованного теплоснабжения

При моделировании функционирования в течение суток потребителей тепловой энергии с различными схемами подключения установок отопления и горячего водоснабжения с различной степенью автоматизации, учитывающего разнородность тепловых нагрузок с учетом нестационарных тепловых режимов, оборудованных в дополнение к системе централизованного теплоснабжения установками гелиоотопления, необходимо знать температуру водопроводной воды после ее нагрева в баке-аккумуляторе. Исходными данными в расчете установок гелионагрева водопроводной воды для конкретного времени суток являются следующие характеристики: поток солнечного излучения, расход воды на ГВС, температуры наружного воздуха и холодной воды, а также геометрические и теплотехнические характеристики системы гелионагрева и бака-аккумулятора.

3.1.1. Построение моделей изменения нагрузки ГВС в течение суток для различных видов потребителей тепловой энергии

Для построения моделей изменения нагрузки ГВС в течение суток для различных видов потребителей тепловой энергии можно воспользоваться методикой [161, 162]. При этом исходным при рассмотрении работы потребителя тепла по нагрузке ГВС необходимо принять деление потребителей на две категории: жилые и административные здания. Общий вид графика нагрузки ГВС

для зданий в течение суток представлен на рисунках 3.1-3.2.

Эта зависимость получена, исходя из статистических исследований на основе данных счетчиков тепловой энергии, оборудованных накопителями данных теплового потребления с шагом в один час. Для выделения нагрузки ГВС выборка была сделана в период отсутствия нагрузки отопления. Для административных зданий суточный график нагрузки ГВС имеет подобный вид. Отличительной особенностью графика для административных зданий является превышение $\bar{Q}_2$ над $\bar{Q}_4$. Для моделирования нагрузки ГВС необходимо аналитическое или табличное описание данных графиков.

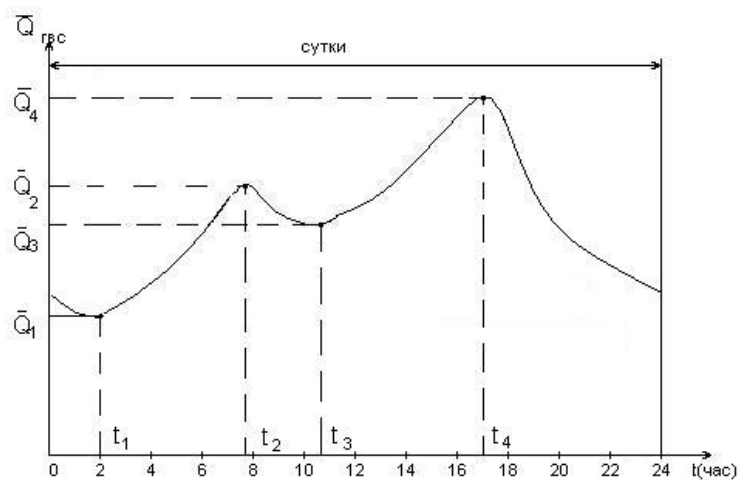


Рисунок 3.1 – Суточный график нагрузки ГВС жилых зданий [161]

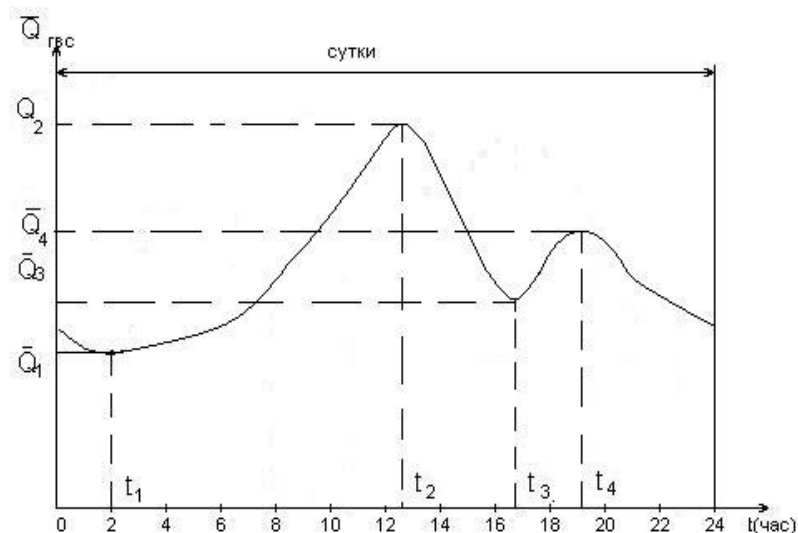


Рисунок 3.2 – Суточный график нагрузки ГВС административных зданий [161]

3.1.2. Построение модели изменения потока солнечного излучения в течение суток

Для построения моделей изменения потока солнечного излучения в течение суток необходимо следующее: определение видимого положения Солнца на небе в требуемый момент времени для заданных географических координат местоположения, методика определения величины прямого и рассеянного солнечного излучения на произвольно расположенную плоскую поверхность.

Определение положения Солнца сводится к вычислению угла высоты над горизонтом и азимута. Также рекомендуется рассчитать время восхода и захода и время истинного полдня.

Исходными данными являются: дата (день, месяц, год), географические координаты текущего местоположения, время суток и часовой пояс. При необходимости следует учесть декретное время и переход на зимнее/летнее время. Астрономический расчёт можно производить различными способами, для данной методики был скорректирован формализованный метод, предложенный П. Шлайтером [163], вследствие подробного учёта особенностей движения Земли вокруг Солнца, отличающийся высокой точностью.

Величины градусов и часов приводятся в десятичном формате. Номер дня определяется по эмпирической формуле:

$$d = 367 * Y - 7 * \frac{Y + \frac{M + 9}{12}}{4} + \frac{275 * M}{9} + D - 730530, \quad (3.1)$$

где Y – год, записанный четырехзначным числом,

M – месяц (1-12) и D – день.

В формуле (3.1) все операции деления должны выполняться целочисленно.

Долгота перигелия, градусы:

$$w = 282.9404 + 4.70935 * 10^{-5} * d. \quad (3.2)$$

Средняя аномалия, градусы:

$$M = 356.047 + 0.9856002585 * d. \quad (3.3)$$

Полученную величину следует преобразовать в диапазон $[0;360]$. Наклон эклиптики в градусах определяется как:

$$Obl_{ecl} = 23.4393 - 3.563 * 10^{-7} * d . \quad (3.4)$$

Эксцентриситет рассчитываем по формуле:

$$e = 0.016709 - 1.151 * 10^{-9} * d . \quad (3.5)$$

Эксцентрическая аномалия в градусах определяется как:

$$E = M + \frac{180}{\pi} * e * \sin(M) * (1 + e * \cos(M)) . \quad (3.6)$$

Средняя долгота Солнца в градусах равна:

$$L = w + M . \quad (3.7)$$

Координаты Солнца в прямоугольной системе координат (с учётом а.е.=1):

$$x = \cos(E) - e , \quad (3.8)$$

$$y = \sin(E) * \sqrt{1 - e^2} . \quad (3.9)$$

Истинная аномалия, градусы в диапазоне (-180; 180]:

$$v = \arctg \frac{y}{x} . \quad (3.10)$$

Долгота солнца, градусы:

$$lon = v + w . \quad (3.11)$$

Расстояние от Земли до Солнца, а.е.:

$$r = \sqrt{x^2 + y^2} . \quad (3.12)$$

Координаты Солнца в эклиптической прямоугольной системе координат:

$$x_{eclip} = r * \cos(lon) , \quad (3.13)$$

$$y_{eclip} = r * \sin(lon) , \quad (3.14)$$

$$z_{eclip} = 0.0 . \quad (3.15)$$

Координаты Солнца в экваториальной прямоугольной системе координат:

$$x_{equat} = x_{eclip} . \quad (3.16)$$

$$y_{equat} = y_{eclip} * \cos(Obl_{ecl}) - z_{eclip} * \sin(Obl_{ecl}) , \quad (3.17)$$

$$z_{equat} = y_{eclip} * \sin(Obl_{ecl}) + z_{eclip} * \cos(Obl_{ecl}) . \quad (3.18)$$

Склонение Солнца, градусы:

$$D_{ecl} = \arcsin \frac{z_{equat}}{r} . \quad (3.19)$$

Прямое восхождение, градусы:

$$RA = \arctg \frac{y_{equat}}{x_{equat}} . \quad (3.20)$$

Сидерическое время, часы:

$$SidTime = GMST_0 + UT + \frac{LON}{15} , \quad (3.21)$$

где $GMST_0$ – сидерическое время на гринвичском меридиане при 00:00,

UT – время по Гринвичу,

LON – долгота местности в градусах.

Западная долгота отрицательна, восточная долгота положительна. Деление на 15 осуществляется для того, чтобы перевести градусы в часы. Если сидерическое время получается отрицательным, то к результату следует прибавить 24, если же результат больше 24, то это число следует отнять. Величина $GMST_0$ определяется как:

$$GMST_0 = \frac{L \pm 180^0}{15} . \quad (3.22)$$

Часовой угол равен:

$$HA = SidTime - \frac{RA}{15} . \quad (3.23)$$

Преобразование в астрономические прямоугольные координаты:

$$x = \cos(HA) * \cos(D_{ecl}) , \quad (3.24)$$

$$y = \sin(HA) * \cos(D_{ecl}) , \quad (3.25)$$

$$z = \sin(D_{ecl}) . \quad (3.26)$$

Преобразование в координаты с привязкой к горизонту и с учётом широты lat (в градусах):

$$x_{hor} = x * \sin(lat) - z * \cos(lat) , \quad (3.27)$$

$$y_{hor} = y , \quad (3.28)$$

$$z_{hor} = x * \cos(lat) + z * \sin(lat) . \quad (3.29)$$

Угол высоты Солнца над горизонтом, градусы:

$$h = \arcsin(z_{hor}) . \quad (3.30)$$

Если угол высоты получился отрицательным, то Солнце в данный момент находится под горизонтом. Азимут Солнца в градусах равен:

$$az = \arctg \frac{y_{hor}}{x_{hor}} + 180^0. \quad (3.31)$$

Слагаемое 180^0 необходимо для того, чтобы азимут отсчитывался от севера. Часовой угол Солнца при восходе и заходе с учётом рефракции, градусы:

$$t = \arccos(\cos(90,834) - \lg(lat) * \lg(D_{ecl})). \quad (3.32)$$

Местное звёздное время восхода и захода соответственно в часах равно:

$$S_{восход} = \frac{RA - t}{15}, \quad (3.33)$$

$$S_{заход} = \frac{RA + t}{15}. \quad (3.34)$$

Полученный результат при необходимости следует пересчитать в гражданское время.

Время истинного полдня, соответствующего времени верхней кульминации Солнца, когда прямая солнечная радиация максимальна, рассчитывается как:

$$S_{полдень} = \frac{S_{восход} + S_{заход}}{2}. \quad (3.35)$$

3.1.3. Методика определения величины прямого и рассеянного солнечного излучения

Величины прямого и рассеянного солнечного излучения на горизонтальную площадку в течение светлого времени суток регистрируются местным центром по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды, или при непосредственном измерении соответствующими приборами. Дополнительными исходными данными для расчета являются азимутальное направление площадки и угол её наклона к горизонту. При этом рассматривается азимутальное направление на север, например, если коллектор направлен на 120^0 к югу, то в расчётах применяется угол $120^0 - 180^0 = -60^0$.

Зная мощность прямого излучения на горизонтальную площадку, определим мощность излучения на площадку, расположенную перпендикулярно падению солнечных лучей, и назовём подобное расположение идеальным:

$$I_S^{u\theta} = \frac{I_S^{coruz}}{\cos(h)}. \quad (3.36)$$

Полученная величина соответствует максимально возможной мощности прямого солнечного излучения, падающей на наклонную площадку.

Угол падения лучей на произвольно расположенную площадку [164], наклоненную к югу под углом β и ориентированной на север под углом γ :

$$i = \arccos((A - B) \sin(D_{ecl}) + (C * \sin(HA) + (D + E) * \cos(HA)) * \cos(D_{ecl})), \quad (3.37)$$

где

$$\begin{aligned} A &= \sin(lat) * \cos(\beta), \\ B &= \cos(lat) * \sin(\beta) * \cos(\gamma), \\ C &= \sin(\beta) * \sin(\gamma), \\ D &= \cos(lat) * \cos(\beta), \\ E &= \sin(lat) * \sin(\beta) * \cos(\gamma). \end{aligned}$$

Тогда мощность прямого солнечного излучения на наклонную площадку определится как:

$$I_S = I_S^{u\theta} * \cos(i). \quad (3.38)$$

Отношение $\frac{I_S}{I_S^{u\theta}}$ характеризует эффективность ориентирования площадки по прямому излучению и может быть рассчитано как для данного момента (в таком случае значение совпадает с величиной $\cos(i)$), так и для суток или месяца. Расчет интенсивности потока полной солнечной радиации определяется как:

$$I = I_S + P_D * I_D, \quad (3.39)$$

где I_D – плотность потока диффузной солнечной радиации, падающей на горизонтальную поверхность;

P_D – коэффициент положения солнечного коллектора для рассеянной радиации, определяемый по формуле:

$$P_D = \cos^2\left(\frac{\beta}{2}\right). \quad (3.40)$$

3.1.4. Модель установки гелионагрева водопроводной воды

Моделирование установки гелионагрева водопроводной воды сводится к

определению комплекса процессов теплообмена в первом контуре системы (рисунок 3.3). С одной стороны, осуществляется подвод теплоты промежуточному теплоносителю в солнечном коллекторе, а с другой подвод тепла водопроводной воде в баке-аккумуляторе. Решить данную задачу можно, используя метод последовательных приближений, заключающийся в том, что необходимо задаться температурой промежуточного теплоносителя на выходе из бака-аккумулятора и рассчитать температуру на входе в бак на основе модели солнечного коллектора, а затем уточнить на основе сравнения с полученной при расчете бака по соответствующей модели.

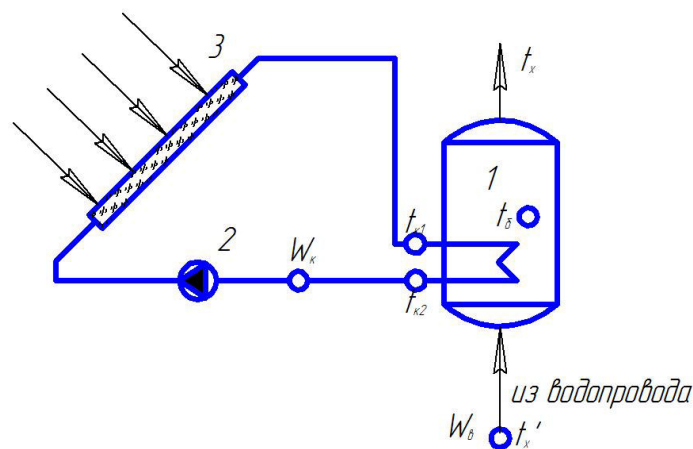


Рисунок 3.3 – Установка гелионагрева водопроводной воды
1 – Бак-аккумулятор; 2 - насос гелиоконтура; 3 - солнечный коллектор

3.1.5. Модель солнечного коллектора

При расчете солнечного коллектора системы гелионагрева исходными являются следующие данные: параметры коллектора, расход теплоносителя, время, географические координаты, а также температура наружного воздуха. Из расчета бака-аккумулятора определяется температура промежуточного теплоносителя на выходе из него, температура на входе в коллектор рассчитывается с учётом тепловых потерь в трубопроводе:

$$t_{mn}^{ex} = t_{ba}^{ex} - \frac{Q_{mp}^{nom}}{2 \cdot G \cdot c_p}. \quad (3.41)$$

Результатом расчета солнечного коллектора является температура теплоносителя на выходе.

Основой расчета солнечного коллектора в конкретный момент времени является характеристика интенсивности фактической солнечной радиации, падающей на произвольно ориентированную лучевоспринимающую поверхность.

Поток солнечной энергии, полезно воспринятый теплоносителем, равен разнице энергии, пришедшей на площадь, занимаемую солнечным коллектором, и потерь с собственным излучением и конвективным теплообменом с окружающим воздухом:

$$Q_{ск}^{пол} = Q_{ск}^{полн} - Q_{ск}^{конв} - Q_{ск}^{изл}, \quad (3.42)$$

Теплоемкость теплоносителя, определяемая по температуре $t^{вх}$.

Суммарные конвективные потери теплоты от солнечного коллектора определяются по формуле [165]:

$$\sum Q_{пл}^{пот.конв} = \alpha_{окр} \cdot \sum_i (t_{ск-i} - t_{окр}) \cdot F_i, \quad (3.43)$$

где α - коэффициент теплоотдачи к окружающему воздуху;

$t_{ск-i}$ - температура i -го участка коллектора, непосредственно контактирующего с воздухом;

F_i - площадь поверхности данного участка;

$t_{окр}$ - температура окружающего воздуха.

К участкам коллектора относятся площади, омываемые наружным воздухом. Для коллекторов с вакуумной изоляцией к участкам теплотерь можно не относить участки с вакуумной прослойкой. Для расчёта коэффициента теплоотдачи наружному воздуху других участков коллектора определим число Нуссельта по стандартной методике для свободного движения жидкости [166]:

$$Nu_{окр} = 0,5 \cdot (Gr_{окр} \cdot Pr_{окр})^{0,25}. \quad (3.44)$$

Число Грасгофа:

$$Gr_{окр} = \frac{g \cdot \frac{1}{t_{окр} + 273} \cdot \Delta t \cdot d^3}{\nu_{окр}^2}. \quad (3.45)$$

Тогда коэффициент теплоотдачи:

$$\alpha_{окр} = \frac{Nu_{окр} \cdot \lambda_{окр}}{d}. \quad (3.46)$$

Основную долю потерь составляют потери теплоты с излучением, причём преимущественно с излучением лучевоспринимающей поверхности как имеющей наивысшую температуру. Потери теплоты излучением i -ой пластиной с обеих сторон с учётом остекления [165]:

$$\sum Q_{ск}^{пот.изл} = (\varepsilon_{луч} + \varepsilon_{изн}) \cdot c_0 \cdot \sum_i \left[\left(\frac{t_{пл-i} + 273}{100} \right)^4 - \left(\frac{t_{окр} + 273}{100} \right)^4 \right] \cdot D^m \cdot F_i, \quad (3.47)$$

где c_0 - постоянная Стефана-Больцмана, равная 5,67 Вт/(м²*К⁴);

$\varepsilon_{луч}$ и $\varepsilon_{изн}$ - коэффициенты излучения соответственно лучевоспринимающей и изнаночной сторон пластины;

$t_{пл-i}$ - температура пластины;

F_i - площадь поверхности данной пластины;

D - коэффициент пропускания стекла;

m - количество слоев стекла.

В случае, если изнаночная сторона изолирована, $\varepsilon_{изн}=0$.

Потерю теплоты с отражённым излучением находим как сумму потерь при отражении от стеклянного покрытия и от самой пластины:

$$Q_{ск}^{отр-ст} = (1 - D) \cdot Q_{ск}^{полн} \cdot m \cdot n, \quad (3.48)$$

$$Q_{ск}^{отр-пл} = (1 - D) \cdot (Q_{ск}^{полн} - Q_{ск}^{отр-ст}) \cdot n. \quad (3.49)$$

Таким образом, общие потери с излучением определяются как:

$$Q_{ск}^{изл} = Q_{ск}^{отр-ст} + Q_{ск}^{отр-пл} - Q_{ск}^{пот.изл}. \quad (3.50)$$

Теплота, переданная за счёт теплопроводности от пластины теплоносителю через разделяющую их многослойную стенку [165]:

$$Q_{ск}^{то-ст} = \frac{1}{R_{ст}} (t_{пл} - t_{ст}) \cdot F_{то} \quad (3.51)$$

где $R_{ст}$ - термическое сопротивление стенки,

$F_{то}$ - площадь теплообменного участка,

$t_{ст}$ - температура стенки, контактирующей с теплоносителем.

Аналогично теплота, переданная через стенку теплоносителю за счёт и теплопроводности, и конвективного теплообмена, имеет вид:

$$Q_{ск}^{mo} = \frac{1}{R_{полн}} (t_{пл} - \bar{t}_{mn}) \cdot F_{mo}, \quad (3.52)$$

где $R_{полн}$ – полное термическое сопротивление с учётом коэффициента теплоотдачи,

t_{mn} – средняя температура теплоносителя на рассчитываемом участке.

Изначально температура стенки неизвестна, поэтому предварительно её можно определить, задаваясь средней температурой теплоносителя, равной температуре на входе в коллектор. В дальнейшем температура стенки уточнится.

Коэффициент теплоотдачи, в наибольшей степени определяющий величину $R_{полн}$, находится с помощью стандартных теплофизических методов.

Теплота, полезно воспринятая теплоносителем:

$$Q_{ск}^{mn} = G \cdot (H_{вых} - H_{вх}), \quad (3.53)$$

где $H_{вх}$ и $H_{вых}$ – энтальпия теплоносителя на входе и выходе из коллектора в зависимости от соответствующих температур и давлений;

G – расход теплоносителя.

Поскольку температура теплоносителя на входе задана, то $H_{вх}$ является локальной константой.

Главной задачей теплофизического расчёта солнечного коллектора является одновременное определение температуры теплоносителя на выходе и температуры пластины. Для этого необходимо методом последовательных приближений вычислить тепловой баланс. Целью данного расчёта является нахождение количества теплоты, полезно воспринятой теплоносителем, которое должно быть равно количеству теплоты, воспринятой пластиной, и равно количеству теплоты, переданной через стенку. Нахождение данных теплот осуществляется методом последовательных приближений.

Сначала с требуемой точностью сводится тепловой баланс между $Q_{ск}^{пол}$ и $Q_{ск}^{mo-ст}$ путём варьирования температуры пластины. Так, увеличение температуры пластины влечёт за собой увеличение количества теплоты, переданной через стенку, и уменьшает количество теплоты, воспринятое пластиной из-за роста собственного теплового излучения и, в некоторых случаях, из-за потерь теплоты с

конвективным теплообменом. Далее сводится тепловой баланс между $Q_{ск}^{mn}$ и $Q_{ск}^{mo}$, варьируя температуру теплоносителя на выходе: её увеличение повышает количество теплоты, воспринятой теплоносителем, и снижает количество теплоты, переданное через стенку. Но при этом меняется расчётная температура пластины, поэтому в итоге следует проверить соответствие $Q_{ск}^{mn}$ и $Q_{ск}^{пол}$ и в случае их несовпадения повторить расчёт.

Расчет температуры на выходе из солнечного коллектора определяется по формуле:

$$t_{mn}^{вых} = t_{mn}^{вх} - \frac{Q_{ск}^{mn}}{2 \cdot G \cdot c_p}. \quad (3.54)$$

Также результатом теплофизического расчёта является определение КПД коллектора:

$$\eta_{ск} = \frac{Q_{ск}^{mn}}{Q_{ск}^{полн}} \quad (3.55)$$

Соответственно, температура на входе в бак-аккумулятор с учетом потерь в подводящих трубопроводах определится как:

$$t_{ба}^{вх} = t_{mn}^{вых} - \frac{Q_{мп}^{ном}}{2 \cdot G \cdot c_p}. \quad (3.56)$$

3.1.6. Модель бака-аккумулятора

При расчете бака-аккумулятора исходными данными являются: параметры бака, расходы промежуточного теплоносителя и водопроводной воды, а также температура промежуточного теплоносителя на входе в бак.

Расчет начинается с определения площади живого сечения трубок:

$$f_{мп} = 0,785 d_B^2 z, \quad (3.57)$$

где d_B – внутренний диаметр трубок.

Далее определяем площадь сечения межтрубного пространства:

$$f_m = 0,785 (D_B^2 - z d_H^2) \quad (3.58)$$

и эквивалентный диаметр межтрубного пространства:

$$d_{\text{экв}} = \frac{D_B^2 - z d_H^2}{D_B + z d_H},$$

где d_H – наружный диаметр трубок;

D_B – внутренний диаметр корпуса.

Затем определяются скорости греющей и нагреваемой среды:

$$\omega_T = \frac{G_T}{3600 f_{mp}}, \quad (3.59)$$

$$\omega_M = \frac{G_M}{3600 f_M}. \quad (3.60)$$

По известным скоростям сред и средним температурам соответствующих теплоносителей определяются коэффициенты теплоотдачи по греющей и нагреваемой стороне [167]:

$$\alpha_1 = (1400 + 18T - 0,035T^2) \frac{\omega_T^{0,8}}{d_B^{0,2}}, \quad (3.61)$$

$$\alpha_2 = (1400 + 18t - 0,035t^2) \frac{\omega_T^{0,8}}{d_B^{0,2}}, \quad (3.62)$$

где T – средняя температура греющей воды,

t – средняя температура нагреваемой воды.

По известным α и характеристикам трубок находим коэффициент теплопередачи. После чего может быть определено количество передаваемой теплоты:

$$Q = \mu k \Delta t_{cp} F, \quad (3.63)$$

где μ – коэффициент, учитывающий накипь и загрязнения трубок подогревателя,

Δt_{cp} – среднелогарифмическая разность температур определяется путем метода последовательных приближений.

Зная количество передаваемой теплоты, находим температуры теплоносителей на выходе из теплообменника:

$$T_2 = T_1 - \frac{Q}{G_T c_{p(T)}}, \quad (3.64)$$

$$t_2 = t_1 + \frac{Q}{G_M c_{p(M)}}. \quad (3.65)$$

Поскольку бак-аккумулятор имеет объем аккумулируемой жидкости, то необходимо определять среднюю температуру водопроводной воды на выходе из него в рассматриваемый временной промежуток и среднюю температуру в баке в начале следующего временного промежутка:

$$t_{\delta} = t_x'' = \frac{G_m \cdot \tau \cdot t_2 + V_{\delta} \cdot t_{\delta}^n}{G_m \cdot \tau + V_{\delta}}, \quad (3.66)$$

где V_{δ} - объем бака.

3.2. Описание функционирования системы гелиовоздушного отопления

Моделирование установки гелиовоздушного отопления сводится к определению комплекса процессов теплообмена во всех контурах системы (рисунок 24). С одной стороны, осуществляется подвод теплоты промежуточному теплоносителю и воздуху в солнечном коллекторе, а с другой – подвод тепла водопроводной воде в баке-аккумуляторе. Кроме того, производится догрев воздуха в двух калориферных установках. Решить данную задачу можно, используя метод последовательных приближений, заключающийся в том, что необходимо задаться температурой промежуточного теплоносителя на выходе из бака-аккумулятора, и рассчитывать температуру на входе в бак на основе модели солнечного коллектора, а затем уточнить на основе сравнения с полученной температурой при расчете бака по соответствующей модели.

3.2.1. Расчет коллектора (модель солнечного водо-воздухонагревателя)

При расчете солнечного коллектора системы гелиовоздушного отопления исходными данными являются: параметры коллектора, расходы промежуточного теплоносителя и воздуха, характеристика временного промежутка, а также температура наружного воздуха. Из расчета бака-аккумулятора определяется температура промежуточного теплоносителя на выходе из него. Результатом расчета является температура промежуточного теплоносителя на входе в бак, а также температура воздуха на выходе.

Основой расчета солнечного коллектора в конкретный момент времени является характеристика интенсивности фактической солнечной, радиации падающей на лучевоспринимающую поверхность с учетом его установки.

Тепловой баланс комбинированного коллектора:

$$Q_{изл} = Q_{возд} + Q_{пл} + Q^{nom}, \quad (3.67)$$

где $Q_{изл} = I \cdot F$ – количество теплоты, пришедшее на эффективную площадь, занимаемую приемником;

$Q_{возд}$ – количество теплоты, полученное протекающим через коллектор воздухом;

$Q_{пл}$ – количество теплоты, воспринятое пластиной;

Q^{nom} – потери теплоты в окружающую среду.

Учет транспортных потерь в подводящих трубопроводах производится по формуле 67.

Воздух в общем случае получает теплоту за счёт поглощения энергии излучения и за счёт конвективного теплообмена с лучевоспринимающей пластиной:

$$Q_{возд} = Q_{возд}^{изл} + Q_{возд}^{конв}. \quad (3.68)$$

Количество теплоты излучением, прошедшее через двойное прозрачное покрытие, полагая свойства покрытия одинаковыми, и полезно воспринятое обоими теплоносителями:

$$Q_{пол} = Q_{изл} \cdot D^2 - Q^{nom} = Q_{возд}^{изл} + Q_{возд}^{конв} + Q_{пл}, \quad (3.69)$$

где D – коэффициент пропускания излучения прозрачным покрытием.

Так как толщина воздушного слоя между пластиной и прозрачным покрытием невелика, полагая $Q_{возд}^{изл} = 0$. Поскольку скорость движения воздуха не превышает 0,25 Маха, то его течение принимаем неотличимым от течения несжимаемой жидкости.

Температура нагрева лучевоспринимающей пластины $t_{пл}$ является величиной переменной и зависит от характеристик коллектора и текущей интенсивности солнечного излучения. Среднее значение $t_{пл}$ может быть найдено с учетом изменения $Q_{изл}$, сводя зависимость $t = f(Q_{изл})$ к $t = f(\tau)$, получим:

$$\bar{t}_{nl} = \left(t_{nl}^{\max} - t_{\text{возд-ночь}} \right) \cdot \sin \left(\frac{\tau - S_{\text{восход}}}{S_{\text{заход}} - S_{\text{восход}}} \right) + t_{\text{возд-ночь}}, \quad (3.70)$$

где $t_{\text{возд-ночь}}$ – температура воздуха ночью.

Количество теплоты, воспринятое воздухом, может быть найдено с применением метода последовательных приближений, суть которого в том, что, предварительно задаваясь температурой воздуха на выходе, находим общее количество теплоты:

$$Q_{\text{возд}} = w_{\text{возд}} \cdot \rho_{\text{возд}} \cdot f_{\text{возд}} \cdot c_{P_{\text{возд}}} \cdot \left(t_{\text{возд}}^{\text{нагр}} - t_{\text{окр}} \right) \cdot n, \quad (3.71)$$

где $w_{\text{возд}}$ – определяемая вентилятором скорость воздуха в канале сечением $f_{\text{возд}}$;

$\rho_{\text{возд}}$ – плотность воздуха;

$c_{P_{\text{возд}}}$ – изобарная теплоемкость воздуха;

$t_{\text{возд}}^{\text{нагр}}$ – температура нагретого воздуха на выходе из коллектора;

n – количество параллельно подключенных лучевоспринимающих пластин.

Или количество теплоты, переданной нагретой пластиной протекающему вдоль неё воздуху на данном участке пластины:

$$dQ_{\text{возд}}^{\text{конв}} = \alpha_{\text{возд}} \cdot k_F \cdot b_{nl} \cdot (t_{nl}(l) - t_{\text{возд}}(l)) dl, \quad (3.72)$$

где $\alpha_{\text{возд}}$ – коэффициент теплоотдачи от пластины к воздуху;

b_{nl} – ширина пластины;

t_{nl} – температура пластины, переменная по длине за счет охлаждения омывающим воздухом;

$t_{\text{возд}}$ – температура нагреваемого воздуха;

l – длина лучевоспринимающей площади пластины;

k_F – коэффициент площади конвективного теплообмена, учитывающий омывание воздухом с обеих сторон и увеличение площади за счёт интенсификации (гофрированное или луночное). Интегрируя данное уравнение по длине, получаем $Q_{\text{возд}}$ или, приняв в первом приближении $t_{\text{возд}}(l)$, равной среднелогорифмической температуре, или разбивая пластину на участки.

После нахождения $Q_{\text{возд}}^{\text{конв}}$ по формуле 3.72 сравниваем ее с полученной ранее и при несоответствии уточняем температуру воздуха на выходе. Если значения

совпадают, то производим расчет потери теплоты излучением пластиной с обеих сторон с учётом двойного остекления, а также потерю теплоты с отражённым излучением.

$$Q_{пл}^{nom.отр} = (1 - \varepsilon_i) \cdot Q_{изл} \cdot n. \quad (3.73)$$

После чего определяем количество теплоты, в итоге воспринятое пластиной:

$$Q_{пл} = Q_{изл} \cdot D^2 - Q_{возд} - Q^{nom}, \quad (3.74)$$

Температуру промежуточного теплоносителя на выходе из коллектора определяем по формуле 3.29, а температуру на входе в бак или в первую ступень калорифера для догрева воздуха по формуле 3.30.

3.2.2. Расчет системы догрева воздуха и бака-аккумулятора

В разработанной схеме система гелионагрева осуществляет нагрев двух видов теплоносителей: как водопроводной воды, так и воздуха, идущего на отопление помещений. Поэтому возможны два принципа приоритетности нагрева теплоносителей:

- 1-й случай: по приоритетному сигналу максимального нагрева воздуха и сброса остаточного тепла на нагрев воды для нужд ГВС;
- 2-й случай: по приоритетному сигналу максимального нагрева воды на нужды ГВС и сброса остаточного тепла на нагрев воздуха.

1-й случай

При моделировании 1-го случая необходимо задаться следующими предположениями:

- регулирование солнечной установки производится из условия максимально возможного отпуска тепла на подогрев воздуха и отпуска избыточной теплоты на горячее водоснабжение;
- ограничением отпуска тепла в систему воздушного отопления является условие превышения температуры теплоносителя в системе нагрева воздуха с учетом недогрева в калориферах над минимально допустимой температурой приточного воздуха;

- результатами расчета будут являться: температура воды на нужды ГВС и температура воздуха.

Расчет начинаем с определением характеристик теплоносителя после первой, по ходу воздуха, ступени калориферной установки при условии прохождения через нее всего расхода промежуточного теплоносителя.

Находим водяные эквиваленты воздуха W_B и промежуточного теплоносителя W_T , больший из них $W_{\max}$ и меньший $W_{\min}$ [167]:

$$W_B = c_B \cdot G_B, \quad (3.75)$$

$$W_T = c_T \cdot G_T, \quad (3.76)$$

где G_B и G_T – расход воздуха и промежуточного теплоносителя,
 c_B и c_T – теплоемкости.

Определяем отношение меньшего водяного эквивалента к большему $W_o = \frac{W_{\min}}{W_{\max}}$, а также находим массовую скорость воздуха [167]:

$$v_B = \frac{G_B}{F_B \cdot N_B}, \quad (3.77)$$

где F_B - площадь сечения для прохода воздуха (живое или фронтальное);
 N_B - количество калориферов в ряду.

Вычисляем скорость воды в трубках [167]:

$$v_T = \frac{G_T}{g_T \cdot F_T \cdot N_T}, \quad (3.78)$$

где F_T - площадь сечения для прохода теплоносителя;
 N_T - количество потоков теплоносителя.

Вычисляем средний коэффициент теплопередачи [167]:

$$k = A \cdot v_B^k \cdot v_T^p, \quad (3.79)$$

где A - множитель, показатель степени k к массовой скорости воздуха (в живом или фронтальном сечении) и показатель степени p к скорости воды.

Определяем число единиц переноса тепла [167]:

$$NTU = k \cdot F_K \cdot N_B \cdot N_r, \quad (3.80)$$

где F_K - поверхность нагрева;

N_r - количество рядов калориферов.

С помощью вычисленного отношения меньшего водяного эквивалента к большему W_o и NTU, с учетом схемы движения теплоносителей определяем КПД установки [167]:

а) для перекрестной схемы:

$$\text{если } \frac{W_B}{W_T} > 1, \text{ то } \eta = \frac{1}{W_o} \cdot (1 - e^{-(1-e^{-NTU})W_o}), \text{ иначе } \eta = 1 - e^{-(1-e^{-NTU \cdot W_o}) \cdot \frac{1}{W_o}};$$

б) для прямоточной схемы:

$$\eta = \frac{(1 - e^{(-NTU \cdot (1+W_o))})}{1 + W_o};$$

в) для противоточной схемы:

$$\text{если } W_o=1, \text{ то } \eta = \frac{NTU}{1 + NTU}, \text{ иначе } \eta = \frac{(1 - e^{(-NTU \cdot (1-W_o))})}{(1 - W_o \cdot e^{(-NTU \cdot (1-W_o))})}.$$

Вычисляем разность температур на входе в установку, принимая температуру t'_T , равной температуре на выходе из коллектора с учетом потерь в трубопроводах:

$$\Delta T_H = t'_T - t'_B,$$

где t'_T , t'_B - температура на входе воздуха и теплоносителя на входе.

Определяем тепловой поток

$$Q = W_{\min} \cdot \eta \cdot \Delta T_H. \quad (3.81)$$

Находим среднюю температуру воздуха на выходе:

$$t''_B = t'_B + \frac{Q}{W_B}. \quad (3.82)$$

Находим среднюю температуру воды на выходе:

$$t''_T = t'_T - \frac{Q}{W_T}. \quad (3.83)$$

Далее рассчитываем процесс в баке-аккумуляторе. При расчете бака-аккумулятора исходными данными являются: параметры бака, расходы промежуточного теплоносителя и водопроводной воды, а также температура промежуточного теплоносителя на входе в бак. Расчет ведется по методике, представленной по формулам 3.57-3.66.

Поскольку бак-аккумулятор имеет объем аккумулируемой жидкости, то необходимо определять среднюю температуру водопроводной воды на выходе из него t_x'' и среднюю температуру в середине бака t_{δ}^{cp} в рассматриваемый временной промежуток:

$$t_{\delta}^{cp} = \frac{G_m \cdot \tau \cdot t_2 + \frac{V_{\delta}}{2} \cdot t_{\delta}^{cp(n)}}{G_m \cdot \tau + \frac{V_{\delta}}{2}}, \quad (3.84)$$

где V_{δ} - объем бака.

Для расчета t_x'' необходимо произвести расчет системы второй ступени калориферной установки по формулам 3.75-3.84, принимая t_T' из расчета второго теплообменника в баке по методике, представленной выше, расход теплоносителя в данном случае известен. В результате будут получены температура воды на выходе из бака в рассматриваемый временной промежуток t_2'' , а также температура воздуха после системы догрева воздуха $t'_{вент}$. Тогда t_x'' находится по формуле:

$$t_x'' = \frac{G_m \cdot \tau \cdot t_2'' + \frac{V_{\delta}}{2} \cdot t_x''^{(n)}}{G_m \cdot \tau + \frac{V_{\delta}}{2}}. \quad (3.85)$$

2-й случай

При моделировании 2-го случая необходимо задаться следующими предположениями:

- регулирование солнечной установки производится из условия максимального нагрева воды на нужды ГВС и сброса остаточного тепла на нагрев воздуха;

- ограничением отпуска тепла в систему воздушного отопления является условие превышения температуры теплоносителя в системе нагрева воздуха с учетом недогрева в калориферах над минимально допустимой температурой приточного воздуха;

- результатами расчета будут являться: температура воды на нужды ГВС и температура воздуха.

Расчет начинаем с расчета бака-аккумулятора при условии отключенной первой по ходу воздуха ступени калориферной установки по формулам 3.30-3.39. После чего по формуле 3.85 определяем среднюю температуру в середине бака.

Если t_{σ}^{cp} меньше или равна расчетной температуре воды на ГВС, то догрев воздуха не осуществляется. Тогда $t'_{вент}$ принимается равной температуре воздуха на выходе из коллектора.

Если t_{σ}^{cp} больше расчетной температуры воды на ГВС, то догрев воздуха осуществляется. Задачей расчета при моделировании является нахождение температуры воздуха после установки догрева. Производим по формулам 78-83 методики, представленной выше, расчет калориферной установки. После чего находим тепловой поток по формуле 3.84 и температуру воздуха на выходе по формуле 3.85.

С учетом алгоритмов работы разработанных схем была создана программа для ЭВМ [168] для расчета эффективности коллекторов и схем их использования. (блок-схема представлена на рисунке 3.4, примеры расчета водяного и водовоздушного коллектора приведены в Приложении А).

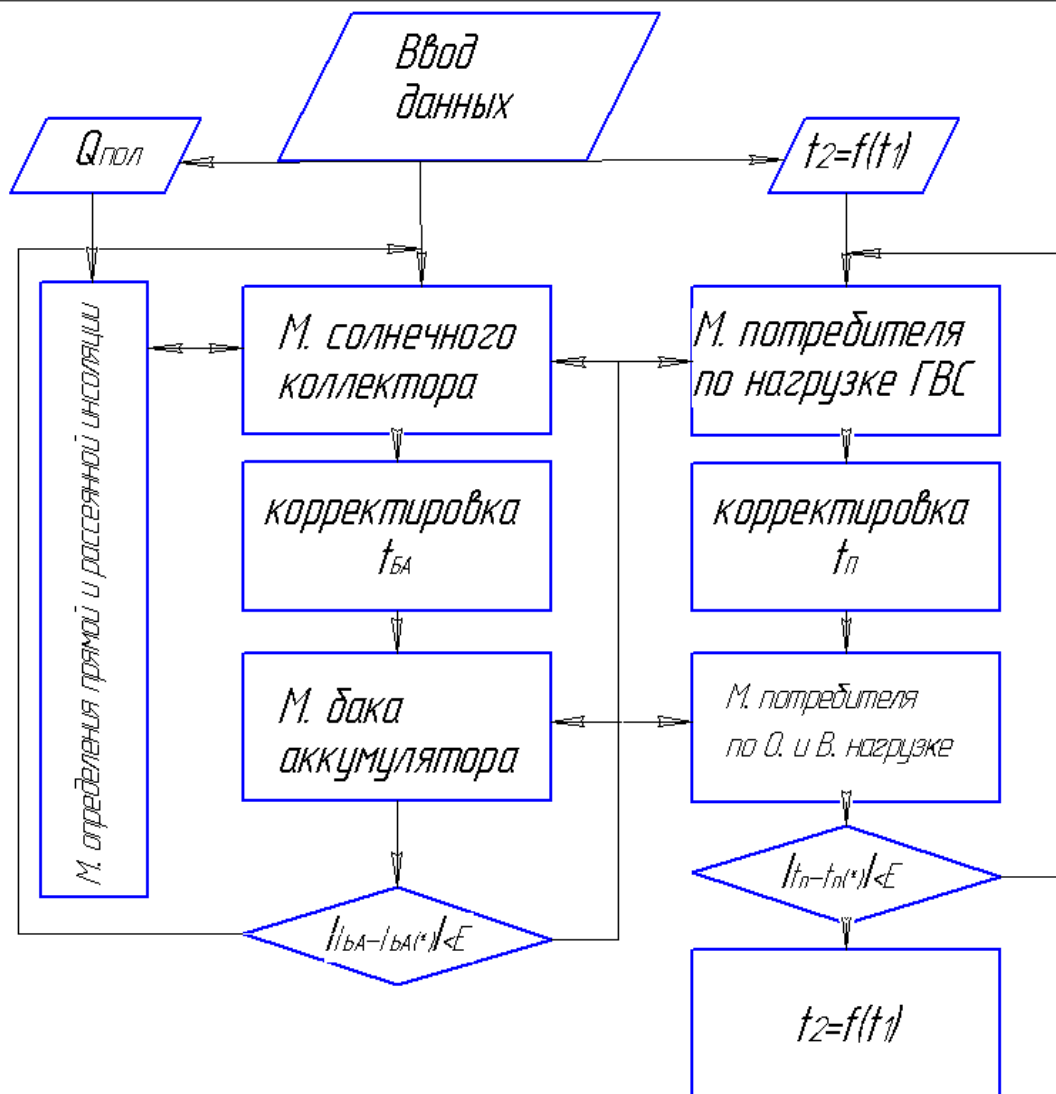


Рисунок 3.4 – Блок-схема программы для ЭВМ [168] по расчету эффективности солнечных коллекторов и схем их использования

3.3. Выводы по главе 3

1. Разработана модель функционирования установки гелионагрева водопроводной воды, установленной в дополнение к системе централизованного теплоснабжения, реализованная в программе для ЭВМ.
2. Разработана модель функционирования системы гелиовоздушного отопления, реализованная в программе для ЭВМ.

Глава 4. Оценка эффективности разработанных схем и установок гелионагрева

В современных экономических условиях эффективность разработанных схем и установок гелионагрева должна быть оценена по ключевым критериям: чистый дисконтированный поток, рентабельность инвестиций и срок окупаемости. Расчет этих критериев основан на оценке годовых экономических эффектов от внедрения предлагаемых схем. При этом расчет годовых экономических эффектов должен осуществляться по экспериментально верифицированным моделям функционирования с учетом фактической интенсивности потока солнечной радиации

4.1. Экспериментальное подтверждение достоверности модели солнечного излучения

Расчёт количества солнечного излучения, достигающего поверхности солнечного коллектора для суток января, апреля, июля и октября (характерных для периодов теплоснабжения зима, весна, лето, осень) по методике рассмотренной в главе 3, представлены в Приложении Б. Измерение фактического потока солнечного излучения осуществлялось согласно методики [169] с помощью пиранометра «Пеленг СФ-06» (основная допускаемая погрешность $< 2,3\%$, случайная погрешность преобразования $0,04\%$). Сравнение расчетных и измеренных значений интенсивности потока полной солнечной радиации представлены в таблице 4.1 и на рисунке 4.1.

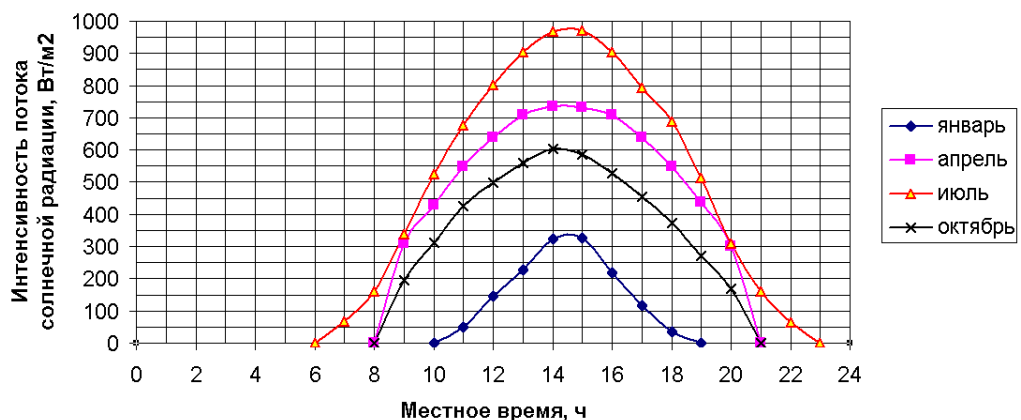


Рисунок 4.1 – Сравнение интенсивности потока полной солнечной радиации

Среднеквадратичное отклонение расчетных значений интенсивности потока полной солнечной радиации от, полученных экспериментально, лежит в пределах 1,19...1,537 и не превышает абсолютную погрешность пиранометра, что подтверждает достоверность модели солнечного излучения.

Таблица 4.1 – Сравнение расчетных и измеренных значение интенсивности потока полной солнечной радиации

1.	Время, ч	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
2.	Месяц	январь													
3.	Расчетное значение, Вт/м ²	-	-	-	49,5	145,2	228,3	323,6	325,2	218,2	118,0	36,0	-	-	-
4.	Измеренное значение, Вт/м ²	-	-	-	50,1	146,8	229,0	324,5	326,2	220,2	118,4	37,4	-	-	-
5.	Отклонение, Вт/м ²	-	-	-	0,6	1,6	0,7	0,9	1,0	2,0	0,4	1,4	-	-	-
6.	Месяц	апрель													
7.	Расчетное значение, Вт/м ²	-	309,1	427,4	548,9	637,1	709,7	734,8	732,6	708,3	637,4	547,0	435,9	299,4	-
8.	Измеренное значение, Вт/м ²	-	312	428	550	638	711	735	734	710	639	549	436	300	-
9.	Отклонение, Вт/м ²	-	2,5	0,7	1,3	0,8	1,6	0,2	1,2	2,1	1,9	2,4	0,5	1,1	-
10.	Месяц	июль													
11.	Расчетное значение, Вт/м ²	160,1	339,3	524,4	675,9	801,4	905,0	969,1	971,8	905,0	793,1	687,0	513,3	308,7	160,1
12.	Измеренное значение, Вт/м ²	161	340	525	678	802	905	970	974	906	794	689	514	310	161
13.	Отклонение, Вт/м ²	0,8	0,9	1,1	1,7	1,1	-0,2	0,8	2,0	0,9	1,2	2,1	1,1	1,0	1,1
14.	Месяц	октябрь													
15.	Расчетное значение, Вт/м ²	-	195,5	312,9	425,7	500,0	559,0	604,0	585,7	528,3	453,4	371,9	271,5	170,5	-
16.	Измеренное значение, Вт/м ²	-	197	314	427	501	561	605	587	530	454	373	272	171	-
17.	Отклонение, Вт/м ²	-	1,6	1,3	0,9	0,6	1,7	0,8	1,3	1,3	0,8	1,3	0,3	0,6	-

4.2. Экспериментальное исследование эффективности водовоздушных коллекторов

Экспериментальное исследование эффективности водовоздушных коллекторов проводилось на экспериментальном стенде, сконструированном согласно действующих ГОСТов [18-20, 170, 171].

В качестве термостата (1) использовалась разомкнутая схема подачи холодной водопроводной воды с регулируемым подмесом горячей (разомкнутая схема со сливом теплоносителя в канализацию). При испытании эффективности нагрева воздуха термостат не использовался, подавался воздух с температурой окружающей среды (разомкнутая схема со сбросом нагретого воздуха). На трубопроводе не далее чем в 10 см от входа (4) и выхода (6) из солнечного

коллектора установлены датчики температуры. На воздуховодах не далее чем в 10 см от входа и выхода из солнечного коллектора по воздушной стороне установлены датчики температуры. При измерении температуры воды и воздуха использовались ТХА термодатчики 2 кл. по ГОСТ 8.585. В качестве фиксирующего регистратора использовался ИС-203.4 (предел допускаемой абсолютной погрешности – 2°C). Расходы воды фиксировались ультразвуковым расходомером Portaflow 330 (абсолютная погрешность 3%). Расход воздуха фиксировался с помощью анемометра АМ-70 (предел допускаемой абсолютной погрешности – 0,1 м/с).

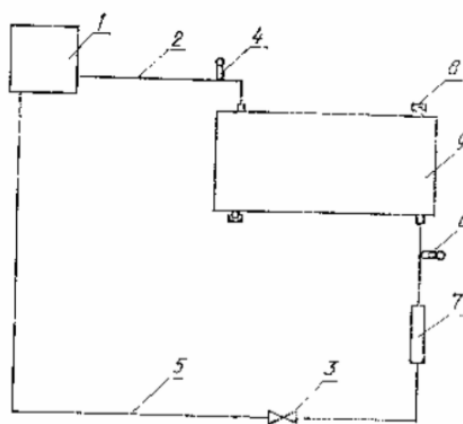


Рисунок 4.2 – Схема стенда теплогидравлического [171]:

1 – термостат; 2, 5 – трубопровод; 3 – вентиль; 4, 6 датчики температуры; 7 – расходомер; 8 – заглушка; 9 - коллектор

Климатологические данные установки стенда: г. Чита: долгота - 113 ч. 23 мин., широта - 52 ч. 6 мин.

Направление поверхности: угол наклона к горизонту - 45 град.; азимутальное направление 180 град.

Пластина: размеры пластины приняты: 1940*78*2 мм, материал - медь, толщина стенки 2 мм.

Трубки: количество 8 шт., внутренний диаметр 3 мм, материал - медь, толщина стенки 0,5 мм; доля охвата трубки 50%; материал термоинтерфейса - олово, толщина слоя 500 мкм.

Поглотитель: окраска - матовая черная краска «Эбанол С» (степень поглощения 0,9, коэффициент излучения 0,16).

Внешняя изоляция: стекло - два слоя, коэффициент пропускания 0,95; размер прохода воздуха 0,672*0,11 мм.

Для оценки эффективности схемы одновременного нагрева двух теплоносителей в водовоздушном коллекторе было проведено сравнение КПД коллекторов при работе в водяном, воздушном и водовоздушном режимах в переходный период – октябрь (см. таблицы 4.2-4.4). Сравнение производилось в сопоставимых условиях: расход воздуха – 0,1 м³/с; расход воды – 0,01 кг/с; температура воздуха равна температуре окружающей среды; температура воды – 10 °С.

Таблица 4.2 – Результаты экспериментального исследования водовоздушного коллектора в режиме нагрева воздуха (переходный период – октябрь)

Местное время	Температура воздуха на входе, °С	Расход теплоносителя, м ³ /с	Температура воздуха на выходе, °С	Тепло воспринятое коллектором, Вт:	Интенсивность потока полной солнечной радиации на площадь коллектора, Вт	КПД коллектора
9:00	5,7	0,1	8,2	325,69	516,98	0,63
10:00	6,1	0,1	9,2	396,91	647,80	0,6127
11:00	10,0	0,1	14,1	501,58	839,60	0,5974
12:00	10,5	0,1	15,1	568,07	963,81	0,5894
13:00	11,0	0,1	16,0	621,75	1074,95	0,5784
14:00	11,7	0,1	17,0	667,33	1151,96	0,5793
15:00	11,6	0,1	16,8	650,93	1124,62	0,5788
16:00	11,4	0,1	16,3	606,37	1033,71	0,5866
17:00	10,0	0,1	14,3	539,69	908,26	0,5942
18:00	9,7	0,1	13,4	461,57	770,44	0,5991
19:00	9,6	0,1	12,6	373,36	610,87	0,6112
20:00	3,5	0,1	5,8	298,95	476,88	0,6269

Таблица 4.3 – Результаты экспериментального исследования водовоздушного коллектора в режиме нагрева вода (переходный период – октябрь)

Местное время	Температура воды на входе °С	Расход теплоносителя, кг/с	Температура воды на выходе °С	Тепло воспринятое коллектором,	Интенсивность потока полной солнечной радиации	КПД коллектора
9:00	10,0	0,01	19,6	402,36	516,98	0,7783
10:00	10,0	0,01	22,3	515,07	647,80	0,7951
11:00	10,0	0,01	26,2	677,47	839,60	0,8069
12:00	10,0	0,01	28,5	774,90	963,81	0,804
13:00	10,0	0,01	30,6	863,72	1074,95	0,8035
14:00	10,0	0,01	32,1	924,57	1151,96	0,8026
15:00	10,0	0,01	31,7	909,37	1124,62	0,8086
16:00	10,0	0,01	29,6	820,66	1033,71	0,7939
17:00	10,0	0,01	27,7	740,05	908,26	0,8148
18:00	10,0	0,01	24,8	619,67	770,44	0,8043
19:00	10,0	0,01	21,7	491,07	610,87	0,8039
20:00	10,0	0,01	19,0	378,54	476,88	0,7938

Экспериментальные исследования показали превышение КПД

водовоздушного солнечного коллектора по сравнению с аналогичными водяным (среднесуточный КПД больше на 0,32 %) и воздушным (среднесуточный КПД больше на 20,53 %) коллекторами.

Таблица 4.4 – Результаты экспериментального исследования водовоздушного коллектора в режиме нагрева вода+воздух (переходный период – октябрь)

Местное время	Температура воды на выходе, °С	Температура воздуха на выходе, °С	Тепло воспринятое водой, Вт:	Тепло Воспринятое воздухом, Вт:	Тепло Воспринятое коллектором, Вт:	Интенсивность потока полной солнечной радиации на площадь коллектора, Вт	КПД коллектора,
9:00	18,1	6,2	340,78	67,03	407,81	516,98	0,7888
10:00	20,6	6,7	444,75	70,85	515,60	647,80	0,7959
11:00	24,9	10,4	625,20	54,54	679,74	839,60	0,8096
12:00	27,3	11,0	723,43	58,51	781,94	963,81	0,8113
13:00	29,3	11,5	807,40	61,28	868,67	1 074,95	0,8081
14:00	30,8	12,2	871,40	61,47	932,86	1 151,96	0,8098
15:00	30,3	12,1	849,98	59,96	909,93	1 124,62	0,8091
16:00	28,6	11,9	780,84	56,05	836,89	1 033,71	0,8096
17:00	26,1	10,5	674,43	58,08	732,50	908,26	0,8065
18:00	23,6	10,1	569,00	51,67	620,68	770,44	0,8056
19:00	20,8	9,9	450,86	41,92	492,78	610,87	0,8067
20:00	17,1	4,1	297,86	77,39	375,26	476,88	0,7869

4.3. Оценка экономической эффективности разработанных схем и установок гелионагрева

4.3.1. Оценка экономической эффективности схемы гелионагрева первичного воздуха для котельных установок

Как было показано в п. 2.3. в качестве теплоносителя в комбинированном коллекторе, работающем по схеме (рисунок 2.8), используется вода и воздух. Они могут поочередно заменять друг друга, очередность определяется температурой наружного воздуха.

На ХарГРЭС, как и на других ТЭС, для обеспечения процесса горения в котел подается нагретый воздух. В зимний период воздух забирается с улицы, затем подается в паровой калорифер, где подогревается паром из отборов турбины до требуемой температуры (по условиям надежности) и подается в воздухоподогреватель (ВЗП). Увеличение эффективности при подогреве воздуха будет достигнуто за счет модернизации по схеме, представленной в п. 2.3 (рисунок 2.8).

Для получения обессоленной воды для нужд станции существует ряд

функциональных узлов, одним из которых является подогрев исходной воды в теплообменнике. В летний период, когда нет необходимости в нагреве воздуха в калорифере котла, то можно использовать водовоздушный солнечный коллектор для нагрева воды по схеме (рисунок 4.3). Такое применение позволит использовать солнечную энергию для подогрева исходной воды на станции. По классической схеме нагрев исходной воды осуществляется в теплообменнике с использованием пара из отборов турбины. В комбинированной схеме было предложено предварительно нагревать исходную воду в дневное время в период солнцестояния в солнечном коллекторе. Такая схема позволит сократить поток пара на подогрев исходной воды и снизить расход топлива на собственные нужды станции.

При оценке экономической эффективности схемы гелионагрева первичного воздуха для котельных установок на примере ХарГРЭС был рассмотрен плоский комбинированный солнечный коллектор, состоящий из следующих элементов:

- ✓ Остекление – двойное остекление, с вакуумной прослойкой.
- ✓ Трубки – 8 штук, внутренний диаметр трубок $d_{\text{вн.тр}} = 0,006 \text{ м}$, по которым в летний режим работы протекает вода, они параллельно соединены трубами большего диаметра $d_{\text{кол}} = 0,013 \text{ м}$ для пропуска и выпуска жидкости.
- ✓ Пластины коллектора медные, покрытые селективным покрытием «Эбанол С», который наносится при промышленной обработке Cu чернением.
- ✓ Изоляция – для минимизации теплопотерь в окружающую среду.
- ✓ Корпус – предназначен для ограждения указанных выше компонентов и защиты их от пыли, влажности и т.д.
- ✓ Ширина пластины – $A=0,88 \text{ м}$.
- ✓ Длина пластины – $B=1,94 \text{ м}$.
- ✓ Коэффициент поглощения пластины $D=0,95$.
- ✓ Наружный диаметр трубки $d_{\text{нар.тр}} = 0,007 \text{ м}$.
- ✓ Внешний диаметр трубки, покрытый оловом (двойная толщина олова)
- ✓ Толщина стенки медной трубки $\delta_{\text{м}} = 0,0005 \text{ м}$.

- ✓ Толщина прослойки олова $\delta_o = 0,0005 \text{ м.}$

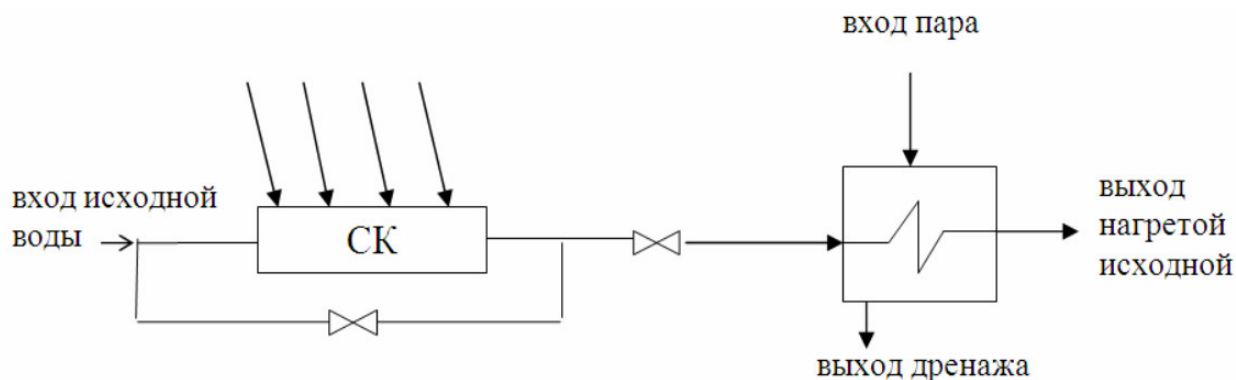


Рисунок 4.3 – Принципиальная комбинированная схема подогрева исходной воды на ТЭС с помощью солнечного коллектора:
СК – солнечный коллектор

Плоский комбинированный солнечный коллектор имеет фиксированное положение, поэтому нет необходимости отслеживать траекторию движения Солнца.

При определении изменения расхода пара на турбину (для условий ХарГРЭС), использовались следующие исходные данные: [172, 173]

1. Габаритные размеры здания 80x70 м;
2. Давление свежего пара $P_0 = 12,8 \text{ МПа.}$
3. Температура свежего пара $t_0 = 561^\circ\text{C.}$
4. Давление пара на калорифер котла $P_{отб.3} = 0,33 \text{ МПа.}$
5. Давление пара на теплообменник $P_{отб.2} = 0,085 \text{ МПа.}$
6. Давление в конденсаторе $p_k = 3,46 \text{ кПа.}$
7. Температура на выходе из парового калорифера котла $t_{ВЗП}^{вых} = 50^\circ\text{C.}$
8. Температура питательной воды $t_{пв} = 254^\circ\text{C.}$
9. Температура исходной $t_{исх.} = 5^\circ\text{C.}$
10. КПД котла $\eta_{КА}^{гр} = 92,5 \text{ \%}$;
11. КПД теплообменника $\eta_{ТО} = 98 \text{ \%}$;
12. Теплоемкость воды $c_p = 4,19 \text{ кДж/кг.}$
13. Коэффициент регенерации $k_p = 1,17.$

Количество солнечных коллекторов, шт:

$$N = \frac{D_{\text{КА.}}}{G_{\text{воз}}}, \quad (4.1)$$

где $D_{\text{КА.}} = 64000 \text{ м}^3/\text{ч}$ – производительность по воздуху в калориферах (на 4 калорифера типа МСУ-92 на один котле). [172]

$$N = \frac{64000}{360} = 178 \text{ шт}$$

Принимаем, что весь поток воздуха, который нагревается в паровом калорифере, предварительно проходит, нагреваясь, в солнечном комбинированном коллекторе. Площадь стены, необходимой для размещения солнечных коллекторов (для нагрева воздуха для 3-х блоков) составляет около 18% от всей площади стены здания, что позволяет разместить все солнечные коллектора.

Снижение расхода пара на калорифер котла за счет нагрева воздуха в коллекторе:

$$\Delta G_{\text{п}}^{\text{кал}} = \frac{G_{\text{воз}} \cdot N \cdot (i_{\text{воз}}^{\text{вых}} - i_{\text{воз}}^{\text{вх}}) \cdot \rho}{(i_{\text{отб.3}}^{\text{п}} - i_{\text{отб.3}}^{\text{т}}) \cdot \eta_{\text{ТО}}}, \quad (4.2)$$

где $D_{\text{воз}} = 0,1 \text{ м}^3/\text{с}$ – расход воздуха, поступающего на один солнечный коллектор;

ρ – плотность воздуха;

$i_{\text{воз}}^{\text{вх}}, i_{\text{воз}}^{\text{вых}}$ – энтальпия воздуха на входе и на выходе из коллектора.

Изменение расхода пара на теплообменник, кг/с:

$$\Delta G_{\text{ТО}} = \frac{G_{\text{вод.}} \cdot N \cdot (i_{\text{вод}}^{\text{вых}} - i_{\text{вод}}^{\text{вх}})}{(i_{\text{отб.2}}^{\text{п}} - i_{\text{отб.2}}^{\text{т}}) \cdot \eta_{\text{ТО}}}, \quad (4.3)$$

где $i_{\text{вод}}^{\text{вх}}, i_{\text{вод}}^{\text{вых}}$ – энтальпия воды на входе и на выходе из коллектора.

Изменение расхода пара на турбину:

$$\Delta D_{\text{т}} = K_{\text{рег}} \cdot y_{\text{отб}} \cdot \Delta G_{\text{п}}^{\text{отб}}, \quad (4.4)$$

где $\Delta G_{\text{п}}^{\text{отб}}$ – изменение расхода пара на отборы турбины (теплообменник или калорифер);

$y_{отб}$ – коэффициент недовыработки мощности.

Коэффициент недовыработки мощности:

$$y_{отб}^{нал} = \frac{i_{отб.л}^{п} - i_k}{i_0 - i_k} \quad (4.5)$$

Изменение расхода топлива на котел:

$$\Delta B = \frac{\Delta D_T \cdot (i_0 - i_{пв})}{\eta_{КА} \cdot Q_H^p}, \quad (4.6)$$

где Q_H^p – теплота сгорания топлива.

Результаты расчета снижения расхода топлива для характерных суток 12 месяцев приведены в таблице Б.5 Приложения Б.

Оценка экологической эффективности необходима для определения второй составляющей эффективности внедрения гелионагрева на ТЭС, которая определяется сокращением вредных выбросов за счет сокращения расхода топлива.

Количество окислов серы в пересчете на SO_2 , выбрасываемых с дымовыми газами парового котла, г/с: [174]

$$M_{SO_2} = 20 \cdot S^p \cdot \Delta B \cdot (1 - \eta'_{SO_2}), \quad (4.7)$$

где S^p – содержание серы на рабочую массу, %;

ΔB – изменение расхода топлива на котел, кг/с;

$\eta'_{SO_2} = 0,1$ – доля окислов серы, улавливаемых летучей золой в газоходах парового котла. [175]

Секундный выброс NO_2 , г/с:

$$M_{NO_2} = 0,034 \cdot \beta \cdot k \cdot \Delta B \cdot Q_H^p \cdot (1 - q_4), \quad (4.8)$$

где $\beta = 0,55$ – коэффициент, учитывающий влияние на выход окислов азота качества сжигаемого топлива и способа шлакоудаления; [174]

k – коэффициент, характеризующий выход окислов азота на одну тонну сожженного топлива, кг/т;

q_4 – потери теплоты от механического недожога, %.

Коэффициент, характеризующий выход окислов азота на одну тонну сожженного топлива, кг/т [175]

$$k = \frac{12 \cdot D}{200 + D}, \quad (4.9)$$

где $D = 630$ т/ч – номинальная производительность котла. [172]

$$k = \frac{12 \cdot 630}{200 + 630} = 9,108 \text{ кг/т.}$$

Выбросы в атмосферу частиц золы и недожога, г/с: [174]

$$M_T = 10 \cdot \left(A^p + q_4 \cdot \frac{Q_n^p}{32,7} \right) \cdot a_{yn} \cdot \Delta B \cdot (1 - \eta), \quad (4.10)$$

где A^p – зольность топлива на рабочую массу, %;

$a_{yn} = 0,95$ – доля твердых частиц, уносимых из топки; [172]

$\eta = 0,997$ – степень улавливания твердых частиц в золоуловителях. [176]

Расчет количества выбросов производится для каждого часа конкретного дня по всем месяцам в период солнцестояния. В качестве исходного топлива применяется Уртуйский и Харанорский уголь. В таблице 4.5 приведены их характеристики необходимые для расчёта.

Таблица 4.5 – Характеристики Уртуйского и Харанорского угля, необходимый для расчета: [172]

Характеристики и условное обозначение	Харанорский уголь	Уртуйский уголь
Низшая теплота сгорания топлива Q_n^p , МДж/кг	11,39	16,844
Содержание Серы S^p , %	0,4	0,27
Зольность A^p , %	11,1	12,6
Потери теплоты от механического недожога q_4 , %.	0,5	0,5

Результаты расчетов снижения месячных выбросов вредных веществ сведены в таблицу 4.6.

Плата за выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух за 2017 год согласно Постановлению Правительства РФ от 13.09.2016 № 913 «О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах» по рассчитанным видам выбросов составляют:[177]

- 1) Азота диоксид – 138,8 руб/т;
- 2) Серы диоксид – 45,4 руб/т;

3) Зола твердого топлива – 15,1 руб/т.

В таблице 4.7 приводится сводный расчет экономии месячной платы за выбросы загрязняющих веществ.

Таблица 4.7 – Экономия месячной платы за выбросы

Месяц	Экономия по оплате для Харанорского угля			Экономия по оплате для Уртуйский угля		
	M _{so2} , руб./мес.	M _{NO2} , руб./мес.	M _T , руб./мес.	M _{so2} , руб./мес.	M _{NO2} , руб./мес.	M _T , руб./мес.
1	2	3	4	5	6	7
янв.	12,68	10,40	0,19	5,79	10,40	0,15
фев.	15,32	12,56	0,23	6,99	12,56	0,18
март	19,72	16,17	0,29	9,00	16,17	0,23
апр.	17,33	14,21	0,26	7,91	14,21	0,20
май	15,25	12,50	0,23	6,96	12,50	0,17
июн.	7,41	6,07	0,11	3,38	6,07	0,08
июл.	8,32	6,82	0,12	3,80	6,82	0,10
авг.	8,60	7,05	0,13	3,93	7,05	0,10
сент.	13,71	11,24	0,20	6,26	11,24	0,16
окт.	21,59	17,69	0,32	9,85	17,69	0,25
нояб.	15,14	12,41	0,32	6,91	12,41	0,25
дек.	10,10	8,28	0,15	4,61	8,28	0,12

Годовой результат

1. При работе котла на Харанорском угле:

а) в зимний режим работы СК годовой эффект составляет – 233,33 руб/год;

б) в летний режим работы СК годовой эффект составляет – 69,80 руб/год.

2. При работе котла на Уртуйском угле:

а) в зимний режим работы СК годовой эффект составляет – 163,77 руб/год;

б) в летний режим работы СК годовой эффект составляет – 48,99 руб/год.

Финансовые результаты и оценка экономичности проекта

Для расчета экономической эффективности необходимо рассчитать срок окупаемости проекта по внедрению комбинированных солнечных коллекторов на станцию. Расчет производится для котла, работающего при разном топливе: на Харанорском угле и на Уртуйском угле. Результаты сведены в таблицы 4.8-4.9.

Часовая экономия топлива, руб.:

$$\Delta B_{\text{топл.}}^{\text{час.}} = \Delta B \cdot S_{\text{топл.}}, \quad (4.11)$$

где $S_{\text{топл.}}$ — стоимость одной тонны топлива.

$S_{\text{топл}} = 848$ руб/т – для Харанорского угля; [178]

$S_{\text{топл}} = 1013,78$ руб/т – для Уртуйского угля. [178]

Экономия топлива в месяц, руб.:

$$\varepsilon_{\text{топл.}}^{\text{мес.}} = \sum \varepsilon_{\text{топл.}}^{\text{сут.}} \cdot n, \quad (4.12)$$

где $\sum \varepsilon_{\text{топл.}}^{\text{сут.}}$ – суммарная экономия топлива в течение одного дня в период солнцестояния, руб.;

n – количество дней в месяце.

Расчет экономии денежных средств приведен в таблице Б.6 Приложения Б.

Экономия денежных средств по месяцам включает в себя экономию по оплате за выбросы вредных веществ в атмосферу, а также экономию топлива на двух режимах работы солнечного коллектора.

Таблица 4.8 – Экономия денежных средств по месяцам, руб.

Месяц	Зимний режим		Летний режим	
	Харанорский уголь	Уртуйский уголь	Харанорский уголь	Уртуйский уголь
январь	32929,92	26618,07	-	-
февраль	39776,09	32152,00	-	-
март	51200,23	41386,41	-	-
апрель	45001,54	36375,86	-	-
май	39591,47	32002,77	-	-
июнь	-	-	19236,83	15549,61
июль	-	-	21605,77	17464,48
август	-	-	22331,72	18051,28
сентябрь	-	-	35603,55	28779,23
октябрь	56041,05	45299,37	-	-
ноябрь	39302,87	31769,48	-	-
декабрь	26215,59	21190,71	-	-
Итого за год	428836,62	346639,27	330058,75	266794,67

Затраты на закупку оборудования:

$$K_{\text{з}} = S_{\text{ск}} \cdot m, \quad (4.13)$$

где $S_{\text{ск}} = 25000$ руб. – стоимость одного солнечного коллектора (в том числе установка);

$m = 178$ шт. – количество солнечных коллекторов.

$$K_3 = 25000 \cdot 178 = 4450000 \text{ руб.}$$

Экономия денежных средств, связанная со снижением налога на прибыль при увеличении амортизационных отчислений, руб.: [178]

$$И_A = K_3 \cdot N_A \cdot 0,2 \quad (4.14)$$

где N_A — норма амортизации;

0,2 - ставка налога на прибыль.

Норма амортизации: [178]

$$N_A = \frac{1}{T_{\text{пи}}}, \quad (4.15)$$

где $T_{\text{пи}} = 30 \text{ лет}$ — период полезного использования.

$$N_A = \frac{1}{30} = 0,033$$

$$И_A = 4450000 \cdot 0,033 \cdot 0,2 = 29370 \text{ руб.}$$

Притоки годовые, руб.: [176]

$$\text{Притоки} = \sum \mathcal{E}_{\text{топл.}}^{\text{мес.}} + И_A + \mathcal{E}_{\text{выбросы}}$$

где $\mathcal{E}_{\text{выбросы}}$ — годовая экономия по оплате за выбросы, руб.

Оттоки: [176]

$$\text{Оттоки} = \text{Инвест}, \quad (4.16)$$

где $\text{Инвест} = K_3$ — только в первый год, руб.

Чистый приток: [178]

$$\text{ЧистП} = \text{Притоки} - \text{Оттоки} \quad (4.17)$$

Чистый дисконтированный приток: [176]

$$\text{ЧистДП} = K_d \cdot \text{ЧистП}$$

Коэффициент дисконтирования: [178]

$$K_d = \frac{1}{(1 + r)^{t-1}}, \quad (4.18)$$

где $r = 6\%$ — норма дисконта; [178]

t — время, год.

Чистый дисконтированный приток нарастающим итогом: [178]

$$\text{ЧистДПНИ}_i = \text{ЧистДПНИ}_{i-1} + \text{ЧистДП}_i \quad (4.19)$$

Рентабельность инвестиций: [178]

$$PI = \frac{\sum \text{Притоки} \cdot k_d}{\sum \text{Оттоки} \cdot k_d} \quad (4.20)$$

Результаты расчета при работе котла на Харанорском угле следующие:

- 1) чистая текущая стоимость NPV= 6425901 руб.;
- 2) дисконтированный срок окупаемости: DPP=8,05 года;
- 3) Рентабельность инвестиций PI=2,44 ;

Результаты расчета при работе котла на Уртуйском угле следующие:

- 4) чистая текущая стоимость NPV= 4424352 руб.;
- 5) дисконтированный срок окупаемости: DPP=10,14 года;
- 6) Рентабельность инвестиций PI=1,99.

По результатам расчета следует: $NPV > 0$, значит проект более эффективен, чем альтернативное размещение капитала. При работе только на Харанорском угле установка окупится быстрее, чем при работе котла на Уртуйском топливе. Рентабельность инвестиций $PI > 1$, значит, проект более эффективен, чем альтернативное вложение капитала. В таблице 4.10 сведены итоговые результаты расчетов.

Таблица 4.9 – Результирующие показатели эффективности

Показатель	Ед. измерения	Харанорский уголь		Уртуйский уголь	
		Зимний режим	Летний режим	Зимний режим	Летний режим
1	2	3	4	5	6
Количество солнечных коллекторов	шт.	178			
Капиталовложения	руб.	4450000,00			
Экономия денежных средств	руб./год	428836,62	330058,75	346639,27	266794,67
Чистая текущая стоимость	руб.	6425901		4424352	
Рентабельность инвестиций	-	2,44		1,99	
Срок окупаемости	год.	8,05		10,14	

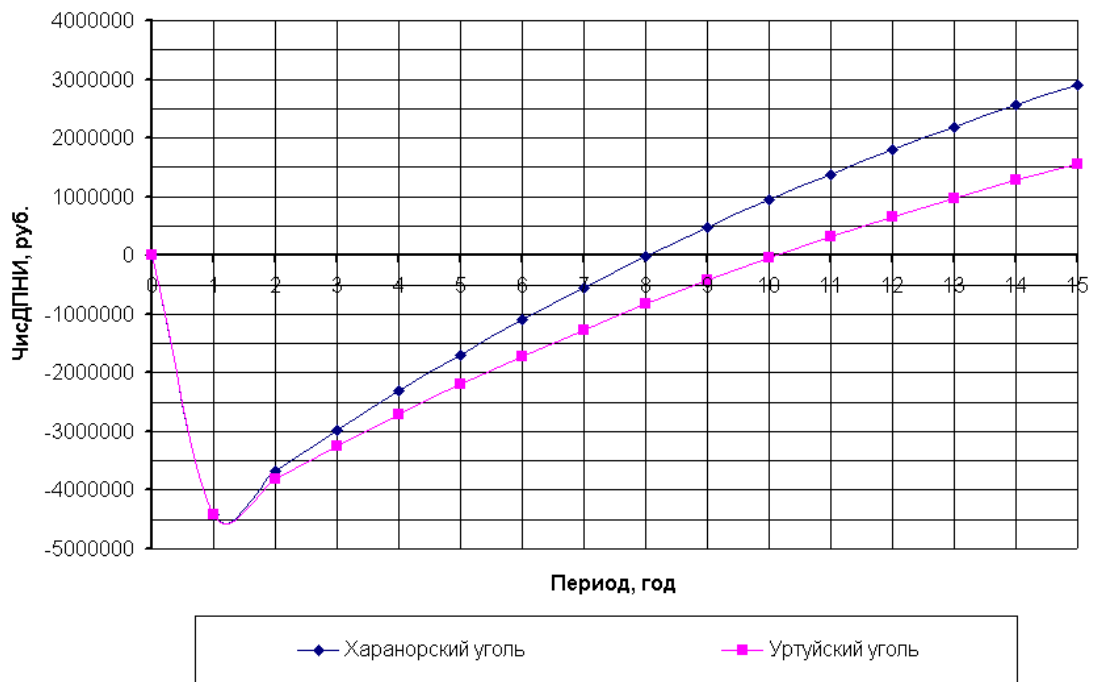


Рисунок 4.2 – Дисконтированный срок окупаемости

4.3.2. Оценка экономической эффективности установки гелиовоздушного отопления

Оценка экономической эффективности установки гелиовоздушного отопления производилась с использованием разработанных в главе 3 моделей. Экономический эффект оценивался на примере 1 коллектора

Условия сравнения: место внедрения – г. Чита; размеры пластины лучевоспринимающей пластины коллектора: 1940*78(8)*2 мм, материал - медь, толщина стенки 2 мм.; степень замещения нагрузки – частичное замещение базового источника как по нагрузке ГВС, так и по вентиляционной нагрузке; тариф централизованного источника – 4255,08 руб/Гкал (3 квартал 2016 г.).

По результатам расчета следует: $NPV > 0$, значит проект более эффективен, чем альтернативное размещение капитала. Рентабельность инвестиций $PI > 1$, значит, проект более эффективен, чем альтернативное вложение капитала. В таблицах 4.10-4.11 сведены итоговые результаты расчетов.

Таблица 4.10 – Экономия денежных средств по месяцам, руб.

Месяц	Зимний режим	Летний режим
январь	371,48	-
февраль	460,83	-
март	617,50	-
апрель	546,18	-
май	478,98	-
июнь	-	295,24
июль	-	350,82
август	-	371,81
сентябрь	-	621,58
октябрь	701,11	-
ноябрь	472,87	-
декабрь	307,54	-
Итого за год	5595,95	

Таблица 4.11 – Результирующие показатели эффективности

Показатель	Ед. измерения	Значение показателя
1	2	3
Количество солнечных коллекторов	шт.	1
Капиталовложения	руб.	25000
Экономия денежных средств	руб./год	5760,95
Чистая текущая стоимость	руб.	54435,63
Рентабельность инвестиций	-	3,17
Срок окупаемости	год.	6,14

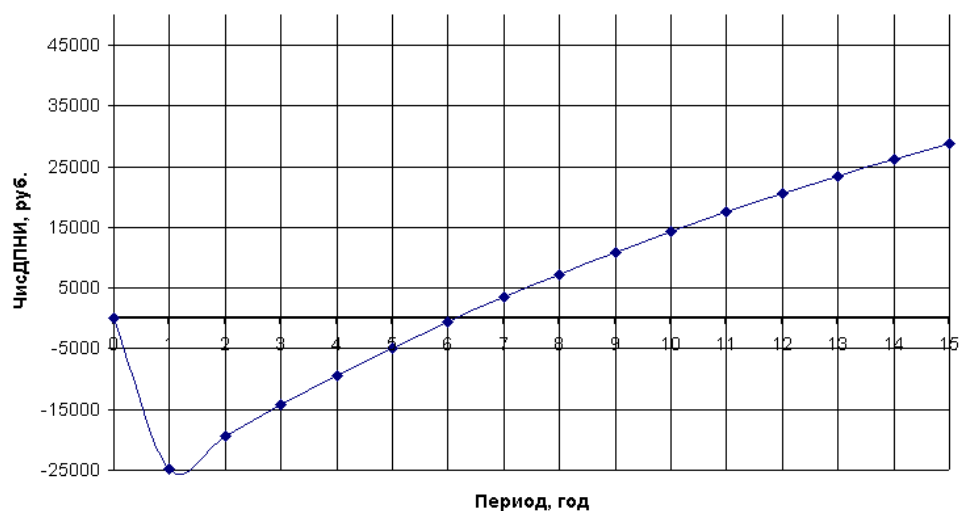


Рисунок 4.3 – Дисконтированный срок окупаемости

4.4. Выводы по главе 4

1. Экспериментальное исследование модели солнечного излучения рассмотренного при моделировании разработанных систем гелионагрева показал ее высокую достоверность. Среднеквадратичное отклонение расчетных значений интенсивности потока полной солнечной радиации от, полученных экспериментально, лежит в пределах 1,19...1,537, что не превышает абсолютную погрешность используемого измерительного оборудования.

2. Экспериментальные исследования эффективности водовоздушных коллекторов показали их высокую эффективность по сравнению с аналогичными водяным и воздушным.

3. Оценка эффективности разработанных способов повышения эффективности энергетических систем и агрегатов ТЭС за счет использования нетрадиционных и возобновляемых источников энергии показала их высокую инвестиционную привлекательность для реальных объектов теплоэнергетики Забайкальского края.

Заключение

Основные результаты и выводы по работе:

1. Предложен способ совместного функционирования разработанной солнечной установки гелиовоздушного отопления, предназначенной для работы совместно с базовой системой централизованного теплоснабжения потребителей тепловой энергии.
2. Разработана схема и способ работы комплекса гелионагрева обратной сетевой воды у потребителей тепловой энергии, оборудованных системами автоматического регулирования для замещения части нагрузки централизованной системы отопления.
3. Разработан способ повышения эффективности котельных агрегатов ТЭС за счет использования нетрадиционных и возобновляемых источников энергии для нагрева воздуха.
4. Предложены модели функционирования разработанных схем гелионагрева.
5. Экспериментальные исследования эффективности водовоздушных коллекторов показали их высокую эффективность по сравнению с аналогичными водяным и воздушным.
6. Оценка эффективности разработанных способов повышения эффективности энергетических систем и агрегатов ТЭС за счет использования нетрадиционных и возобновляемых источников энергии показала их высокую инвестиционную привлекательность для реальных объектов теплоэнергетики Забайкальского края.

Список сокращений и условных обозначений

РФ – Российская Федерация;

ТЭС – тепловая электрическая станция;

НВИЭ – нетрадиционные и возобновляемые источники энергии;

НИР – научно-исследовательская разработка;

НИОКР – научно-исследовательские и опытно-конструкторские разработки;

КПД – коэффициент полезного действия;

СК – солнечный коллектор;

ССТ – солнечная система теплоснабжения;

БА – бак-аккумулятор;

ПП – поглощающие панели;

ГВС – горячее водоснабжение;

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;

КТП – квартирный тепловой пункт;

МЦРД – Мировой центр радиационных данных;

СЦТ – система централизованного теплоснабжения;

СДС или DBS – самодренируемые системы солнечного теплоснабжения;

США – Соединенные Штаты Америки;

ЗК – Забайкальский край;

САР – система автоматического регулирования;

КА – котельный агрегат;

ЭВМ – электронная вычислительная машина;

ГОСТ – государственный отраслевой стандарт;

ХарГРЭС – Харанорская государственная районная электрическая станция;

ВЗП – воздухоподогреватель;

ДП – дисконтированный поток;

NPV – чистая текущая стоимость;

DPР – дисконтированный срок окупаемости;

PI – рентабельность инвестиций.

Список литературы

1. РАСПОРЯЖЕНИЕ ПРАВИТЕЛЬСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ от 13 ноября 2009 года N 1715-р " Об утверждении Энергетической стратегии России на период до 2030 года ": [Электронный ресурс] // Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/902187046> / (Дата обращения 16.01.2014 г.).
2. Бутузов В.А. Солнечное теплоснабжение: состояние дел и перспективы развития / В.А. Бутузов // Энергосбережение. – 2000 – № 4 – С. 28–30.
3. Бутузов В.А. Анализ опыта разработки и эксплуатации гелиоустановок в Краснодарском крае / В.А. Бутузов // Промышленная энергетика. – 1997 – № 2. – С. 32-34.
4. Бутузов В.А. Анализ опыта проектирования и эксплуатации гелиоустановок горячего водоснабжения: сб. тр. АВОК 26-29 мая 1998 г. – СПб., 1998. – С. 58.
5. Бутузов В.А. Анализ опыта проектирования и эксплуатации гелиоустановок горячего водоснабжения: сборник // Энергосбережение на Кубани. – Краснодар: Сов. Кубань, 1999. – С. 38-41.
6. Шетов В.Х. Перспективы солнечного теплоснабжения / В.Х. Шетов, В.А. Бутузов // Энергосбережение. – 2006. – № 2. – С. 98–99.
7. Бутузов В.А. Гелиоэнергетические установки в России / В.А. Бутузов, В.Х. Шетов // Альтернативная энергетика и экология. – 2008. – № 4. – С. 15-18.
8. Бутузов В.А. Солнечное теплоснабжение олимпийских объектов / В.А. Бутузов, В.Х. Шетов // Энергосбережение. – 2006. – № 3. – С. 70–72.
9. Бутузов В.А. Расчеты интенсивности солнечной радиации для проектирования систем солнечного горячего водоснабжения / В.А. Бутузов // Промышленная энергетика. – 2003. – № 9. – С. 22-28.
10. Концепция проекта Российской программы развития возобновляемых источников энергии, 2005. Режим доступа: www.energoinform.org.
11. Исследования и разработка систем энергоснабжения с использованием возобновляемых источников энергии // М.: Изд-во Объединенного института высоких температур РАН. – 2007. – 326 с.

12. Комолова М.Н. Роль возобновляемых источников энергии в российской и европейской системах энергоснабжения / М.Н. Комолова // Энергосбережение – 2007. – № 3. – С. 68 – 74.
13. Степанов Л.В. Оптимизация работы инженерных сетей / Л.В. Степанов // Промышленная энергетика. – 2004. – № 4. – С. 39-45.
14. Тепловая эффективность различных типов коллекторов [Электронный ресурс] / budfond // Режим доступа: <http://www.budfond.com/energy/equipment/825-solnechnye-kollektory-preimushchestva-i-nedostatki> (Дата обращения 10.04.2011 г.).
15. Шершнева В. Солнечное теплоснабжение / В. Шершнева, Н. Дударев // Строительная инженерия. 2005. - №4. – С. 25-26.
16. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии: учеб. Пособие для ВУЗОВ / В.А. Агеев – М.: МЭИ, 2006. – 325 с.
17. Плешка М.С. Теплонасосные гелиосистемы отопления и горячего водоснабжения зданий /М.С. Плешка, П.М. Вырлан, Ф.И. Стратан [и др.]. Стратан – Кишинев: Штиинца, 1990. – 122 с.
18. ВСН 52-86 Установки солнечного горячего водоснабжения. Нормы проектирования – М.: Госгражданстрой СССР, 1987. – 23с.
19. ГОСТ Р 51596-2000 Нетрадиционная энергетика. Коллекторы солнечные. Методы испытаний. М.: Энергоиздат, 2001.
20. ГОСТ Р 51595-2000 Нетрадиционная энергетика. Солнечная энергетика. Коллекторы солнечные. Общие технические условия. – М.: Энергоиздат, 2001. – 8с. (Введен в действие постановлением Госстандарта России от 21 апреля 2000 г. № 120-ст).
21. Соколов Е. Я. Теплофикация и тепловые сети: учебник для вузов / Е. Я. Соколов. – 3-е изд., перераб. – М: Энергоиздат, 1982. – 360 с. : ил.
22. Иванов И.И. Расчет буферной емкости теплоносителя: сб. тр. АВОК 26-29 мая 1998 г. – СПб., 1998. – С. 80.
23. Овсянников Е.М. Расчет параболоцилиндрического концентратора энергетической гелиоустановки / Е.М. Овсянников, В.Б. Пшеннов // Автономная

энергетика. – 2006. – № 22. – С. 15-17.

24. Овсянников Е.М. Расчет гелиоустановки с концентрацией лучистого потока энергии / Е.М. Овсянников, В.Б. Пшеннов, Э.М. Аббасов // Промышленная энергетика. – 2008. – № 8. – С. 46 – 48.

25. Биарзи В. Солнечные коллекторы: эффективность вертикальной установки / В. Биарзи // Энергосбережение. – 2003. №4. – С. 80– 84.

26. Иванов В.П. Солнечные коллекторы: обзор конструктивных исполнений / В.П. Иванов // Промышленная энергетика. – 2004. – № 4. – С. 48 – 50.

27. Попель О.С. Сравнительный анализ показателей конструкций солнечных коллекторов зарубежного и отечественного производства. Новые технические решения / О.С.Попель, С.Е.Фрид, В.Н.Щеглов, [и др.] // Теплоэнергетика. – 2006. – № 3. – С. 11–16.

28. Попель О.С. Методика оценки эффективности использования солнечных водонагревательных установок в климатических условиях Российской Федерации / О.С. Попель, С.Е. Фрид, Ю.Г. Коломиец – М.: Изд-во МФТИ, 2004. – 215 с.

29. Попель О.С. Анализ показателей эффективности использования солнечных водонагревательных установок (продолжение) / О.С. Попель, С.Е. Фрид, Ю.Г. Коломиец // Сантехника, отопление, кондиционирование (СОК). – 2004. – № 5. – С. 28–32.

30. Сулейманов Ю.Г. Разработка, испытание и практической применение солнечных коллекторов / Ю.Г. Сулейманов, И.Н. Коломиец, И.Н. Прокопченко [и др.] // Российские технологии для индустрии. Альтернативные источники энергии и проблемы энергосбережения: тр. 9-го междунар. Семинара. – СПб.: ФТИ им. А.Ф. Иоффе РАН. 2003. – С. 109–110.

31. Пасков В.В. Рациональная интеграция тепловых насосов в систему централизованного теплоснабжения / В.В. Пасков, Г.П. Васильев // АВОК. – 2009. – № 1. – С. 18–20.

32. Широков А.В. Энергосбережению нужна эффективная законодательная

поддержка / А.В. Широков // АВОК. – 2008. – № 9. – С. 16–18.

33. Васильев Г.П. Автоматизированная теплонасосная установка, утилизирующая низкопотенциальное тепло сточных вод г. Зеленограда / Г.П. Васильев, И.М. Абуев, В.Ф. Горнов // АВОК. – 2004. – № 5. – С. 50-52.

34. Васильев Г.П. Комментарий к статье «Об эффективности использования теплонасосных установок» / Г.П. Васильев // Энергосбережение. – 2008. – № 3. – С. 63–64.

35. Брусницын А.Н. Развитие нетрадиционной энергетики в XXI в. / А.Н. Брусницын // Теплоэнергетика. – 2008. – № 8. – С. 2–11.

36. Выбор системы солнечного теплоснабжения для индивидуальных жилых домов //Материалы Федеральной промышленной ассоциации Германии по бытовым, энергетическим и экологическим технологиям

37. Бутузов В.А. Теплоснабжение коммунальных потребителей с рациональным сочетанием традиционных и нетрадиционных источников энергии: автореф. дис. канд. техн. наук. А.В. Бутузов. – М., 1989.

38. Бутузов В.А. Солнечно-топливная котельная в Анапе / В.А. Бутузов // Промышленная энергетика. – 2004. – № 2. – С. 51–53

39. Бутузов В.А. Разработка, эксплуатация и экономическая целесообразность сооружения гелиоустановок. / В.А. Бутузов // Монтажные и специальные работы в строительстве. – 1993. – № 4. – С. 41-44.

40. Бутузов В.А. Разработка, эксплуатация, экономическая целесообразность солнечно-топливных котельных: сб. докладов III съезда АВОК. 22-25 сент., 1993. – М.: ООО ИП АВОК-ПРЕСС, 1993.

41. Бутузов В.А. Гелиоустановки большей производительности / В.А. Бутузов // Промышленная энергетика. – 2002. – № 9. – С. 6-10.

42. Бутузов В. А. Солнечные коллекторы в России и Украине: конструкции и технические характеристики / В. А. Бутузов // Теплоэнергетика. – 2003. – № 1. – С. 94-99.

43. Бутузов В.А. Разработка и испытания солнечно-топливной котельной / В.А. Бутузов. // Промышленная энергетика. – 2005. – № 7 – С. 43 – 45.

44. Бутузов В.А. Повышение эффективности систем теплоснабжения на основе использования возобновляемых источников энергии: автореф. дис. д-ра. техн. наук / В.А. Бутузов. – М., 2004.
45. Бутузов В.А. Гелиоустановки котельных малой мощности / В.А. Бутузов, Е.В. Брянцева, В.В. Бутузов // Промышленная энергетика. – 2007. – № 6 – С. 43 – 44.
46. Бутузов В.А. Перспективы солнечного теплоснабжения / В.А. Бутузов, В.Х. Шетов // Энергосбережение. – 2006. – № 7. – С. 15-18.
47. Садилов П.В. Внедрение автоматизированной гелиоустановки горячего водоснабжения в г. Сочи: «Великие реки -2004»: материалы Междунар. Научно-промышленного научно-промышленного форума. – Н. Новгород, 2004. – С. 52-54.
48. Садилов П.В. Использование возобновляемых видов энергии в реакционном регионе г. Сочи: «Культурное наследие, туризм и устойчивой развитие стран Черноморского бассейна»: материалы междунар. Семинара под эгидой ЮНЭСКО в рамках работы BSTN. – Сочи: СГУТиКД, 2004.
49. Ken Tomabechi Energy Resources in the Future Energies 2010, 3, 686-695; doi:10.3390/en3040686.
50. Li, H., and Zhe Chen. "Overview of different wind generator systems and their comparisons." IET Renewable Power Generation 2.2 (2008): 123-138.
51. Dufie, John A. Solar engineering of thermal processes / John A., Dufie, William A. Beckman.- 3rd ed.
52. Anderson E.E., Fundamentals of Solar Energy Conversion, Addison-Wesley, MA.
53. Igbal M., An Introduction to Solar Radiation. Academie Toronto.
54. Braun J.E. and J.C. Mitchel. "Solar Geometry for Fixed and Tracking Surfaees". Solar Energy. 31, 439.
55. Duncan C.H. "Latest Roeket Measurements of the Solar Constant". Solar Energy. 28, 385.
56. Jones R.E. "Effects of Overhand Shading of Windows Having Arbitrary Asimuth". Solar Energy. 24, 305.

57. Klein S.A. "Calculation of Monthly Average Insolation on Tilted Surfaces". Solar Energy. 19, 325.
58. Dunkle R.V. "Thermal radiation Tables and Applications" Traurs ASME. 76, 549
59. Dunkle R.V. "Randomly Packed Particulate Bed Regenerators and Evaporative Coolers" MCB, 117.
60. Carfers W.W. and L.S. Peterson "Free Convection Suppression Using Honeycomb Cellular Materials". Solar Energy. 13, 4.
61. Siegal R and I.R. Howell. Thermal Radiation Heat Transfer, 4th ed., Taulor & Franteis, New York (2002).
62. Swinbank W.C., Q.J. Roy "Long Wave Radiation from Clear Skis". Meteorol Soc. 89, 339.
63. Sparow E.M., J.W. Ramsey and E.A. Mass "Effect of Finite Width on Heat Transfer and Fluid Flow about an Inclined Rectangular Plate". Trans. ASME J. Heat Transfer: 101, 2.
64. Sparow E.M. "Analysis of Laminar Forced-Convection Heat Transfer in Entrance Regions of Flat Rectangular Ducts" NASA Technical Note 3331.
65. University of Minnesota and Honeywell Corp. "Research Applied to Solar Thermal Power Systems". Progress Report No. 2 to National Science Foundation, NSF/RANN/SE/GI-3487/PR/73/2.
66. Edwards D.K., J.T. Gier, K.E. Nelson, R.D. Roddick and J.T. Gier "Basic Studies on the Use and Control of Solar Energy". Report No. 60-93 Department of Engineering, University of California at Los Angeles.
67. Edwards D.K., J.T. Gier, K.E. Nelson and R.D. Roddick "Spectral and Directional Thermal Radiation Characteristics of Selective Surfaces for Solar Collectors". Solar Energy. 6, 1.
68. Карамов Д.Н. Оптимизация состава оборудования автономных энергокомплексов, использующих возобновляемые источники и накопители энергии дис. ... кандидата технических наук : 05.14.01 Иркутск, 2016.
69. S.A. Klein. Calculation of monthly average insolation on tilted surfaces //

Solar Energy. 1977. V. 19. P. 325-329.

70. S.A. Klein, W.A. Beckman. Review of Solar Radiation Utilizability // Journal of Solar Energy Engineering. 1984. V. 106. P. 1-10.

71. R.K. Aggarwal. Estimation of Total Solar Radiation on Tilted Surface // Journal of Environmental Engineering and Technology. 2013. V. 2. P. 4-6.

72. Jasmina Radosavljević, Amelija. Dordevic. Defining of the intensity of solar radiation on horizontal and oblique surfaces Earth // Facta Universitatis. 2001. V. 2. P. 77-86.

73. Cooper P.I. The absorption of radiation in solar stills // Solar Energy. 1969. V. 12. P. 333-346.

74. Meinel A.B., Meinel M.P. Applied solar energy // Addison Wesley Publishing Co. 1976.

75. F. Kasten, Young, A. T., Revised optical air mass tables and approximation formula // Applied Optics. 1989. V. 28. P. 4735-4738.

76. Formal approach P. Slayter. [Электронный ресурс] / stjarnhimlen // Режим доступа: <http://stjarnhimlen.se/comp/tutorial.html>. (Дата обращения 10.04.2011 г.).

77. I. Tegani, A. Aboubou, M.Y. Ayad, M. Becherif, R. Saadi, O. Kraa. Optimal Sizing Design and Energy Management of Stand-alone Photovoltaic/Wind Generator Systems // Energy Procedia. 2014. V. 50. P. 163-170.

78. Rajesh Kumar, R.A. Gupta, Ajay Kumar Bansal. Economic analysis and power management of a stand-alone wind/photovoltaic hybrid energy system using biogeography based optimization algorithm // Swarm and Evolutionary Computation. 2013. V. 8. P. 33-43.

79. Ahmed Said Al Busaidi, Hussein A Kazem, Abdullah H Al-Badi, Mohammad Farooq Khan. A review of optimum sizing of hybrid PV–Wind renewable energy systems in Oman // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2015. V. 53. P. 185-193.

80. Arnau Gonzales, Jordi-Roger Riba, Antony Rius, Rita Puig. Optimal sizing of a hybrid grid-connected photovoltaic and wind power system // Applied Energy.

2015. V. 154. P. 752-762.

81. Abdolvahhad Fetanat, Ehsan Khorasaninejad. Size optimization for hybrid photovoltaic–wind energy system using ant colony optimization for continuous domains based integer programming // *Applied Soft Computing*. 2015. V. 31. P. 196-209.

82. Amit Kumar Yadav, S.S. Chandel. Solar energy potential assessment of western Himalayan Indian state of Himachal Pradesh using J48 algorithm of WEKA in ANN based prediction model // *Applied Soft Computing*. 2015. V. 75. P. 675-693.

83. Guiseppe Marco Tina, Salvina Gagliano. Probabilistic modelling of hybrid solar/wind power system with solar tracking system // *Renewable Energy*. 2011. V. 36. P. 1719-1727.

84. Getachew Bekele, Gelma Boneya. Design of a Photovoltaic-Wind Hybrid Power Generation System for Ethiopian Remote Area // *Energy Procedia*. 2012. V. 14. P. 1760-1765.

85. Orhan Ekren, Banu Yetkin Ekren. Size optimization of a PV/wind hybrid energy conversion system with battery storage using response surface methodology // *Applied Energy*. 2008 V. 85. P. 1086-1101.

86. Banu Yetkin Ekren, Orhan Ekren. Simulation based size optimization of a PV/wind hybrid energy conversion system with battery storage under various load and auxiliary energy conditions // *Applied Energy*. 2009. V. 86. P. 1387-1394.

87. Orhan Ekren, Banu Yetkin Ekren. Size optimization of a PV/wind hybrid energy conversion system with battery storage using simulated annealing // *Applied Energy*. 2010 V. 87. P. 592-598.

88. Guiseppe Marco Tina, Salvina Gagliano. Probabilistic modelling of hybrid solar/wind power system with solar tracking system // *Renewable Energy*. 2011. V. 36. P. 1719-1727.

89. Карамов Д.Н. Оптимизация состава оборудования автономных энергокомплексов, использующих возобновляемые источники и накопители энергии автореферат дис. ... кандидата технических наук : 05.14.01 Иркутск, 2016.

90. Manuel Castaneda, Antonio Cano, Francisco Jurado, Higinio Sanchez, Luis M. Fernandez. Sizing optimization, dynamic modeling and energy management

strategies of a stand-alone PV/hydrogen/battery-based hybrid system // International Journal of Hydrogen Energy. 2013. V. 38. P. 3830-3845.

91. A. Kaabeche, M. Belhamel, R. Ibtouen. Sizing optimization of grid-independent hybrid photovoltaic/wind power generation system // Energy. 2011. V. 36. P. 1214-1222.

92. Wei Wu, Ya-Yan Zhou, Mu-Hsuan Lin, Jenn-Jiang Hwang. Modeling, design and analysis of a stand-alone hybrid power generation system using solar/urine // Energy Conversion and Management. 2013. V. 74. P. 344-352.

93. Gilles Notton, Said Diaf, Ludmil Stoyanov. Hybrid Photovoltaic/Wind Energy Systems for Remote Locations // Energy Procedia. 2011. V. 6. P. 666-677.

94. Бутузов В.В. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМ СОЛНЕЧНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ автореферат дис. ... кандидата технических наук: 05.14.08 / Всероссийский научно-исследовательский институт электрификации сельского хозяйства. Москва, 2013.

95. Бутузов В.А. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПОТЕНЦИАЛ СОЛНЕЧНОЙ РАДИАЦИИ И ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ГЕЛИОУСТАНОВОК В ЯКУТИИ / В.А. Бутузов, Е.В. Брянцева, В.В. Бутузов, И.С. Гнатык // Промышленная энергетика. 2009. № 6. С. 48-54.

96. Мировой Центр Радиационных Данных . URL: http://wrdc.mgo.rssi.ru/wwwrootnew/wrdc_ru_new.htm (дата обращения: 01.03.2016)

97. Киселева С.В. Использование ГИС-технологии для информационного обеспечения малой и распределенной энергетики. Геоинформационная система (ГИС) «Возобновляемые источники энергии России».

98. Whiller A. "Solar Radiation Graphs". Solar Energy. 9, 164.

99. Norris D.J. "Correlation of Solar Radiation with Clouds". Solar Energy. 12, 107.

100. Norris D.J. "Calibration of Pyranometers". Solar Energy. 14, 99.

101. Norris D.J. "Calibration of Pyranometers in fnelined and Inveried Positions". Solar Energy. 16, 53.

102. Meteonorm Software . URL: <http://meteonorm.com> (дата обращения:

01.03.2016)

103. Локальная база Европы и Северной Африки E.S.R.A. 2000. URL: [www.ensmp.fr/Fr/Services/Presses ENS](http://www.ensmp.fr/Fr/Services/Presses%20ENS) (дата обращения: 01.03.2016).

104. Локальная база Европы и Северной Африки S@tel - Light 2000. URL: www.satellight.com (дата обращения: 01.03.2016).

105. RetScreen. URL <http://www.retscreen.net/> (дата обращения: 01.03.2016).

106. Climate 1. URL [http:// www.climate-one.de/](http://www.climate-one.de/) (дата обращения: 01.03.2016).

107. Wei Zhou, Chengzhi Lou, Zhongshi Li, Lin Lu, Hongxing Yang. Current status of research on optimum sizing of stand-alone hybrid solar–wind power generation systems // *Applied Energy* 2010. V. 87. P. 380-389.

108. Fang-Fang Li, Jun Qiu. Multi-objective optimization for integrated hydro–photovoltaic power system // *Applied Energy*. 2015.

109. Aeidapu Mahesh, Kanwarjit Singh Sandhu. Hybrid wind/photovoltaic energy system developments: Critical review and findings // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2015. V. 52. P. 1135-1147.

110. Surface meteorology and Solar Energy. A renewable energy resource web site URL: <https://eosweb.larc.nasa.gov/sse> (дата обращения: 01.03.2016).

111. Бутузов В.В. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМ СОЛНЕЧНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ диссертация ... кандидата технических наук : 05.14.08 / Всероссийский научно-исследовательский институт электрификации сельского хозяйства. Краснодар, 2013.

112. Атлас ресурсов солнечной энергии на территории России / О.С. Попель, С.Е. Фрид, Ю.Г. Коломиец, С.В. Киселева, Е.Н. Терехова. М.: ОИВТ РАН, 2010. 84 с.

113. Климатические данные для возобновляемой энергетики (база климатических данных)/О.С. Попель, С.Е. Фрид, С.В. Киселева, Ю.Г. Коломиец, Н.В. Лисицкая. М.: ОИВТ РАН, 2010. 56 с.

114. Bailey W.J. Solar Heater // US patent No. 966070. 1910.

115. Meyer J.-P. Thermosiphonic systems: focus on installation // *Sun & Wind*

Energy. 2012. N 4. P. 48–56.

116. Meyer J.-P. One supplier for all // Sun & Wind Energy. 2011. N 3. P. 84–101.

117. Kemp C.M. Apparatus for Utilizing the Sun's rays for heating water // US patent N 451384. 1891.

118. Bainbridge D.A. The integral Passive Solar Water Heater Book. Solar Usage Now. 1981. 104 p.

119. Бутузов В.А. Обзор мирового рынка солнечных систем теплоснабжения // Журнал С.О.К., №12/2013.

120. Banse S. Integrated storage collectors. All inclusive // Sun, Wind & Energy, №2/2012.

121. Meyer I.-P. Solar heat in the pool // Sun, Wind & Energy, №6/2009.

122. Tanja Peschel Commercial CSP plant in Saudi Arabia // Sun, Wind & Energy, №13/2016.

123. Бутузов В.А. Пластиковые солнечные коллекторы и гелиоустановки на их основе // Журнал С.О.К., №14/2014.

124. Roubcke I. Pool absorbers. Gautions optimist // Sun, Wind & Energy, №7/2010.

125. Meyer I.-P. Solar heat in the pool // Sun, Wind & Energy, №6/2009.

126. Meyer I.-P. Heating in hotels: Overcoming a lach of knowledge // Sun, Wind & Energy, №6/2008.

127. Meyer I.-P. Gaining ground across the globe // Sun, Wind & Energy, №5/2009.

128. Бутузов В.А., Брянцева Е.В., Бутузов В.В., Гнатюк И.С. Самодренируемые гелиоустановки // Альтернативная энергетика и экология, 2010. №2. С. 10-13.

129. Бутузов В.А. Самодренируемые гелиоустановки: мировой и российский опыт разработки и сооружения // Журнал С.О.К., №2/ 2017.

130. Botpaev R., Luovet Y., Peters B., Furbo S., Vajen K. Drainbock solar thermal systems: A review. Web-source: sciencedirect.com.

131. Botpaev R., Orozaliev I., Vajen K. Experimental investigation of the filling and draining processes of the drainback system (Part 1). *Energy Procedia* S7. 24672476. 2013 ISES Solar World Congress. Web: dx.doi.org.
132. Duffie J.A., Beckman W.A. *Solar Engineering of Thermal Processes* (3d ed.). New Jersey: John Wiley & Sons, 2006. 928 p.
133. Crawleya, D.B.; Handb, J.W.; Kummert, M.; Griffith, B.T. Contrasting the capabilities of building energy performance simulation programs. *Build. Environ.* 2008, 43, 661–673.
134. Choudhary, R.; Augenbroe, G.; Gentry, R.; Hu, H. Simulation enhanced prototyping of an experimental solar house. *Build. Simul.* 2008, 1, 336–355.
135. Wang, N.; Efram, T.; Martinez, L.A.; McCulley, M.T. A marketable all-electric solar house: A report of a Solar Decathlon project. *Renewable Energy* 2009, 34, 2860–2871.
136. Moretti E. Development of Innovative Heating and Cooling Systems Using Renewable Energy Sources for Non-Residential Buildings / Elisa Moretti, Emanuele Bonamente, Cinzia Buratti and Franco Cotana // *Energies* 2013, 6, 5114-5129.
137. Osborne A. Simulation Prototyping of an Experimental / Anna Osborne, Stuart Baur, and Katie Grantham // *Solar House Energies* 2010, 3, 1251-1262.
138. Wermager S. Energy Analysis of a Student-Designed Solar House / Samantha Wermager and Stuart Baur // *Energies* 2013, 6, 6373-6390.
139. Khelifa, A., Touafek, K., Ben Moussa, H., Tabet, I. Modeling and detailed study of hybrid photovoltaic thermal (PV/T) solar collector. *SOLAR ENERGY*. 135 (2016) pp.: 169-176. DOI: 10.1016/j.solener.2016.05.048.
140. Gholampour, M., Ameri, M. Design Considerations of Photovoltaic/Thermal Air Systems: Energetic and Exergetic Approaches. *JOURNAL OF SOLAR ENERGY ENGINEERING-TRANSACTIONS OF THE ASME*. Том: 137 (2015) Выпуск: 3 Номер статьи: 031005. DOI: 10.1115/1.4029107
141. Khelifa, A., Touafek, K., Ben M. Approach for the modelling of hybrid photovoltaic-thermal solar collector. *IET RENEWABLE POWER GENERATION* Том: 9 (2015) Выпуск: 3 pp.: 207-217. DOI: 10.1049/iet-rpg.2014.0076

142. SolarWall [Электронный ресурс] // SolarWall – URL: <http://www.solarwall.com/> (дата обращения: 30.01.2015)/

143. Tabish Alam R.P. Saini J.S. Saini. Heat and flow characteristics of air heater ducts provided with turbulators — A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews 31(2014) 289–304.

144. Smith E, Koolnapadol N, Promvonge P. Heat transfer behavior in a square duct with tandem wire coil element insert. Chin J Chem Eng 2012;20:863–9.

145. Thianpong C, Yongsiri K, Nanan K, Eiamsa-ard S. Thermal performance evaluation of heat exchangers fitted with twisted-ring turbulators. Int Commun Heat Mass Transf 2012; 39: 861–8.

146. Solar air collector system (national patent 1 NO. 200820123062.7) [Электронный ресурс] // HIMIN. – URL: <http://english.himin.com/News/ShowArticle.asp?ArticleID=61> (дата обращения: 30.01.2015).

147. Альтернатива котельным есть! Отопление теплым воздухом // Энергосбережение и проблемы энергетики Западного Урала. – 2008. – № 1-2. (июль) – С.18-22.

148. Бутузов В.А. Солнечное теплоснабжение: состояние дел и перспективы развития / В.А. Бутузов // Энергосбережение. – 2000. – №4. – С. 28-30.

149. Патент РФ № 93941, Оpubл. 10.05.2010. Бюл. №13 /Комплекс теплоснабжения / Соавт.: Батухтин А.Г., Басс М.С., Батухтин С.Г.

150. Маккавеев В.В. Математическая модель ряда абонентских вводов закрытых систем теплоснабжения / В.В. Маккавеев, А.Г. Батухтин // Научно-технические ведомости СПбГТУ. – 2009. – № 3. – С. 200-207.

151. Патент РФ № 2403511, Оpubл. 10.11.2010, Бюл. №31/ Солнечная установка и способ ее работы / Соавт.: Батухтин А.Г., Батухтин С.Г.

152. Batukhtin S.G. THE REGENERATIVE WATER-AIR HEAT EXCANGER / R. Serebryakov, S.G. Batukhtin // Research in Agricultural Electric Engineering. 2015. № 3. С. 98-102.

153. Батухтин С.Г. РЕГЕНЕРАТИВНЫЙ ВОДОВОЗДУШНЫЙ ТЕПЛООБМЕННИК / Р.А. Серебряков, С.Г. Батухтин // Вестник ВИЭСХ. 2016. № 1 (22). С. 84-89.

154. Батухтин С.Г. РЕГЕНЕРАТИВНЫЙ ВОДОВОЗДУШНЫЙ ТЕПЛООБМЕННИК / Р.А. Серебряков, С.Г. Батухтин // Науковий вісник НУБіП України. Серія: Техніка та енергетика АПК. 2015. № 209-1. С. 173-178.

155. Батухтин С.Г. РЕГЕНЕРАТИВНЫЙ ВОДОВОЗДУШНЫЙ ТЕПЛООБМЕННИК С ПОВЫШЕННОЙ ЭФФЕКТИВНОСТЬЮ ТЕПЛООБМЕНА / Достовалова С.С., Серебряков Р.А., Батухтин С.Г., Батухтин А.Г. // Вестник Самарского университета. Аэрокосмическая техника, технологии и машиностроение. 2014. № 4 (46). С. 61-66.

156. Серебряков Р.А. Патент РФ № 2546340. Оpubл. 10.04.2015 г., Бюл. №10 / Комбинированный солнечный водовоздушный коллектор / Соавт.: Р.А. Серебряков, С.Г. Батухтин, В.П. Осадчих.

157. Система подогрева воздуха. Патент РФ № 2352863, МПК F23L15/00, опуб. 20.04.2009 г..

158. Система подогрева воздуха. Патент РФ № 2202072, МПК F23L15/00, опуб. 10.04.2003 г.

159. Апатовский Л.Е. Подогрев воздуха на тепловых электростанциях / Л.Е. Апатовский, В.Н. Фомина, В.А. Халупович – М: Энергоатомиздат, – 1986.

160. Патент РФ № 2601401. Оpubл. 10.11.2016 г., Бюл. №31 / Система подогрева воздуха для топливосжигающей установки / Соавт.: А.Г. Батухтин, М.В. Кобылкин, С.Г. Батухтин, С.А. Иванов.

161. Батухтин А.Г. Оптимизация отпуска теплоты от ТЭЦ на основе математического моделирования с учетом функционирования различных типов потребителей: дис. ... канд. Техн. наук / А. Г. Батухтин. – Улан-Удэ, 2005.

162. Батухтин А.Г. Влияние протяженности тепловых сетей на режимы отпуска теплоты от ТЭЦ с учетом функционирования потребителей / А.Г. Батухтин, О.Е. Куприянов // Промышленная энергетика. – 2005. – № 5. – С. 39-41.

163. Формализованный метод. [Электронный ресурс] / stjarnhimlen // Режим

доступа: <http://stjarnhimlen.se/comp/tutorial.html>. (Дата обращения 10.04.2011 г.).

164. Солнечная энергетика: учеб. Пособие для ВУЗОВ / В.И. Илларионов, Г.В. Дерюгина, В.А. Малинин; под ред. В.И. Виссарионова. – М.: МЭИ, 2008. – 207 с.

165. Исаченко В.П. и др. Теплопередача. Учебник для вузов, Изд. 3-е, перераб. И доп. М., «Энергия», 1975.

166. Михеева И.М. – В кн.: Теплопередача и тепловое моделирование. М.: Изд-во АН СССР, 1959, с. 226-238.

167. Проектирование тепловых сетей (Справочник проектировщика) под. Ред. Николаева А.А. М.: Теплопроект, 1965 г.

168. Басс М.С., Батухтин А.Г., Батухтин С.Г. Программа определения оптимальных технико-экономических показателей работы ТЭС / Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2009614238.

169. РД 52.04.562-96 Наставление гидрометеорологическим станциям и постам. Выпуск 5. Актинометрические наблюдения. Часть 1. Актинометрические наблюдения на станциях, РД от 21 мая 1996 года №52.04.562-96.

170. ГОСТ Р 51594-2000 Нетрадиционная энергетика. Солнечная энергетика. Термины и определения. М.: Энергоиздат, 2001.

171. ГОСТ 28310-89 Коллекторы солнечные. Общие технические условия.

172. Инструкция по эксплуатации котлоагрегата ТПЕ-216М. Поселок Ясногорск, 2010 с 52. Филиал ОАО «ОГК-3» «Харанорская ГРЭС»

173. Инструкция по ведению водно-химического режима Энергоблока №3. – Поселок Ясногорск: Филиал ОАО «ОГК-3» «Харанорская ГРЭС», 2010 – 55 с.

174. Рихтер Л.А. Вспомогательное оборудование тепловых электростанций: учеб. пособ. для вузов / Л.А. Рихтер, Д. П. Елизаров, В. М. Лавыгин. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 216 с.

175. РД 34.02.305-98. Методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС. – Москва: АО ВТИ, 1998. – 35 с.

176. Единый промышленный портал Сибири [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.epps.ru/journal/detail.php?id=1640>, свободный. – Загл. с

экрана.

177. Российская Федерация. Правительство. О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах: постановление Правительства Рос. Федерации от 13.09.2016 г. № 913 // Собрание законодательства РФ. – 2016. – 19 сентября. – № 38, ст. 5560.

178. Договор поставки №П-1011 от 29.12.2011 г. (Дополнительное соглашение №7 от 28.12.2015г.). – Москва.

179. Гонин, В.Н. Экономика энергетического предприятия: особенности инвестиционных процессов: учеб. пособие / В.Н. Гонин, О.В. Сокол-Номоконова. – Чита: ЧитГУ, 2007. – 158 с.

180. Басс М.С. Методика оптимизации состава оборудования в комбинированных системах теплоснабжения / М.С. Басс, А.Г. Батухтин, С.Г. Батухтин // Промышленная энергетика. – 2012. - № 10. С. 49-52.

181. Басс М.С. Годовые характеристики систем теплоснабжения / М.С. Басс, С.Г. Батухтин, К.А. Кубряков // Научно-технические ведомости СПбГТУ. – 2012. – №3-2. – С. 39-45.

182. Мирошников С.Ф. Комбинированное применение солнечных коллекторов в системах воздушного отопления / С.Ф. Мирошников, М.С. Басс, С.А. Требунских, С.Г. Батухтин // Вестник МАНЭБ. Т. 14, № 3, 2009. – С.–Пб. – Чита. С. 85-87.

183. Батухтин А.Г. Современные методы повышения эффективности совместной работы установок гелиоотопления и систем централизованного теплоснабжения / А.Г. Батухтин, С.Г. Батухтин // Научно-технические ведомости СПбГТУ– Спб., 2009–№ 3 – С. 48-53.

184. Батухтин А.Г. Методы повышения эффективности функционирования современных систем транспортировки, распределения и потребления тепловой энергии / А.Г. Батухтин, М.С. Басс, С.Г. Батухтин // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – 2009. №2 С. 199-202.

185. Басс М.С. Перспективы использования нетрадиционных источников энергии в системах энергоснабжения Забайкальского края / М.С. Басс, Е.Г. Поликанова, С.Г. Батухтин // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего

Востока. – 2012. №1 С. 370-372.

186. Батухтин С.Г. Годовые характеристики систем теплоснабжения / М.С. Басс, С.Г. Батухтин, К.А. Кубряков // Научно-технические ведомости СПбГПУ. – 2012. – №3-2. – С. 39-45.

187. Батухтин С.Г. Методика оптимизации состава оборудования в комбинированных системах теплоснабжения / М.С. Басс, А.Г. Батухтин, С.Г. Батухтин // Промышленная энергетика. – 2012. - № 10. С. 49-52.

188. Батухтин С.Г. Энергоэффективная система теплоснабжения. Задачи и проблемы математического моделирования / А.Г. Батухтин, С.Г. Батухтин, М.В. Кобылкин, П.Г. Сафронов // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – 2015. №2 С. 157-160.

189. Batuhtin A.G., Bass M.S., Batuhtin S.G. Optimization for the Equipment in Combined Heating Systems // Modern Applied Science. – 2015. –Т. 9. – №. 5. – С. p93.

190. Batuhtin A.G. METHOD OF EFFICIENCY IMPROVEMENT IN DISTRICT HEATING SYSTEMS / A.G. Batuhtin, M.S. Bass, S.A. Ivanov, S.G. Batuhtin, P.G. Safronov // American Journal of Applied Sciences. 2016. Т. 13. № 2. С. 145-151.

191. Батухтин С.Г. Проблемы использования солнечной энергии в системах теплоснабжения Забайкальского края/ С.Г. Батухтин, М.С. Басс, С.А. Требунских // Четвертая всероссийская научно-практическая конференция «Энергетика в современном мире» Ч. II. – Чита: ЧитГУ, 2009. – 275 с. С. 104-109.

192. Батухтин С.Г. Оценка влияния энергоэффективных систем гелиоотопления у потребителей тепловой энергии оборудованных системами автоматического регулирования на режимы работы теплоэлектроцентралей / Сборник трудов победителей Всероссийского конкурса научных работ бакалавров по направлению «Теплоэнергетика» / Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. – 437 с. – С. 17-27.

193. Батухтин А.Г. Схемы установок гелиоотопления для работы в системах централизованного теплоснабжения / А.Г. Батухтин, С.Г. Батухтин //

Фундаментальные исследования и национальных исследовательских университетах: :
Материалы XIV Всероссийской конференции. Санкт-Петербург. Том 1.– СПб.: Изд-во
Политехн. Ун-та, 2010. – 372 с. (С. 143 – 144).

194. Батухтин А.Г. Разработка энергоэффективного метода гелионагрева
обратной сетевой воды у потребителей тепловой энергии оборудованных системами
автоматического регулирования. / А.Г. Батухтин, С.Г. Батухтин //Аннотированный
отчет о результатах НИР по гранту ЧитГУ за период 2010 г. – Чита: ЧитГУ, 2010. – 3 с.

195. Батухтин С.Г. Экспериментальное исследование систем гелиовоздушного
отопления/ С.Г. Батухтин, А.Г. Батухтин // X Международная научно-практическая
конференция «Кулагинские чтения». – Чита: ЧитГУ, 2010. Ч. V. 261 с. С. 9-10.

196. Батухтин С.Г. Экспериментальное подтверждение разработанных моделей
гелионагрева / С.Г. Батухтин, А.Г. Батухтин // Энергетика: экология, надежность,
безопасность: материалы XVI Всероссийской научно-технической конференции /
Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического
университета, 2010. – 321 с. С. 69-72.

197. Батухтин С.Г. Новые технологии повышения эффективности методов
оптимизации отпуска теплоты / С.Г. Батухтин // XIV международной молодежной
научно-практической конференции «Молодежь Забайкалья: молодость, наука,
прогресс», - Иркутск: Изд-во БГУЭП, 2011. – Ч. I. – 219 с. (С. 120 – 122).

198. Батухтин С.Г. Точечное применение установок гелиоотопления для
увеличения располагаемой мощности систем централизованного теплоснабжения /
С.Г. Батухтин, А.Г. Батухтин // Повышение эффективности производства и
использования энергии в условиях Сибири. Материалы Всероссийской научно-
практической конференции с международным участием. Иркутск: ИрГТУ, 2011. – 639
с. – 617-622.

199. Батухтин А.Г. Исследование проблемы низкой эффективности совместной
работы уставного гелиоотопления и систем централизованного теплоснабжения, и
разработки энергоэффективных методов их совместного функционирования:
итоговый отчет по НИР / А.Г. Батухтин, М.С. Басс, С.Г. Батухтин – Чита: ЗабГУ. –
2011. – 134 с. – Рег. № 01200906511.

200. Батухтин С.Г. Разработка энергоэффективного метода гелионагрева у потребителей тепловой энергии оборудованных системами автоматического регулирования: итоговый отчет по НИР / С.Г. Батухтин, А.Г. Батухтин – Чита: ЗабГУ. – 2011. – 64 с. – Рег. № 01201066650.

201. Батухтин С.Г. Методы повышения эффективности совместной работы установок гелиоотопления / С.Г. Батухтин, А.Г. Батухтин // ХҮРЭЛ ТОГООТ-2011. ЭРДЭМ ШИНЖИЛГЭЭНИЙ БАГА ХУРЛЫН ЭМХЭТГЭЛ. Уланбаатар хот: Судлаачдын нийгэмлэг, 2011. 317 с. С. 184-185.

202. Батухтин А.Г. Оптимизация графиков качественно-количественного регулирования в современных системах централизованного теплоснабжения / А.Г. Батухтин, С.Г. Батухтин, А.В. Калугин // Энергетика: экология, надежность, безопасность: материалы XVII Всероссийской научно-технической конференции / Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 321 с. С. 99-101.

203. Батухтин С.Г. Экспериментальное исследование совместной работы установок гелионагрева и систем централизованного теплоснабжения/ С.Г. Батухтин, А.Г. Батухтин // XI Международная научно-практическая конференция «Кулагинские чтения». – Чита: ЗабГУ, 2011. Ч. IV. 241 с. С. 115-117.

204. Батухтин А.Г. Особенности современных систем централизованного теплоснабжения / А.Г. Батухтин, А.В. Калугин, С.Г. Батухтин. – Материалы V Всероссийской научно-практической конференции «Энергетика в современном мире». – Чита: ЗабГУ, 2011. – 213 с. – С. 3–5.

205. Батухтин С.Г. Потенциал использования солнечной энергии в Забайкальском крае / С.Г. Батухтин. – Молодежь Забайкалья: инновации в технологиях и образовании: материалы XV международн. молод. науч.-практ. конф.. – Чита: ЗабГУ, 2012. – Часть I. – 200 с. – С.148–151.

206. Батухтин С.Г. Некоторые факторы определяющие эффективности солнечных коллекторов / С.Г. Батухтин, П.В. Столяров, К.А. Кубряков. XII Международная научно-практическая конференция «Кулагинские чтения». – Чита: ЗабГУ, 2012. Ч. I. 168 с. С. 109-111.

207. Батухтин С.Г. РАЗРАБОТКА РЕГЕНЕРАТИВНОГО ВОДОВОЗДУШНОГО ТЕПЛООБМЕННИКА С ПОВЫШЕННОЙ ЭФФЕКТИВНОСТЬЮ ТЕПЛООБМЕНА / Р.А. Серебряков, С.Г. Батухтин, А.Г. Батухтин // ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ В СЕЛЬСКОМ ХОЗЯЙСТВЕ. Труды 9-й Международной научно-технической конференции ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ В ЖИВОТНОВОДСТВЕ И СТАЦИОНАРНОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ. – М.: ГНУ ВИЭСХ, 2014. – 288 с. С. 64-69.

208. Batukhtin S.G. DEVELOPMENT OF THE ADDITIVE METHOD OF ECONOMIC AND ENVIRONMENTAL EFFICIENCY OF THERMAL POWER PLANTS / A.G. Batukhtin, S.G. Batukhtin, P.G. Safronov // The Development of Science in the 21st Century: Natural and Technical Sciences. New York, Ron Bee & Associates Company. 2015. – С. 23-31.

209. Batukhtin S.G. UTILIZATION OF BUILDINGS EXCESSIVE HEAT IN SUMMER SEASON WITH ITS CONVERSION IN HEAT FOR THE HOT WATER SUPPLY NEEDS / A.G. Batukhtin, M.S. M.V. Kobylkin, S.G. Batukhtin, P.G. Safronov, Yu.O. Rikhir // Science and Education. 2016. С. 34-38. (Vien 2-3 ноября)

210. Батухтин С.Г. Оценка эффективности внедрения водовоздушных солнечных коллекторов на ТЭС / С.Г. Батухтин. XII Международная научно-практическая конференция «Кулагинские чтения». – Чита: ЗабГУ, 2017. Ч. I.

211. Batukhtin, S.G. THE REGENERATIVE WATER-AIR HEAT EXCHANGER / S.G. Batukhtin, R.A. Serebryakov // В сборнике: Научные тенденции: Вопросы точных и технических наук Сборник научных трудов по материалам XIV международной научной конференции. 2018. С. 87-91.



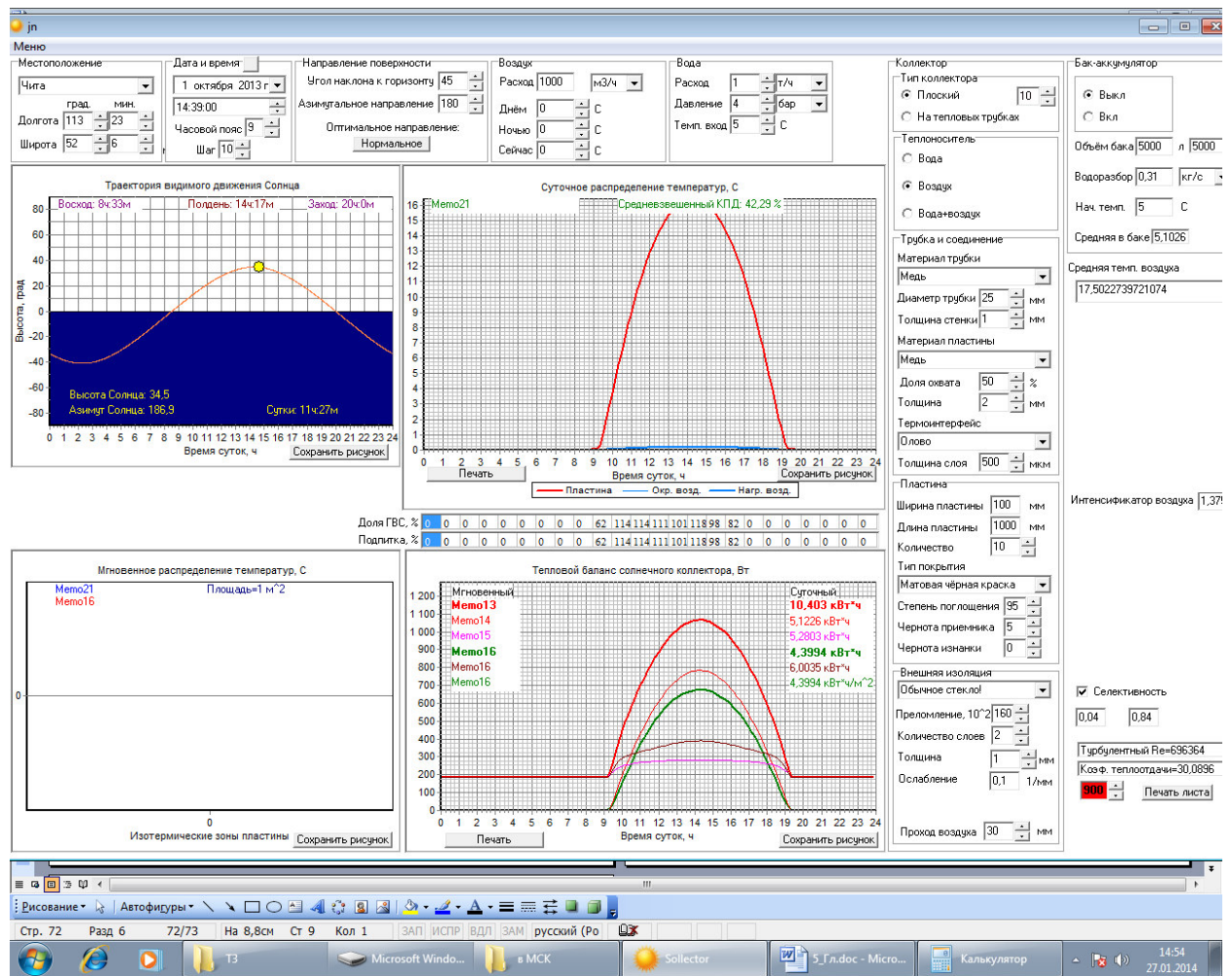


Рисунок А2. пример расчета солнечного коллектора с повышенной эффективностью теплообмена на ЭВМ

Таблица Б1 - расчёт количества солнечного излучения, достигающего поверхности солнечного коллектора (месяц январь)

Месяц	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Номер дня определяется по эмпирической формуле:	3287,35	3287,35	3287,35	3287,35	3287,35	3287,35	3287,35	3287,35
Долгота перигелия, градусы:	283,10	283,10	283,10	283,10	283,10	283,10	283,10	283,10
Средняя аномалия, градусы:	3596,06	3596,06	3596,06	3596,06	3596,06	3596,06	3596,06	3596,06
Наклон эклиптики, градусы:	356,06	356,06	356,06	356,06	356,06	356,06	356,06	356,06
Эксцентриситет:	23,44	23,44	23,44	23,44	23,44	23,44	23,44	23,44
Эксцентрическая аномалия, градусы:	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Средняя долгота Солнца:	355,99	355,99	355,99	355,99	355,99	355,99	355,99	355,99
Координаты Солнца в прямоугольной системе координат:	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
Истинная аномалия, градусы(-180 – 180):	-0,07	-0,07	-0,07	-0,07	-0,07	-0,07	-0,07	-0,07
Долгота солнца, градусы:	-4,08	-4,08	-4,08	-4,08	-4,08	-4,08	-4,08	-4,08
Расстояние от Земли до Солнца, а.е.:	279,02	279,02	279,02	279,02	279,02	279,02	279,02	279,02
Координаты Солнца в эклиптической прямоугольной системе координат:	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
Координаты Солнца в экваториальной прямоугольной системе координат:	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Склонение Солнца, градусы:	-0,97	-0,97	-0,97	-0,97	-0,97	-0,97	-0,97	-0,97
Прямое восхождение, градусы:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Сидерическое время на гринвическом меридиане при 00:00	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Местное время	-0,89	-0,89	-0,89	-0,89	-0,89	-0,89	-0,89	-0,89
Долгота местности, градусы:	-0,39	-0,39	-0,39	-0,39	-0,39	-0,39	-0,39	-0,39
Сидерическое время:	-23,13	-23,13	-23,13	-23,13	-23,13	-23,13	-23,13	-23,13
Часовой угол:	-80,19	-80,19	-80,19	-80,19	-80,19	-80,19	-80,19	-80,19
Преобразование в астрономические прямоугольные координаты:	270,61	270,61	270,61	270,61	270,61	270,61	270,61	270,61
Широта местности, градусы:	11,00	12,00	13,00	14,00	15,00	16,00	17,00	18,00
Преобразование в координаты с привязкой к горизонту и с учётом широты lat, градусы:	113,50	113,50	113,50	113,50	113,50	113,50	113,50	113,50
Угол высоты Солнца над горизонтом, градусы:	279,18	280,18	281,18	282,18	283,18	284,18	285,18	286,18
	4267,84	4282,84	4297,84	4312,84	4327,84	4342,84	4357,84	4372,84
	0,56	0,73	0,85	0,91	0,91	0,85	0,73	0,56
	-0,73	-0,56	-0,35	-0,11	0,13	0,36	0,56	0,73
	-0,39	-0,39	-0,39	-0,39	-0,39	-0,39	-0,39	-0,39
	52,00	52,00	52,00	52,00	52,00	52,00	52,00	52,00
	0,69	0,82	0,91	0,96	0,96	0,91	0,81	0,68
	-0,73	-0,56	-0,35	-0,11	0,13	0,36	0,56	0,73
	0,04	0,14	0,21	0,25	0,25	0,21	0,14	0,03
	2,16	8,14	12,40	14,60	14,55	12,25	7,90	1,86

Окончание таблицы Б1

Азимут Солнца, градусы:	133,38	145,86	159,20	173,20	187,45	201,42	214,72	227,16
Часовой угол Солнца при восходе и заходе с учётом рефракции, градусы:	57,84	57,84	57,84	57,84	57,84	57,84	57,84	57,84
Местное время восхода и захода соответственно, часы:	9,57	9,57	9,57	9,57	9,57	9,57	9,57	9,57
(в десятичном формате)	17,40	17,40	17,40	17,40	17,40	17,40	17,40	17,40
Время истинного полдня часы:	13,49	13,49	13,49	13,49	13,49	13,49	13,49	13,49
(в десятичном формате)	233,00	233,00	233,00	233,00	233,00	233,00	233,00	233,00
Плотность потока в данный момент времени,	35,59	111,85	158,86	218,03	214,09	148,71	93,04	22,11
	35,62	112,98	162,65	225,31	221,19	152,17	93,94	22,13
Угол наклона к югу, градусы:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Угол ориентации на север, градусы:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Угловые коэффициенты, A,B,C,D,E:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Угол падения лучей на произвольно расположенную площадку, наклоненную к югу под углом β и ориентированную на север под углом γ	87,84	81,86	77,60	75,40	75,45	77,75	82,10	88,14
Мощность прямого солнечного излучения на наклонную площадку,	13,89	33,33	69,44	105,56	111,11	69,44	25,00	13,89
Плотность потока рассеянной солнечной радиации, падающей на горизонтальную поверхность,	35,59	111,85	158,86	218,03	214,09	148,71	93,04	22,11
Коэффициент положения солнечного коллектора для рассеянной радиации:	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Интенсивность потока полной солнечной радиации,	49,48	145,18	228,30	323,58	325,20	218,15	118,04	36,00

Таблица Б2 - Расчёт количества солнечного излучения, достигающего поверхности солнечного коллектора (месяц апрель)

Месяц	4	4	4	4	4	4	4
Номер дня определяется по эмпирической формуле:	3379	3379	3379	3379	3379	3379	3379
Долгота перигелия, градусы:	283,0995	283,0995	283,0995	283,0995	283,0995	283,0995	283,0995
Средняя аномалия, градусы:	3685,973	3685,973	3685,973	3685,973	3685,973	3685,973	3685,973
Наклон эклиптики, градусы:	85,97276	85,97276	85,97276	85,97276	85,97276	85,97276	85,97276
Эксцентриситет:	23,4381	23,4381	23,4381	23,4381	23,4381	23,4381	23,4381
Эксцентрическая аномалия, градусы:	0,016705	0,016705	0,016705	0,016705	0,016705	0,016705	0,016705
Средняя долгота Солнца:	86,92865	86,92865	86,92865	86,92865	86,92865	86,92865	86,92865
Координаты Солнца в прямоугольной системе координат:	0,036874	0,036874	0,036874	0,036874	0,036874	0,036874	0,036874
Истинная аномалия, градусы(-180 – 180):	87,88488	87,88488	87,88488	87,88488	87,88488	87,88488	87,88488
Долгота солнца, градусы:	370,9844	370,9844	370,9844	370,9844	370,9844	370,9844	370,9844
Расстояние от Земли до Солнца, а.е.:	0,999105	0,999105	0,999105	0,999105	0,999105	0,999105	0,999105
Координаты Солнца в эклиптической прямоугольной системе координат:	0,9808	0,9808	0,9808	0,9808	0,9808	0,9808	0,9808
Координаты Солнца в экваториальной прямоугольной системе координат:	0,174664	0,174664	0,174664	0,174664	0,174664	0,174664	0,174664
Склонение Солнца, градусы:	0,075722	0,075722	0,075722	0,075722	0,075722	0,075722	0,075722
Прямое восхождение, градусы:	4,346583	4,346583	4,346583	4,346583	4,346583	4,346583	4,346583
Сидерическое время на гринвическом меридиане при 00:00	10,09753	10,09753	10,09753	10,09753	10,09753	10,09753	10,09753
Местное время	276,6048	276,6048	276,6048	276,6048	276,6048	276,6048	276,6048
Долгота местности, градусы:	9	10	11	12	13	14	15
Сидерическое время:	113,5	113,5	113,5	113,5	113,5	113,5	113,5
Часовой угол:	283,1715	284,1715	285,1715	286,1715	287,1715	288,1715	289,1715
Преобразование в астрономические прямоугольные координаты:	4237,475	4252,475	4267,475	4282,475	4297,475	4312,475	4327,475
Широта местности, градусы:	0,129715	0,381177	0,606662	0,790804	0,921054	0,988536	0,988651
Преобразование в координаты с привязкой к горизонту и с учётом широты lat, градусы:	-0,98865	-0,92139	-0,79134	-0,60736	-0,38199	-0,13059	0,129715
Угол высоты Солнца над горизонтом, градусы:	0,075789	0,075789	0,075789	0,075789	0,075789	0,075789	0,075789
	52,003	52,003	52,003	52,003	52,003	52,003	52,003
	0,055563	0,253726	0,431418	0,57653	0,679173	0,732351	0,732442
	-0,98865	-0,92139	-0,79134	-0,60736	-0,38199	-0,13059	0,129715
	0,13958	0,294385	0,433199	0,54656	0,626745	0,668288	0,668359
	8,02357	17,12068	25,67072	33,13134	38,81037	41,93507	41,94051

Продолжение таблицы Б2

Азимут Солнца, градусы:	93,21671	105,3961	118,5981	133,5083	150,6452	169,8898	190,0429
Часовой угол Солнца при восходе и заходе с учётом рефракции, градусы:	96,42208	96,42208	96,42208	96,42208	96,42208	96,42208	96,42208
Местное время восхода и захода соответственно, часы:	8,05	8,05	8,05	8,05	8,05	8,05	8,05
(в десятичном формате)	20,95	20,95	20,95	20,95	20,95	20,95	20,95
Время истинного полдня часы:	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5
(в десятичном формате)							
Плотность потока в данный момент времени,	732	732	732	732	732	732	732
	298	408	510	576	637,5	657	652
	300,946	426,9181	565,8503	687,827	818,121	883,1801	876,5335
Угол наклона к югу, градусы:	0	0	0	0	0	0	0
Угол ориентации на север, градусы:	0	0	0	0	0	0	0
	0,788043	0,788043	0,788043	0,788043	0,788043	0,788043	0,788043
	0	0	0	0	0	0	0
Угловые коэффициенты, А,В,С,Д,Е:	0	0	0	0	0	0	0
	0,61562	0,61562	0,61562	0,61562	0,61562	0,61562	0,61562
	0	0	0	0	0	0	0
Угол падения лучей на произвольно расположенную площадку, наклоненную к югу под углом β и ориентированную на север под углом γ	81,97643	72,87932	64,32928	56,86866	51,18963	48,06493	48,05949
Мощность прямого солнечного излучения на наклонную площадку,	11,11111	19,44444	38,88889	61,11111	72,22222	77,77778	80,55556
Плотность потока рассеянной солнечной радиации, падающей на горизонтальную поверхность,	298	408	510	576	637,5	657	652
Коэффициент положения солнечного коллектора для рассеянной радиации:	1	1	1	1	1	1	1
Интенсивность потока полной солнечной радиации,	309,1111	427,4444	548,8889	637,1111	709,7222	734,7778	732,5556

Продолжение таблицы Б2

Месяц	4	4	4	4	4
Номер дня определяется по эмпирической формуле:	3379	3379	3379	3379	3379
Долгота перигелия, градусы:	283,0995	283,0995	283,0995	283,0995	283,0995
Средняя аномалия, градусы:	3685,973	3685,973	3685,973	3685,973	3685,973
Наклон эклиптики, градусы:	85,97276	85,97276	85,97276	85,97276	85,97276
Эксцентриситет:	23,4381	23,4381	23,4381	23,4381	23,4381
Эксцентрическая аномалия, градусы:	0,016705	0,016705	0,016705	0,016705	0,016705
Средняя долгота Солнца:	86,92865	86,92865	86,92865	86,92865	86,92865
Координаты Солнца в прямоугольной системе координат:	0,036874	0,036874	0,036874	0,036874	0,036874
Истинная аномалия, градусы(-180 – 180):	87,88488	87,88488	87,88488	87,88488	87,88488
Долгота солнца, градусы:	370,9844	370,9844	370,9844	370,9844	370,9844
Расстояние от Земли до Солнца, а.е.:	0,999105	0,999105	0,999105	0,999105	0,999105
Координаты Солнца в эклиптической прямоугольной системе координат:	0,9808	0,9808	0,9808	0,9808	0,9808
Координаты Солнца в экваториальной прямоугольной системе координат:	0,190371	0,190371	0,190371	0,190371	0,190371
Координаты Солнца в экваториальной прямоугольной системе координат:	0	0	0	0	0
Склонение Солнца, градусы:	0,9808	0,9808	0,9808	0,9808	0,9808
Прямое восхождение, градусы:	0,174664	0,174664	0,174664	0,174664	0,174664
Сидерическое время на гринвическом меридиане при 00:00	0,075722	0,075722	0,075722	0,075722	0,075722
Местное время	4,346583	4,346583	4,346583	4,346583	4,346583
Долгота местности, градусы:	10,09753	10,09753	10,09753	10,09753	10,09753
Сидерическое время:	276,6048	276,6048	276,6048	276,6048	276,6048
Часовой угол:	16	17	18	19	20
Преобразование в астрономические прямоугольные координаты:	113,5	113,5	113,5	113,5	113,5
Широта местности, градусы:	290,1715	291,1715	292,1715	293,1715	294,1715
Преобразование в координаты с привязкой к горизонту и с учётом широты lat, градусы:	4342,475	4357,475	4372,475	4387,475	4402,475
Угол высоты Солнца над горизонтом, градусы:	0,92139	0,791339	0,607359	0,381989	0,130587
	0,381177	0,606662	0,790804	0,921054	0,988536
	0,075789	0,075789	0,075789	0,075789	0,075789
	52,003	52,003	52,003	52,003	52,003
	0,679438	0,576952	0,431968	0,254366	0,05625
	0,381177	0,606662	0,790804	0,921054	0,988536
	0,626952	0,54689	0,433628	0,294885	0,140117
	38,8256	33,15389	25,69802	17,15067	8,054621

Азимут Солнца, градусы:	209,2932	226,4379	241,3549	254,5615	266,7432
Часовой угол Солнца при восходе и заходе с учётом рефракции, градусы:	96,42208	96,42208	96,42208	96,42208	96,42208
Местное время восхода и захода соответственно, часы:	8,05	8,05	8,05	8,05	8,05
(в десятичном формате)	20,95	20,95	20,95	20,95	20,95
	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5
Время истинного полдня часы:					
(в десятичном формате)	732	732	732	732	732
Плотность потока в данный момент времени,	630,5	568	497	397	285,5
	809,3108	678,4482	551,553	415,4751	288,3445
Угол наклона к югу, градусы:	0	0	0	0	0
Угол ориентации на север, градусы:	0	0	0	0	0
	0,788043	0,788043	0,788043	0,788043	0,788043
	0	0	0	0	0
Угловые коэффициенты, А,В,С,Д,Е:	0	0	0	0	0
	0,61562	0,61562	0,61562	0,61562	0,61562
	0	0	0	0	0
Угол падения лучей на произвольно расположенную площадку, наклоненную к югу под углом β и ориентированную на север под углом γ	51,1744	56,84611	64,30198	72,84933	81,94538
Мощность прямого солнечного излучения на наклонную площадку,	77,77778	69,44444	50	38,88889	13,88889
Плотность потока рассеянной солнечной радиации, падающей на горизонтальную поверхность,	630,5	568	497	397	285,5
Коэффициент положения солнечного коллектора для рассеянной радиации:	1	1	1	1	1
Интенсивность потока полной солнечной радиации,	708,2778	637,4444	547	435,8889	299,3889

Таблица Б3 - Расчёт количества солнечного излучения, достигающего поверхности солнечного коллектора (месяц июль)

Показатель	Результат	Результат	Результат	Результат	Результат	Результат	Результат
Месяц	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00
Номер дня определяется по эмпирической формуле:	3469,8 1	3469,8 1	3469,8 1	3469,8 1	3469,8 1	3469,8 1	3469,8 1
Долгота перигелия, градусы:	283,10	283,10	283,10	283,10	283,10	283,10	283,10
Средняя аномалия, градусы:	3775,8 9	3775,8 9	3775,8 9	3775,8 9	3775,8 9	3775,8 9	3775,8 9
Наклон эклиптики, градусы:	175,89	175,89	175,89	175,89	175,89	175,89	175,89
Эксцентриситет:	23,44	23,44	23,44	23,44	23,44	23,44	23,44
Эксцентрическая аномалия, градусы:	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Средняя долгота Солнца:	175,96	175,96	175,96	175,96	175,96	175,96	175,96
Координаты Солнца в прямоугольной системе координат:	-1,01 0,07	-1,01 0,07	-1,01 0,07	-1,01 0,07	-1,01 0,07	-1,01 0,07	-1,01 0,07
Истинная аномалия, градусы(-180 – 180):	176,02	176,02	176,02	176,02	176,02	176,02	176,02
Долгота солнца, градусы:	459,13	459,13	459,13	459,13	459,13	459,13	459,13
Расстояние от Земли до Солнца, а.е.:	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
Координаты Солнца в эклиптической прямоугольной системе координат:	-0,16 1,00 0,00	-0,16 1,00 0,00	-0,16 1,00 0,00	-0,16 1,00 0,00	-0,16 1,00 0,00	-0,16 1,00 0,00	-0,16 1,00 0,00
Координаты Солнца в экваториальной прямоугольной системе координат:	-0,16 0,92 0,40	-0,16 0,92 0,40	-0,16 0,92 0,40	-0,16 0,92 0,40	-0,16 0,92 0,40	-0,16 0,92 0,40	-0,16 0,92 0,40
Склонение Солнца, градусы:	23,12	23,12	23,12	23,12	23,12	23,12	23,12
Прямое восхождение, градусы:	99,93	99,93	99,93	99,93	99,93	99,93	99,93
Сидерическое время на гринвическом меридиане при 00:00	282,60	282,60	282,60	282,60	282,60	282,60	282,60
Местное время	7,00	8,00	9,00	10,00	11,00	12,00	13,00
Долгота местности, градусы:	113,50	113,50	113,50	113,50	113,50	113,50	113,50
Сидерическое время:	287,17	288,17	289,17	290,17	291,17	292,17	293,17
Часовой угол:	4207,5 6	4222,5 6	4237,5 6	4252,5 6	4267,5 6	4282,5 6	4297,5 6
Преобразование в астрономические прямоугольные координаты:	-0,35 -0,85 0,39	-0,12 -0,91 0,39	0,12 -0,91 0,39	0,35 -0,85 0,39	0,56 -0,73 0,39	0,73 -0,56 0,39	0,85 -0,35 0,39
Широта местности, градусы:	52,00	52,00	52,00	52,00	52,00	52,00	52,00
Преобразование в координаты с привязкой к горизонту и с учётом широты lat, градусы:	-0,52 -0,85 0,09	-0,34 -0,91 0,24	-0,15 -0,91 0,38	0,04 -0,85 0,53	0,20 -0,73 0,65	0,33 -0,56 0,76	0,43 -0,35 0,83
Угол высоты Солнца над горизонтом, градусы:	5,36	13,66	22,58	31,78	40,89	49,38	56,38

Продолжение таблицы Б3

Азимут Солнца, градусы:	58,62	69,80	80,88	92,45	105,34	120,83	140,65
Часовой угол Солнца при восходе и заходе с учётом рефракции, градусы:	124,14	124,14	124,14	124,14	124,14	124,14	124,14
Местное время восхода и захода соответственно, часы:	6,17	6,17	6,17	6,17	6,17	6,17	6,17
(в десятичном формате)	22,82	22,82	22,82	22,82	22,82	22,82	22,82
Время истинного полдня часы:	14,50	14,50	14,50	14,50	14,50	14,50	14,50
(в десятичном формате)							
Плотность потока в данный момент времени,	772,00	772,00	772,00	772,00	772,00	772,00	772,00
	53,36	135,10	253,17	413,25	561,97	665,28	754,97
	53,59	139,03	274,19	486,14	743,38	1021,8 2	1363,7 1
Угол наклона к югу, градусы:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Угол ориентации на север, градусы:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Угловые коэффициенты, A,B,C,D,E:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Угол падения лучей на произвольно расположенную площадку, наклоненную к югу под углом β и ориентированную на север под углом γ	84,64	76,34	67,42	58,22	49,11	40,62	33,62
Мощность прямого солнечного излучения на наклонную площадку,	13,89	25,00	86,11	111,11	113,89	136,11	150,00
Плотность потока рассеянной солнечной радиации, падающей на горизонтальную поверхность,	53,36	135,10	253,17	413,25	561,97	665,28	754,97
Коэффициент положения солнечного коллектора для рассеянной радиации:	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Интенсивность потока полной солнечной радиации,	67,25	160,10	339,28	524,36	675,86	801,39	904,97

Продолжение таблицы Б3

Месяц	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00
Номер дня определяется по эмпирической формуле:	3469,81	3469,81	3469,81	3469,81	3469,81	3469,81	3469,81	3469,81	3469,81
Долгота перигелия, градусы:	283,10	283,10	283,10	283,10	283,10	283,10	283,10	283,10	283,10
Средняя аномалия, градусы:	3775,89	3775,89	3775,89	3775,89	3775,89	3775,89	3775,89	3775,89	3775,89
Наклон эклиптики, градусы:	175,89	175,89	175,89	175,89	175,89	175,89	175,89	175,89	175,89
Эксцентриситет:	23,44	23,44	23,44	23,44	23,44	23,44	23,44	23,44	23,44
Эксцентрисическая аномалия, градусы:	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Средняя долгота Солнца:	175,96	175,96	175,96	175,96	175,96	175,96	175,96	175,96	175,96
Координаты Солнца в прямоугольной системе координат:	-1,01	-1,01	-1,01	-1,01	-1,01	-1,01	-1,01	-1,01	-1,01
Истинная аномалия, градусы(-180 – 180):	176,02	176,02	176,02	176,02	176,02	176,02	176,02	176,02	176,02
Долгота солнца, градусы:	459,13	459,13	459,13	459,13	459,13	459,13	459,13	459,13	459,13
Расстояние от Земли до Солнца, а.е.:	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
Координаты Солнца в эклиптической прямоугольной системе координат:	-0,16	-0,16	-0,16	-0,16	-0,16	-0,16	-0,16	-0,16	-0,16
Координаты Солнца в экваториальной прямоугольной системе координат:	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92
Склонение Солнца, градусы:	23,12	23,12	23,12	23,12	23,12	23,12	23,12	23,12	23,12
Прямое восхождение, градусы:	99,93	99,93	99,93	99,93	99,93	99,93	99,93	99,93	99,93
Сидерическое время на гринвическом меридиане при 00:00	282,60	282,60	282,60	282,60	282,60	282,60	282,60	282,60	282,60
Местное время	14,00	15,00	16,00	17,00	18,00	19,00	20,00	21,00	22,00
Долгота местности, градусы:	113,50	113,50	113,50	113,50	113,50	113,50	113,50	113,50	113,50
Сидерическое время:	294,17	295,17	296,17	297,17	298,17	299,17	300,17	301,17	302,17
Часовой угол:	4312,56	4327,56	4342,56	4357,56	4372,56	4387,56	4402,56	4417,56	4432,56
Преобразование в астрономические прямоугольные координаты:	0,91	0,91	0,85	0,73	0,56	0,35	0,12	-0,12	-0,35
Широта местности, градусы:	-0,12	0,12	0,35	0,56	0,73	0,85	0,91	0,91	0,85
Преобразование в координаты с привязкой к горизонту и с учётом широты lat, градусы:	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39
Угол высоты Солнца над горизонтом, градусы:	52,00	52,00	52,00	52,00	52,00	52,00	52,00	52,00	52,00
	0,48	0,48	0,43	0,33	0,20	0,03	-0,15	-0,34	-0,52
	-0,12	0,12	0,35	0,56	0,73	0,85	0,91	0,91	0,85
	0,87	0,87	0,83	0,76	0,65	0,53	0,38	0,23	0,09
	60,56	60,54	56,34	49,31	40,82	31,71	22,51	13,59	5,29

Окончание таблицы Б3

Азимут Солнца, градусы:	165,98	194,24	219,53	239,31	254,77	267,65	279,21	290,29	301,47
Часовой угол Солнца при восходе и заходе с учётом рефракции, градусы:	124,14	124,14	124,14	124,14	124,14	124,14	124,14	124,14	124,14
Местное время восхода и захода соответственно, часы:	6,17	6,17	6,17	6,17	6,17	6,17	6,17	6,17	6,17
(в десятичном формате)	22,82	22,82	22,82	22,82	22,82	22,82	22,82	22,82	22,82
Время истинного полдня часы:	14,50	14,50	14,50	14,50	14,50	14,50	14,50	14,50	14,50
(в десятичном формате)	772,00	772,00	772,00	772,00	772,00	772,00	772,00	772,00	772,00
Плотность потока в данный момент времени,	816,28	816,28	754,97	665,28	561,97	413,25	253,17	135,10	53,36
	1660,77	1659,84	1362,02	1020,49	742,58	485,75	274,04	138,99	53,59
Угол наклона к югу, градусы:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Угол ориентации на север, градусы:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Угловые коэффициенты, А,В,С,Д,Е:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Угол падения лучей на произвольно расположенную площадку, наклоненную к югу под углом β и ориентированную на север под углом γ	29,44	29,46	33,66	40,69	49,18	58,29	67,49	76,41	84,71
Мощность прямого солнечного излучения на наклонную площадку,	152,78	155,56	150,00	127,78	125,00	100,00	55,56	25,00	11,11
Плотность потока рассеянной солнечной радиации, падающей на горизонтальную поверхность,	816,28	816,28	754,97	665,28	561,97	413,25	253,17	135,10	53,36
Коэффициент положения солнечного коллектора для рассеянной радиации:	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Интенсивность потока полной солнечной радиации,	969,05	971,83	904,97	793,06	686,97	513,25	308,73	160,10	64,47

Таблица Б4 - Расчёт количества солнечного излучения, достигающего поверхности солнечного коллектора (ноябрь)

Месяц	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00
Номер дня определяется по эмпирической формуле:	3561,03	3561,03	3561,03	3561,03	3561,03	3561,03	3561,03
Долгота перигелия, градусы:	283,11	283,11	283,11	283,11	283,11	283,11	283,11
Средняя аномалия, градусы:	3865,80	3865,80	3865,80	3865,80	3865,80	3865,80	3865,80
Наклон эклиптики, градусы:	265,80	265,80	265,80	265,80	265,80	265,80	265,80
Эксцентриситет:	23,44	23,44	23,44	23,44	23,44	23,44	23,44
Эксцентрическая аномалия, градусы:	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Средняя долгота Солнца:	264,85	264,85	264,85	264,85	264,85	264,85	264,85
Координаты Солнца в прямоугольной системе координат:	-0,11	-0,11	-0,11	-0,11	-0,11	-0,11	-0,11
Истинная аномалия, градусы(-180 – 180):	-96,10	-96,10	-96,10	-96,10	-96,10	-96,10	-96,10
Долгота солнца, градусы:	187,01	187,01	187,01	187,01	187,01	187,01	187,01
Расстояние от Земли до Солнца, а.е.:	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Координаты Солнца в эклиптической прямоугольной системе координат:	-0,99	-0,99	-0,99	-0,99	-0,99	-0,99	-0,99
Координаты Солнца в экваториальной прямоугольной системе координат:	-0,11	-0,11	-0,11	-0,11	-0,11	-0,11	-0,11
Склонение Солнца, градусы:	-2,78	-2,78	-2,78	-2,78	-2,78	-2,78	-2,78
Прямое восхождение, градусы:	-173,57	-173,57	-173,57	-173,57	-173,57	-173,57	-173,57
Сидерическое время на гринвичском меридиане при 00:00	288,59	288,59	288,59	288,59	288,59	288,59	288,59
Местное время	9,00	10,00	11,00	12,00	13,00	14,00	15,00
Долгота местности, градусы:	113,50	113,50	113,50	113,50	113,50	113,50	113,50
Сидерическое время:	295,16	296,16	297,16	298,16	299,16	300,16	301,16
Часовой угол:	4600,98	4615,98	4630,98	4645,98	4660,98	4675,98	4690,98
Преобразование в астрономические прямоугольные координаты:	0,19	0,44	0,66	0,83	0,94	1,00	0,98
Широта местности, градусы:	-0,98	-0,90	-0,75	-0,56	-0,33	-0,07	0,19
Преобразование в координаты с привязкой к горизонту и с учётом широты lat, градусы:	-0,05	-0,05	-0,05	-0,05	-0,05	-0,05	-0,05
Угол высоты Солнца над горизонтом, градусы:	52,00	52,00	52,00	52,00	52,00	52,00	52,00
	0,18	0,37	0,55	0,68	0,77	0,82	0,80
	-0,98	-0,90	-0,75	-0,56	-0,33	-0,07	0,19
	0,08	0,23	0,37	0,47	0,54	0,58	0,57
	4,52	13,36	21,41	28,13	32,89	35,11	34,43

Продолжение таблицы Б4

Азимут Солнца, градусы:	100,39	112,65	125,91	140,68	157,19	175,09	193,33
Часовой угол Солнца при восходе и заходе с учётом рефракции, градусы:	87,27	87,27	87,27	87,27	87,27	87,27	87,27
Местное время восхода и захода соответственно, часы:	8,42	8,42	8,42	8,42	8,42	8,42	8,42
(в десятичном формате)	20,10	20,10	20,10	20,10	20,10	20,10	20,10
Время истинного полдня часы:	14,26	14,26	14,26	14,26	14,26	14,26	14,26
(в десятичном формате)	572,00	572,00	572,00	572,00	572,00	572,00	572,00
Плотность потока в данный момент времени,	181,60	274,01	370,12	430,54	486,74	520,65	510,65
	182,17	281,64	397,54	488,19	579,68	636,45	619,11
Угол наклона к югу, градусы:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Угол ориентации на север, градусы:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Угловые коэффициенты, A,B,C,D,E:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Угол падения лучей на произвольно расположенную площадку, наклоненную к югу под углом β и ориентированную на север под углом γ	85,48	76,64	68,59	61,87	57,11	54,89	55,57
Мощность прямого солнечного излучения на наклонную площадку,	13,89	38,89	55,56	69,44	72,22	83,33	75,00
Плотность потока рассеянной солнечной радиации, падающей на горизонтальную поверхность,	181,60	274,01	370,12	430,54	486,74	520,65	510,65
Коэффициент положения солнечного коллектора для рассеянной радиации:	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Интенсивность потока полной солнечной радиации,	195,49	312,90	425,67	499,99	558,96	603,98	585,65

Месяц	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00
Номер дня определяется по эмпирической формуле:	3561,03	3561,03	3561,03	3561,03	3561,03
Долгота перигелия, градусы:	283,11	283,11	283,11	283,11	283,11
Средняя аномалия, градусы:	3865,80	3865,80	3865,80	3865,80	3865,80
Наклон эклиптики, градусы:	265,80	265,80	265,80	265,80	265,80
Эксцентриситет:	23,44	23,44	23,44	23,44	23,44
Эксцентрическая аномалия, градусы:	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Средняя долгота Солнца:	264,85	264,85	264,85	264,85	264,85
Координаты Солнца в прямоугольной системе координат:	-0,11	-0,11	-0,11	-0,11	-0,11
Истинная аномалия, градусы(-180 – 180):	-96,10	-96,10	-96,10	-96,10	-96,10
Долгота солнца, градусы:	187,01	187,01	187,01	187,01	187,01
Расстояние от Земли до Солнца, а.е.:	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Координаты Солнца в эклиптической прямоугольной системе координат:	-0,99	-0,99	-0,99	-0,99	-0,99
Координаты Солнца в экваториальной прямоугольной системе координат:	-0,11	-0,11	-0,11	-0,11	-0,11
Склонение Солнца, градусы:	-2,78	-2,78	-2,78	-2,78	-2,78
Прямое восхождение, градусы:	-173,57	-173,57	-173,57	-173,57	-173,57
Сидерическое время на гринвичском меридиане при 00:00	288,59	288,59	288,59	288,59	288,59
Местное время	16,00	17,00	18,00	19,00	20,00
Долгота местности, градусы:	113,50	113,50	113,50	113,50	113,50
Сидерическое время:	302,16	303,16	304,16	305,16	306,16
Часовой угол:	4705,98	4720,98	4735,98	4750,98	4765,98
Преобразование в астрономические прямоугольные координаты:	0,90	0,75	0,56	0,33	0,07
Широта местности, градусы:	52,00	52,00	52,00	52,00	52,00
Преобразование в координаты с привязкой к горизонту и с учётом широты lat, градусы:	0,74	0,62	0,47	0,29	0,09
Угол высоты Солнца над горизонтом, градусы:	30,97	25,21	17,81	9,33	0,28

Окончание таблицы Б4

Азимут Солнца, градусы:	210,68	226,38	240,40	253,13	265,12
Часовой угол Солнца при восходе и заходе с учётом рефракции, градусы:	87,27	87,27	87,27	87,27	87,27
Местное время восхода и захода соответственно, часы:	8,42	8,42	8,42	8,42	8,42
(в десятичном формате)	20,10	20,10	20,10	20,10	20,10
Время истинного полдня часы:	14,26	14,26	14,26	14,26	14,26
(в десятичном формате)	572,00	572,00	572,00	572,00	572,00
Плотность потока в данный момент времени,	472,74	414,54	344,12	252,01	156,60
	551,32	458,19	361,43	255,39	156,60
Угол наклона к югу, градусы:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Угол ориентации на север, градусы:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Угловые коэффициенты, А,В,С,Д,Е:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Угол падения лучей на произвольно расположенную площадку, наклоненную к югу под углом β и ориентированную на север под углом γ	59,03	64,79	72,19	80,67	89,72
Мощность прямого солнечного излучения на наклонную площадку,	55,56	38,89	27,78	19,44	13,89
Плотность потока рассеянной солнечной радиации, падающей на горизонтальную поверхность,	472,74	414,54	344,12	252,01	156,60
Коэффициент положения солнечного коллектора для рассеянной радиации:	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Интенсивность потока полной солнечной радиации,	528,30	453,43	371,89	271,46	170,49

Таблица Б.5 – Значения изменения расхода пара на турбину и топлива на котел

Дата/Время		Изменение расхода пара на теплообменник, кг/с	Харанорский уголь		Уртуйский уголь	
			$\Delta D_{\text{т}}$, кг/с	ΔB , кг/с	$\Delta D_{\text{т}}$, кг/с	ΔB , кг/с
1		2	3	4	5	6
28.01	9:00	0,115	0,079	0,018	0,079	0,012
	10:00	0,246	0,169	0,039	0,169	0,026
	11:00	0,313	0,215	0,049	0,215	0,033
	12:00	0,319	0,219	0,050	0,219	0,034
	13:00	0,327	0,225	0,051	0,225	0,035
	14:00	0,325	0,224	0,051	0,224	0,034
	15:00	0,322	0,221	0,050	0,221	0,034
	16:00	0,257	0,177	0,040	0,177	0,027
26.02	08:00	0,177	0,122	0,028	0,122	0,019
	9:00	0,303	0,208	0,047	0,208	0,032
	10:00	0,332	0,228	0,052	0,228	0,035
	11:00	0,352	0,242	0,055	0,242	0,037
	12:00	0,353	0,243	0,055	0,243	0,037

1		2	3	4	5	6
	13:00	0,334	0,229	0,052	0,229	0,035
	14:00	0,329	0,226	0,051	0,226	0,035
	15:00	0,306	0,210	0,048	0,210	0,032
	16:00	0,265	0,182	0,041	0,182	0,028
	17:00	0,225	0,155	0,035	0,155	0,024
25.03	07:00	0,154	0,106	0,024	0,106	0,016
	08:00	0,268	0,184	0,042	0,184	0,028
	9:00	0,297	0,204	0,046	0,204	0,031
	10:00	0,312	0,214	0,049	0,214	0,033
	11:00	0,327	0,225	0,051	0,225	0,035
	12:00	0,338	0,232	0,053	0,232	0,036
	13:00	0,329	0,226	0,051	0,226	0,035
	14:00	0,337	0,232	0,053	0,232	0,036
	15:00	0,328	0,226	0,051	0,226	0,035
	16:00	0,308	0,212	0,048	0,212	0,033
	17:00	0,279	0,192	0,044	0,192	0,029
	18:00	0,183	0,126	0,029	0,126	0,019
17.04	06:00	0,081	0,056	0,013	0,056	0,009
	07:00	0,192	0,132	0,030	0,132	0,020
	08:00	0,237	0,163	0,037	0,163	0,025
	9:00	0,242	0,167	0,038	0,167	0,026
	10:00	0,246	0,169	0,038	0,169	0,026
	11:00	0,257	0,177	0,040	0,177	0,027
	12:00	0,262	0,180	0,041	0,180	0,028
	13:00	0,269	0,185	0,042	0,185	0,028
	14:00	0,273	0,187	0,043	0,187	0,029
	15:00	0,282	0,194	0,044	0,194	0,030
	16:00	0,271	0,186	0,042	0,186	0,029
	17:00	0,237	0,163	0,037	0,163	0,025
	18:00	0,213	0,147	0,033	0,147	0,023
	19:00	0,081	0,055	0,013	0,055	0,009
	20:00	0,022	0,015	0,003	0,015	0,002
14.05	05:00	0,025	0,017	0,004	0,017	0,003
	06:00	0,127	0,087	0,020	0,087	0,013
	07:00	0,162	0,111	0,025	0,111	0,017
	08:00	0,177	0,122	0,028	0,122	0,019
	9:00	0,199	0,137	0,031	0,137	0,021
	10:00	0,208	0,143	0,033	0,143	0,022
	11:00	0,206	0,142	0,032	0,142	0,022
	12:00	0,230	0,158	0,036	0,158	0,024
	13:00	0,228	0,157	0,036	0,157	0,024
	14:00	0,234	0,161	0,036	0,161	0,025
	15:00	0,229	0,158	0,036	0,158	0,024
	16:00	0,226	0,155	0,035	0,155	0,024
	17:00	0,128	0,088	0,020	0,088	0,014
	18:00	0,178	0,122	0,028	0,122	0,019
	19:00	0,096	0,066	0,015	0,066	0,010
	20:00	0,022	0,015	0,003	0,015	0,002

	1	2	3	4	5	6
23.06	05:00	0,082	0,036	0,008	0,036	0,005
	06:00	0,101	0,044	0,010	0,044	0,007
	07:00	0,105	0,046	0,010	0,046	0,007
	08:00	0,113	0,049	0,011	0,049	0,008
	9:00	0,118	0,051	0,012	0,051	0,008
	10:00	0,129	0,056	0,013	0,056	0,009
	11:00	0,138	0,060	0,014	0,060	0,009
	12:00	0,145	0,063	0,014	0,063	0,010
	13:00	0,149	0,065	0,015	0,065	0,010
	14:00	0,166	0,072	0,016	0,072	0,011
	15:00	0,162	0,070	0,016	0,070	0,011
	16:00	0,151	0,065	0,015	0,065	0,010
	17:00	0,147	0,064	0,015	0,064	0,010
	18:00	0,145	0,063	0,014	0,063	0,010
	19:00	0,148	0,064	0,015	0,064	0,010
	20:00	0,128	0,056	0,013	0,056	0,009
02.07	05:00	0,083	0,036	0,008	0,036	0,006
	06:00	0,096	0,042	0,009	0,042	0,006
	07:00	0,117	0,051	0,012	0,051	0,008
	08:00	0,134	0,058	0,013	0,058	0,009
	9:00	0,139	0,060	0,014	0,060	0,009
	10:00	0,149	0,065	0,015	0,065	0,010
	11:00	0,154	0,067	0,015	0,067	0,010
	12:00	0,159	0,069	0,016	0,069	0,011
	13:00	0,163	0,071	0,016	0,071	0,011
	14:00	0,163	0,071	0,016	0,071	0,011
	15:00	0,166	0,072	0,016	0,072	0,011
	16:00	0,164	0,071	0,016	0,071	0,011
	17:00	0,154	0,067	0,015	0,067	0,010
	18:00	0,165	0,072	0,016	0,072	0,011
	19:00	0,156	0,068	0,015	0,068	0,010
	20:00	0,148	0,064	0,015	0,064	0,010
09.08	06:00	0,099	0,043	0,010	0,043	0,007
	07:00	0,117	0,051	0,012	0,051	0,008
	08:00	0,139	0,060	0,014	0,060	0,009
	9:00	0,153	0,066	0,015	0,066	0,010
	10:00	0,162	0,070	0,016	0,070	0,011
	11:00	0,181	0,079	0,018	0,079	0,012
	12:00	0,206	0,089	0,020	0,089	0,014
	13:00	0,225	0,098	0,022	0,098	0,015
	14:00	0,198	0,086	0,020	0,086	0,013
	15:00	0,193	0,084	0,019	0,084	0,013
	16:00	0,232	0,101	0,023	0,101	0,015
	17:00	0,175	0,076	0,017	0,076	0,012
	18:00	0,164	0,071	0,016	0,071	0,011
	19:00	0,144	0,063	0,014	0,063	0,010
	07:00	0,294	0,128	0,029	0,128	0,020
	08:00	0,302	0,131	0,030	0,131	0,020

1		2	3	4	5	6
04.09	9:00	0,318	0,138	0,031	0,138	0,021
	10:00	0,323	0,140	0,032	0,140	0,022
	11:00	0,327	0,142	0,032	0,142	0,022
	12:00	0,331	0,144	0,033	0,144	0,022
	13:00	0,326	0,142	0,032	0,142	0,022
	14:00	0,330	0,143	0,033	0,143	0,022
	15:00	0,319	0,139	0,031	0,139	0,021
	16:00	0,288	0,125	0,028	0,125	0,019
	17:00	0,314	0,136	0,031	0,136	0,021
	18:00	0,288	0,125	0,028	0,125	0,019
	19:00	0,177	0,077	0,017	0,077	0,012
16.10	08:00	0,129	0,089	0,020	0,089	0,014
	9:00	0,323	0,222	0,050	0,222	0,034
	10:00	0,422	0,290	0,066	0,290	0,045
	11:00	0,440	0,303	0,069	0,303	0,047
	12:00	0,470	0,323	0,073	0,323	0,050
	13:00	0,457	0,314	0,071	0,314	0,048
	14:00	0,444	0,305	0,069	0,305	0,047
	15:00	0,421	0,289	0,066	0,289	0,044
	16:00	0,409	0,281	0,064	0,281	0,043
	17:00	0,273	0,188	0,043	0,188	0,029
06.11	9:00	0,222	0,153	0,035	0,153	0,023
	10:00	0,355	0,244	0,055	0,244	0,038
	11:00	0,387	0,266	0,061	0,266	0,041
	12:00	0,428	0,294	0,067	0,294	0,045
	13:00	0,431	0,297	0,067	0,297	0,046
	14:00	0,411	0,282	0,064	0,282	0,043
	15:00	0,306	0,211	0,048	0,211	0,032
	16:00	0,203	0,140	0,032	0,140	0,021
11.12	10:00	0,274	0,189	0,043	0,189	0,029
	11:00	0,286	0,196	0,045	0,196	0,030
	12:00	0,316	0,217	0,049	0,217	0,033
	13:00	0,328	0,225	0,051	0,225	0,035
	14:00	0,317	0,218	0,050	0,218	0,034
	15:00	0,251	0,173	0,039	0,173	0,027

Таблица Б.6 – Экономия от снижения расхода топлива

Время	Харанорский уголь			Уртуйский уголь		
	 руб.	Кол- во дней	 руб.	 руб.	Кол-во дней	 руб.
1	2	3	4	5	6	7
Дата: 28.01						
9:00	54,94	31	32906,65	44,41	31	26601,74
10:00	117,54			95,02		
11:00	149,33			120,72		
12:00	152,24			123,07		
13:00	156,20			126,27		
14:00	155,16			125,43		
15:00	153,35			123,97		
16:00	122,74			99,23		
Дата: 26.02						
08:00	84,49	28	39747,98	68,30	28	32132,27
9:00	144,64			116,93		
10:00	158,54			128,16		
11:00	167,87			135,71		
12:00	168,50			136,22		
13:00	159,22			128,72		
14:00	156,72			126,69		
15:00	145,89			117,93		
16:00	126,32			102,12		
17:00	107,38			86,81		
Дата: 25.03						
07:00	73,27	31	51164,05	59,23	31	41361,02
08:00	127,96			103,44		
9:00	141,77			114,60		
10:00	148,81			120,30		
11:00	156,20			126,28		
12:00	161,17			130,29		
13:00	156,88			126,82		
14:00	160,69			129,90		
15:00	156,47			126,49		
16:00	147,07			118,89		
17:00	133,02			107,53		
18:00	87,13			70,44		

1	2	3	4	5	6	7
Дата: 17.04						
06:00	38,82	30	44969,74	31,38	30	36353,54
07:00	91,39			73,88		
08:00	113,23			91,54		
9:00	115,64			93,48		
10:00	117,21			94,76		
11:00	122,63			99,14		
12:00	124,93			100,99		
13:00	128,50			103,88		
14:00	130,01			105,10		
15:00	134,30			108,57		
16:00	129,27			104,50		
17:00	112,89			91,26		
18:00	101,75			82,25		
19:00	38,41			31,05		
Дата: 14.05						
05:00	12,04	31	39563,49	9,73	31	31983,13
06:00	60,43			48,85		
07:00	77,23			62,43		
08:00	84,52			68,32		
9:00	94,73			76,58		
10:00	99,22			80,21		
11:00	98,46			79,60		
12:00	109,77			88,74		
13:00	108,84			87,98		
14:00	111,39			90,05		
15:00	109,43			88,46		
1	2	3	4	5	6	7
16:00	107,87			87,20		
17:00	61,20			49,47		
18:00	84,85			68,59		
19:00	45,98			37,17		
20:00	10,28			8,31		
Дата: 23.06						
05:00	24,81	30	19223,24	20,05	30	15540,07
06:00	30,54			24,69		
07:00	31,78			25,69		
08:00	33,96			27,46		
9:00	35,52			28,72		
10:00	38,83			31,39		
11:00	41,52			33,57		
12:00	43,61			35,25		
13:00	44,91			36,31		
14:00	49,96			40,39		
15:00	48,75			39,41		
16:00	45,43			36,72		

продолжение таб.						
1	2	3	4	5	6	7
17:00	44,28			35,80		
18:00	43,74			35,36		
19:00	44,48			35,96		
20:00	38,64			31,24		
Дата: 02.07						
05:00	25,11	31	21590,50	20,30	31	17453,76
06:00	29,00			23,44		
07:00	35,18			28,44		
08:00	40,44			32,69		
9:00	41,95			33,91		
10:00	44,75			36,18		
11:00	46,33			37,45		
12:00	47,93			38,75		
13:00	48,99			39,60		
14:00	49,12			39,71		
15:00	50,17			40,56		
16:00	49,43			39,96		
17:00	46,54			37,62		
18:00	49,81			40,27		
19:00	47,12			38,09		
20:00	44,61			36,06		
Дата: 09.08						
06:00	29,87	31	22315,94	24,15	31	18040,21
07:00	35,24			28,49		
08:00	41,85			33,83		
9:00	46,00			37,19		
10:00	48,85			39,49		
11:00	54,52			44,07		
12:00	62,08			50,18		
13:00	67,95			54,93		
1	2	3	4	5	6	7
14:00	59,75			48,30		
15:00	58,10			46,97		
16:00	69,93			56,53		
17:00	52,69			42,60		
18:00	49,52			40,03		
19:00	43,52			35,18		
Дата 04.09						
07:00	88,69	30	35578,39	71,70	30	28761,57
08:00	91,03			73,59		
9:00	95,97			77,58		
10:00	97,20			78,58		
11:00	98,45			79,59		
12:00	99,67			80,57		
13:00	98,19			79,38		
14:00	99,30			80,28		

1	2	3	4	5	6	7
15:00	96,14			77,72		
16:00	86,68			70,08		
17:00	94,56			76,44		
18:00	86,83			70,19		
19:00	53,23			43,03		
Дата: 16.10						
08:00	61,75	31	56001,45	49,92	31	45271,57
9:00	154,11			124,58		
10:00	201,38			162,80		
11:00	210,03			169,79		
12:00	224,16			181,21		
13:00	217,74			176,02		
14:00	211,55			171,02		
15:00	200,72			162,27		
16:00	194,92			157,58		
17:00	130,13			105,20		
Дата: 06.11						
9:00	106,06	30	39275,00	85,74	30	31749,92
10:00	169,40			136,94		
11:00	184,77			149,36		
12:00	204,23			165,10		
13:00	205,80			166,37		
14:00	195,83			158,31		
15:00	146,13			118,13		
16:00	96,97			78,39		
Дата: 11.12						
10:00	130,91	31	26197,07	105,83	31	21177,71
11:00	136,26			110,16		
12:00	150,50			121,66		
13:00	156,27			126,33		
14:00	151,28			122,29		
15:00	119,85			96,88		