

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Энергетический (ЭНИИ)

Направление подготовки 13.04.02 – Электроэнергетика и электротехника

Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий (ЭПП)

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Модернизация системы электроснабжения Макзырского поселения Томской области

УДК 621.31.031-048.35(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM4E	Хисамов Рашит Ренатович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сумарокова Л. П.	Кандидат технических наук		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры менеджмента	Е.А. Грахова			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Дашковский А.Г.	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Электроснабжение промышленных предприятий	Завьялов В.М.	д.т.н., доцент		

Томск – 2016 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Энергетический (ЭНИИ)
Направление подготовки 13.04.02 – Электроэнергетика и электротехника
Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий (ЭПП)

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой ЭПП

(Подпись) _____ (Дата) **Завьялов В.М.**
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
5АМ4Е	Хисамов Рашит Ренатович

Тема работы:

**Модернизация системы электроснабжения
Макзырского поселения Томской области**

Утверждена приказом директора (дата, номер)

04.02.2016 г. № 764/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

14.06.2016

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Исследование системы электроснабжения Макзырского поселения Верхнекетского района, и её модернизация для повышение надежности и энергетической эффективности местной энергетики.

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов

(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).

1. Анализ существующего состояния системы электроснабжения Макзырского поселения
2. Расчет и выбор марки, сечения проводов и выбор аппаратов защиты
3. Выбор и расчет источника питания
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
5. Социальная ответственность
6. Заключение

Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Демонстрационный материал (презентация в MS Power Point)
---	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>
--

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Грахова Е.А.
Социальная ответственность	Дашковский А.Г.
Иностранный язык	Матухин Д.Л.

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:
Введение
Основные наработки
Заключение

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	17. 09.14 г.
---	--------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сумарокова Л. П.	Кандидат технических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM4E	Хисамов Рашит Ренатович		

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Энергетический (ЭНИИ)

Направление подготовки 13.04.02 – Электроэнергетика и электротехника

Уровень образования магистр

Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий (ЭПП)

Период выполнения осенний 2014/2015/, весенний семестр 2015/2016 учебного года)

Форма представления работы:

магистерская диссертация

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	25.05.16г.
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
24.12.2014 г.	Обзор литературы	20
11.03.2015 г.	Исследования и проектирование системы электроснабжения	50
16.04.2016 г.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
23.05.2016 г.	Социальная ответственность	10
04.06.2016 г.	Заключение	5
06.06.2016 г.	Обязательное приложение на иностранном языке	5

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сумарокова Л. П.	Кандидат технических наук		

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Электроснабжение промышленных предприятий	Завьялов В.М.	д.т.н., доцент		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
5AM4E	Хисамов Рашит Ренатович

Институт	Энергетический	Кафедра	Электроснабжение промышленных предприятий
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Электроэнергетика и Электротехника

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материальных ресурсов определялась по средней стоимости по г.Томску Оклады в соответствии с окладами сотрудников НИ ТПУ
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Величина накладных расходов 16 %
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления на социальные цели 27,1 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	- Потенциальные потребители результатов исследования; - Анализ конкурентных технических решений.
2. Формирование плана и графика разработки	Планирование работ по проекту: - Определение структуры работ; - Определение трудоемкости работ; - Разработка линейного графика
3. Формирование бюджета затрат на научное исследование	Составление сметы для проекта: - Расчет материальных затрат; - Зарботная плата; - Отчислений на социальные цели; - Накладных расходов
4. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой и экономической эффективности исследования	Оценка целесообразности проекта: - Описание групп рисков - Оценка важности группы рисков

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Календарный план-график проведения работ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры менеджмента	Е.А. Грахова			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM4E	Хисамов Рашит Ренатович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
5AM4E	Хисамов Рашит Ренатович

Институт	Энергетический	Кафедра	Электроснабжение промышленных предприятий
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Электроэнергетика и Электротехника

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	<p><i>Описание места проведения работ по разделу на предмет:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - возникновения вредных и опасных проявлений факторов производственной среды; - возникновения негативного воздействия на окружающую среду; - возникновения чрезвычайных ситуаций (пожара, взрыва); - организации работы отдела охраны труда и его месторасположения.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке	<ol style="list-style-type: none"> 1. Анализ вредных факторов, проектируемой производственной среды в следующей последовательности: <ul style="list-style-type: none"> - выдержки из действующих нормативов на нормы с необходимой размерностью (с ссылкой на соответствующий нормативно технический документ); - предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства); - описание технических систем, обеспечивающих требования нормативов. 2. Анализ опасных факторов проектируемой производственной среды: <ul style="list-style-type: none"> - электробезопасность (технические способы защиты). 3. Охрана окружающей среды: <ul style="list-style-type: none"> - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); - разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 4. Защита в чрезвычайных ситуациях: <ul style="list-style-type: none"> - пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения); - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> - специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия управления охраной труда, ООС, ЧС. <p><i>Перечень законодательных и нормативных документов</i></p>
Перечень расч-го и граф-го материала	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Дашковский А.Г.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM4E	Хисамов Рашит Ренатович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 195 с., 30 рис., 48 табл., 44 источника, 2 прил.

Ключевые слова: Макзырское поселение, электроснабжение, энергия солнца, энергия ветра, органическое топливо, дизельные электростанции.

Объектом исследования является существующая система электроснабжения Макзырского сельского поселения Верхнекетского района.

Цель работы – разработать план по модернизации существующей системы электроснабжения с целью повышения надежности и энергетической эффективности местной малой энергетики.

В процессе исследования проводился анализ существующей коммунальной инфраструктуры объекта, а также оценка возобновляемого энергетического потенциала региона, по результатам которой рассматривались различные источники питания.

В результате исследования были выбраны распределительное устройство, линии и аппараты защиты. Для выбранных типов источников питания было рассчитано и выбрано соответствующее оборудование.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики выбранного источника питания были получены в результате исследования мировых аналогов и предложены для локального применения в поселении.

Область применения: в малой энергетике для децентрализованных районов России, где не возможно подключение к центральной электрической сети.

Экономическая эффективность/значимость работы. В разделе финансовый менеджмент представлены результаты расчетов рисков, которые говорят о том, что проект имеет право на «жизнь», хотя и не лишен вероятных препятствий. Для того, чтобы по возможности снизить их отрицательное влияние на проект была проведена оценка отдельных групп риска (с наиболее

высокими показателями), которые могут быть учтены на подготовительном этапе.

В будущем планируется отработка технологий термохимической конверсии органических отходов как ключевой отрасли альтернативной энергетики. Это позволит оптимально реализовать природный потенциал страны, обеспечить ее энергетическую и сырьевую безопасность, а также устойчивое развитие экономики.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	10
1. ХАРАКТЕРИСТИКА СУЩЕСТВУЮЩЕГО СОСТОЯНИЯ КОММУНАЛЬНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ МАКЗЫРСКОГО СЕЛЬСКОГО ПОСЕЛЕНИЯ.....	12
1.1 Характеристика Макзырского сельского поселения	12
1.2 Характеристика существующего состояния системы электроснабжения.....	13
2. ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	15
2.1 Определение суточных и сезонных нагрузок поселка Макзыр	16
2.2 Расчет электрической сети	19
2.1.1 Расчет электрических нагрузок поселка и выбор распределительного устройства	19
2.1.2 Выбор марки и сечение проводов.....	23
2.1.3 Выбор автоматов защиты	25
3. ВЫБОР ИСТОЧНИКА ПИТАНИЯ.....	27
3.1 Применение энергии ветра	30
3.1.1 Классификация и конструкция ветроустановок.....	30
3.1.2 Определение ветрового потенциала для поселка макзыр	33
3.1.3 Разработка структурной схемы и алгоритма работы системы электроснабжения .	38
3.1.4 Определение требуемых генерирующих мощностей и подбор оборудования	41
3.2 Применение энергии солнца	45
3.2.1 Определение солнечного потенциала в поселке макзыр.....	46
3.2.2 Разработка структурной схемы системы электроснабжения от солнечных модулей.....	52
3.2.3 Определение требуемых генерирующих мощностей и подбор оборудования.	53
3.3 Применение дизельных электростанций.....	64
3.3.1 Анализ использования дизельных электростанций.	64
3.3.2 Выбор числа и мощности дизель-генераторов	66
3.4 Применения органического топлива	69
3.4.1 Теплотехнические характеристики органического топлива	70
3.4.2 Объемы располагаемого местного органического топлива	80
3.4.3 Способы переработки биомассы (газогенерация, пиролиз).....	89
3.4.4 Конструкции установок для газификации древесных отходов методом пиролиза.	93
3.4.5 Выбор оборудования.....	97
4. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ПРОЕКТА.....	106
5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	11213

ВВЕДЕНИЕ

Россия это самая крупная в мире страна по площади зон децентрализованного электроснабжения. Примерно 70 % территорий нашей страны не подключено к центральной электрической сети, но на ней проживают около 20 млн. человек. Наибольшее количество децентрализованных регионов расположено в районах с суровыми климатическими условиями – Сибирь, Дальний Восток, Крайний Север.

Электроснабжение таких районов ввиду их удаленности от энергосистемы и малой мощности требует больших затрат. Большая протяженность линий электропередач, а также износ многих сельских электрических сетей вызывают значительные потери электроэнергии. В результате наблюдается рост затрат на электроснабжение сельскохозяйственных потребителей, что в целом снижает эффективность производства сельскохозяйственной продукции и ухудшает условия комфортного проживания на селе. Появление крупных животноводческих комплексов значительно увеличивает уровень электропотребления в сельском хозяйстве.

Очевидно, что при современном уровне электрификации ее стратегической задачей является повышение надежности и энергетической эффективности малой энергетики России, без успешного решения которой невозможно социально-экономическое развитие многих регионов РФ.

Помочь потребителям можно совершенствуя схему электроснабжения, тем самым сокращая недоотпуск электроэнергии потребителям и соответственно уменьшая наносимый им материальный ущерб, но капитальные расходы на ее эксплуатацию увеличиваются.

Макзырское поселение Верхнекетского района автономно обеспечивается электроэнергией от дизельных электростанций которые давно превысили свой моторесурс. К примеру, в посёлок Макзыр запитан от 4-х устаревших дизельных электростанций общей мощностью 230 кВт. Проблема заключается не только в малом моторесурсе дизельных двигателей станций (ремонт ДВС сопоставим со стоимостью нового; новой станции хватает на 2

года) и в затратах на их эксплуатацию, но и в огромном потреблении дизельного топлива (до 560 т/год). Исходя из этого, одним из решений проблемы видится в замене дизельной электростанции на более выгодные источники электроэнергии. Учитывая широкую распространенность возобновляемой энергетики в работе им уделено особое внимание и рассмотрены различные виды возобновляемой энергии, с целью их локального применения в поселение. Также в проект модернизации системы электроснабжения поселения входит замена ветхой электрической сети. Необходим перерасчёт электрической нагрузки жилых домов, необходим выбор проводов и автоматов защиты.

1. ХАРАКТЕРИСТИКА СУЩЕСТВУЮЩЕГО СОСТОЯНИЯ КОММУНАЛЬНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ МАКЗЫРСКОГО СЕЛЬСКОГО ПОСЕЛЕНИЯ

1.1 Характеристика Макзырского сельского поселения

Макзырское сельское поселение входит в состав Верхнекетского района. Верхнекетский район расположен в северной части Томской области. Районный центр – р.п. Белый Яр. В состав Макзырского сельского поселения входят два населенных пункта: п. Лисица, п. Макзыр. Численность населения Макзырского сельского поселения на 1 января 2015 года согласно статистическим данным составляла 507 человека. В настоящее время в Макзырском сельском поселении проживает 3,2% населения Верхнекетского района.

Основой экономики поселения является лесозаготовительное и перерабатывающее производства лесного комплекса, коммунально-бытовой комплекс, здравоохранение, образование, муниципальное управление. К числу позитивных факторов можно отнести неуклонную тенденцию роста денежных доходов населения в текущих ценах и постепенное восстановление объемов производства.

Бюджет Макзырского сельского поселения является дотационным. Доля собственных доходов составляет 2,3 % доходной части бюджета. Расходы на содержание жилищно-коммунального хозяйства в структуре расходов бюджета в 2014 г. составили 72,4 % (11,384 млн. руб.). Основную долю в расходах на ЖКХ составляют субсидии на компенсацию расходов по организации электроснабжения дизельными электростанциями.

Большую нагрузку на сферу ЖКХ накладывает наличие двух автономных дизельных электростанций. Финансовое состояние предприятия жилищно-коммунального хозяйства поселения за 2014 год является убыточным по всем видам оказываемых услуг. На сегодняшний момент, состояние объектов коммунальной инфраструктуры Макзырского поселения,

характеризуется высокой степенью износа оборудования. Следствием этого являются повышенная аварийность, превышающие нормы потери в сетях, низкий коэффициент полезного действия оборудования. Это требует более высоких затрат на эксплуатацию и содержание объектов коммунальной инфраструктуры.

1.2 Характеристика существующего состояния системы электроснабжения

Электроснабжение поселения осуществляется от дизельных электростанций без трансформации напряжения по линиям электропередач 0,4 кВ, которые характеризуются большим износом. На сегодняшний день реконструкции требуют 53% всех линиям электропередач в п. Лисица, и 60% в п.Макзыр.

Дизельные электростанции (ДЭС) в поселении работают с превышением своего моторесурса. В поселке Лисица имеется 5 ДЭС установленной мощностью 723 кВт, с номинальной мощностью дизельгенераторов от 75 до 224 кВт. В поселке Макзыр находятся в работе 4 ДЭС с установленной мощностью 230 кВт и номинальной мощностью дизельгенераторов от 30 до 75 кВт.

Несомненно, реализация главнейших вопросов электроснабжения обусловлена наличием устаревшего оборудования ДЭС; поэтому необходимы мероприятия по модернизация устаревшего оборудования.

С целью повышения надёжности, безопасности и экономичности электрических сетей 0,4 кВ, необходимо рассчитать и выбрать новые провода, а также аппараты защиты.

Система теплоснабжения также характеризуется крайне высоким моральный и физический износом основного и вспомогательного оборудования котельных, а также низкой надёжностью систем, вследствие высокого уровня износа трубопроводов тепловых сетей и отсутствия резервирования внешнего ресурсоснабжения котельных (электроснабжения и водоснабжения).

Таким образом, на лицо необходимость в модернизация системы электроснабжения, которая будет предусматривать оптимизацию схемы электроснабжения, направленных на минимизацию капитальных затрат по реконструкции и дальнейших эксплуатационных расходов.

2. ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Основной целью модернизации и развития системы электроснабжения является удовлетворить требования высокой надежности и функциональности эксплуатируемых систем, что невозможно без применения самых передовых технических средств и решений.

Основные задачи состоят, прежде всего, в повышении надежности устройств системы электроснабжения, использовании современного оборудования, потребность которого в обслуживании существенно ниже, чем у более старых образцов, экономии электроэнергии, уменьшении эксплуатационных расходов.

Реализация этих принципов позволит обеспечить развитие и модернизацию электроснабжения, не выходя за пределы экономической доступности услуг.

Для реализации модернизации заданной системы электроснабжения определены следующие основные направления:

- модернизация электрической сети;
- модернизация устройств автоматики и релейной защиты распределительных устройств;
- модернизация источника питания;

Пользуясь обширной базой теоретических знаний и технических наработок в области возобновляемой энергетики, особое внимание будет уделено оценке и возможности применения энергетического потенциала возобновляемой энергетики в данном регионе. Для более точного примера будем рассматривать только поселок Макзыр.

2.1 Определение суточных и сезонных нагрузок поселка Макзыр

На начальной стадии проектирования, когда практически неизвестны точные данные электроприемников, но необходимо получить технические условия на присоединение электрической мощности, возникает вопрос, как рассчитать величину установленной мощности потребителей и на этой основе определить расчетную нагрузку на вводе в квартиру или коттедж. При этом, под понятием расчетная электрическая нагрузка P_p потребителя или элемента сети подразумевается мощность, равная ожидаемой максимальной нагрузке за 30 мин.

Используя статистические данные [23] (таблица 2.2), составим графики нагрузок по временам года (рисунок 2.1). Для этого вначале произведем выбор конкретного оборудования, которое необходимо установить в проектируемом коттедже.

В таблице 2.1 приведен примерный список устанавливаемых электробытовых приборов в одном доме.

Таблица 2.1 - Устанавливаемые электробытовые приборы в одном доме.

Электроприемник	Мощность электроприемника P , кВт	Коэффициент использования
холодильник	0,5	0,6
телевизор	0,3	0,3
стиральная машина	2,2	0,3
электрочайник	2	0,2
компьютер	0,5	0,2
пылесос	1,2	0,15
утюг	2,2	0,15
электрическая плита	3,5	0,4
накопительный водонагреватель - (среднее потребление)	2,69	0,6
освещение (лампы накаливания)	0,06	0,35
Итого	15,09	-

Таблица 2.2 – Суточные графики нагрузок активной и реактивной мощности по сезонам

№	Зима				Весна				Лето				Осень			
	P, %	P _p , кВт	Q, %	Q _p , кВАр	P, %	P _p , кВт	Q, %	Q _p , кВАр	P, %	P _p , кВт	Q, %	Q _p , кВАр	P, %	P _p , кВт	Q, %	Q _p , кВАр
1	25	150,900	35	89,996	25	150,900	35	89,996	20	120,720	35	89,996	25	150,900	35	89,996
2	25	150,900	35	89,996	25	150,900	35	89,996	20	120,720	35	89,996	25	150,900	35	89,996
3	25	150,900	35	89,996	25	150,900	35	89,996	20	120,720	35	89,996	25	150,900	35	89,996
4	25	150,900	35	89,996	25	150,900	35	89,996	20	120,720	35	89,996	25	150,900	35	89,996
5	25	150,900	35	89,996	25	150,900	35	89,996	25	150,900	35	89,996	25	150,900	35	89,996
6	35	211,260	35	89,996	35	211,260	35	89,996	30	181,080	35	89,996	35	211,260	35	89,996
7	50	301,800	40	102,853	45	271,620	40	102,853	40	241,440	40	102,853	45	271,620	40	102,853
8	60	362,160	40	102,853	50	301,800	40	102,853	45	271,620	45	115,710	55	331,980	40	102,853
9	40	241,440	45	115,710	40	241,440	45	115,710	40	241,440	50	128,566	40	241,440	45	115,710
10	30	181,080	50	128,566	30	181,080	50	128,566	45	271,620	50	128,566	30	181,080	50	128,566
11	30	181,080	50	128,566	30	181,080	50	128,566	40	241,440	50	128,566	30	181,080	50	128,566
12	35	211,260	50	128,566	35	211,260	50	128,566	30	181,080	50	128,566	35	211,260	50	128,566
13	40	241,440	55	141,423	40	241,440	55	141,423	30	181,080	55	141,423	40	241,440	55	141,423
14	30	181,080	55	141,423	30	181,080	55	141,423	30	181,080	55	141,423	30	181,080	55	141,423
15	30	181,080	55	141,423	30	181,080	55	141,423	35	211,260	55	141,423	30	181,080	55	141,423
16	30	181,080	55	141,423	30	181,080	55	141,423	30	181,080	55	141,423	30	181,080	55	141,423
17	40	241,440	60	154,280	30	181,080	55	141,423	30	181,080	55	141,423	30	181,080	55	141,423
18	70	422,520	70	179,993	40	241,440	55	141,423	30	181,080	55	141,423	40	241,440	55	141,423
19	100	603,600	100	257,133	50	301,800	60	154,280	35	211,260	60	154,280	70	422,520	70	179,993
20	95	573,420	95	244,276	70	422,520	70	179,993	40	241,440	60	154,280	100	603,600	100	257,133
21	70	422,520	70	179,993	100	603,600	100	257,133	70	422,520	80	205,706	85	513,060	85	218,563
22	50	301,800	50	128,566	20	120,720	80	205,706	100	603,600	100	257,133	60	362,160	60	154,280
23	35	211,260	45	115,710	50	301,800	60	154,280	60	362,160	60	154,280	40	241,440	50	128,566
24	30	181,080	40	102,853	30	181,080	40	102,853	25	150,900	40	102,853	30	181,080	40	102,853

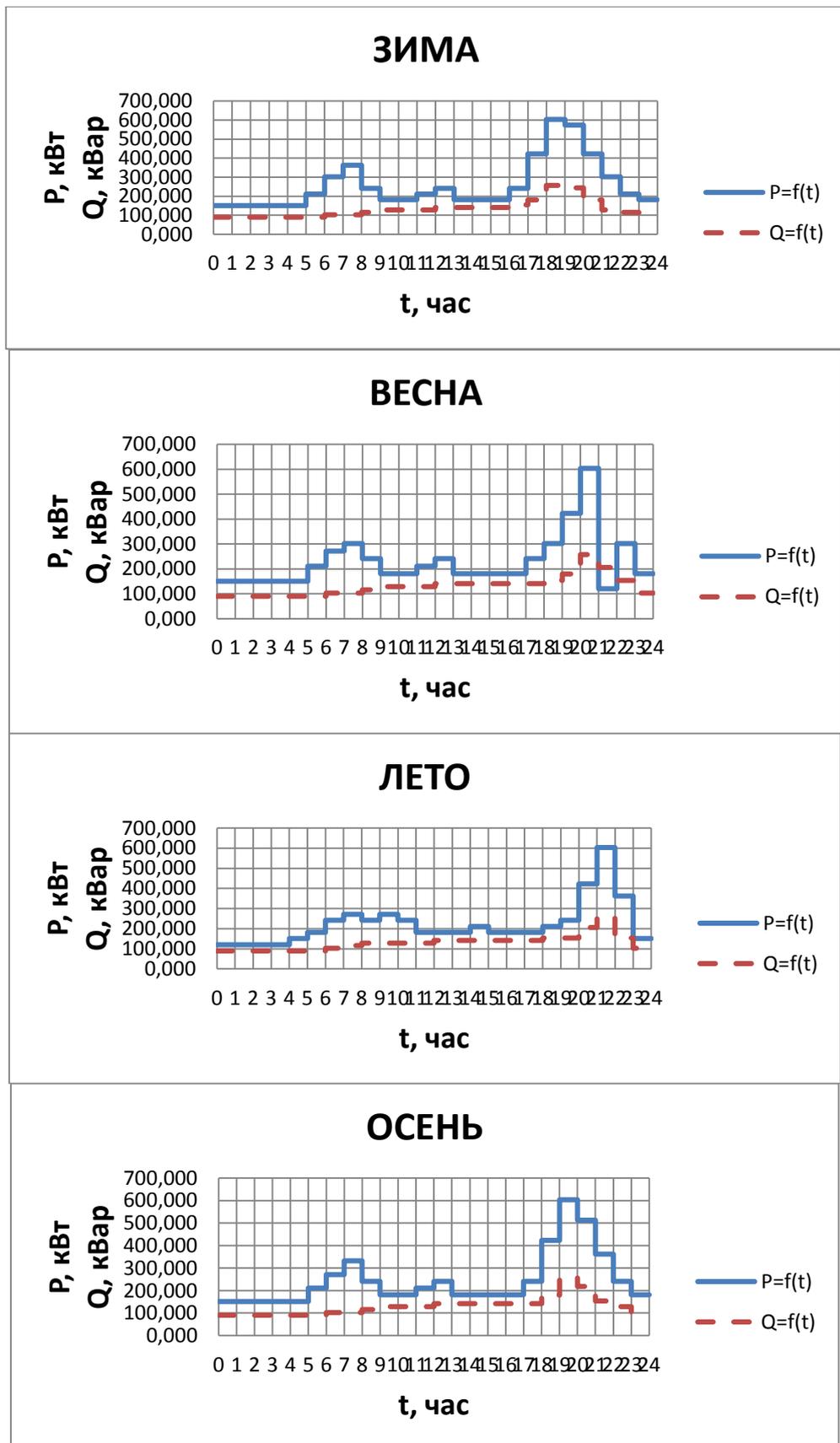


Рисунок 2.1 – Сезонные графики нагрузок

2.2 Расчет электрической сети

Электрические сети поселка включают воздушные и кабельные линии 0,4 кВ. Общая протяженность сетей 10 км, что составляет 7,2 % от общей протяженности электрических сетей децентрализованного электроснабжения Верхнекетского района. Состояние сетей характеризуется тем, что на 60% их протяженности требуется проведение реконструкции.

2.1.1 Расчет электрических нагрузок поселка и выбор распределительного устройства

Расчет электрических нагрузок необходим для выбора основных элементов электрической сети. В частности, расчетная мощность (расчетный ток) служит основой при выборе номинальных токов защитно-коммутационных аппаратов и сечений токопроводящих жил проводов и кабелей в распределительных и групповых сетях.

При этом под расчетной мощностью подразумевается мощность, равная ожидаемой максимальной нагрузке элемента сети за 30 минут (ПУЭ п. 1.3.2). То есть, если фактическая нагрузка превысит расчетную максимальную нагрузку на длительное время, то проводники будут работать с перегрузкой, при которой резко возрастает риск их перегрева и возникновения пожара. Подобные нештатные ситуации нередко возникают из-за несоответствия сечения проводника номинальному току автоматического выключателя.

Таким образом, расчет электрических нагрузок нужен для того, чтобы получить исходные данные для правильного выбора основных элементов электрических сетей и обеспечить их безопасную эксплуатацию.

На рисунке 2.2 изображена схема электроснабжения поселка Макзыр. №1, №2, №3 – улицы поселка Макзыр, ул.Береговая, ул.Центральная, ул.Таёжная, соответственно.

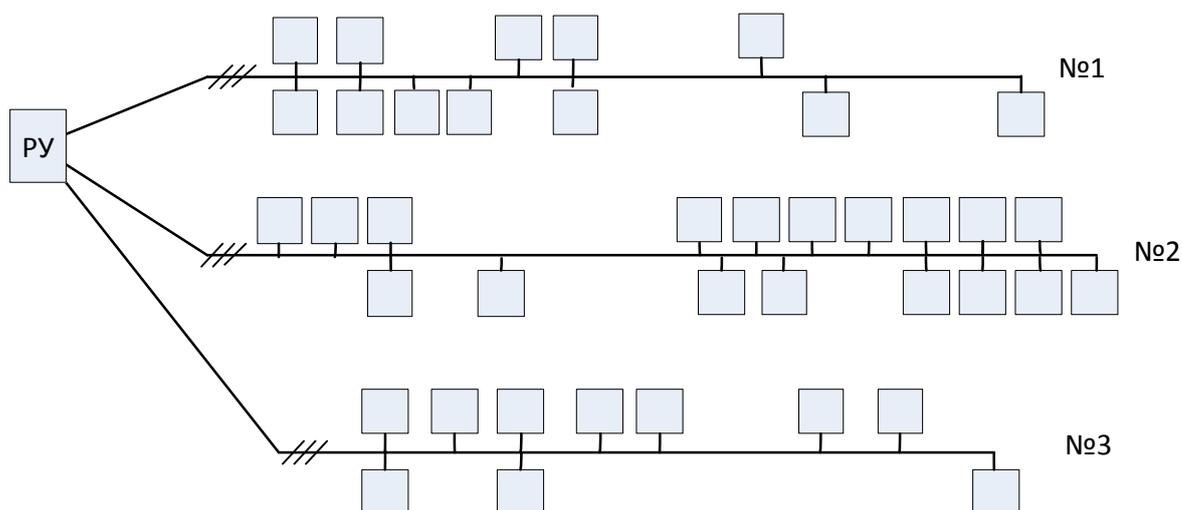


Рисунок 2.2 – Схема сети электроснабжения п. Макзыр

Для начала, необходимо обеспечить наиболее равномерную нагрузку по трем отдельным фазам, что предусмотрено нормами проектирования электросетей для того чтобы разброс значений токов в этих фазах был минимальным.

На рисунке 2.3 изображено распределение нагрузки по фазам. Фазы А, В, С обозначены цветами желтый, зеленый и красный соответственно.

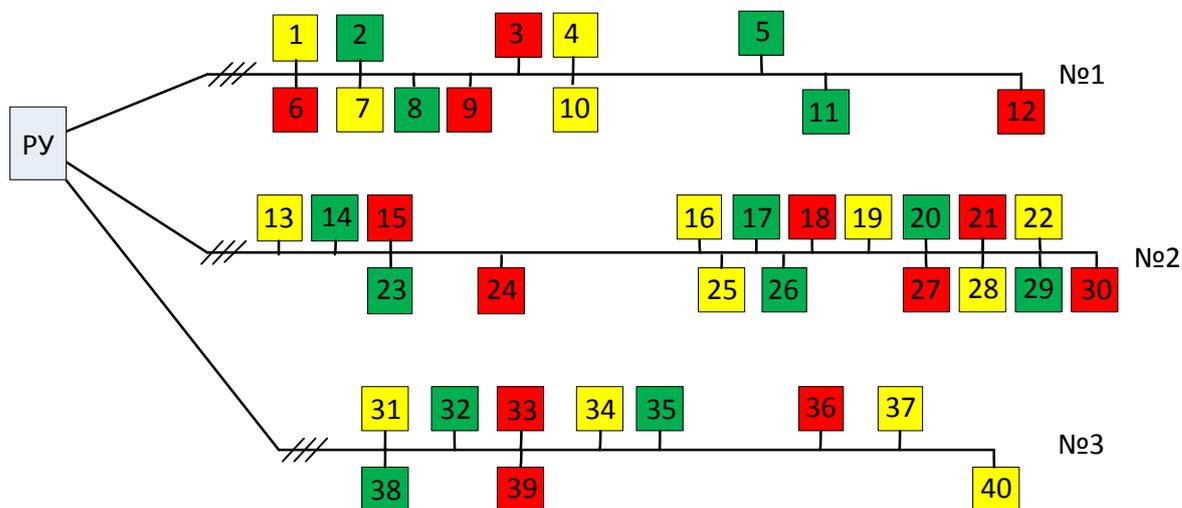


Рисунок 2.3 – Распределение жилых домов по фазам

Для того, чтобы принять электрическую энергию от генератора и передать ее потребителям нам необходимо выбрать распределительное устройство. Но для того чтобы его выбрать необходимо знать нагрузку сети. Для расчета токовой нагрузки электрогруппы потребителей вводится так называемый коэффициент использования электроприёмника (ЭП).

Определяем нагрузку одного дома по таблице 2.1:

$$P_{\partial} = \sum_{i=1}^n (P_{ni} \cdot K_{ui}) = 0,5 \cdot 0,6 + 0,3 \cdot 0,3 + 2,2 \cdot 0,3 + 2 \cdot 0,2 + 0,5 \cdot 0,2 + 1,2 \cdot 0,15 + 2,2 \cdot 0,15 + 3,5 \cdot 0,4 + 2,69 \cdot 0,6 + 0,06 \cdot 0,35 = 5,095 \text{ кВт} \quad (2.1)$$

где P_{∂} – расчетная нагрузка одного дома;

K_{ui} – коэффициент использования;

P_n – номинальная мощность электроприемника;

Далее нам необходимо определить расчетную активную мощность каждой фазы ЭП:

$$P_{pA} = P_{\partial} \cdot n \cdot K_p = (5,095 \cdot 14) \cdot 1,1 = 78,463 \text{ кВт} \quad (2.2)$$

$$P_{pB} = P_{\partial} \cdot n \cdot K_p = (5,095 \cdot 13) \cdot 1,1 = 72,859 \text{ кВт} \quad (2.3)$$

$$P_{pC} = P_{\partial} \cdot n \cdot K_p = (5,095 \cdot 13) \cdot 1,1 = 72,859 \text{ кВт} \quad (2.4)$$

где P_{pA} , P_{pB} , P_{pC} – расчетная мощность фазы;

n – расчетная мощность одного дома;

K_p – расчетный коэффициент $K_p = f(K_{u.c.p}; n_{\text{эф}})$ [39];

Теперь, когда нам известна расчетная активная мощность мы можем найти токовую нагрузку фаз:

$$I_{pA} = \frac{P_{pA}}{\cos \varphi \cdot U_{\phi}} = \frac{78,463}{0,95 \cdot 0,38} = 217,349 \text{ А} \quad (2.5)$$

$$I_{pB} = \frac{P_{pB}}{\cos \varphi \cdot U_c} = \frac{72,859}{0,95 \cdot 0,38} = 201,824 \text{ А} \quad (2.6)$$

$$I_{pC} = \frac{P_{pC}}{\cos \varphi \cdot U_c} = \frac{72,859}{0,95 \cdot 0,38} = 201,824 \text{ А} \quad (2.7)$$

где I_{pA} , I_{pB} , I_{pC} – расчетный ток фазы;

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности;

U_c – фактическое напряжение в сети, В;

Так, коэффициент мощности активной нагрузки (лампы накаливания, нагревательные элементы и т. д.) приближен к 1. Однако, учитывая, что в любой

активной нагрузке наличие незначительной реактивной составляющей, коэффициент мощности $\cos\varphi$ активной нагрузки, используемый для расчета составляет 0,95.

Распределительные пункты выбирают по номинальному току ввода, по количеству отходящих линий, типу защитного аппарата и номинальному току аппарата для присоединения.

По номинальному току ввода $I_{н\text{ РП}}$, А:

$$I_{н\text{ РП}} \geq I_p \quad (2.8)$$

По количеству отходящих линий $n_{\text{лин РП}}$, шт:

$$n_{\text{лин РП}} \geq n_{\text{лин РП факт}} \quad (2.9)$$

Г д е $n_{\text{лин РП факт}}$ – фактическое число отходящих от РП линий.

В целях перспективы развития электроснабжения цеха целесообразно брать шкафы с запасом по числу отходящих линий в разумных пределах (1-2 линии).

К установке принимаем распределительное устройство РУ-0,4 кВ на базе НКУ ЩО-2000 «Нева» [40], на рисунке 2.4 представлено его наглядное изображение. Основные технические характеристики и параметры представлены в таблице Б.6, приложения Б.



Рисунок 2.4 – распределительное устройство РУ-0,4 кВ на базе НКУ ЩО-2000 «Нева»

2.1.2 Выбор марки и сечение проводов

Так как электрическая сеть поселка радиальная, то нам необходимо пересчитать токи и мощности на каждой улице для выбора сечения провода. Расчеты сведем в таблицу 2.3

Таблица 2.3 – Расчетные параметры фаз каждой улицы

№	Название улицы	Фазы А		Фазы В		Фазы С	
		P_p	I_p	P_p	I_p	P_p	I_p
№1	ул. Береговая	22,418	62,100	22,418	62,100	22,418	62,100
№2	ул. Центральная	33,627	93,150	33,627	93,150	33,627	93,150
№3	ул. Таёжная	22,418	62,100	16,814	46,575	16,814	46,575

Для ЛЭП небольших загородных поселков и деревень, напряжение которых не превосходит 1000 Вольт, принято использовать самонесущие провода, маскирующиеся СИП.

Сечения изолированных проводов СИП до 1 кВ обычно выбирают по допустимому нагреву. При выборе сечений СИП по нагреву следует учитывать материал изоляции провода: термопластичный или сшитый полиэтилен.

Изоляция из сшитого полиэтилена более термоустойчива, чем из термопластичного полиэтилена. В нормальных режимах работы температура жилы с изоляцией из термопластичного полиэтилена ограничена 70 °С, а с изоляцией из сшитого полиэтилена — 90 °С.

Провода с изоляцией из сшитого полиэтилена в 1,15 - 1,2 раза дороже проводов с изоляцией из термопластичного полиэтилена. Однако СИП с изоляцией из сшитого полиэтилена имеют в 1,3 - 1,4 раза большую пропускную способность, чем провода такого же сечения с изоляцией из термопластичного полиэтилена. Очевидно, что выбор сечения СИП следует проводить на основе технико-экономического сравнения вариантов с различной изоляцией.

В соответствии со значением расчетного тока фаз таблица 2.3 можно принять два варианта СИП (таблица Б.5):

1. СИП с изоляцией — термопластичный полиэтилен
для улицы №1 и №3 – СИП-1А 2х16, $I_{доп} = 75$ А;

для улицы №2 — СИП-1А 2х25, $I_{\text{доп}} = 100 \text{ А}$;

2. СИП с изоляцией — сшитый полиэтилен

для улицы №1 и №3 — СИП-2А 2х16, $I_{\text{доп}} = 105 \text{ А}$;

для улицы №2 — СИП-2А 4х16, $I_{\text{доп}} = 100 \text{ А}$;

Чтобы принять какой-либо из вариантов, необходимо проверить выбранные провода по потери напряжения. Проверка выбранного сечения проводника исходя из условия:

$$\Delta U = \frac{P \cdot (r_0 \cdot l) + Q \cdot (x_0 \cdot l)}{10 \cdot U^2}, \% \leq \Delta U_{\text{доп}\%} = 5\%, \quad (2.10)$$

где r_0 , x_0 — удельное активное и индуктивное сопротивления соответствующих участков сети, Ом/км;

l — соответствующая длина участков сети, км;

P , Q — активная и реактивная мощность;

$\Delta U_{\text{доп}\%} = 5\%$ - допустимая потеря напряжения.

Результаты проверки сведем в таблицу 2.4.

Таблица 2.4 – Результаты проверки проводов по потери напряжения

1 вариант							
№ Улицы	Марка, сечение и изоляция провода	r_0	x_0	l , км	Фаза А	Фаза В	Фаза С
					ΔU	ΔU	ΔU
1	СИП-1А 2х16 изоляция — термопластичный полиэтилен	1,91	0,0754	0,85	2,520	2,520	2,520
2	СИП-1А 2х25 изоляция — термопластичный полиэтилен	1,2	0,0717	0,95	2,655	2,655	2,655
3	СИП-1А 2х16 изоляция — термопластичный полиэтилен	1,91	0,0754	0,95	2,817	2,113	2,113
2 Вариант							
1	СИП-2А 2х16 изоляция — сшитый полиэтилен	1,91	0,0754	0,85	2,520	2,520	2,520
2	СИП-2А 4х16 изоляция — сшитый полиэтилен	1,91	0,0821	0,95	4,225	4,225	4,225
3	СИП-2А 2х16 изоляция — сшитый полиэтилен	1,91	0,0754	0,95	2,817	2,113	2,113

Все выбранные провода прошли проверку по условиям падения напряжения (формула 2.10). Но учитывая то, что провода с изоляцией из

термопластичного полиэтилена экономически выгоднее, мы принимаем к установке провода варианта 1.

2.1.3 Выбор автоматов защиты

В качестве аппаратов защиты электрических сетей применяются автоматические выключатели. Причем автоматы необходимо поставить на каждую фазу и на каждую улицу (ответвление).

Выбор автоматических выключателей производим по следующим условиям:

По номинальному току автоматического выключателя $I_{н.ав}$

$$I_{н.ав} \geq I_p,$$

Выбираем номинальный ток теплового расцепителя $I_{н.тепл\ расц}$

$$I_{н.тепл\ расц} \geq I_p,$$

Согласно условиям выбираем автоматические выключатели, результаты выбора сводим в таблицу 2.5 [41].

Таблица 2.5 – Выбор автоматических выключателей

Место установки		I_p , А	Аппарат защиты	$I_{н.авт}$, А	$I_{т.р.авт}$, А	Стоимость аппарата защиты, руб
Распределительное устройство		620,997	ВА51-39	630	2000	12 060
РУ отпайка на ул. Береговая	А	62,100	ABB S801N C80	80	400	6133,05
	В	62,100	ABB S801N C80	80	400	6133,05
	С	62,100	ABB S801N C80	80	400	6133,05
РУ отпайка на ул. Центральная	А	93,150	ABB S801N C100	100	500	6746,36
	В	93,150	ABB S801N C100	100	500	6746,36
	С	93,150	ABB S801N C100	100	500	6746,36
РУ отпайка на ул. Таёжная	А	62,100	ABB S801N C80	80	400	6133,05
	В	46,575	ABB S801N C80	80	400	6133,05
	С	46,575	ABB S801N C80	80	400	6133,05

Однолинейная схема электроснабжения поселка представлена на рисунке Б.1, приложения Б.

Таким образом, были выбраны распределительное устройство, линии и аппараты защиты. На сегодняшний день посёлок Макзыр автономно обеспечивается электроэнергией от 4-х устаревших дизельных электростанций общей мощностью 230 кВт. Проблема заключается не только в малом моторесурсе дизельных двигателей станций и в затратах на их эксплуатацию, но и в огромном потреблении дизельного топлива (до 560 т/год). Исходя из этого, одним из решений проблемы видится в замене дизельной электростанции на более выгодные источники электроэнергии. Поэтому необходимо уделить особое внимание источникам питания и рассмотреть возможные варианты производства электроэнергии.

3. ВЫБОР ИСТОЧНИКА ПИТАНИЯ

Учитывая, что Верхнекетский район является децентрализованной зоной электроснабжения Томской области, электроснабжение в этой зоне осуществляется от дизельных электростанций. Большая часть из этих электростанций выработала свой ресурс. Стоимость электроэнергии в среднем по области достигает 5 - 6 и более рублей за кВт·ч, в связи с высокой стоимостью доставки горючего и несоответствием установленной мощности станции нагрузкам.

В связи с выше сказанным есть необходимость по рассмотрению всевозможных вариантов электроснабжения поселка с интегрированными установками возобновляемой энергетики. Для этого необходимо произвести оценку возобновляемого энергетического потенциала для данного региона.

Использование энергии солнца. Использование солнечных установок для электроснабжения по предварительным оценкам проведенных в работе [9] можно считать экономически малоэффективным и их применение в заметных масштабах считается недостаточно целесообразным. Благодаря исследованиям [11] становится понятно, что возможно применения солнечных энергоустановок сезонного типа с апреля по август, а иногда период может увеличиваться с марта по сентябрь. С учетом этого, необходим расчет для возможности для применение солнечных энергоустановок в гибридном режиме работы с ДЭС.

На следующие несколько лет, но не ранее 2018 года, с учетом динамики роста стоимости дизельного топлива и снижения стоимости установленной мощности СЭС, можно считать перспективным электроснабжения поселка от СЭС.

Использование энергии ветра. Предварительная сравнительная оценка расчетных тарифов на ветровую электроэнергию в Томской области с существующими тарифами на электроэнергию ДЭС [9] показала безусловную экономическую целесообразность внедрения ветроэнергетики в автономные системы электроснабжения области. Но очевидно, что ветродизельную

генерацию целесообразно использовать для электрификации поселения только после оценки ветрового потенциала. Характеристики ветроэлектростанций (далее – ВЭС) следует выбирать исходя из возможности обеспечения потребителя ветровой энергией в ветронасыщенные сезоны года. Сезоны с низким ветровым потенциалом (зима, лето) обеспечиваются совместной генерацией ВЭС и ДЭС.

Предварительные расчеты ветрового режима [11] показывают, в что применение ветроэнергетических установок (далее ВЭУ) малой мощности рекомендуется с дублированным источником энергии (малые ГЭС, гелиоустановки, дизельные генераторы).

Исходя из работы [8], где имеются в наличии необходимые данные по ветромониторингу, выполнены предпроектные разработки, геодезические исследования и т.п с. Макзыр можно отнести к высокоприоритетной территории для использования энергии ветра.

Использование биомассы лесов. Технический потенциал энергии, заключенной в биомассе лесов Томской области огромный. 91% территории Томской области, в том числе покрытых лесом земель 19 302,7 тыс. га, и общим запасом древесины 2 851,4 млн. м³ и с каждым годом растет масса спелых и перестойных лесов [37]. Поэтому наиболее мощным возобновляемым местным энергетическим ресурсом служит древесная масса и отходы ее переработки, вовлечение которых в топливный баланс позволяет существенно снизить потребности в привозном жидком топливе и решить экологические и социальные задачи.

Годовой технический потенциал биомассы лесов 2014 года оценивается в 2,464 млн. т.у.т., в том числе:

- при осуществлении только главных рубок в 2,06 млн. т.у.т.,
- при использовании на топливно-энергетические нужды отходов лесозаготовки, биомассы рубок прореживания и отходов деревопереработки 0,404 млн. т.у.т.

Потенциал древесной биомассы, логистически доступный в радиусе 30-50 км от источников полностью покрывает потребности в данном виде топлива ДЭС Макзырского поселения [37].

Использование биологических отходов. Суммарный энергетический потенциал отходов животноводства и птицеводства региона составляет 109,5 тыс. т.у.т. [37] Но в непосредственной близости к поселению не находится ни одного животноводческого комплекса, способное в необходимом объеме предоставлять биоресурсы для производства.

Таким образом, по предварительной оценке возобновляемого энергетического потенциала нашего региона приоритетными возобновляемыми источниками энергии являются энергия ветра, энергия солнца и органическое топливо, заключенных в биомассе лесов.

Также нельзя забывать о зарекомендовавших себя и составляющих основу малой энергетики России дизельных электростанциях.

3.1 Применение энергии ветра

Ветер это один из наиболее мощных энергетических источников и его применение в народном хозяйстве возможно гораздо в больших масштабах, чем в настоящее время.

На возможность использования энергии ветра влияют такие факторы как метеорологические условия, выбор расположения ветроэнергетической установки (ВЭУ), метод преобразования энергии ветра из кинетической в электрическую, использование ее в системе энергоснабжения и, что не маловажно, экономическая эффективность.

Скорость и направление — это важнейшая характеристика, определяющая энергетическую ценность ветра. Эти величины зависят от влияния сил на движущиеся воздушные массы. В связи с некоторыми метеорологическими факторами, а также влиянием рельефных условий, скорость и направление ветра изменяются по случайному закону. Поэтому предсказать мощность, вырабатываемую ВЭУ в различные периоды времени, крайне сложно. Но в то же время суммарную выработку агрегата, особенно за продолжительный промежуток времени, высчитывается очень точно, так как в течение года или сезона средняя скорость ветра и частота распределения скоростей практически не меняется.

3.1.1 Классификация и конструкция ветроустановок

Как следует из названия, речь в данном случае идет о специальных установках, которые используют энергию движения (кинетическую энергию) ветра для получения электрического тока. Ветроэнергетическая установка состоит: из ветроагрегата (ветродвигатель в комплекте с одной или несколькими рабочими машинами); устройства, аккумулирующего энергию или резервирующего мощность; в ряде случаев дублирующего двигателя (чаще теплового); систем автоматического управления и регулирования режимов работы установки.

Традиционно используются следующие критерии классификации ВЭУ:

- по расположению оси вращения ветроколеса;
- по количеству лопастей;
- по способу регулирования.

Классификация ветроустановок приведена на рисунке 3.1

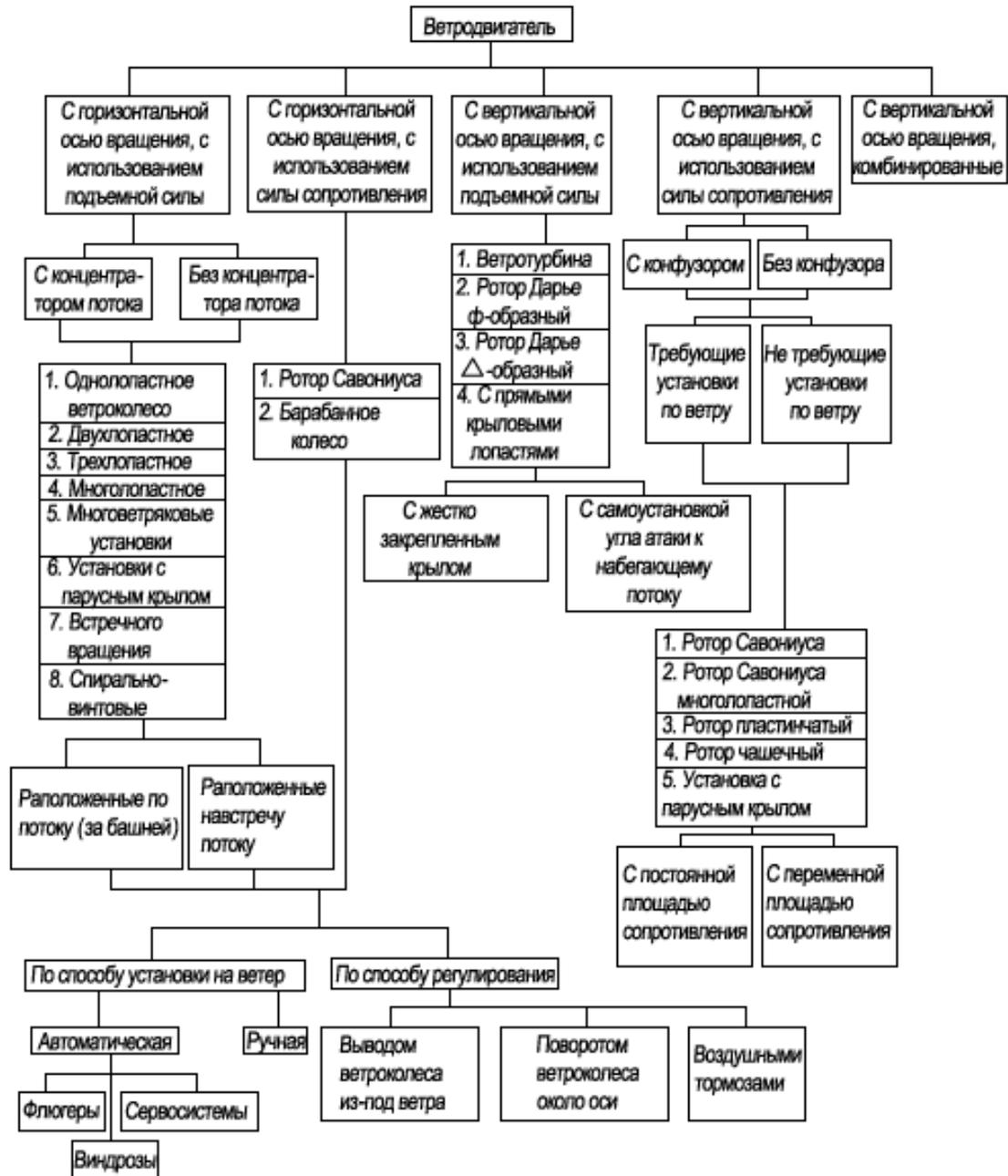


Рисунок 3.1 – классификация ветроустановок

Согласно классификации, основным отличительным параметром ВЭУ является ориентация оси вращения ветроколеса относительно направления ветра. На рисунке 3.2 представлены ВЭУ с горизонтальной и вертикальной осью вращения.

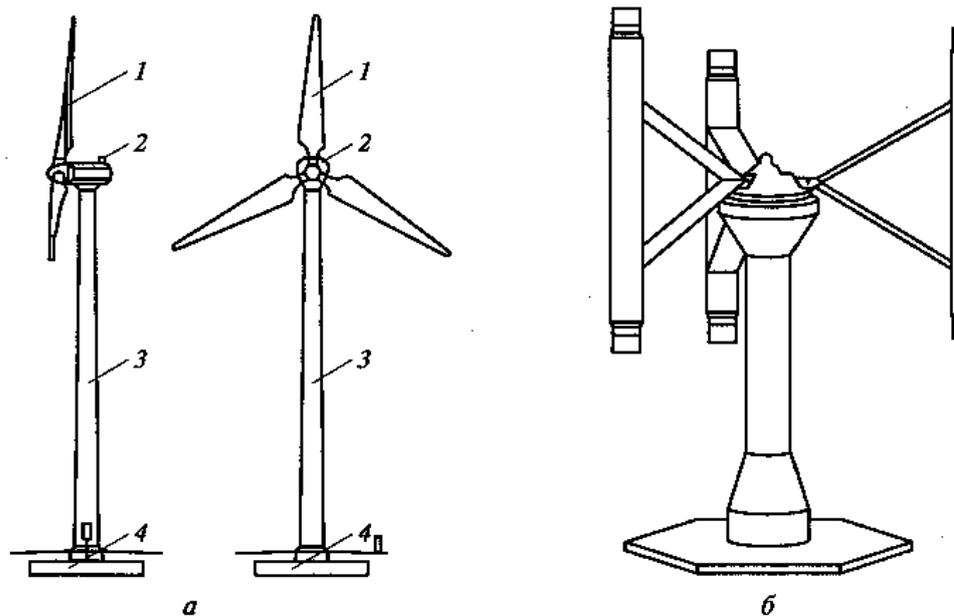


Рисунок 3.2 – Виды ветроэнергетических установок:

а — ВЭУ с горизонтальной осью вращения; б — ВЭУ с вертикальной осью вращения; 1 — рабочее колесо; 2 — гондола с редуктором и генератором; 3 — башня; 4 — фундамент установки

Недостаток всем известных горизонтальных моделей состоит в том, что постоянно должны подстраиваться под часто меняющийся направления ветер. Это происходит благодаря так называемому «парусу» -ветряному флюгелю, который поворачивается по ветру. Недостаток этой техники в том, что роторы могут вращаться только тогда, когда положение ветряка выровнено идеально. Постоянно меняющиеся направления ветра замедляют тем самым оптимальное получение электроэнергии из энергии ветра. Это означает, что самые лучшие горизонтальные ветряки большую часть времени отводят на идеальное выравнивание по ветру, тем самым они работают не в полную мощность.

Виндрозы позволяют получить меньшую угловую скорость Виндрозы это многолопастные ветряные колеса, которые устанавливаются позади головки. Вращения их плоскости перпендикулярно плоскости вращения ветроколеса. При набеге ветра под некоторым углом на виндрозы начинается их вращение, которое через специальные шестерни передается головке, которая, в свою очередь, поворачивается и устанавливает ветроколесо на воздушный поток. В это время виндрозы выходят из-под воздушного потока и останавливаются.

Мощность, развиваемая ветроагрегатом зависит от скорости ветра. Поэтому, если увеличить скорость ветра хотя бы в три раза, энергия потока возрастёт в 27 раз а значит мощность увеличится.

Чтобы предохранить от перегрузок и сохранить частоту вращения ветроколеса в заданных пределах применяют систему автоматического регулирования. Если скорость ветра выше расчетной, то необходимо ограничить частоту вращения генератора. Основной способ регулирования — это изменение подъемной силы на лопастях в момент действия аэродинамических сил на ветроколесо. Также существуют еще два основных способа регулирования:

- для тихоходных агрегатов необходимо изменить положение всего ветроколеса в воздушном потоке (выводом из-под ветра);
- для быстроходных агрегатов необходимо повернуть лопасти на соответствующие углы атаки, для этого используются силы: центробежные, аэродинамические или одновременно те и другие.

При пуске агрегата и его разгоне лопасти автоматически поворачивают на оптимальные углы, чтобы улучшить пусковые характеристики агрегата. Но постепенно, при росте скорости воздушного потока, уменьшается угол атаки и соответственно подъемная сила.

3.1.2 Определение ветрового потенциала для поселка Макзыр

Определение энергетического потенциал ветра производится на основе многолетних данных с метеостанции о скорости ветра.

В связи с тем, что метеоданных о Макзырском поселении нет мы воспользуемся данными ближайшей метеостанции. Координаты поселка: 58°37'21" с. ш. 85°36'07" в. д.

Информация взята с сайта "Расписание Погоды", [rp5.ru]

Таблица 3.1 – Данные с метеостанции Максимкин Яр, Россия, выборка с января по декабрь 2015г

Месяц	T, температура воздуха (градусы Цельсия) на высоте 2 метра над поверхностью земли	P0, атмосферное давление на уровне станции (миллиметры ртутного столба)	P, атмосферное давление, приведенное к среднему уровню моря (миллиметры ртутного столба)	FF, скорость ветра на высоте 10-12 метров над земной поверхностью, осредненная за 10-минутный период, непосредственно предшествовавший сроку наблюдения (метры в секунду)	FF10, максимальное значение порыва ветра на высоте 10-12 метров над земной поверхностью за 10-минутный период, непосредственно предшествующий сроку наблюдения (метры в секунду)	FF3, максимальное значение порыва ветра на высоте 10-12 метров над земной поверхностью за период между сроками (метры в секунду)	Tn, минимальная температура воздуха (градусы Цельсия) за прошедший период (не более 12 часов)	Tx, максимальная температура воздуха (градусы Цельсия) за прошедший период (не более 12 часов)	Nh, количество всех наблюдающихся облаков C1 или, при отсутствии облаков C1, количество всех наблюдающихся облаков Cm
Январь	-16.1	754.8	765.4	2.0	11.8	11,4	-40.6	+0.3	60%
Февраль	-10.5	755.9	766.3	2,5	11,3	11,9	-32.2	-1.7	60%
Март	-7.1	755.5	765.7	2.4	10.8	11.3	-33.2	+6.6	50%
Апрель	+3.2	752.5	762.3	2.2	11.6	12.3	-14.5	+18.1	50%
Май	+11.0	751.0	760.5	2.1	11.3	12.3	-2.5	+24.0	50%
Июнь	+17.9	750.8	760.0	1.9	11.3	12.0	+5.8	+30.2	40%
Июль	+18.6	745.0	754.2	1.8	10.0	11.2	+7.1	+32.6	50%
Август	+14.8	747.1	756.4	1.9	10.8	11.8	+1.0	+26.7	60%
Сентябрь	+7.4	752.9	762.5	1.7	10.0	10.3	-4.4	+28.6	70 – 80%
Октябрь	+0.4	751.7	761.5	2.3	11.4	11.7	-9.6	+17.4	90 или более, но не 100%
Ноябрь	-13.3	760.0	770.5	1.5	10.16	10.2	-30.7	+3.1	50%
Декабрь	-9.2	751.6	761.8	2.0	10.0	11.1	-34.5	+1.1	70 – 80%

Данные о средней скорости ветра в каждый из сезонов сведем в таблицу (таблица 3.2). Все расчеты будем производить для среднего дня среднего месяца сезона (январь, апрель, июль, октябрь).

Таблица 3.2 – Среднесезонные значения скорости ветра

Сезон	Скорость ветра, м/с
Зима	2,0
Весна	2,2
Лето	1,8
Осень	2,3

Теперь оценим примерную мощность ветроустановок. Для этого применим формулу для нахождения мощности ветроэнергетической установки:

$$P_1 = \frac{1}{2} C_p \rho \pi R^2 V^3, \quad (3.1)$$

где C_p – коэффициент использования энергии ветра (примем значение $C_p=0,3$);

ρ – плотность воздуха, $\rho = 1,2 \text{ кг/м}^3$;

R – радиус лопасти, $R = 3,8 \text{ м}$;

V – продольная составляющая скорости ветра, м/с.

Возьмем для предварительного расчета $n=300$ ветроустановок. Произведем расчет по вышеуказанным формулам и сложим мощность ветроустановок. Полученные значения мощностей приведены в таблице 3.3. Полученные графики вырабатываемой ветроустановками активной мощности приведены на рисунках 3.1. При этом, учтено, что поток ветра изменяется случайным образом в течение дня. Значение скорости пересчитано таким образом, что

$$V_i = V_{cp} \cdot (1 - k_n \cdot \xi), \quad (3.2)$$

где V_{cp} – средняя скорость ветра, м/с;

k_n – коэффициент порывистости, $k_n = 0,4..1$;

ξ – $random(-1..+1)$.

Таблица 3.3 – Расчет мощности ветроэнергетических установок

	Зима		Весна		Лето		Осень	
	$P_{в1}$	$P_{в300}$	$P_{в1}$	$P_{в300}$	$P_{в1}$	$P_{в300}$	$P_{в1}$	$P_{в300}$
1	0,646	193,855	0,313	94,031	0,424	0,513	0,089	17,369
2	0,051	15,260	0,860	258,021	0,155	2,375	0,089	6,330
3	0,235	70,647	0,313	94,031	0,033	0,513	0,089	6,330
4	0,646	193,855	0,068	20,311	0,424	0,513	1,130	17,369
5	0,235	70,647	0,860	258,021	0,424	0,513	0,089	1,367
6	0,051	15,260	0,313	94,031	0,424	6,516	1,130	6,330
7	0,051	15,260	0,068	20,311	0,424	2,375	0,412	6,330
8	0,646	193,855	0,068	20,311	0,155	2,375	0,412	6,330
9	0,051	15,260	0,068	20,311	0,424	6,516	0,089	1,367
10	0,235	70,647	0,068	20,311	0,033	2,375	1,130	17,369
11	0,051	15,260	0,313	94,031	0,424	6,516	0,412	1,367
12	0,235	70,647	0,860	258,021	0,424	6,516	0,412	1,367
13	0,646	193,855	0,313	94,031	0,033	2,375	0,089	6,330
14	0,646	193,855	0,860	258,021	0,155	0,513	0,412	1,367
15	0,646	193,855	0,068	20,311	0,033	2,375	0,089	1,367
16	0,646	193,855	0,068	20,311	0,155	6,516	0,412	6,330
17	0,235	70,647	0,068	20,311	0,155	0,513	1,130	17,369
18	0,646	193,855	0,313	94,031	0,033	6,516	0,412	17,369
19	0,051	15,260	0,313	94,031	0,424	2,375	1,130	6,330
20	0,646	193,855	0,068	20,311	0,155	0,513	0,412	17,369
21	0,235	70,647	0,860	258,021	0,033	0,513	0,089	17,369
22	0,646	193,855	0,313	94,031	0,424	2,375	0,412	1,367
23	0,235	70,647	0,860	258,021	0,155	2,375	0,412	6,330
24	0,051	15,260	0,068	20,311	0,424	6,516	0,412	1,367

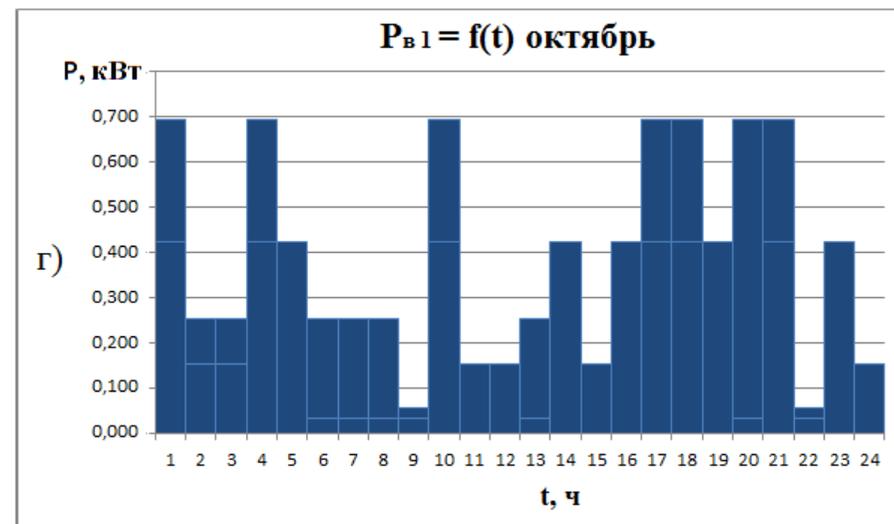
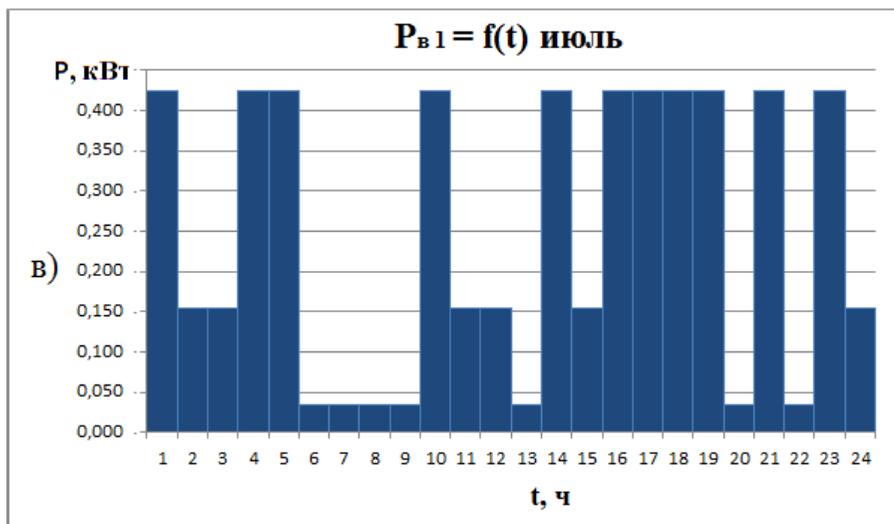
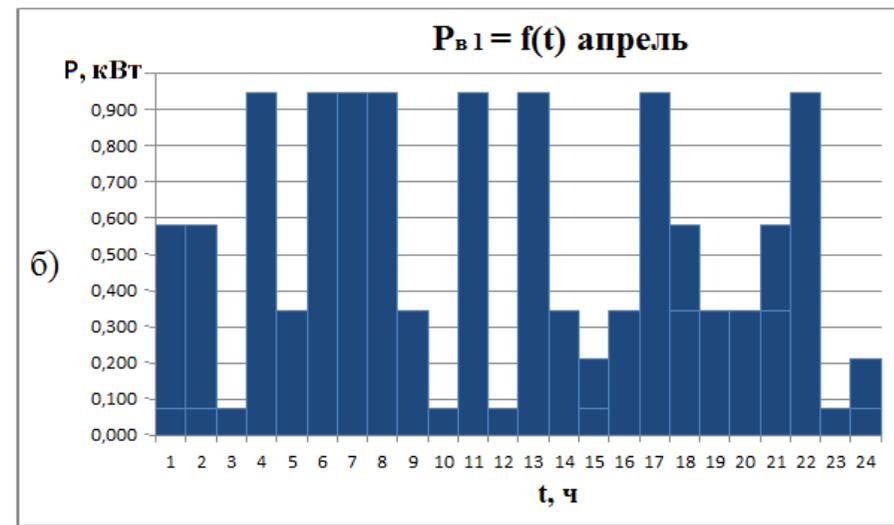
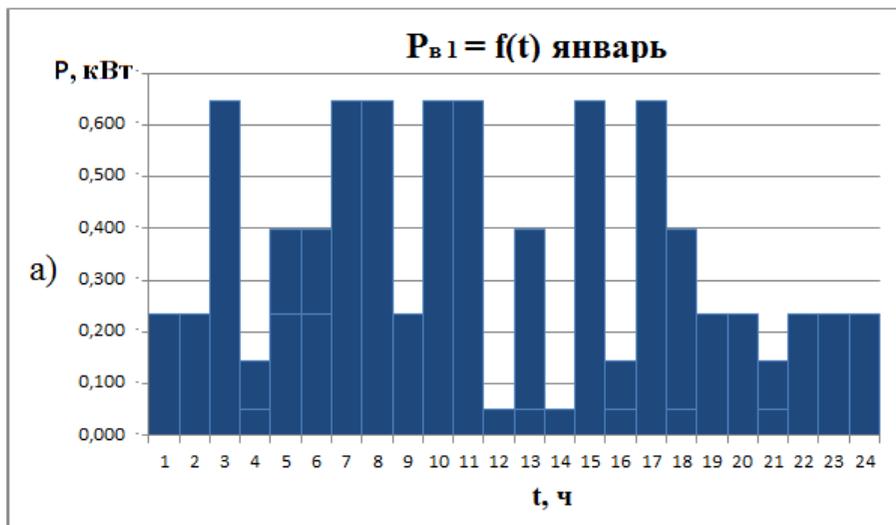


Рисунок 3.2 – Графики вырабатываемой ветроустановкой мощности а) зима; б) весна; в) лето; г) осень;

Таким образом, в данном пункте был определен потенциал возобновляемой энергетики для поселка Макзыр. По результатам которого нам необходимо выбрать ВЭУ. Но для начала нам необходимо разработать структурную схему и алгоритм работы создаваемой системы электроснабжения.

3.1.3 Разработка структурной схемы и алгоритма работы системы электроснабжения

Гибридная система электроснабжения поселка в общем случае будет включать в себя три источника энергии: установка возобновляемой энергетики (в данном случае ВЭУ), дизельный генератор (ДГ), аккумуляторная батарея.

Основным источником электроэнергии, от которого зависит построение всей системы электроснабжения является ветроэнергетическая установка. Аккумуляторная батарея необходима для того, чтобы запастись электрической энергией, которая оказалась излишней в часы максимума генерируемых мощностей и часы минимума нагрузки потребителей. Дизель-генератор включается тогда, когда генерируемой установками возобновляемой энергетики и накопленной мощности в аккумуляторе не хватает для обеспечения нагрузки. Также, чтобы он работал с максимальным КПД, во время вынужденной работы генератора можно заряжать аккумуляторные батареи.

Если вырабатываемая мощность окажется выше, чем потребляемая, аккумулятор заряжен до максимума, излишнюю энергию можно использовать для электрического подогрева воды в баке-накопителе, которая дальше идет на теплоснабжение.

Как правило, ВЭУ генерирует энергию постоянного тока на одном напряжении и через контроллер заряда заряжают аккумуляторные батареи. В периоды максимальных нагрузок, когда глубина разрядки аккумуляторов достигает предельного значения, автоматически должен запускаться дизель-генератор и обеспечить бесперебойное электроснабжение

электроприёмников. Для преобразования постоянного тока в переменный в системе предусмотрен инвертор.

Структурная схема системы электроснабжения поселка приведена на рисунке 3.3:

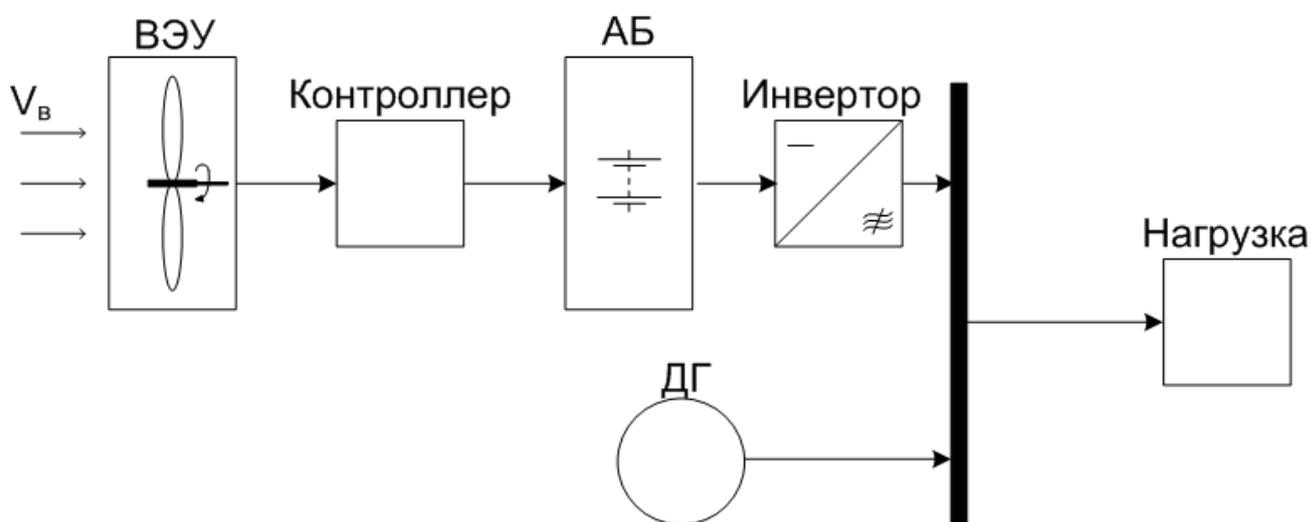


Рисунок 3.3 – Структурная схема системы электроснабжения с использованием ветроэнергетической установки

Для данного варианта электроснабжения поселка с питанием от ветроэнергетических установок разработан алгоритм работы, который состоит в следующем:

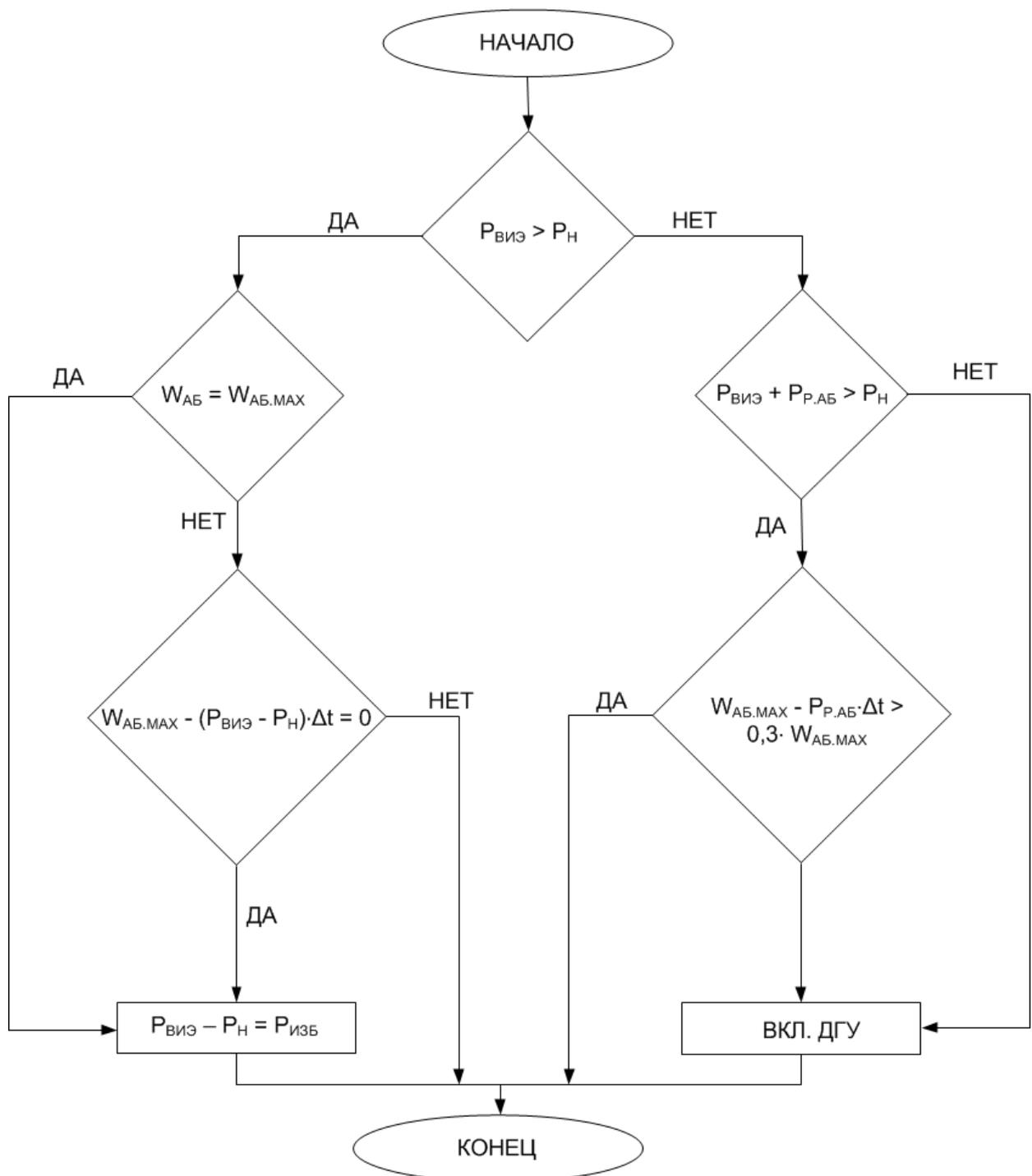
- На первом этапе производится сравнение мощности, вырабатываемой с помощью возобновляемых источников энергии ($P_{ВИЭ}$) с мощностью нагрузки (P_H).

- Если $P_{ВИЭ}$ превышает мощность нагрузки, то избыток можно либо, запасти в аккумуляторной батарее, либо при условии заряженности ее до максимального значения сбросить на балластную нагрузку. Если батарея заряжена не полностью, то расчет алгоритма будет повторять до того момента, пока она не зарядится полностью, либо пока мощность ВИЭ не станет меньше мощности нагрузки.

- Если $P_{ВИЭ}$ не хватает на покрытие нагрузки, то в первую очередь проверяется возможность питания потребителя от аккумуляторных батарей. Если этого выполнить не удастся, то в работу вступает ДГУ, которая за счет

отличительных особенностей выбранных инверторов добавляется к мощности, вырабатываемой ВИЭ. Если же в аккумуляторных батареях запасено достаточное количество энергии для питания нагрузки, то АБ будет отдавать энергию до тех пор, пока заряд на аккумуляторах не станет меньше предельно допустимого (30 %). В этом случае при возникновении такой ситуации включается ДГУ.

Схема описанного выше алгоритма представлена на рисунке 3.4.



3.1.4 Определение требуемых генерирующих мощностей и подбор оборудования

Ранее был предложен приближенный расчет генерируемой мощности ВЭУ, радиус лопасти у которой $R = 3,8$ м. Учитывая этот расчет примем к установке ветрогенератор EuroWind 10 [6]. ВЭУ 10 кВт – классическая трёхлопастная ветроэлектрическая установка с неизменяемым углом установки лопастей максимальной мощностью 13 кВт с диаметром ветродвигателя 8 м, для районов со слабыми ветрами, с низким уровнем шума от вращающихся лопастей.

В таблице 3.4 приведены некоторые характеристики ВЭУ. На рисунке 3.6 изображен внешний вид ветроэнергетической установки EuroWind 10. Механическая характеристика выбранного ВЭУ приведена на рисунке 3.5.

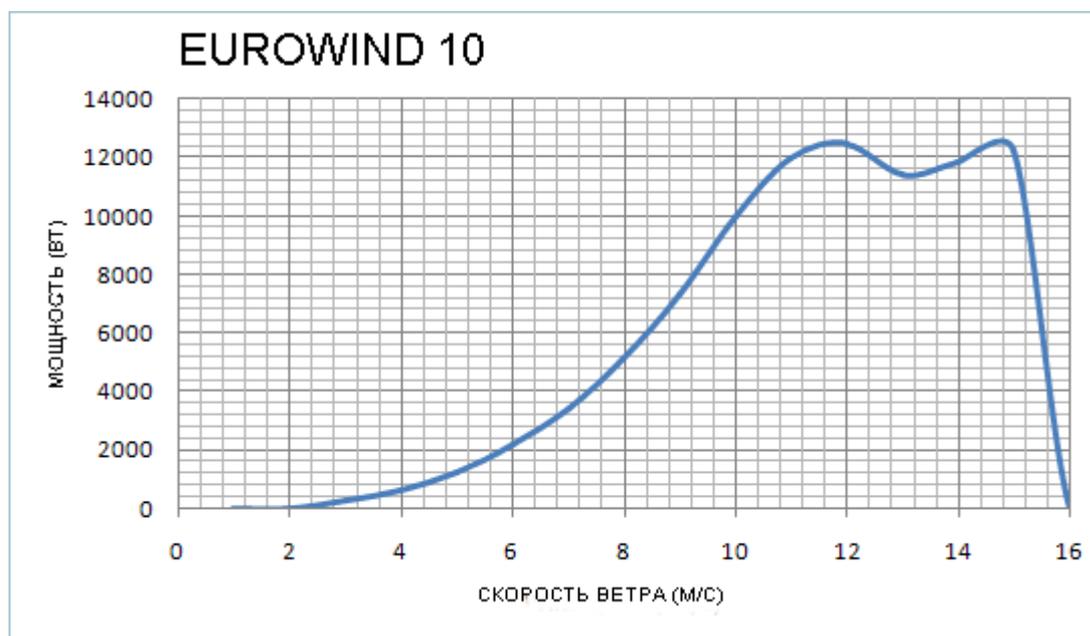


Рисунок 3.5 – Механическая характеристика ВЭУ-10 кВт

Таблица 3.4 – Характеристики ветроэнергетической установки EuroWind 10

Модель генератора	Максимальная мощность (Вт/ч)	Номинальная мощность (Вт/ч)	Стартовая скорость ветра (м/с)	Начальная рабочая скорость ветра (м/с)	Номинальная скорость ветра (м/с)	Номинальное напряжение генератора (В)	Диаметр ротора (м)	К-во лопастей (шт)	Длина/высота лопасти (м)	Цена (USD)
EuroWind 10	10000	13000	2	2,5	10	240	8	3	3,8	13400



Рисунок 3.6 – Внешний вид ветроэнергетической установки

Теперь, когда известен точный тип ветрогенератора, мы можем определить точные значения мощностей в течение суток. Известно, что с повышением высоты расположения ветротурбины вырабатываемая мощность, так как значение скорости ветра тоже увеличивается. Данные на метеостанции сняты на высоте 12 м. К ветротурбинам отдельно продаются мачты, позволяющие установить их ещё выше. Руководствуясь данными предположениями, рассчитаем увеличение скорости за счет увеличения высоты расположения ветротурбины и занесем полученные данные также в таблицу 2.7.

$$\frac{V_2}{V_1} = \left(\frac{h_2}{h_1}\right)^\alpha, \quad (3.3)$$

где h_1 – высота замера скорости ветра;

h_2 – высота расположения ветротурбины на мачте;

V_1 – скорость ветра на высоте h_1 ;

V_2 – скорость ветра на высоте h_2 ;

α – коэффициент, учитывающий рельеф местности (0,3 для холмистой).

Таблица 3.5 – Средняя скорость ветра в течении суток по сезонам в зависимости от высоты расположения ветротурбины

t, ч	Высота 18 м							
	V _з	P _{з.в}	V _в	P _{в.в}	V _л	P _{л.в}	V _о	P _{о.в}
1	2,26	0,235	1,49	0,074	2,85	0,424	1,56	0,089
2	2,26	0,235	1,49	0,074	2,03	0,155	3,64	1,130
3	3,16	0,646	1,49	0,074	2,03	0,155	3,64	1,130
4	1,36	0,051	3,48	0,946	2,85	0,424	1,56	0,089
5	2,26	0,235	2,48	0,345	2,85	0,424	1,56	0,089
6	2,26	0,235	3,48	0,946	1,22	0,033	1,56	0,089
7	3,16	0,646	3,48	0,946	1,22	0,033	2,60	0,412
8	3,16	0,646	3,48	0,946	1,22	0,033	3,64	1,130
9	2,26	0,235	2,48	0,345	1,22	0,033	3,64	1,130
10	3,16	0,646	1,49	0,074	2,85	0,424	1,56	0,089
11	3,16	0,646	3,48	0,946	2,03	0,155	2,60	0,412
12	1,36	0,051	1,49	0,074	2,03	0,155	2,60	0,412

Продолжение таблицы 3.5

13	1,36	0,051	3,48	0,946	1,22	0,033	2,60	0,412
14	1,36	0,051	2,48	0,345	2,85	0,424	3,64	1,130
15	3,16	0,646	1,49	0,074	2,03	0,155	2,60	0,412
16	1,36	0,051	2,48	0,345	2,85	0,424	1,56	0,089
17	3,16	0,646	3,48	0,946	2,85	0,424	3,64	1,130
18	1,36	0,051	2,48	0,345	2,85	0,424	2,60	0,412
19	2,26	0,235	2,48	0,345	2,85	0,424	2,60	0,412
20	2,26	0,235	2,48	0,345	1,22	0,033	2,60	0,412
21	1,36	0,051	2,48	0,345	2,85	0,424	2,60	0,412
22	2,26	0,235	3,48	0,946	1,22	0,033	1,56	0,089
23	2,26	0,235	1,49	0,074	2,85	0,424	1,56	0,089
24	2,26	0,235	1,49	0,074	2,03	0,155	3,64	1,130

С учетом всех преобразований становится понятно, что с увеличением высоты растет скорость ветра, а значит растет и мощность. Но даже с увеличением высоты скорости ветра остаются не достаточными чтобы обеспечить всю необходимую нагрузку поселка, для этого нам необходимо установить 300 ветрогенераторов EuroWind 10.

Автономные системы электроснабжения становятся существенно экономичнее если использовать комбинированные электроустановки, сочетающие в себе установки возобновляемой энергетики и дизельные электростанции. Введение в состав возобновляемой энергетики дизельной электростанции будет экономически оправдано только в том случае, если расчетные затраты на ВИЭ будут сопоставимы со стоимостью сэкономленного топлива и моторесурса ДЭС. В нашем случае это условие будет не выполнимо, поэтому нам придется отказаться от использования ВЭС.

3.2 Применение энергии солнца

Солнечная инсоляция является неисчерпаемым, мощным и экологически чистым источником энергии. Во многих странах мира использование солнечной инсоляции для хозяйственных нужд приобретает все больший размах, интерес к этой проблеме постоянно растет как со стороны потенциальных потребителей солнечной энергии, так и со стороны научно-исследовательских организаций.

Инсоляция зависит от нескольких важных факторов:

- времени года, например, зимнее время характеризуется малой освещенностью и коротким световым днем;
- времени суток, т.к. освещенность в течении дня меняется, кроме того солнечные лучи, попадающие на поверхность солнечного модуля под очень острым углом практически не воспринимаются солнечным модулем;
- рельефа местности, включая предметы, загораживающие солнце: здания, деревья, горы и прочее;
- конкретных погодных условий в режиме реального времени (снег, туман, облака).

При более-менее равномерного распределения инсоляции в течении года, сказывается тот факт, что при одной и той же освещенности эффективность холодной солнечной батареи несколько выше, чем нагретой жарким летним солнцем.

По этой причине при монтаже солнечных модулей следует обеспечить воздушный зазор для свободной циркуляции воздуха под солнечными модулями для охлаждения рабочей поверхности модуля. Небольшой компенсации влияния сезонности на работу солнечной станции добиваются летним и зимним положением солнечных модулей относительно горизонта - для летнего периода угол наклона на 15° меньше географической широты, а для зимнего периода на 15° больше. Это связано с высотой стояния светила.

Таким образом, несмотря на всю привлекательность солнечной радиации как источника энергии, ее использование для электроснабжения необходимы надежных методов по ее определению. При этом основными ограничивающими факторами являются сравнительно небольшое количество жарких и солнечных дней в году, а также нестабильность поступления теплоты в течение дня.

На территории Томской области крайне ограничено количество метеостанций, ведущих многолетние наблюдения непосредственно за актинометрической ситуацией.

Средняя продолжительность солнечного сияния увеличивается от зимы к лету и в июле она наибольшая. Резкое возрастание числа часов с солнечным сиянием наблюдается в период от января к марту, что связано с увеличением продолжительности дня и с уменьшением повторяемости пасмурного состояния неба по общей облачности.

Большое значение для практических задач имеет оценка непрерывной продолжительности солнечного сияния 6 и более часов в сутки. Наибольшая повторяемость такой продолжительности солнечного сияния отмечается с марта по июнь (56–51 % от общего числа случаев). [11]

3.2.1 Определение солнечного потенциала в поселке Макзыр.

Определение солнечной инсоляции производится на основе многолетних данных с метеостанции, расположенных на данной территории.

В связи с тем, что метеостанций в поселке Макзыр нет мы воспользуемся данными ближайшей метеостанции, которая находится в поселке Максимкин Яр.

В таблице 3.6 приведены данные о наблюдении за солнечной активностью.

Таблица 3.6 – Среднее значение инсоляции по временам года

Сезон	Солнечная инсоляция, λ кВтч/м ² /день
Зима	0,510
Весна	4,110
Лето	5,710
Осень	1,410

В таблице 3.7 приведены усредненные данные о восходе и заходе солнца, на основе которых вычислена продолжительность светового дня.

Таблица 3.7 – Среднемесячная продолжительность светового дня

Сезон	Восход	Закат	Длительность
Зима	08:56	15:52	06:56
Весна	05:50	18:59	13:09
Лето	03:35	21:14	17:39
Осень	06:24	17:57	11:32

Для построения графика значения солнечной энергии в зависимости от времени суток воспользуемся следующим алгоритмом. В качестве примера произведем расчет для зимы. Для каждого часа в сутках отметим наличие или отсутствие солнца, начиная с часа восхода по час заката (таблица 3.8). Далее подсчитываем количество часов с солнцем, в данном случае $N=8$.

Строить график будем в виде синусоиды, в диапазоне углов от 0 до 180 (восход = 0, закат = 180), поэтому для каждого часа солнечной активности назначим угол, в соответствии с количеством часов продолжительности дня.

Разбиваем 9 часовой интервал на равные промежутки и получаем, что за час угол изменяется на 22,5 градуса. Учитывая, что в час восхода и в час заката, также производится выработка электроэнергии, изменим значения угла вручную, чтобы выработка в эти часы не равнялась 0.

Определяем мощность, которую можно получить с 1 м² за 1 час, столбец 4:

$$P' = \frac{\lambda}{24} \cdot \sin \varphi_i \quad (3.4)$$

Просуммировав полученные значения мощности, заметим, что получившееся значение отличается от величины суточной инсоляции на квадратном метре. Следовательно, необходимо найти поправочный коэффициент:

$$K_{II} = \frac{\lambda}{\sum P'i} = \frac{0,51}{0,094} = 5,426. \quad (3.5)$$

Используя поправочный коэффициент, найдем значения мощности для каждого часа W :

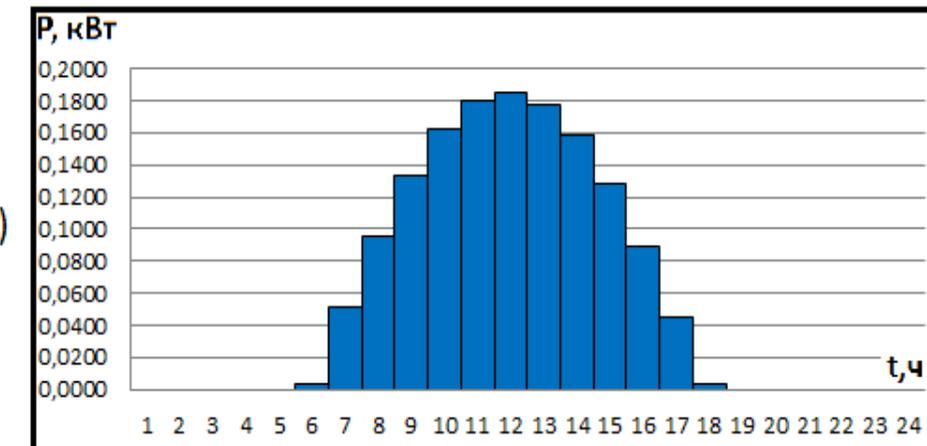
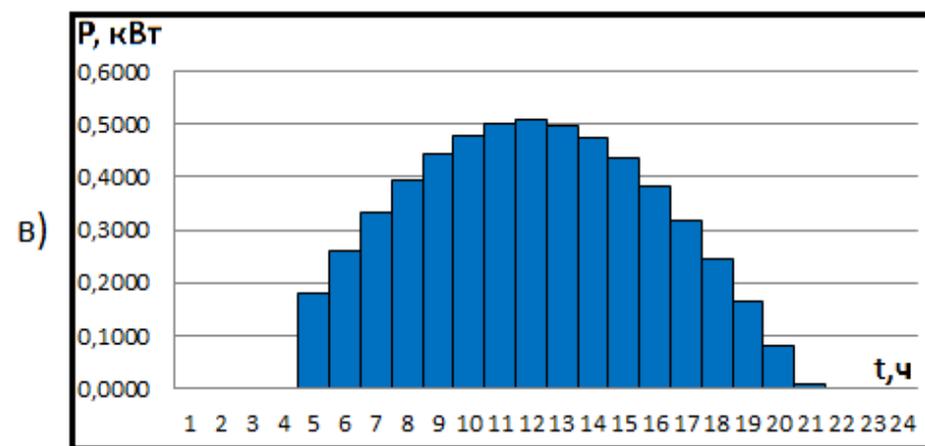
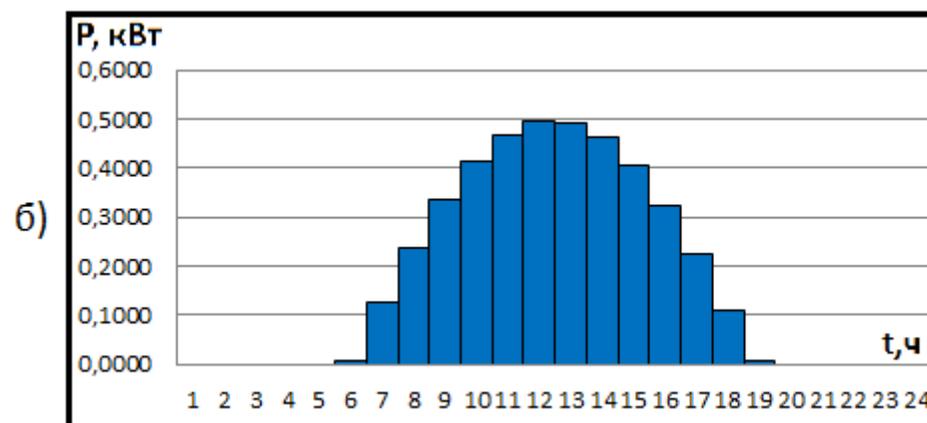
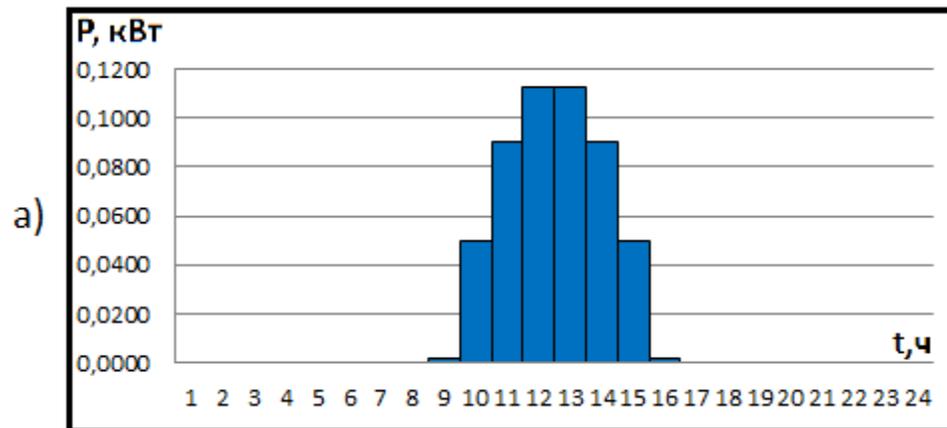
$$P = P'_i \cdot 5,426. \quad (3.6)$$

Для остальных сезонов расчёт аналогичен.

На рисунке 3.7 приведены суточные графики вырабатываемой активной мощности с квадратного метра под действием солнечного излучения для каждого из сезонов. В таблице 3.9 отражены численные значения этих мощностей.

Таблица 3.8 – Построение графика энергии солнца, для зимнего сезона

T	flag	φ	P'	P, кВт/м ²
00:00:00	0	0	0	0
01:00:00	0	0	0	0
02:00:00	0	0	0	0
03:00:00	0	0	0	0
04:00:00	0	0	0	0
05:00:00	0	0	0	0
06:00:00	0	0	0	0
07:00:00	0	0	0	0
08:00:00	0	0	0	0
09:00:00	1	1	0,0004	0,0020
10:00:00	1	25,71	0,0092	0,0500
11:00:00	1	51,42	0,0166	0,0901
12:00:00	1	77,13	0,0207	0,1124
13:00:00	1	102,84	0,0207	0,1124
14:00:00	1	128,55	0,0166	0,0902
15:00:00	1	154,26	0,0092	0,0501
16:00:00	1	179	0,0004	0,0020
17:00:00	0	0	0	0
18:00:00	0	0	0	0
19:00:00	0	0	0	0
20:00:00	0	0	0	0
21:00:00	0	0	0	0
22:00:00	0	0	0	0
23:00:00	0	0	0	0
Итого	-	-	0,094	0,51



а) Зима; б) Весна; в) Лето; г) Осень

Рисунок 3.9 – Сезонные графики вырабатываемой активной мощности за счет солнечной энергии с 1 м²

Таблица 3.9 - Суточные графики активных нагрузок и вырабатываемой мощности с 1 квадратного метра за счет энергии солнца

t, ч	Зима		Весна		Лето		Осень	
	Pз	Wз	Pв	Wв	Pл	Wл	Pо	Wo
1	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0,009	0,009	0	0
6	0	0	0	0	0,099	0,099	0	0
7	0	0	0,106	0,106	0,195	0,195	0	0
8	0	0	0,208	0,208	0,285	0,285	0	0
9	0	0	0,298	0,298	0,365	0,365	0,004	0,004
10	0,002	0,002	0,374	0,374	0,432	0,432	0,075	0,075
11	0,052	0,052	0,431	0,431	0,484	0,484	0,143	0,143
12	0,096	0,096	0,467	0,467	0,521	0,521	0,197	0,197
13	0,126	0,126	0,479	0,479	0,539	0,539	0,232	0,232
14	0,136	0,136	0,467	0,467	0,539	0,539	0,244	0,244
15	0,126	0,126	0,432	0,432	0,521	0,521	0,232	0,232
16	0,096	0,096	0,375	0,375	0,484	0,484	0,197	0,197
17	0,052	0,052	0,299	0,299	0,432	0,432	0,143	0,143
18	0,002	0,002	0,208	0,208	0,365	0,365	0,075	0,075
19	0	0	0,107	0,107	0,285	0,285	0,004	0,004
20	0	0	0,106	0,106	0,196	0,196	0	0
21	0	0	0,208	0,208	0,099	0,099	0	0
22	0	0	0	0	0,009	0,009	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0

3.2.2 Разработка структурной схемы системы электроснабжения от солнечных модулей.

В качестве основного источника энергии для летнего периода времени выберем солнечные батареи, при этом их установленная мощность должна обеспечивать выработку энергии, необходимой в течении суток. Для обеспечения этого предполагается использовать аккумуляторные батареи, для запасания энергии в часы максимума солнечной радиации и её расходования в остальные часы суток.

Из выше сказанного питание поселка будем производить от солнечных элементов площадью около 7826 м^2 с подключением аккумуляторных батарей для запаса электроэнергии в часы переработки солнечных элементов и в часы минимума нагрузки, когда работает дизель-генераторная установка (ДГУ) (рисунок 3.10).

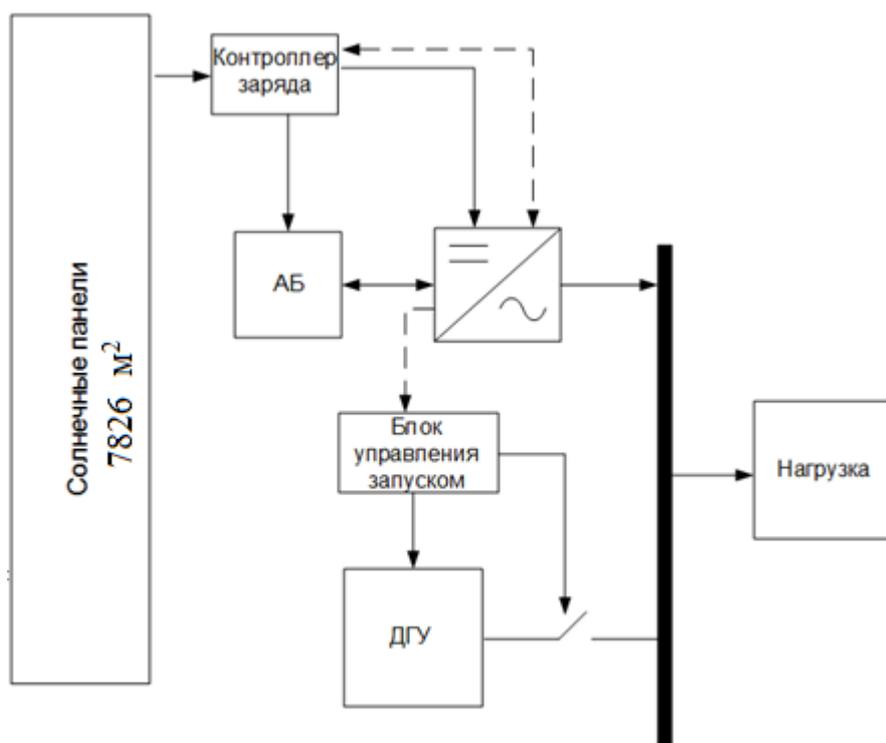


Рисунок 3.10 – Структурная схема электроснабжения поселка

ДГ включается тогда, когда в мощности в аккумуляторе не хватает для обеспечения нагрузки. При выборе ДГ необходимо учесть, чтобы он был с электростартером, для его автоматического запуска по команде блока

управления. Если вырабатываемая мощность окажется выше, чем потребляемая, а аккумулятор заряжен до максимума, излишнюю энергию можно сбросить на дополнительном балластном сопротивлении.

Система электроснабжения должна быть выполнена по трёхфазной схеме. Как правило, солнечные модули генерируют энергию постоянного тока на одном напряжении и через контроллер заряда заряжают аккумуляторные батареи. В периоды максимальных нагрузок, когда глубина разрядки аккумуляторов достигает предельного значения, автоматически должен запускаться дизель генератор и обеспечить бесперебойное электроснабжение электроприёмников. Для преобразования постоянного тока в переменный в системе предусмотрены инверторы.

3.2.3 Определение требуемых генерирующих мощностей и подбор оборудования.

Необходимо произвести предварительный расчет и определить необходимое количество оборудования для уменьшения использования дизель-генераторной установки и, следовательно, уменьшения потребления топлива.

При выборе оборудования будем основываться на двух сезонах зимнем и весеннем. При выборе солнечных панелей на весенний сезон, основываемся на том, чтобы не использовать ДГУ в течение суток, а при выборе ДГУ на зимний сезон, когда солнечная активность минимальна, а нагрузка в течение суток максимальна. В летний и осенний сезоны будет проведена проверка работоспособности выработанных алгоритмов работы системы.

В качестве солнечных модулей выбирались поликристаллическая модули ExmorK 120 Вт 12В [24] в количестве 9100. Технические характеристики приведены в таблице 3.12.

В таблице 3.16 приведён расчёт мощности, генерируемой солнечными панелями, а также энергии, запасённой в аккумуляторах. В таблице приведены потребляемая мощность P_H , кВт, мощность, генерируемая солнечными панелями $P_C = P_{CM} \cdot S \cdot \eta$, кВт. Балансовая мощность, $B = P_C - P_H$, кВт. Площадь

солнечных батарей позволяет в летний и весенний периоды полностью снабжать электроэнергией поселок без включения ДГУ.

Таблица 3.12 – Характеристики солнечной батареи Exmork 120 Вт 12В поликристалл

Производитель	Sunny Energy Science and Technology (Китай)
КПД	до 17,3 %
Класс качества	A
Светопроницаемость стекла	97%, выдерживает без повреждения металлический шарик 227 г., с высоты 1 метр
Мощность	120 Вт (положительный толеранс (0 ~ +3%))
Номинальное напряжение	12 В
Напряжение при пиковой мощности	17.5 В
Напряжение	22 В
Напряжение максимальное в системе	1000 В
Ток при пиковой мощности	6.86 А
Ток короткого замыкания	7.37 А
Оптимальная температура без потери мощности	до +45°C
Рабочий диапазон	-40..+80 °С
Коннекторы	MC4
Класс защиты	IP 65
Габариты	1280*670*30 мм
Вес	10.5 кг
Тип элементов	монокристаллический кремний
Число элементов и соединений:	36 шт. (156x156 мм)
Эффективность элементов (КПД):	18%
Максимальная мощность при стандартных условиях (STC), Вт:	155 Вт (+ до 6 Вт)
Номинальное напряжение, В	12
Ток короткого замыкания (Isc), А:	5,4 А
Напряжение в точке максимальной мощности (Vmp), В:	19
Ток в точке максимальной мощности, А:	8,15
Размер солнечного модуля, мм.:	1476 x 667 x 35
Вес, кг:	12
Температура эксплуатации:	от -40°C до +85°C
Максимальное напряжение системы:	1000 В постоянного тока
Стоимость, руб.	11300

Аналогично составим таблицы 3.17 – 3.19 для каждого среднего месяца по сезонам.

Принимаем к установке гибридные инверторы для того, чтобы была возможность работать параллельно с источником переменного тока, одновременно питая нагрузку от аккумуляторов. Выбираем инвертор MAP-DOMINATOR-48-20 в количестве 42 штук [25].

Таблица 3.13 – Характеристики инвертора MAP-DOMINATOR-48-20

Номинальная выходная мощность, кВт:	13.5
Максимальная выходная мощность в течение 10-20 минут, кВт:	20
Пиковая выходная мощность, кВт:	25
Максимальный рабочий ток реле переключения, А:	100
Форма выходного напряжения:	чистый синус (искажение не более 5% на номинальной нагрузке, не более 20% на максимальной нагрузке)
Номинальное входное напряжение, В:	48
Рабочий диапазон входных напряжений, В:	42.0 — 60.0
Максимальная эффективность:	96%
Собственное потребление без нагрузки, не более, Вт:	24
Потребление без нагрузки в режиме ожидания, не более, Вт:	7
Тип соединения по постоянному току:	кабели с клеммами M10 длиной 1,0 метр
Тип соединения по переменному току:	клеммная коробка для подключения входа и выхода 220 Вольт и 2 розетки на передней панели
Размеры, мм.:	210 x 560 x 410
Вес, кг:	57

Данный инвертор обладает возможностью подмешивания в сеть электроэнергии от АКБ, благодаря которой временно можно увеличивать мощность подключения к сети, используя энергию, запасенную в аккумуляторах. При подключении мощной нагрузки, зарядное устройство временно отключается, включается инвертор и его выходной ток

подмешивается к току сети, увеличивая тем самым суммарную выходную мощность (при этом аккумуляторные батареи разряжаются). Мощность, при которой активируется функция подмешивания электроэнергии, может быть настроена с передней панели инвертора.

В качестве аккумуляторных батарей выбираются аккумуляторы марки Prosolar-R RA12-200DG [22].

Таблица 3.14 – Технические характеристики гелевой аккумуляторной батареи марки Prosolar-R RA12-200DG

Номинальное напряжение	12 В
Емкость (С20)	200 Ач
Высота с клеммами	240 мм
Высота	268 мм
Длина	520 мм
Ширина	220 мм
Вес	61 кг
Стоимость, руб.	30290

Энергия, которую можно запасти в одном аккумуляторе, равна:

$$W_A = \frac{0,7 \cdot U \cdot I \cdot t}{1000} = \frac{0,7 \cdot 12 \cdot 200}{1000} = 1,68 \text{ кВт} \cdot \text{ч} \quad (3.7)$$

В данном случае 0,7 – коэффициент, позволяющий учесть то, что аккумулятор разряжается не полностью. Из таблицы 3.16 энергия, которую необходимо выработать в часы, когда нагрузка больше, чем вырабатываемая солнечными панелями мощность, равна 3065,280 кВт·ч. Для определения количества аккумуляторов разделим эту энергию на энергию, вырабатываемую одним аккумулятором, и получим:

$$N = \frac{W}{W_A} = \frac{3065,28}{1,68} = 1825,57 \quad (3.8)$$

Таким образом, количество аккумуляторов равно 1826 штук.

В данной работе мы рассмотрим дизельный генератор как резервный источник питания, который будет работать, когда генерируемая возобновляемыми источниками электроэнергия будет отсутствовать. Исходя из

этого, дизельный генератор должен быть способен полностью покрыть электрическую нагрузку поселка.

При выборе ДЭС необходимо обеспечить его загрузку в пределах от 25 до 80 % от номинальной нагрузки. Если нагрузка выше этих пределов то наблюдается снижение ресурса дизельного двигателя; при малых нагрузках значительно увеличивается удельный расход топлива и проявляется эффект карбонизации, что также негативно влияет на моторесурс ДЭС.

Удельный расход топлива на выработку 1 кВт·ч электрической энергии зависит от типоразмера агрегата, у дизель-генераторов большой мощности он, как правило, ниже.

Дизельную электростанцию выбираем исходя из пиковой мощности необходимую в зимний период, которая составляет $P=603,6$ кВт. Исходя из того, что у нас будут установлены аккумуляторные батареи, которыми возможно покрыть пики нагрузки (рисунок, мы выбираем дизельные генераторы мощностью 420 кВт марки Aksa AD-580 и мощностью 450 кВт марки CTG AD-620SD. [26], и сравним их по расходу топлива. Характеристики ДЭС представлены в таблице 3.11.

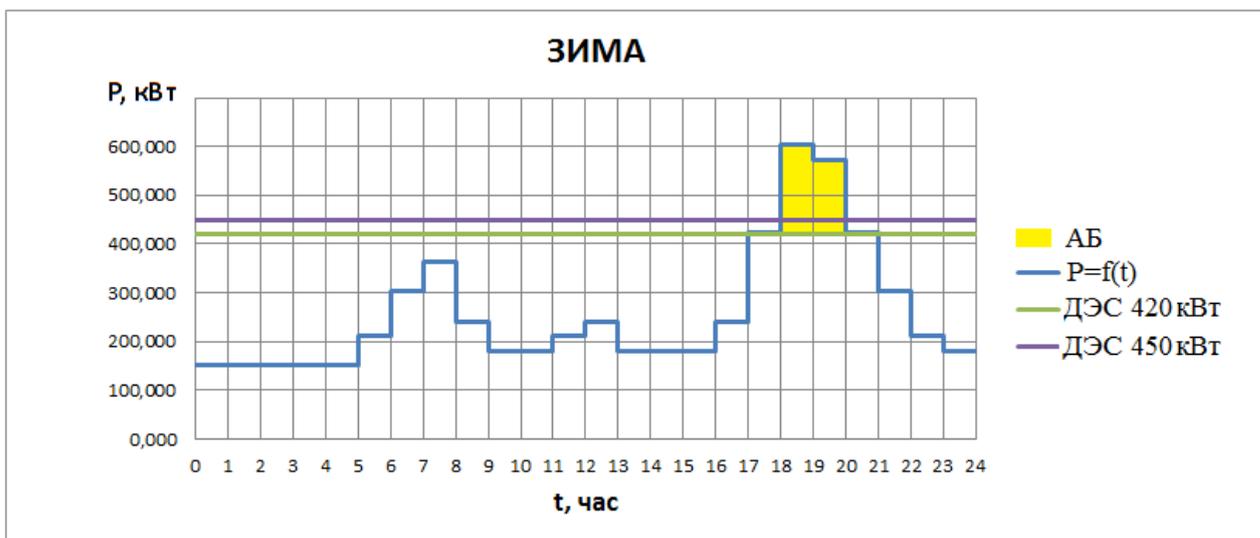


Рисунок 3.11 – Зимний график нагрузки поселка

Таблица 3.15 – Характеристики дизельных электростанций

Основные характеристики		
Мощность номинальная:	420 кВт	450 кВт
Мощность максимальная:	464 кВт	495 кВт
Напряжение:	230/400 В	230/400 В
Число фаз:	3	3
Частота:	50 Гц	50 Гц
Инверторная модель:	нет	нет
Тип генератора:	Синхронный	Синхронный
Пуск:	электростартер	электростартер
Наличие автомата ввода резерва (АВР):	есть	есть
Исполнение:	в контейнере	в контейнере
Функция сварки:	нет	нет
Расход топлива при 75% нагрузке:	115 л/ч	92,2 л/ч
Объем топливного бака:	700 л	750 л
Модель:	Акса AD-580 в контейнере с АВР	СТГ AD-620SD в контейнере с АВР
Габаритные размеры, (ДхШхВ):	4500х2300х2500 мм	6000х2300х2900 мм
Двигатель:	Doosan	SDEC
Топливо:	дизель	дизель

Для выбора подходящего дизель-генератора воспользуемся методикой, приведенной в [29].

Так как в технической документации отсутствует информация о расходе топлива дизель-генератором на отпуск электроэнергии на каждой i -ой ступени суточного графика, мы воспользуемся методикой, приведенной в [29].

Считаем, что нагрузка равномерная поэтому режимный коэффициент $K_{реж\ i}$, учитывающий изменение удельного расхода топлива при работе дизель-генератора с нагрузкой, меньшей номинальной определяем по эмпирической формуле 2.20:

$$K_{режi} = 0.87 + 0.13 \frac{m \cdot P_{ном}}{P_{потри}} \quad (3.9)$$

где $P_{ном}$ – номинальная мощность дизель-генератора, кВт;

m – количество работающих агрегатов на i -ой ступени суточного графика;

$P_{потри}$ – потребляемая мощность на i -ой ступени суточного графика, кВт;

Суточный расход топлива ДЭС определяется по формуле:

$$G_{топ} = K_{реж} \cdot g_{т(ном)} \cdot k_{изн} \quad (3.10)$$

где $K_{режi}$ – режимный коэффициент;

$g_{т(ном)}$ – удельный расход топлива дизелем при номинальной мощности (по паспортным данным);

$k_{изн}$ - коэффициент износа (для нового оборудования $k_{изн} = 1$);

Теперь построим график суточного расхода топлива, рисунок 3.12. Из графиков находим, что для обеспечения поселка электроэнергией в зимний период ДЭС мощностью 420 кВт необходимо 3094,55 литров в сутки, когда для ДЭС мощностью 450 кВт необходимо всего лишь 2515,92 литра в сутки. Учитывая экономию топлива принимаем к установке дизельные генератор мощностью 450 кВт марки CTG AD-620SD.

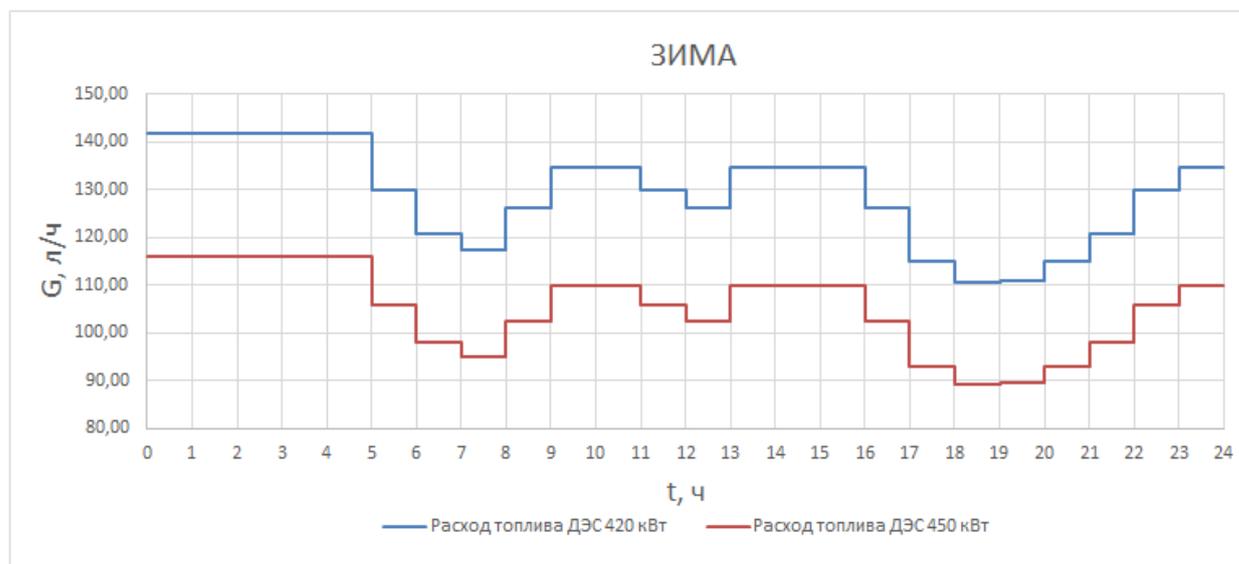


Рисунок 3.12 – Суточный расход топлива ДЭС 420 кВт и ДЭС 450кВт

Таблица 3.16 – Баланс мощности для средних суток среднего месяца весны

t, ч	P _с , кВт	P _н , кВт	Б, кВт	Устройство	
1	0,000	150,900	-150,900	АБ	
2	0,000	150,900	-150,900	АБ	
3	0,000	150,900	-150,900	АБ	
4	0,000	150,900	-150,900	АБ	
5	0,000	150,900	-150,900	АБ	
6	11,745	211,260	-199,515	АБ/СП	
7	172,475	271,620	-99,145	АБ/СП	
8	323,176	301,800	21,376	СП	
9	455,084	241,440	213,644	СП	
10	560,530	181,080	379,450	СП	
11	633,382	181,080	452,302	СП	
12	669,404	211,260	458,144	СП	
13	666,501	241,440	425,061	СП	
14	624,842	181,080	443,762	СП	
15	546,850	181,080	365,770	СП	
16	437,058	181,080	255,978	СП	
17	301,853	181,080	120,773	СП	
18	149,095	241,440	-92,345	АБ/СП	
19	11,745	301,800	-290,055	АБ/СП	
20	0,000	422,520	-422,520	АБ	
21	0,000	603,600	-603,600	АБ	
22	0,000	120,720	-120,720	АБ	
23	0,000	301,800	-301,800	АБ	
24	0,000	181,080	-181,080	АБ	
Итого	-	5563,741	5492,760	70,981	-
Энергия при P _{вс} >P _н		5218,681	2082,420	3136,261	-
Энергия при P _{вс} <P _н		345,060	3410,340	-3065,280	-

Таблица 3.17 – Баланс мощности для средних суток среднего месяца зимы

t, ч	P _С , кВт	P _Н , кВт	Б, кВт	Устройство	
1	0,000	150,9	-150,900	ДГУ	
2	0,000	150,9	-150,900	ДГУ	
3	0,000	150,9	-150,900	ДГУ	
4	0,000	150,9	-150,900	ДГУ	
5	0,000	150,9	-150,900	ДГУ	
6	0,000	211,26	-211,260	ДГУ	
7	0,000	301,8	-301,800	ДГУ	
8	0,000	362,16	-362,160	ДГУ	
9	2,724	241,44	-238,716	СП/ ДГУ	
10	67,716	181,08	-113,364	СП/ ДГУ	
11	122,025	181,08	-59,055	СП/ ДГУ	
12	152,173	211,26	-59,087	СП/ ДГУ	
13	152,191	241,44	-89,249	СП/ ДГУ	
14	122,076	181,08	-59,004	СП/ ДГУ	
15	67,790	181,08	-113,290	СП/ ДГУ	
16	2,724	181,08	-178,356	СП/ ДГУ	
17	0,000	241,44	-241,440	ДГУ	
18	0,000	422,52	-422,520	ДГУ	
19	0,000	603,6	-603,600	ДГУ	
20	0,000	573,42	-573,420	ДГУ	
21	0,000	422,52	-422,520	ДГУ	
22	0,000	301,8	-301,800	ДГУ	
23	0,000	211,26	-211,260	ДГУ	
24	0,000	181,08	-181,080	ДГУ	
Итого	-	689,420	6186,900	-5497,480	-
Энергия при P _{вс} >P _н	0,000	0	0,000	-	-
Энергия при P _{вс} <P _н	689,420	6186,9	-5497,480	-	-

Таблица 3.18 – Баланс мощности для средних суток среднего месяца лето

t, ч	P _С , кВт	P _Н , кВт	Б, кВт	Устройство	
1	0,000	120,720	-120,720	АБ	
2	0,000	120,720	-120,720	АБ	
3	0,000	120,720	-120,720	АБ	
4	0,000	120,720	-120,720	АБ	
5	198,798	150,900	47,898	СП	
6	285,707	181,080	104,627	СП	
7	363,936	241,440	122,496	СП	
8	431,107	271,620	159,487	СП	
9	485,179	241,440	243,739	СП	
10	524,508	271,620	252,888	СП	
11	547,901	241,440	306,461	СП	
12	554,646	181,080	373,566	СП	
13	544,539	181,080	363,459	СП	
14	517,886	181,080	336,806	СП	
15	475,497	211,260	264,237	СП	
16	418,661	181,080	237,581	СП	
17	349,103	181,080	168,023	СП	
18	268,939	181,080	87,859	СП	
19	180,603	211,260	-30,657	АБ/СП	
20	86,779	241,440	-154,661	АБ/СП	
21	9,681	422,520	-412,839	АБ/СП	
22	0,000	603,600	-603,600	АБ	
23	0,000	362,160	-362,160	АБ	
24	0,000	150,900	-150,900	АБ	
Итого	-	6243,470	5372,040	871,430	-
Энергия при P _{лс} >P _н	5697,468	2897,280	3069,127	-	-
Энергия при P _{лс} <P _н	546,002	2474,760	-2197,697	-	-

Таблица 3.19 – Баланс мощности для средних суток среднего месяца осени

t, ч	P_C , кВт	P_H , кВт	B, кВт	Устройство	
1	0,000	89,996	-89,996	ДГУ	
2	0,000	89,996	-89,996	ДГУ	
3	0,000	89,996	-89,996	ДГУ	
4	0,000	89,996	-89,996	ДГУ	
5	0,000	89,996	-89,996	ДГУ	
6	4,369	89,996	-85,627	СП/ ДГУ	
7	69,004	102,853	-33,849	СП/ ДГУ	
8	128,936	102,853	26,083	СП	
9	180,081	115,710	64,372	СП	
10	218,955	128,566	90,388	СП	
11	242,906	128,566	114,340	СП	
12	250,305	128,566	121,738	СП	
13	240,645	141,423	99,222	СП	
14	214,586	141,423	73,163	СП	
15	173,903	141,423	32,480	СП	
16	121,369	141,423	-20,054	СП/ АБ	
17	60,563	154,280	-93,716	СП/ ДГУ	
18	4,369	179,993	-175,624	СП/ ДГУ	
19	0,000	257,133	-257,133	ДГУ	
20	0,000	244,276	-244,276	ДГУ	
21	0,000	179,993	-179,993	ДГУ	
22	0,000	128,566	-128,566	ДГУ	
23	0,000	115,710	-115,710	ДГУ	
24	0,000	102,853	-102,853	ДГУ	
Итого	-	1909,990	3175,587	-1265,597	-
Энергия при $P_{oc} > P_H$	1650,316	1028,530	621,786	-	-
Энергия при $P_{oc} < P_H$	259,674	2147,057	-1887,383	-	-

3.3 Применение дизельных электростанций

3.3.1 Анализ использования дизельных электростанций.

Основным оборудованием ДЭС являются дизельный двигатель и генератор. Анализ показал, что 85% оборудования с износом более 50%. [8]

Дизельные электростанций имеют низкие технико-экономические показатели, а дорогое дизельное топливо и высокий транспортный тариф приводят к высокой себестоимости производства электроэнергии на таких электростанциях. По оценкам электроэнергии на дизельных электростанциях видно, что в тарифе электроэнергии стоимость топлива в 7 раз выше себестоимости 1 кВт·ч электроэнергии от Томского филиала ОАО «ТГК-11» [38].

Коэффициент загрузки ДЭС варьируется от 80% до 100%, что является крайне высоким показателем загрузки ДЭС. Единственный потребитель электроэнергии – это население, промышленной нагрузки в поселке нет.

Анализ динамики изменения баланса производства-потребления электроэнергии показал, что за пятилетний период с 2009-2014 годы выработка и потребление электроэнергии снижены на 10% [8].

Оборудование дизельных электростанций стареет, цены на топливо растут – все это усугубляет ситуацию, происходит спад производства и снижается качество электроснабжения потребителей, массовые неплатежи за некачественное энергообеспечение и увеличение субсидий из областного бюджета Томской области на компенсацию расходов по организации электроснабжения от дизельных электростанций.

Расчетный среднегодовой тариф на электрическую энергию приказом №6-565/9(354) от 30.10.2015 в п. Макзыр с 01.01.2016 по 1.12.2016 составляет 59,88 руб./кВт·ч [38].

Суммируя вышеназванные проблемы возникает необходимость поиска путей удешевления стоимости электрической энергии, и одновременно обновить оборудование генерирующих источников.

Предметом настоящего анализа являются дизельные электростанций (далее ДЭС), осуществляющих электроснабжение посёлка Макзыр, Верхнекетского района.

Рассматриваемые ДЭС находятся в муниципальной собственности, их обслуживает организация, обеспечивающая населённый пункт электроэнергией. Тарифы на электрическую энергию, вырабатываемую данными ДЭС, подлежат государственному регулированию в части установления тарифов на электрическую энергию.

Дизельные электростанции используют в качестве топлива дизельное топливо, являющееся продуктом переработки нефти.

Несомненным достоинством нефти и дизельного топлива является их высокая калорийность, вместе с тем использование нефти и дизельного топлива в качестве топлива для выработки электрической (тепловой) энергии экономически неэффективно и нерационально.

Проблемы систем электроснабжения, источником электроэнергии в которых является ДЭС:

- старение оборудования;
- низкие технико-экономические показатели большинства ДЭС;
- высокие цены на дизельное топливо;
- высокая себестоимость производства электроэнергии;
- высокие тарифы для потребителей электроэнергии;
- рост затрат областного бюджета на субсидии энергоснабжающим организациям в целях компенсации расходов, возникающих при применении тарифов, установленных для населения, в системе централизованного энергоснабжения.

При сопоставлении фактической выработанной электрической энергии в 2014 и 2015 годах можно отметить, что ДЭС снижает выработку электрической энергии [8].

3.3.2 Выбор числа и мощности дизель-генераторов

Для автономных дизельных станций, питающих децентрализованных потребителей, важно сколько и какой мощности установлено агрегатов. По этому показателю можно определить надежность электроснабжения потребителей и эффективную работу ДЭС.

Согласно [42] суммарная мощность рабочих дизельных электроагрегатов должна покрывать максимальную расчетную нагрузку с учетом собственных нужд ДЭС. Пользуясь графиком нагрузки и номенклатурой дизель-генераторов можно определить их количество. Нормативные документы не содержат конкретных методик и рекомендаций по выбору числа и мощности дизель-генераторов, но этот показатель очень важен так как от него зависят технико-экономические показатели.

Основные проблемы по выбору рационального числа рабочих дизельных электроагрегатов:

1. Дизель-генератор необходимо периодически выводить из работы для выполнения текущих и капитальных ремонтов.
2. Потребители электроэнергии от ДЭС могут отличаться по мощности, количеству и режиму работы. Но при этом нагрузка ДЭС должна быть от 25% до 80% от номинальной. При превышении этих пределов наблюдается снижение дизельного двигателя; при малых нагрузках увеличивается удельный расход топлива и появляется эффект корбонации, что тоже снижает моторесурс двигателя.
3. От типоразмера агрегата зависит удельный расход топлива на 1 кВт/ч. Но, как правило, чем больше агрегат, тем меньше расход топлива.

Для нашего графика общей потребляемой за год электроэнергии составляет 1963,8168 тыс.кВт*ч

Выбор числа и мощности электроагрегатов необходимо проводить с учетом следующих условий:

1. Суммарная мощность электроагрегатов должна быть больше суточного максимума нагрузки:

$$P_{\text{сумм}} \geq 1,25 \cdot P_{\text{макс}} \quad (3.11)$$

Выполнение этого условия обеспечит загрузку дизелей в режиме максимальных нагрузок не более чем на 80 %.

1. Для удобства сервисного обслуживания все дизель-генераторы должны быть одного типоразмера.

2. Максимальное количество агрегатов ДЭС не должно быть больше 8.

Для приведенного на рисунке 2.1 суточного графика нагрузки возможны следующие варианты конструктивного исполнения ДЭС:

2 агрегата $P_{\text{ном}} = 400$ кВт;

4 агрегата $P_{\text{ном}} = 200$ кВт;

6 агрегатов $P_{\text{ном}} = 130$ кВт;

Учитывая увеличение стоимости оборудования с уменьшением их установленной мощности и высокий расход топлива на менее мощных, было принято решение в пользу варианта с двумя агрегатами по 400 кВт марки Акса AVR-550 в контейнере с АВР.

Теперь нам необходимо определить расход топлива. Все производители обычно указывают расход топлива в документации на оборудование, при этом этот параметр для современных дизелей практически одинаков. Дизельные двигатели настроенные на оптимизацию токсичности выхлопных газов (это повышает расход топлива на 3-7%). Для постоянно работающих дизель генераторов стоимость расходов на топливо достигает 80% от всех расходов вообще, включая и начальную стоимость дизель генератора. Постоянно работающий дизель генератор только за 1 год расходует топливо на суммы превышающую его начальную цену.

Так как в технической документации отсутствует информация о расходе топлива дизель-генератором на отпуск электроэнергии на каждой i -ой ступени суточного графика, мы снова воспользуемся методикой, приведенной ранее в пункте 3.3.3 [29].

По расчетным формулам 3.9 и 3.10 находим расход топлива в сутки для каждого сезона. Результаты расчетов представлены в виде графика на рисунке 3.13.

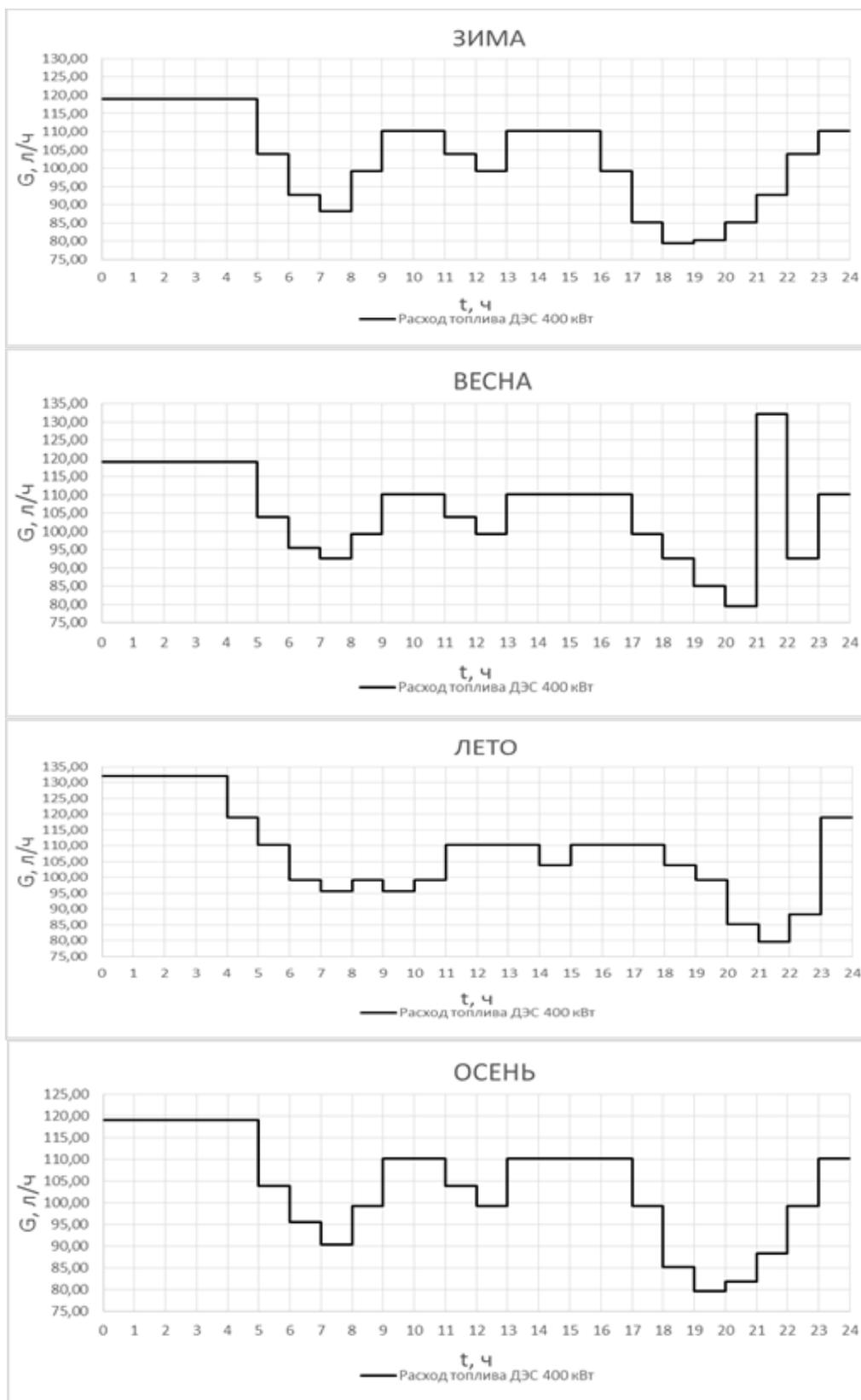


Рисунок 3.13 – Суточный расход топлива ДЭС 400 кВт по сезонам

Из построенных графиков находим, что для обеспечения поселка электроэнергией от двух ДЭС по 400 кВт необходимо:

зимой 2469,32 литра дизельного топлива в сутки;

весной 2569,29 литров дизельного топлива в сутки;

летом 2586,84 литра дизельного топлива в сутки;

осенью 2491,84 литра дизельного топлива в сутки;

Из проделанных расчетов видно, что для обеспечения поселка электроэнергией от ДЭС в необходимом объеме, придется тратить огромные суммы на дизельное топливо. Поэтому данному варианту необходима дальнейшая технико-экономическая оценка.

3.4 Применения органического топлива

Наиболее выгодным, альтернативным и перспективным вариантом получения электроэнергии в нашем поселке может оказаться газогенераторная электростанция.

В настоящее время разработаны современные технологии, позволяющие использовать для производства электрической энергии органическое топливо (в частности древесину и торф), запасы которых на территории Томской области достаточно велики, при значительном снижении экологической нагрузки на окружающую среду по сравнению с дизельными установками.

Стоимости дизельного топлива чрезвычайно высока и постоянно растет, что приводит к подорожанием себестоимости производства электроэнергии в изолированных посёлках. Энергетика в изолированных поселках фактически дотационная, а значит большую часть расходов берёт на себя государство.

Наиболее результативным, экономически эффективным и обоснованным вариантом выхода из создавшейся ситуации, является использование местных относительно дешевых твердых топлив путем прямого сжигания с применением нетрадиционных технологий, а именно: газификация твердых топлив (отходов древесины), т.е. получать электричество для своих нужд, используя привычное и доступное бросовое сырье.

В рассматриваемых условиях посёлка Макзыр, сырьем, которое можно применять для двигателей внутреннего сгорания перенастроенных на газогенераторный режим использования, являются дрова, некондиционные остатки древесины на лесосеках, опилки, щепа и т.д., т.е. отходы лесозаготовки (древесные отходы от деятельности лесоперерабатывающего предприятия в п.Лисица, а также много перестоявшего и некондиционного леса разных пород, который является возобновляемым источником).

При замещении на дизельных электростанциях дизельного топлива на генераторный газ, выработанный из древесины, затраты на топливо снижаются не менее чем в 10 раз; срок окупаемости капиталовложений составляет от 1 до 3 лет [8]. Через 3 года после перехода на газогенераторную станцию начнется экономия денежных средств, которые ежегодно тратятся на закуп и завоз дорогостоящего дизельного топлива в удаленные от линий электроснабжения населенные пункты

Также следует отметить, что предлагаемые газогенераторные электрические установки включены в Программу субсидирования малого и среднего бизнеса согласно ФЗ № 141 «Об энергоэффективности», и ФЗ № 261 от 2009 г. «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации», что предполагает значительные финансовые выгоды для их применения.

3.4.1 Теплотехнические характеристики органического топлива

Традиционно в зависимости от агрегатного состояния органическое топливо делится на газообразное, жидкое и твёрдое, каждое из них в свою очередь делится на естественное и искусственное, таблица 3.20.

Таблица 3.20 – Виды топлива

Вид топлива	Естественное топливо	Искусственное топливо
Газообразное	Природный газ	Генераторный газ; Коксовый газ; Доменный газ; Продукты перегонки нефти; Газ подземной газификации; Синтез-газ
Жидкое	Нефть	Бензин; Керосин; Дизельное топливо; Мазут.
Твёрдое	<i>Ископаемое</i> Торф; Бурый уголь; Каменный уголь; Антрацит; Горючий сланец;	Древесный уголь; Кокс и полукокс; Углебрикеты; Отходы углеобогащения.
	<i>Растительное</i> Древесина; Биомасса.	

Но мы будем рассматривать только древесное топливо и торф по следующим причинам.

1. Так как они относятся к возобновляемым видам органического топлива в отличие от природного газа и нефти. К тому же существующая добыча данных видов топлива и их транспортные потоки находятся на значительном удалении от поселка, т.е. к местным видам органического топлива они не могут быть отнесены.

2. Из ископаемых твердых видов топлива, только торф попадает в категорию «местные», так как нет данных о наличии в непосредственной близости от исследуемому объекту других видов твердых топлив. Однако это не означает что возле исследуемого объекта этих видов топлива нет, так как ископаемые твердые виды топлива в небольших количествах (непромышленных масштабах) могут быть повсеместно.

3. Из растительных твердых видов топлива, только дрова/древесина попадает в категорию «местные», так как в непосредственной близости от исследуемого объекта отсутствуют крупные сельскохозяйственные предприятия, производящие биомассу в необходимых объемах.

Биомасса древесных отходов

К категории древесного топлива относятся, кроме собственно деревьев, их растительные отходы (пни, сучья, ветви, вершинные части деревьев) и отпады (хвоя, листья, валежник, кора), также промышленные отходы (обрезки, щепа, стружка, опилки, деревянная тара и др.).

Органическая часть древесины, как и в других растениях состоит в основном из углеводов, а также из белков, жиров, восков и смол, которые входят в состав растительных клеток или заполняющих межклеточное пространство растительной ткани.

Сама природа древесины мало влияет на состав ее органической части. Состав органической массы древесины разных пород может характеризоваться зольностью сухой массы древесины и содержанием влаги. При хранении на воздухе древесины в течение 1,5...2 лет ее влажность снижается до 18...20%.

Так как состав органической массы древесины достаточно стабилен для разных пород (а величина зольности мала), на теплоту сгорания ее существенное влияние оказывает содержание влаги. При достаточно стабильной органической части ее теплота сгорания составляет 18,4 МДж/кг.

Следующие энергетические характеристики для древесной биомассы оказывают существенное влияние на ее поведение в технологическом цикле при производстве тепловой и электрической энергии.

1. Состав органической массы достаточно стабилен и составляет на сухую массу: содержание углерода 45...53%, водорода 5...6%, кислорода 37...45%, азота 0,3...1,2%.

2. Теплота сгорания, в зависимости, главным образом, от влажности колеблется в пределах 7...15 МДж/кг.

3. Высокая склонность к самовозгоранию, определяется величиной критерия взрываемости $K_T \geq 8$.

4. Колебания влажности, в широком диапазоне, в зависимости от способа получения биомассы и условий ее хранения – от 8 до 60% (в среднем 20...60 %) и в отдельных случаях до 80%.

5. Высокая шлакуемость (определяется спецификой минеральной части).

6. Плотность древесной массы в 3...5 раз ниже плотности угля.

7. Волокнистая структура материала, что вызывает определенные трудности при движении его по тракту (бункера, тетки, питатели, дозаторы и др.).

8. Широкий диапазон изменения гранулометрического состава исходной древесной биомассы (опилки – до 8 мм; щепа — до 100 мм; кругляк, после расщепления — 5...35мм и др.).

9. Весьма благоприятные экологические характеристики:

- низкая зольность;
- низкое содержание серы;
- ограниченное содержание азота – в среднем 0,25...1,0%, достигая для отдельных видов отходов до 2...3% на сухую массу;
- способность не увеличивать в атмосфере содержание парникового углекислого газа от сжигания древесной биомассы.

Отношение массы материала к занимаемому им объему определяет плотность древесины. Плотность древесинного вещества одинакова для всех пород древесины и равна 1,53 г/см³. По рекомендации комиссии СЭВ, все показатели физико-механических свойств древесины определяются при абсолютной влажности 12 % и пересчитываются на эту влажность.

Для характеристики топлива в теплотехнических расчетах пользуются понятиями сухая масса и горючая масса топлива.

Элементарный состав горючей массы ствольной древесины практически одинаков для всех пород. Как правило, варьирование содержания отдельных

компонентов горючей массы стволовой древесины находится в пределах погрешности технических измерений.

Теплотой сгорания биомассы называется количество тепла, выделяемое при сгорании 1 кг вещества. Различают высшую и низшую теплоту сгорания.

Высшая теплота сгорания — это количество тепла, выделившееся при сгорании 1 кг биомассы при полной конденсации всех паров воды, образовавшихся при горении, с отдачей ими тепла, израсходованного на их испарение (так называемой скрытой теплоты парообразования).

Низшая теплота сгорания (НТС) — количество тепла, выделившееся при сгорании 1 кг биомассы, без учета тепла, израсходованного на испарение влаги, образовавшейся при сгорании этого топлива.

Теплотехнические характеристики древесины.

Теплота сгорания стволовой древесины зависит только от двух величин: зольности и влажности. Низшая теплота сгорания горючей массы (*сухой беззольной!*) стволовой древесины практически постоянна и равна 18,9 МДж/кг (4510 ккал/кг).

Внутренняя зола древесной биомассы является тугоплавкой, а внешняя — легкоплавкой. Содержание внутренней золы стволовой древесины изменяется в пределах от 0,2 до 1,17%. Содержание золы в различных частях деревьев различных пород показано в таблице 3.21.

Таблица 3.21 – Содержание золы для различных пород дерева

Порода	Количество золы в абсолютно сухой массе, %		
	ствол	кора	Ветки, корни
Сосна	0,2-0,7	1,4-2,2	0,3-0,7
Ель	0,2-0,3	2,3	0,3-0,4
Береза	0,2-0,4	2,4	0,3-0,6
Осина	0,2-0,3	2,7	0,3

Влажность различных частей растущего и свежесрубленного дерева неодинакова. Средняя влажность ядровой древесины хвойных пород составляет 25-30%, спелой древесины 35-40%. У древесных пород влажность древесины от периферии к центру уменьшается постепенно.

Общая влажность свежесрубленной древесины:

- хвойных пород - 45-50%
- мягколиственных - 40-50%
- твёрдолиственных - 30-45%

Влажность древесины также оказывает влияние на теплотворную способность топлива (рисунок 3.14)

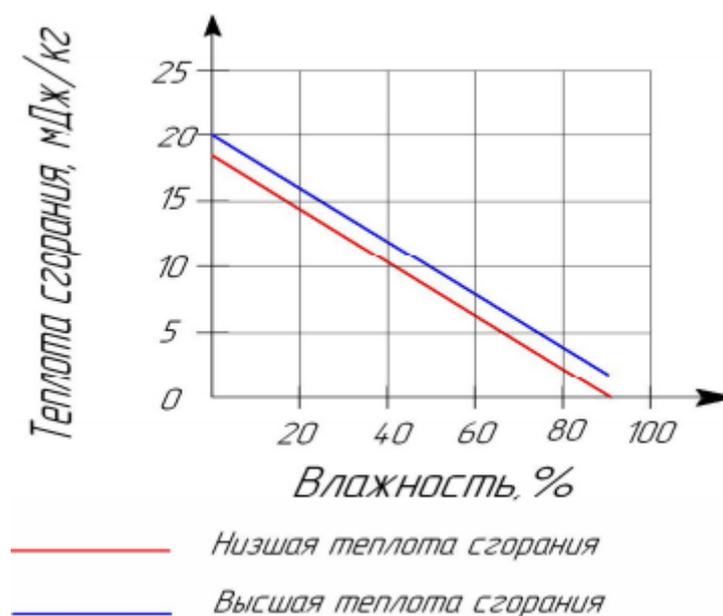


Рисунок 3.14 - График зависимости теплоты сгорания от влажности

Мелкая древесина (опилки, стружка, щепы) с большой удельной поверхностью имеют ничтожно малый гистерезис сорбции и ее устойчивую влажность называют равновесной.

Равновесная влажность одинакова у древесины различных пород и полностью определяется параметрами воздуха, в среде которого она находится. В зависимости от влажности исходной древесины по-разному протекает

процесс горения и газификации (рисунок 3.15)



Рисунок 3.15 – Горение древесины различной влажности

Виды древесных отходов

В зависимости от производства, при котором образуются древесные отходы, их можно подразделить на два вида: отходы лесозаготовок (хвоя, листья, неодревесневшие побеги, ветви, сучья, вершинки, откомлевки, козырьки, фаутные вырезки ствола, кора, отходы производства колотых балансов и т. п) и отходы деревообработки (горбыль, рейки, срезки, короткомер, стружка, опилки, отходы производства технологической щепы, древесная пыль, кора).

В своем естественном виде отходы лесозаготовок малотранспортабельны, при энергетическом использовании они предварительно измельчаются в щепу.

По характеру биомассы древесные отходы могут быть подразделены на следующие виды: отходы из элементов кроны; отходы из стволовой древесины; отходы из коры; древесная гниль.

В зависимости от формы и размера частиц древесные отходы обычно подразделяются на следующие группы: кусковые древесные отходы (откомлевки, козырьки, фаутные вырезки, горбыль, рейка, срезки, короткомеры) и мягкие древесные отходы (опилки и стружки).

Важнейшей характеристикой измельченной древесины является ее фракционный состав. Фракционный состав есть количественное соотношение частиц определенных размеров в общей массе измельченной древесины.

Фракцией измельченной древесины называют процентное содержание частиц определенного размера в общей массе.

Измельченную древесину по размерам частиц можно подразделить на следующие виды:

— *древесную пыль*, образующуюся при шлифовании древесины, фанеры и древесных плит; основная часть частиц проходит через сито с отверстием 0,5 мм;

— *опилки*, образующиеся при продольной и поперечной распиловке древесины, они проходят через сито с отверстиями 5...6 мм;

— *щепу*, получаемую при измельчении древесины и древесных отходов в рубительных машинах; основная часть щепы проходит через сито с отверстиями 30 мм и остается на сите с отверстиями 5...6 мм;

— крупную щепу, размеры частиц которой больше 30 мм.

Теплотехнические характеристики торфа

Качество торфа как топлива, также как и древесины, определяется в основном следующими показателями: теплотой сгорания, зольностью и влажностью.

Подробная информация о месторождениях торфа Томской области, пригодных для использования в энергетических целях изложена в соответствующем разделе отчета [37], где проведен анализ имеющихся месторождений, расположенных в непосредственной близости от объектов генерации.

Сводная таблица характеристик нескольких торфяных месторождений Томской области представлена в таблице 3.22

Таблица 3.22 Характеристика торфяных месторождений Томской области

№	Параметры	Каргасокский (уч. 400, 401,404)	Первомайский (уч. 839,815- 817,822, 866)	Парабельский (уч. 495,496, 521, 522)	Томский (уч. 933, 931, 932, 930)	Северск (уч. 966)	Шегарский (уч.397- 5,6)
1	Площадь, тыс. Га	150	100	40	10	1	17
2	Общие запасы, тыс.тонн	461500	175000	155000	50000	7300	37000
3	Готовность к производств у	Средняя	Средняя	Средняя	Выше среднего	Выше среднег о	Высокая
4	Энерг. параметры торфа, МДж/кг	12	10	10	12	10	14
5	Влажность, %	70	70	70	60	60	50
6	Зольность, %	5-7	5-7	5	5-7	5	6-8
7	Содержание серы, % на горючую массу	0,25	0,3	0,14	0,4	0,1	0,25
8	Элементный состав С/Н/О, %	55/5/3	57/7/3	56/6/2	55/5/2	55/3/1	57/4/2

Согласно приведенным в таблице данным, месторождения торфа Томской области характеризуются невысоким содержанием серы, низшая теплота сгорания торфа находится в пределах 10-14 МДж/кг (2387 - 3340 ккал/кг), зольность не превышает 8%.

Торф Суховского и Аркадьевского месторождений отличается повышенной зольностью и пониженной теплотой сгорания, не превышающей 4,56 МДж/кг (1088 ккал/кг).

Основные недостатки использования торфа как топлива:

- потребители продукции должны находится в радиусе 50-75 км от места добычи с объемом потребления не менее 20 000 тонн торфа в год. Дальнейшее увеличение расстояния или уменьшение потребления непропорционально увеличивает стоимость торфа, что делает его применения в качестве топлива не выгодным по сравнению с другими видами топлива;

- период добычи фрезерного торфа ограничивается 4-5 месяцами в год. Возможно, что использование других технологий может увеличить период добычи торфа, но однозначных подтверждений этому нет;

- требуется уточнения объемов и качества запасов торфа, располагаемых в непосредственной близости от объектов генерации

Таблица 3.23 - Преимущества и недостатки технологий переработки торфа

№ п/п	Технология	Преимущества	Недостатки
1	Брикеты из торфа	<ul style="list-style-type: none"> • Отработанная технология • Наличие специализированной техники 	<ul style="list-style-type: none"> • Требуется осушение участков • Возможно производство 3-5 мес. в году
2	Пеллеты из торфа	<ul style="list-style-type: none"> • Наличие оборудования для сжигания пеллет (котлы и системы подачи сырья) • Высокая теплота сгорания и низкая зольность 	<ul style="list-style-type: none"> • Недостаточно проработанная и сложная технология • Строгие требования к изначальному сырью • Энергозатратная технология • Недостатки п.1.
3	Газификация	<ul style="list-style-type: none"> • Отработанная и надежная технология • Относительно небольшие затраты на организацию производства 	<ul style="list-style-type: none"> • Повышенные экологические выбросы, однако укладываемые в нормативы • Привязанность к местности • Недостатки п.1.
4	Жидкие углеводороды (процесс Фишера-Тропша)	<ul style="list-style-type: none"> • Возможность получения широкого ряда высококачественных химических продуктов, включая дизельное топливо, воск, полиэтилен высокого давления, эфиры, масла, бензин 	<ul style="list-style-type: none"> • Высокие стартовые капитальные затраты на оборудование • Сложная технология, требующая высококвалифицированных специалистов • Строгие требования к начальному сырью • Необходимость сертифицировать топливо • Расход катализаторов • Недостатки п.1.
5	Скоростное коксование торфа с получением жидких моторных фракций	<ul style="list-style-type: none"> • Передовая технология • Возможность работать с сырьем повышенной влажности 	<ul style="list-style-type: none"> • Технология требует проверки технологических констант для масштабирования до промышленного масштаба • Требуется сертификация топлива

№ п/п	Технология	Преимущества	Недостатки
		<ul style="list-style-type: none"> • Имеется возможность добычи круглый год (гидроамыв). • Замкнутая технология 	

3.4.2 Объемы располагаемого местного органического топлива

Дрова/древесина.

Томскую область относят к регионам с крупным объемом лесов, общая площадь которых составляет 28 679,8 тыс. га, а это 91% территории Томской области, в том числе покрытых лесом земель 19 302,7 тыс. га, и общим запасом древесины 2 851,4 млн. м³.

На рисунках 3.16 и 3.17 представлен *Лесоресурсный потенциал*.

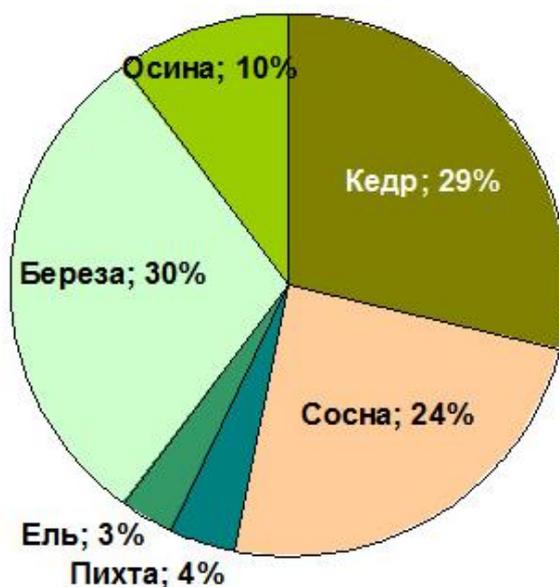


Рисунок 3.16 – Распределение долей запасов древесины по породам

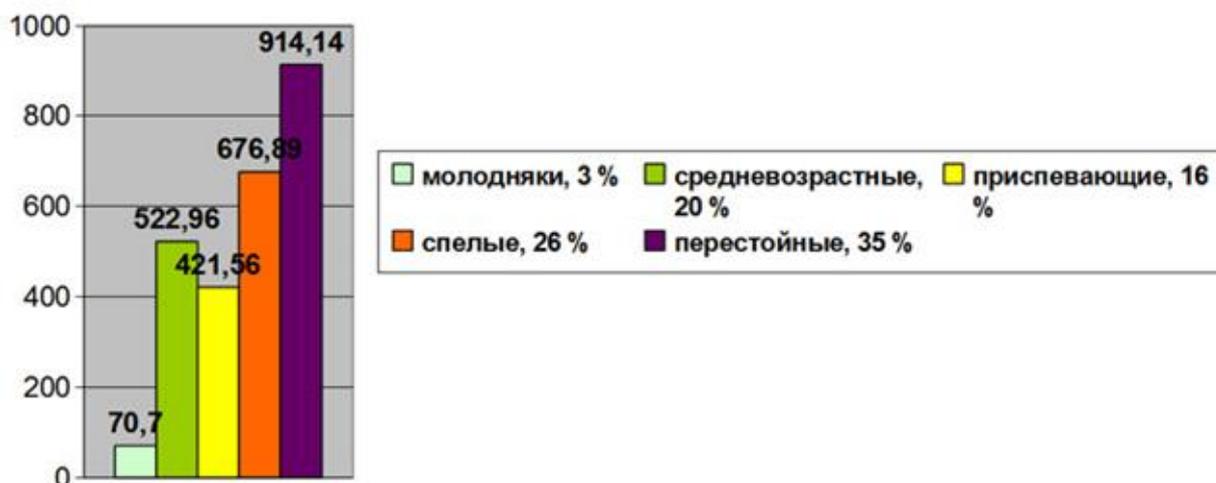


Рисунок 3.17 – Распределение запасов эксплуатационных лесов по группам возраста, млн.куб и %

Общий эксплуатационный запас древесины в спелых и перестойных лесах составляет 1,5 млрд. куб. м (1542,3 млн. куб. м), в том числе хвойной – 0,6 млрд. куб. м (639,2 млн. куб. м), мягколиственной – 0,9 млрд. куб. м (903,1 млн. куб. м). Наиболее часто рубками охватываются сосновые насаждения - эксплуатационный запас 0,4 млрд. куб. м (404,7 млн. куб. м), березовые насаждения – эксплуатационный запас 0,7 млрд. куб. м (669,7 млн. м³). Средний объем хлыста в эксплуатационных лесах составляет 0,38 куб. м.

Годичный прирост древесины в лесах Томской области равен 32,4 млн. куб. м или в пересчете на один гектар 1,7 куб. м. Средний запас древесины определяется в 152 куб. м/га, в хвойных насаждениях 156 куб. м/га.

Годовая расчетная лесосека, т. е. ежегодный разрешенный объем рубки в Томской области составляет 41,2 млн. куб. м, в том числе 14,9 млн. куб. м по хвойному хозяйству, которая в настоящее время осваивается предприятиями лесной промышленности и другими участниками лесных отношений только на уровне 7 %.

В прошлые десятилетия лесосырьевые базы в зоне транспортной доступности подверглись интенсивным рубкам и в значительной мере расстроены. Тем не менее, экономически доступный лесной ресурс в настоящее время оценивается более чем в 10 млн. куб. м в год.

Современное состояние ЛПК.

В настоящее время базовыми видами продукции лесопромышленного комплекса Томской области являются круглые лесоматериалы, пиломатериалы, древесностружечные плиты, а с 2011 года — древесноволокнистые плиты средней плотности (МДФ) (в 2011 году произведено 128,5 тыс. куб. м плит МДФ). Дальнейшая переработка древесных материалов используется для производства мебели, карандашей, оконных и дверных блоков, оцилиндрованных бревен, клееного бруса, шпал, столярных изделий, строительных деталей и др.

С 1985 года по 2015 год произошло значительное увеличение глубины переработки древесины, изменение структуры товаропроизводства. Ежегодный объем товаров лесопромышленного комплекса достиг уровня 8 млрд. рублей. За счет качественного сдвига товарной структуры производства в 2016 году, объем товаров превысит 10-ти миллиардный рубеж, сравнимый с оценочным уровнем производства товаров в 1985 году в выражении современных цен.

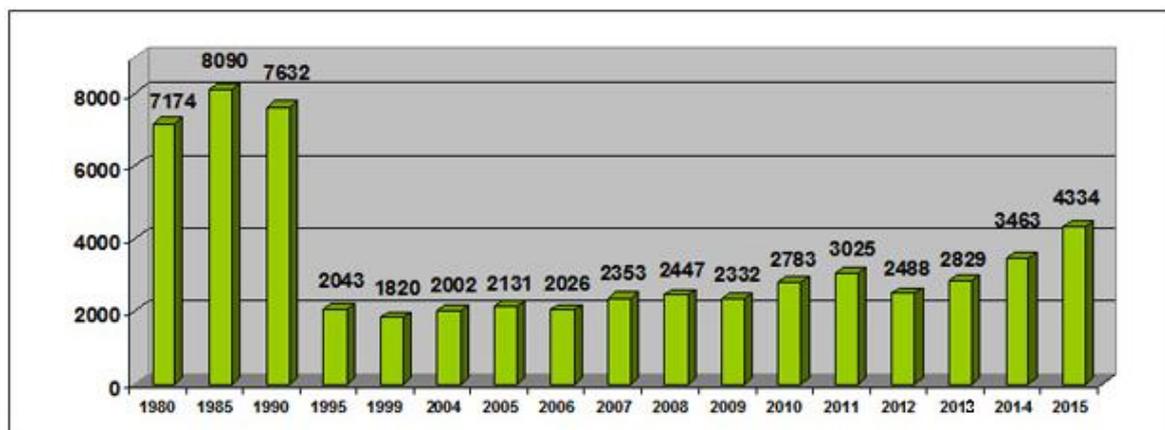


Рисунок 3.18 – Заготовка древесины всеми видами рубок, тыс. куб. м

* по материалам ведомственной статистики. Указаны объемы заготовки всеми видами рубок. Например, в 2015 году объем заготовки составил 4334 тыс. куб.м, в том числе лесопромышленными предприятиями 2879 тыс.куб. м

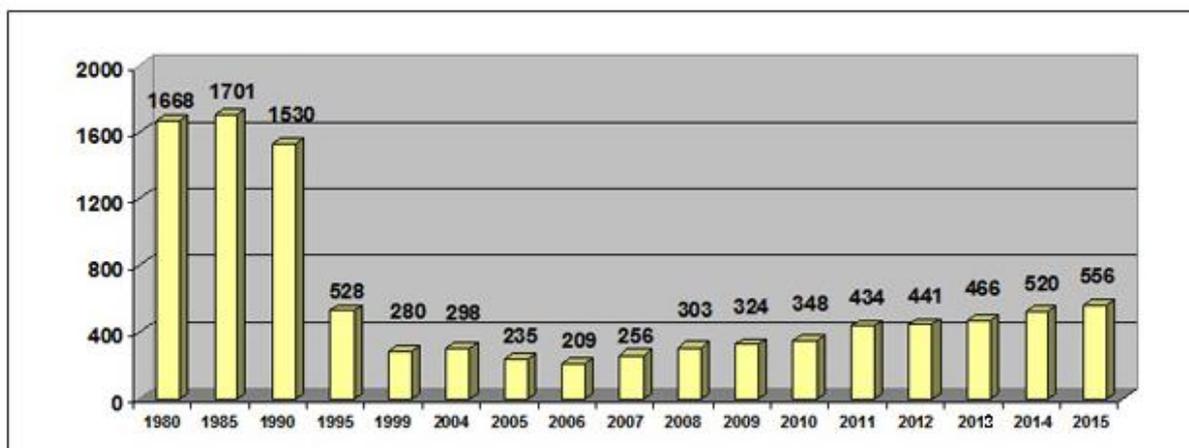


Рисунок 3.19 – Производство пиломатериалов, тыс. куб м

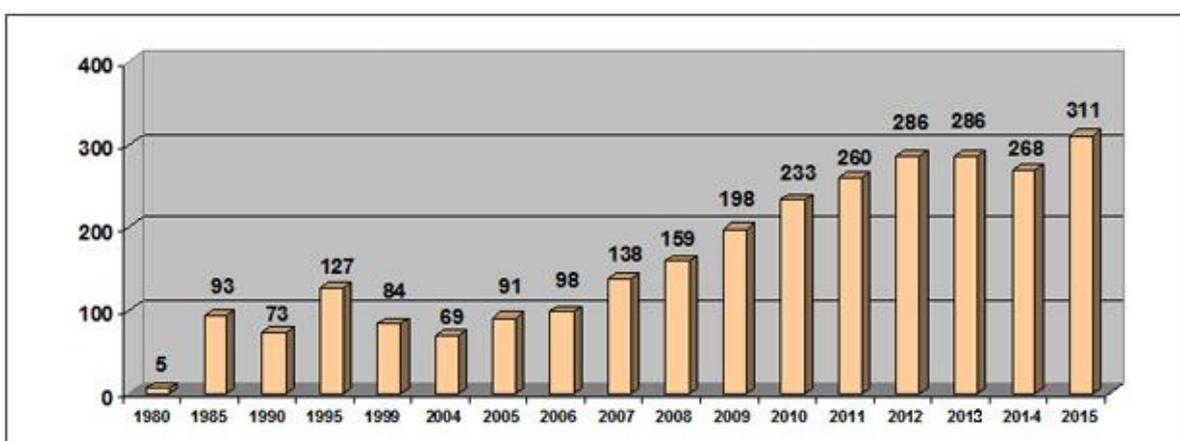


Рисунок 3.20 – Производство ДСП, тыс. куб м

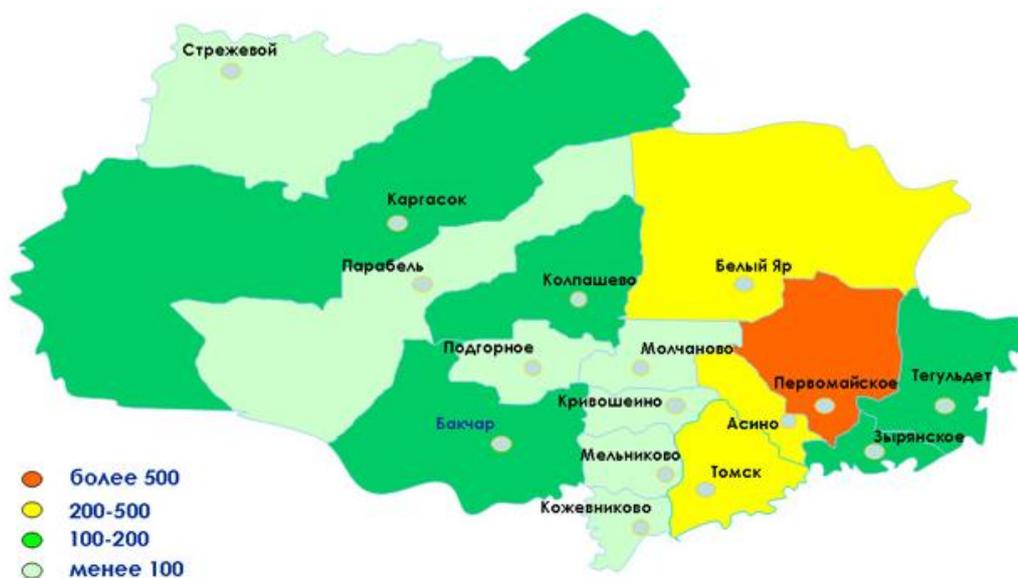


Рисунок 3.21 – Рейтинг районов Томской области по лесозаготовке, тыс. куб м в год



Рисунок 3.22 – Рейтинг районов Томской области по производству пиломатериалов, тыс. куб м в год

Лесозаготовительные мощности сосредоточены, главным образом, в Первомайском, Верхнекетском, Асиновском, Томском районах. Лесопильное производство развивается в г. Томске, Первомайском, Верхнекетском и Асиновском районах.

Объёмы лесозаготовок и лесопереработки к 2020 году увеличатся в 3 раза и достигнут 9 млн. куб. м. Объём лесопереработки по видам продукции за этот период возрастёт:

- по пиломатериалам до 1400 тыс. куб. м;
- по древесным плитам (фанера, ДСП, OSB, МДФ) до 2000 тыс. куб. м.

Предполагается полностью исключить вывоз необработанной древесины (круглый лес) с территории области.

Краткий вывод по пункту:

Как уже было сказано, территория Томской области на 92% покрыта лесами, то доступность данного ресурса для нашего поселка очень высокая, в связи с чем, данный вид ресурса с целью его дальнейшей газификации для получения электроэнергии является *приоритетным*. Возможно использование отходов существующей лесозаготавливающей и обрабатывающей промышленности или использования дровяной (не деловой) древесины, в том числе после пожаров.

По результатам проведенного анализа [37] эксперты пришли к выводам, что при производстве электроэнергии с помощью газификации древесного топлива в зависимости от выбранной технологии (пиролиз или быстрый пиролиз) необходимо в среднем от 1,5 до 2,7 м³ плотной древесины на выработку 1 000 кВт. Другими словами в нашем объекте генерации потребность в сырье может быть покрыта за счет местных ресурсов, в том числе за счет древесных отходов от лесозаготовки в поселке Лисица.

Таблица 3.24 – Показатели эксплуатационных лесов по лесничествам и лесопаркам

№ п/п	Наименование лесничества, лесопарка	Эксплуатационный запас спелых и перестойных насаждений, тыс. м ³										средний объем хлыста в эксплуатационных насаждениях, м ³
		всего	в том числе по группам пород			в том числе по основным породам						
			хвойные	твердо-лиственные	мягко-лиственные	сосна	ель, пихта	кедр	береза	осина	другие породы	
1	Александровское	140107,2	80487	0	59620,2	66635,2	1512,8	12339	53445,6	6174,6		0,29
2	Асиновское	20719,9	6753	0	13966,9	3821	2109,7	822,3	9019,7	4885,7	61,5	0,34
3	Васюганское	209510,6	64715,3	0	144795,3	37523,4	19764,6	7427,3	110904,7	33864,7	25,9	0,29
4	Верхнекетское	204484,1	133402	0	71082	95198	7461,7	30742,4	46561,5	24520,5		0,32
5	Каргасокское	253228,4	113474	0	139754,9	88739	5558,3	19176,2	92735,8	47012,3	6,8	0,33
6	Колпашевское	65093,1	22601,8	0	42491,3	16760,2	4130,2	1711,4	22047,5	20388	55,8	0,49
7	Молчановское	14315,2	9562,6	0	4752,6	6810,4	1960,6	791,6	2027,3	2665,9	59,4	0,32
8	Парабельское	78635,5	25553,2	0	53082,3	22109,9	1809	1634,3	39602,8	13474,3	5,2	0,39

Таблица 3.25 – Общий объем заготовки древесины при всех видах рубок по лесничествам, тыс. м³ ликвидной древесины

N п/п	Наименование лесничества	При рубке спелых и перестойных лесных насаждений		При рубке лесных насаждени й при уходе за лесами	При рубке поврежденны х и погибших лесных насаждений	При рубке лесных насаждений на лесных участках, предназначенных для строительства, реконструкции и эксплуатации объектов лесной, лесоперерабатывающей инфраструктуры и объектов, не связанных с созданием лесной инфраструктуры (прочие рубки)<*>	Всего
		расчетная лесосека	фактически заготовлено				
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Александровское	2293,4	87,5	0	0	206,8	294,3
2	Асиновское	639,4	121,9	30,8	51,1	4,8	208,6
3	Васюганское	2674,4	55,3	0	15,4	334,9	405,6
4	Верхнекетское	3835,4	278,2	6,1	130,6	21,6	436,5
5	Каргасокское	4049,7	98,0	0	17,3	204,5	319,8
6	Колпашевское	1432,5	47,7	4,5	31,9	36,0	120,1
7	Молчановское	381,2	32,3	9,3	12,0	0	53,6
8	Парабельское	1551,6	25,6	0	2,3	73,3	101,2

Торф.

Долгое время добыча торфа в Томской области велась в сравнительно небольших объемах исключительно для нужд сельского хозяйства. В 1986-1995 гг. предусматривалось построить десять крупных высоко-механизированных торфопредприятий. Но только пять из них удалось ввести в действие. Остальные торфопредприятий были приостановлены еще на стадии проектирования из-за явной их нерентабельности в условиях рыночной экономики.

Торфоразведочные работы должны проводиться с учетом таких факторов как геологические, технологические, экологические, экономические, правовые и других, которые определяют реальные возможности и перспективы освоения месторождений.

В Сибири серьезные ограничения на экономическую эффективность торфодобывающих предприятий накладывают климатические факторы, обуславливающие *непродолжительность сезона добычи и вывозки торфа и исключаящие возможность снижения его влажности в процессе полевой сушки*. Рентабельность производства значительно снижается из-за необходимости создания у потребителей в летний период больших складских запасов торфа, рыхления в зимний период промерзших штабелей для вывозки торфа и неизбежности его обезвоживания при использовании в большинстве приложений этого сырья.

Также низкая экономическая эффективность освоения торфяных месторождений определяется большими потерями торфа.

Освоение торфяных месторождений возможно только при гарантии прибыльности их эксплуатации, иначе все работы на них лишаются смысла.

В условиях Томской области получение топливного торфа (ГОСТ 11804-76) с кондиционной влажностью не более 52% невозможно, введен понижающий коэффициент на теплотворную способность за счет избыточной влажности (0,8) и предусмотрены дополнительные затраты на принудительную сушку.

Также неизбежны затраты на рекультивацию земель после завершения добычи торфа и утилизации отходов (пней, очеса), которые могут составить до 5-8% от стоимости реализуемой продукции.

Освоение торфодобывающими предприятиями месторождений на площадях сельскохозяйственных земель экономически нецелесообразно ввиду необходимости выплат огромных возмездных платежей. Добыча торфа целесообразна только на площадях лесного фонда, где величина рентных платежей не столь велика. Рентабельная разработка месторождений торфа возможна при его реализации по ценам 1000-1150 руб./т объемами более 20 000 тонн в год.

Из вышесказанного можно сделать вывод, что применение торфа в нашем регионе не целесообразно.

3.4.3 Способы переработки биомассы (газогенерация, пиролиз)

Методы энерготехнологической переработки твердого топлива классифицируют:

1. По характеру среды, в которой топливо подвергается деструкции (разложению):

- с нейтральной или восстановительной средой (пиролиз),
- с окислительной средой (газификация),
- со средой водорода (гидрогенизация).

2. По тепловым условиям, при которых протекает деструкция:

- низкотемпературный (до 400°C),
- среднетемпературный (400—700°C)
- и высокотемпературный (900°C и выше) процессы.

Основными технологиями термической конверсии биомассы в топливо являются: медленный и быстрый пиролиз, газификация, сжижение.

Пиролиз – это термохимическая конверсия сырья без доступа воздуха и каких-либо реагентов при температуре 450 - 550 °C. Однако в последнее время

под «пиролизом» стали подразумевать также процессы с воздействием какого-либо дополнительного реагента (гидропиролиз, окислительный пиролиз).

Пиролиз позволяет из 1 м³ абсолютно сухой древесины получать: 140 - 180 кг древесного угля, не содержащего ни серы, ни фосфора и используемого для получения лучших сортов стали, 280 - 400 кг жидких продуктов — метанола, уксусной кислоты, ацетона, фенолов; 80 кг горючих газов метана, монооксида углерода, водорода [16-18].

Различают два вида пиролиза: *медленный пиролиз (МП)* (скорость нагрева исходного вещества составляет градусы в мин., час) и *быстрый пиролиз (БП)* (скорость нагрева исходного вещества составляет сотни, тысячи градусов в доли, единицы сек). При быстром пиролизе биомасса в течение короткого времени подвергается воздействию экстремально высоких температур (700 - 1400 °С), в результате которого происходят быстрое разложение исходных продуктов и образование новых соединений: этанола, пропилена, углеводородов, близких к бензину. Газ, получаемый с помощью быстрого пиролиза, содержит водород, метан, этилен, пропилен. Использование быстрого пиролиза биомассы выгоднее, чем пиролиза угля, так как биомасса содержит значительно меньше золы и ее можно подвергнуть воздействию более низких температур. Этому направлению, очевидно, принадлежит будущее.

Газификация - сжигание биомассы при температуре 900 - 1 500 °С в присутствии воздуха или кислорода и воды с получением синтез-газа, состоящего из смеси монооксида углерода, водорода и стеклообразной массы (7 - 10 % массы исходного материала), применяемой как наполнитель для дорожных покрытий. Газификация - более прогрессивный и экономичный способ использования биомассы для получения тепловой энергии, чем пиролиз. Синтез-газ имеет высокий КПД тепловой конверсии. Он может употребляться для получения метанола.

Сжижение — производство жидкого топлива из биомассы путем термической конверсии: термический пиролиз или газификация *в присутствии*

катализаторов. Реакции происходит так, чтобы в качестве основного продукта получалось жидкое топливо, и при этом можно производить уголь и газ.

Анализ технологий быстрого пиролиза [37], разработанных в США, Канаде и ЕС, выявил существенный недостаток: все они ориентированы на максимальное получение жидкого пиролизного топлива и совершенно игнорировался режим синтез-газа. Кроме того, применение дорогостоящих технологий быстрого пиролиза привело к тому, что стоимость пиролизного топлива оказалась выше продуктов переработки природной нефти.

Анализ открытых источников показал [37], что в Российской Федерации, процессами быстрого пиролиза занимаются единичные лаборатории, которые создали лабораторные макеты с целью исследования химизма процесса быстрого пиролиза различных исходных веществ (Санкт Петербургский Государственный Университет, Томский Государственный Университет, ВНИИЭСХ РАСХН и др.).

Основные отличительные особенности БП от МП

- технологическая возможность создания высокопроизводительных непрерывных производств;
- возможность создания энергетически самообеспечивающих систем, что снижает производственные затраты, как минимум, на 30%, а следовательно, приводит к снижению себестоимости продуктов переработки;
- малое время нахождения исходного вещества в зоне термической деструкции не допускает процессов вторичного крекинга (вторичной термической деструкции), что позволяет получать более чистые по своему химическому составу (практическое отсутствие гудроновых и мазутных составляющих) продукты пиролиза. Так синтез-газ, полученный БП, имеет теплоту сгорания на 50% больше, чем при МП;
- возможность регулирования рабочих температурных режимов без технологических и конструктивных изменений оборудования;

- возможность переработки различных исходных продуктов на одном и том же оборудовании без принципиальных технологических и конструктивных изменений

Недостатком процесса БП является обязательная предварительная сушка исходного вещества до определенной относительной влажности. Однако тепловой эффект, полученный с помощью БП, окупает затраты на процесс сушки.

Выход продуктов в процессе БП:

- **«синтетическая нефть»**;

- **синтез-газ**;

- **твердое углистое вещество**;

Таким образом, по расчетным данным ООО «ТЭК» потенциальные возможности процесса в устройстве быстрого пиролиза (УБП) на 50% превосходят процесс медленного пиролиза.

Виды исходного сырья, к которым применим процесс **быстрого пиролиза**:

- все типы торфов;

- сланцы;

- бурые и каменные угли, а также их отходы;

- древесина всех пород, а также ее отходы;

- производственные и бытовые отходы;

- автопокрышки и т.п.;

- отходы АПК (птицеводства, КРС и свиноводства) с добавлением соломы;

- сено и солома;

- отходы в виде шелухи зерновых культур, подсолнечника, орехов и т.п.

Получаемый в процессе газификации охлажденный синтез газ не должен содержать смолистых соединений и твердых примесей, вредных для энергетических машин поршневого или турбинного типа. Газогенераторный газ

является низкокалорийным и не может быть использован в высокооборотных поршневых машинах.

Из вышеизложенного следует, что наиболее подходящей технологией получения электрической и тепловой энергии из древесных отходов для нашего поселка, использующий дизельные электростанции, является процесс газификации в газогенераторах древесных отходов в составе газогенераторных электростанций, оборудованных газопоршневыми генераторами.

3.4.4 Конструкции установок для газификации древесных отходов методом пиролиза.

Существует несколько схем газогенераторных процессов: прямой, обращенный, перекрестный, с «кипящим» слоем и смешанный.

Прямой процесс - газификации протекает в плотном слое при встречной подаче воздуха и топлива.

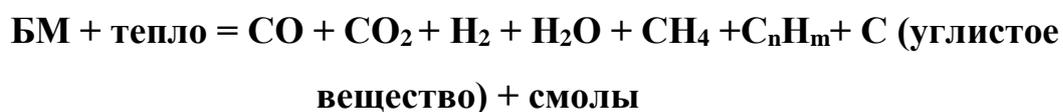
Обращенный процесс - топливо и воздух движутся в одном направлении, газ выводится через колосниковую решетку, происходит разложение паров смолы, теплота сгорания 950–1200 ккал/нм³.

Смешанные схемы газификации твердого топлива включают элементы прямого и обращенного процессов, используется топливо в виде кусочков размером более 20мм.

Широкое распространение получает также способ газификации в «кипящем» слое топлива.

Пиролиз подвергает термическому разложению органические соединения при относительно низких температурах (500–800 °С) по сравнению с процессами газификации (800–1300°С) и горения (900–2000°С).

Реакцию пиролиза биомассы в общем виде можно представить следующим образом:



Первичными продуктами пиролиза могут быть жидкость, твердое углистое вещество и газы в зависимости от вида и параметров процесса пиролиза.

В зависимости от применения генераторного газа используются различные типы газогенераторов: с восходящим потоком газа (прямой процесс), с нисходящим потоком газа (обращенный процесс), в псевдоожиженном слое, в циркулирующем псевдоожиженном слое и другие. Если газ используется для выработки электрической энергии с помощью двигателей внутреннего сгорания, то газ должен иметь минимальное содержание примесей. Наиболее чистый газ получают в газогенераторах обращенного типа, которые работают на сыпучей биомассе с влажностью менее 20%.

Учитывая, что наиболее чистый газ получают в газогенераторах обращенного типа, ниже подробно рассмотрена его конструкция на примере газогенератора Woodbio (Индия).

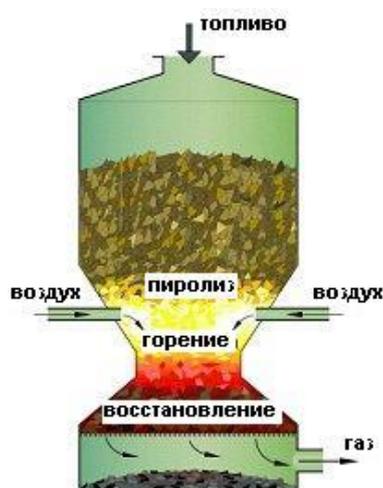


Рисунок 3.23 - Газогенератор Woodbio с нисходящим потоком газа (обращенный процесс)

В газогенераторе обращенного типа Woodbio биотопливо проходит несколько превращений, образующих четыре отдельные зоны: зону сушки, зону пиролиза, зону горения и зону восстановления.

В зоне сушки тепло от нижележащих частей газогенератора вызывает испарение воды, благодаря чему топливо высушивается при температуре 150-200°C. Пары воды перемещаются вниз и добавляются к парам воды, образующимся в зоне горения (окисления).

Ниже зоны сушки температура увеличивается до 400-650°C. При температуре свыше 250°C начинается процесс пиролиза топлива. В деталях химические реакции процесса пиролиза известны не очень хорошо, но предполагается, что при нагревании крупные молекулы, такие как целлюлоза и лигнин, расщепляются на средние молекулы и углерод (древесный уголь). Продукты пиролиза перемещаются вниз в более горячие зоны газогенератора. Некоторые из них сгорают в зоне горения, другие расщепляются далее в ещё более мелкие молекулы, такие как водород, метан, окись углерода, этан, этилен и т.д., если они находятся в горячей зоне достаточно долго.

Зона горения (окисления) образуется на уровне ввода воздуха. Протекающие реакции с кислородом являются высоко экзотермическими (выделяется 401,9 и 241,1 КДж/моль тепла соответственно), в результате чего происходит резкое увеличение температуры до 900-1200°C. Как указано выше, важной функцией зоны окисления, кроме генерации тепла, является превращение и, по возможности, полное сгорание всех конденсируемых продуктов, которые в случае их конденсации в низкотемпературных частях системы превращаются в пиролизные смолы и масла. Подача воздуха в зону горения производится с помощью нескольких трубок, расположенных по окружности конуса горения.

Продукты реакций в зоне окисления (горячие газы и раскалённый древесный уголь) перемещаются вниз в зону восстановления. В этой зоне теплосодержание газов превращается в химическую энергию генераторного газа.

Конечным продуктом химических реакций, которые происходят в зоне восстановления, является горючий газ с температурой 250-500°C, а также остатки древесного угля и золы.

Газогенераторные установки Woodbio представляют собой комплекс оборудования для получения генераторного газа и подготовки его к использованию. Газогенераторная установка Woodbio состоит из устройства загрузки биомассы, газогенератора, системы охлаждения и очистки газа, и системы управления. Биомасса периодически подается в газогенератор через шлюзовое устройство с помощью ковшового подъемника или наклонного транспортёра. Газогенератор превращает биомассу в генераторный газ. Система охлаждения и очистки охлаждает газ и удаляет из газа смолы и частицы. Система управления контролирует все ключевые параметры процесса, регулирует объем вырабатываемого газа в зависимости от нагрузки.



Рисунок 2.24 - Газогенератор Woodbio

Газогенераторные установки Woodbio служат для получения от 150 до 5000 nm^3 генераторного газа в час из крупнофракционной биомассы: древесных отходов – щепы из кусковых отходов распиловки леса и деревообработки, фанеры, ДСП, МДФ, отработанных железнодорожных шпал, гранул (пеллет) и брикетов из опилок, и сельскохозяйственных отходов – лузги подсолнечника, стеблей кукурузы, подсолнечника, хлопка, стержней кукурузных початков и т.п.

Газогенераторная установка Woodbio состоит из газогенератора непрерывного действия с периодической подачей биомассы, системы подготовки газа перед сжиганием его в двигателе или горелке, и системы

управления. В зависимости от используемой системы подготовки газа установки Woodbio выпускаются в трех конфигурациях.

Установки Woodbio в конфигурации «холодный чистый газ» служат для получения газа для использования в двигателях внутреннего сгорания.

Установки Woodbio в конфигурации «горячий очищенный газ» служат для сжигания, в том числе в смеси с природным газом, в горелках, установленных на расстоянии не более 20 м от газогенератора.

Россия располагает необходимыми интеллектуальными возможностями (многочисленные НИИ, Университеты, КБ и отдельные научно-производственные компании) и машиностроительной производственной базой для активного применения и использования биотехнологии в России. В настоящее время отечественная теплоэнергетика находится на пути создания автономных эффективных технологий наряду с традиционными централизованными способами выработки электроэнергии и тепла и обладает опытом производства опытно-промышленных газогенераторных установок переработки древесины, торфа, угля, сельскохозяйственных отходов.

3.4.5 Выбор оборудования

Для решения задачи обеспечения автономного энергоснабжения поселка целесообразным представляется использование технологии газификации древесной массы в газогенераторах обращенного типа с последующим использованием полученного генераторного газа в газодизельных или газопоршневых двигателях для выработки электроэнергии.

По сравнению с другими технологиями газогенераторные электростанции обладают следующими **преимуществами**:

- Высокий электрический КПД, даже для установок малой мощности;
- Возможность получения не только электрической, но и тепловой энергии (когенерация), а также древесного угля;
- Модульность и широкий диапазон мощностей;
- Возможность получения наиболее чистого генераторного газа;

- Низкий уровень вредных выбросов - CO, NOx, сажи, в особенности в сравнении с сжиганием угля и жидкого топлива;

Предлагаемое оборудование является серийным, производится на специализированных заводах в Индии, перед отгрузкой заказчику тестируется в сборе с полной нагрузкой, эксплуатируется в 15 странах мира. Индийская компания, которую в России представляет фирма Flex Technologies Limited, является крупнейшим производителем малых и средних газогенераторов в мире основана в 1986 г.

Предлагаемые к строительству промышленные газогенераторные мини-ТЭЦ (серии WBD) представляют собой комплекс оборудования, полностью обеспечивающий реализацию технологической схемы, представленной на рисунке 3.25, а не просто газогенератор с двигателем на генераторном газе, как это обычно понимается в России.

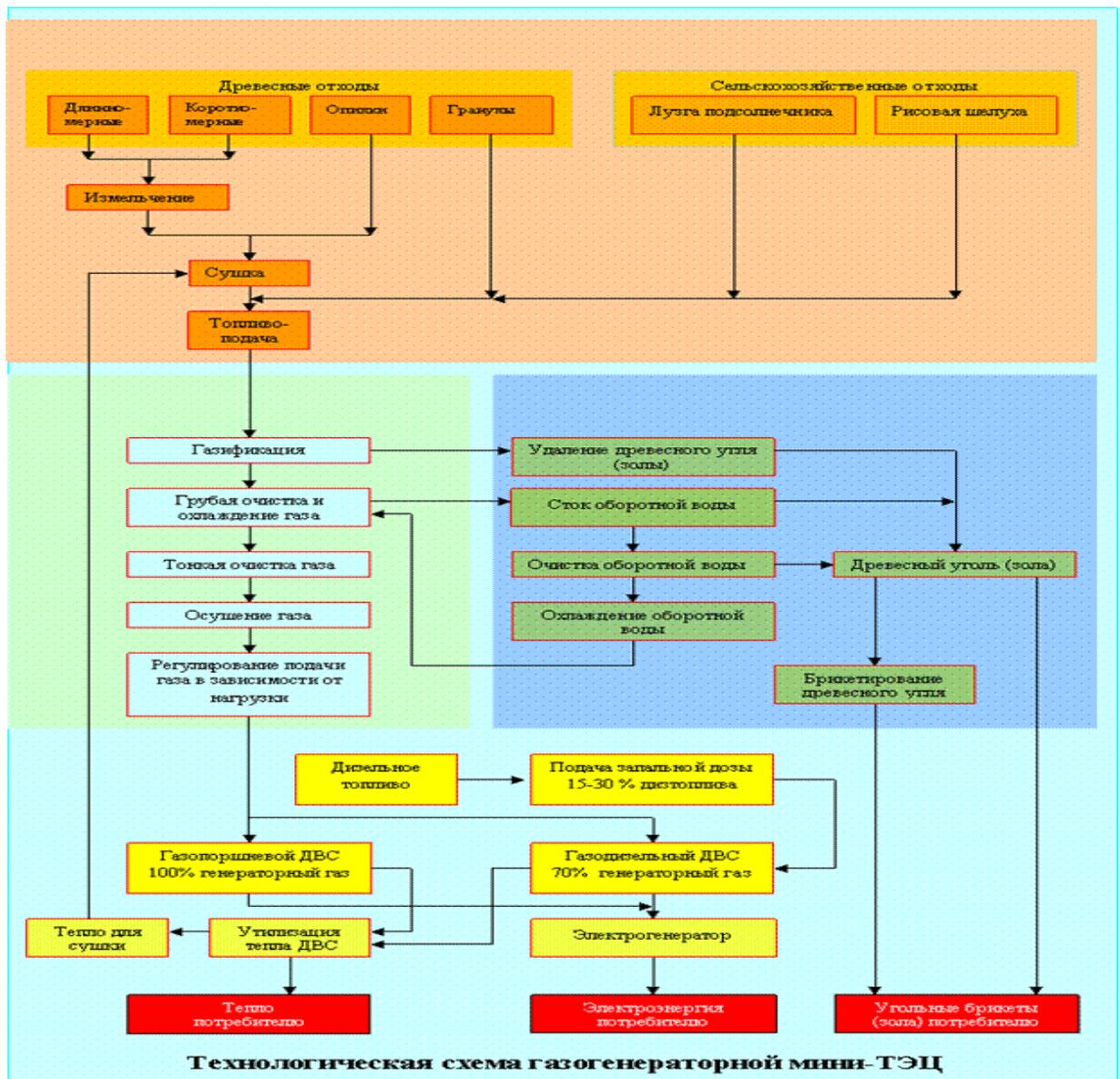


Рисунок 3.25 – Технологическая схема газогенераторной мини-ТЭЦ

Основной составляющей оборудования мини-ТЭЦ является газогенератор с очистительной установкой, предназначенный для получения силового генераторного газа энергетического применения.

Тепло работающих двигателей можно использовать в двух направлениях: для сушки топлива перед газификацией и/или для выдачи тепла потребителям. В последнем случае двигатели доукомплектовываются газоводяными теплообменниками для утилизации тепла выхлопных газов и/или пластинчатыми теплообменниками для утилизации тепла от системы охлаждения двигателей.

Вспомогательное оборудование включает оборудование для топливоподготовки и механизированной топливоподачи в газогенераторы, оборудование для охлаждения и очистки оборотной воды и, при получении достаточного количества древесного угля из газогенераторов, оборудования для его брикетирования. Выпуск всего вспомогательного оборудования по техническим требованиям фирмы Flex Technologies, Limited. полностью локализован в России.

Электростанции WBD возможно укомплектовать установками утилизации тепла в режиме когенерации.

Основное оборудование

1. Участок топливоподготовки

Для подготовки древесных отходов к газификации в комплектацию должно быть включено оборудование для измельчения, сушки, складирования, подачи в газогенератор.

2. Участок газификации

2.1. Газогенератор

Газогенератор включает шлюзовое устройство с автоматическим управлением, через которое загружается биомасса, бункер, реактор, систему сухого золоудаления и необходимое приборное оснащение.

Корпус газогенератора состоит из двух разъемных частей. Верхняя часть, называемая бункером, изготавливается из углеродистой стали и представляет собой сосуд конусообразной формы, в верхней части которого монтируется шлюзовое устройство. В бункере происходят реакции сушки, пиролиза, при котором биомасса превращается в древесный уголь с выделением летучих продуктов и горения части угля. В процессе эксплуатации бункер снимается с помощью кран-балки для осмотра решетки реактора, скребкового механизма и очистки или замены конуса горения и т.д. Устанавливается вертикально и соосно с конусом горения и реактором. Разъемное соединение бункера и конуса горения, вставленного сверху и соосно в реактор,

герметизируется с помощью асбестового шнура. Фланцы бункера и реактора фиксируются болтами.

Нижняя часть, называемая реактором, изготавливается из нержавеющей стали и представляет собой сосуд цилиндрической формы. В реакторе происходят реакции восстановления и образуется генераторный газ. Большая часть пиролизных смол, которые образуются при пиролизе, сгорает на слое раскаленного угля, благодаря чему газ выходит из газогенератора с малым содержанием смол. Угольно-зольный остаток удаляется из газогенератора сухим способом через фланец в нижней части наклонного дна реактора и далее винтовым транспортером с водяным охлаждением и двумя запорными люками в приемный контейнер.

2.2. Система сухой очистки и охлаждения газа

Оригинальная очистительная установка для охлаждения и очистки генераторного газа позволяет получить чистый газ без использования оборотной воды. В процессе охлаждения газа образуется 200-300 мл конденсата на каждый 1 кг биомассы, поданной в газогенератор (точное количество конденсата зависит от влажности и «смолистости» биомассы). Образующийся конденсат утилизируется в систему утилизации конденсата (см. ниже).

Очистительная установка состоит из следующих элементов:

- Стартовой газодувки с факелом, через который формирующийся во время розжига газогенератора начальный газ вентилируется в атмосферу, чтобы повышенное содержание смол в начальном газе не привело к быстрому загрязнению фильтров очистительной установки.

- После выхода газогенератора на нормальный режим работы практически все смолы сгорают во время прохождения газа через слой горячего древесного угля в зоне восстановления газогенератора и горячий газ подается на охлаждение и фильтрацию.

- Первый этап охлаждения выполняется в теплообменнике первой ступени, охлаждаемом воздухом.

- Газ далее проходит через фильтр, в котором из газа удаляются частицы золы размером до 1 мкм. Через определенные интервалы времени частицы, накопившиеся на стенках фильтра, сбрасываются импульсом сжатого газа. Сброшенная пыль удаляется в накопительный контейнер.

- Газ, очищенный от частиц в фильтре, попадает в охладитель газа из двух теплообменников. Теплообменник второй ступени охлаждается потоком воды с температурой до 32°C. Теплообменник третьей ступени охлаждается водой от чиллера с температурой 8°C, газ охлаждается до температуры ниже точки росы, благодаря чему пары воды конденсируются и газ практически полностью очищается от влаги и следов смол.

- Конденсат направляется в систему утилизации конденсата, а оставшиеся в газе примеси удаляются в линии фильтров, состоящей из влагоотделителя, который представляет собой емкость, заполненную специальным материалом (это может быть щепа, керамзит и специальные керамические или пластиковые «кольца Рашига»), фильтра тонкой очистки, который представляет собой емкость, заполненную сухими опилками определенной фракции, и картриджного фильтра со сменными синтетическими картриджами.

Очистительная установка позволяет снизить уровень частиц золы до < 15 мг/м³ и пиролизных смол до менее 10 мг/м³ в газе, что гарантирует чистое сгорание газа и длительный срок службы газопоршневых двигателей.

Технические характеристики газогенераторной установки приведены в таблице 3.26.

3. Система управления

Управление Установкой осуществляется с помощью пульта автоматического управления с центральным процессором Siemens CPU 313C-2 DP или аналогичным, позволяющей отслеживать все важные параметры системы, включать и выключать дискретное оборудование, а также обеспечивать производительность газогенератора в соответствии с выходной нагрузкой электрогенераторов в автоматическом режиме. Визуальный

контроль параметров процесса газификации осуществляется на тактильном дисплее (модель Siemens TP-177 A). В случае возникновения предаварийных ситуаций, таких как повышение температуры газогенератора или увеличение перепадов давления в газогенераторе и очистительной установке, система управления выдает оперативные сообщения оператору и выполняет множество автоматических действий.

4. Система утилизации конденсата

Конденсат, который образуется при охлаждении газа в теплообменниках второй и третьей ступеней в количестве 150-250 мл на 1 кг биотоплива, представляет собой темно-коричневую жидкость с сильным фенольным запахом, имеющую большую концентрацию растворенных веществ и аммония очень высокий рН (сильная щелочная реакция), БПК и ХПК. Утилизация конденсата выполняется в три этапа: нейтрализация серной кислотой, осветление в фильтре из древесного угля после газификации (уголь после газификации является близким по свойствам активированному углю) и использование осветленной воды. Система утилизации конденсата реализует первые два этапа и работает следующим образом.

Конденсат из емкости сбора конденсата насосом подается в емкости нейтрализации. Одновременно в емкость нейтрализации дозирующим насосом подается нужное количество 98% серной кислоты. После нейтрализации конденсат пропускается через угольный фильтр для удаления цвета и запаха. Вода после фильтра поступает в емкость осветленной воды. Если нет иного применения для осветленной воды, то осветленную воду можно направить в испаритель, на выходе которого получаем чистую воду (возвращается в оборот) и незначительное количество твердого осадка, который направляется на полигон отходов.

Краткий вывод по пункту: вариант с тремя электроагрегатами по 250 кВт позволяет получать до 650 кВт час электроэнергии и иметь пиковую мощность 700 кВт. Если один газогенератор остановлен, то в варианте 2 x 250 кВт будет максимум электроэнергии 400 кВт.

Таким образом, с использованием 3-х электроагрегатов по 250 кВт удастся иметь большую мощность при одном работающем газогенераторе.

Мини-ТЭЦ состоит из двух газогенераторов модели WBG-500 с очистительными установками. Газ, полученный в двух газогенераторах, после соответствующей подготовки в очистительных установках может быть использован в трех параллельных электрогенераторах на основе газопоршневого двигателя CumminsGTA-1710G [44] номинальной электрической мощностью 220-250 кВт каждый, работающих на чистом генераторном газе.

Тепловая энергия, которую можно получить путем утилизации тепла от рубашек охлаждения 3-х двигателей составляет до 800 кВт горячей воды (в случае работы двигателей на номинальной мощности).

Подобная станция в Краснодарском крае в пробном режиме отработала (по состоянию на 1 июня 2015 г) более 500 часов и были получены следующие показатели:

- расход топлива - 1 кг/кВт час
- минимальная теплотворная способность газа - 1200 ккал/м куб
- КПД газогенератора – 84%;
- ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ КПД – 24%
- количество зольно-угольного остатка – менее 10%;
- количество смол (на выходе из ГГ) – менее 1.5г/м куб
- максимальная мощность (на одном ГГ) – до 320 кВт час
- расход топлива при макс. мощности – 330 кг.

Таблица 3.26 – Технические характеристики газогенераторной установки

Газогенераторные электростанции WBP 500 кВт	
Модель	WBP-320
	Газогенераторная установка Woodbio
Модель газогенератора	WBG-500
Мощность по газу, Нм ³ /ч	1250
Биомасса	Щепа, брикеты, пеллеты, лузга подсолнечника, стебли кукурузные и другие
Влажность	Щепа <20%; Брикеты, пеллеты, лузга подсолнечника, стебли кукурузы <12%
Расход биомассы, кг/час	410
	Электрогенераторная установка с газопоршневым двигателем
Мощность, кВт, макс.	320
Число двигателей	2
Двигатель	Cummins, 4-тактный, 1500 об/мин
Модель	GTA-1710G
Число цилиндров	12
Рабочий объем, л	28
Электрогенератор	Stamford 1500 об/мин, 415В, 50 гц
Модель	НС4Е
КВА	380
	Габариты и вес одной электрогенераторной установки
Длина, мм	4500
Ширина, мм	1500
Высота, мм	2500
Сухой вес, кг	7500

4. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ПРОЕКТА

Экономическая оценка, как правило, выполняется путем сопоставления нескольких вариантов. В качестве основного критерия экономической эффективности сравниваемых вариантов принимается приведенные годовых затрат. Приведенные затраты определяются по формуле:

$$I = EK + Z \rightarrow \min , \quad (4.1)$$

где E – нормативный коэффициент эффективности;

K – капитальные вложения;

Z – ежегодные эксплуатационные расходы.

Значения нормативного *коэффициента капитальных вложений* были дифференцированы по отраслям народного хозяйства и колебались от 0,07 до 0,27.

Капитальные затраты формируются из затрат на изыскательские, проектные и подготовительные работы; стоимости оборудования; стоимости строительных и монтажных работ; затрат на эксплуатацию строительных механизмов; стоимости отчуждения земли и переустройства других объектов.

На начальных этапах проектирования допускается упрощенный подход, базирующийся на использовании укрупненных показателей, полученных на основе опыта проектирования и строительства различных объектов системы электроснабжения.

Капитальные вложения определяются по формуле:

$$K = K_{СТ} + K_{СЕТЬ} , \quad (4.2)$$

где $K_{СТ}$ – капитальные вложения в станцию;

$K_{СЕТЬ}$ – капиталовложения в электрическую сеть;

Годовые эксплуатационные расходы определяются по следующим элементам затрат:

- топливо;
- амортизация;
- ремонт;

- заработная плата;
- прочие расходы.

ПРИМЕЧАНИЕ: В понятие «прочие расходы» входят затраты на вспомогательные материалы, текущий ремонт, услуги своих вспомогательных производств, общестанционные расходы и др.

Существенную долю в структуре этих затрат составляют затраты на *топливо*, которые можно определить, как можно определить, как

$$I_T = I_m + I_{mp.m}, \text{ руб,} \quad (4.3)$$

где I_m – годовые затраты на топливо, руб;

$I_{mp.m}$ – затраты на транспортировку топлива;

Амортизация

Необходимость накопления амортизационных отчислений обусловлена тем, что каждый элемент электрической сети рассчитывается на определенный срок службы t_c . Амортизационные отчисления включают затраты на капитальный ремонт и средства на полное восстановление (реновацию) оборудования, и обычно рассчитываются исходя из нормы отчислений на амортизацию:

$$I_a = \sum_{i=1}^n K_i \frac{P_{ai}}{100}, \quad (4.4)$$

где P_{ai} – годовая норма отчислений на амортизацию, %;

K_i – капитальные вложения;

n – количество элементов сети.

Аналитическое выражение для определения годовой нормы отчислений на амортизацию имеет вид:

$$P_a = \frac{K - K_{л}}{K \cdot t_c}, \quad (4.5)$$

где K – капитальные вложения;

$K_{л}$ – ликвидационная (остаточная) стоимость объекта после прекращения его функционирования, включая стоимость материалов и оборудования,

которые могут быть использованы по другому назначению после ликвидации данного объекта;

t_c – расчетный срок службы объекта.

Из приведенного выражения видно, что норма на амортизацию обратно пропорциональна сроку службы.

Заработная плата

Затраты по заработной плате могут быть определены как произведение штатного коэффициента ($n_{шт}$) [29], удельного фонда заработной платы ($\bar{\Phi}_{зпл}$) и мощности станции ($N_{уст}$). Удельный фонд заработной платы примем 25000 руб./чел. год.

$$I_{зп} = n_{шт} \cdot \bar{\Phi}_{зп} \cdot N_{уст} . \quad (4.6)$$

В данном случае учитывается заработная плата только эксплуатационного персонала основных цехов. Заработная плата общестанционных ИТР и служащих учтена в общестанционных расходах, а ремонтного персонала – в затратах на ремонт.

Ремонт

Затраты на капитальный и текущий ремонты принять в размере 2% от капиталовложений в сооружение станции.

$$I_{рем} = 0,02 \cdot K . \quad (4.7)$$

Прочие расходы

Небольшой удельный вес в себестоимости энергии таких ее составляющих, как вспомогательные материалы, услуги со стороны, услуги своих вспомогательных производств, прочие расходы, общестанционные расходы, позволяет объединить эти затраты в одну группу. Суммарно всю группу "Прочие расходы" в данной работе можно принять в следующих размерах (в процентах от суммы затрат на топливо, амортизацию, ремонт и заработную плату):

для электростанций мощностью до 100 МВт – 8%;

для электростанций мощностью от 100 до 500 МВт – 5%;

для электростанций мощностью свыше 500 МВт – 2%.

Полная величина годовых эксплуатационных расходов определяется как сумма перечисленных затрат:

$$Z = I_T + I_{AM} + I_{ЗП} + I_{Рем} + I_{Пр} \quad (4.8)$$

Помимо приведенных затрат обычно проводился расчет срока окупаемости капитальных вложений:

$$T_{ок} = \frac{\sum K}{Pr} \quad (4.9)$$

где K – капитальные вложения;

Pr – прибыль от строительства станции, которая определяется по выражению:

$$Pr = (Ц_{эл}^1 - Ц_{эл}^2) \cdot W_{год.эл} \quad (4.10)$$

где $Ц_{эл}^1$ – цена на электроэнергию до строительства станции;

$Ц_{эл}^2$ – цена на электроэнергию после строительства станции;

$W_{год.эл}$ – годовое потребление электроэнергии поселком;

Еще одним критерием оценки является себестоимость проекта, которая определяется по выражению:

$$C = \frac{Z}{W_{год.эл}} \quad (4.11)$$

где Z – годовые эксплуатационные расходы;

$W_{год.эл}$ – годовое потребление электроэнергии поселком;

Рассмотрим один из вариантов для наглядности расчетов.

Рассмотрим гибридную солнечно-дизельную электростанцию:

1. Находим капитальные затраты:

$$K = K_{СТ} + K_{СЕТИ} = 135670 + 5245,4 = 140915,4 \text{ тыс.руб.} \quad (4.12)$$

В $K_{СТ}$ входит стоимость солнечных модулей, инверторов, аккумуляторных батарей и стоимость монтажа всего оборудования, стоимость

ДЭС с ее монтажом. В $K_{СЕТИ}$ входит стоимость РУ, проводов, аппаратов защиты, и работа по их монтажу.

2. Затраты на топлива определяем с учетом затрат на его транспортировку в наш поселок:

$$I_T = I_m + I_{mp.m} = 20833 \cdot 1000 = 2522,33 \text{ тыс.руб.}, \quad (4.13)$$

3. Амортизационные отчисления мы находим с помощью годовых норм отчислений

$$I_a = \sum_{i=1}^n K_i \frac{P_{ai}}{100} = 140915,4 \frac{0,016}{100} = 22,545 \text{ тыс.руб.}, \quad (4.14)$$

$$P_a = \frac{K - K_n}{K \cdot t_c} = \frac{140915,4 - 84549,24}{140915,4 \cdot 25} = 0,016 \%, \quad (4.15)$$

4. Определяем заработную плату

$$I_{ЗП} = n_{шт} \cdot \bar{\Phi}_{ЗП} \cdot N_{УСТ} = 0,7 \cdot 25000 \cdot 700 = 12250 \text{ тыс.руб.} \quad (4.16)$$

5. Затраты на ремонт

$$I_{Рем} = 0,02 \cdot K = 0,02 \cdot 140915,4 = 2818,308 \text{ тыс.руб} \quad (4.17)$$

6. Прочие расходы в данном случае будут составлять 2% от затрат на топливо, амортизацию, ремонт и заработную плату

$$I_{Пр} = 10993,48 \text{ тыс.руб}$$

7. Полная величина годовых эксплуатационных расходов определяется

$$\begin{aligned} Z &= I_T + I_{AM} + I_{ЗП} + I_{Рем} + I_{Пр} = \\ &= 2522,33 + 22,545 + 12250 + 2818,308 + 10993,48 = \\ &= 560667,332 \text{ тыс.руб} \end{aligned} \quad (4.18)$$

8. Приведенные годовые издержки определяются по формуле:

$$I = EK + Z = 0,2 \cdot 140915,4 + 560667,332 = 588850,412 \text{ тыс.руб.}, \quad (4.19)$$

9. Помимо приведенных затрат обычно проводился расчет срока окупаемости капитальных вложений:

$$T_{ок} = \frac{\sum K}{Pr} = \frac{140915,4}{5891,4504} \approx 24 \text{ года} \quad (4.20)$$

$$Pr = (C_{эл}^1 - C_{эл}^2) \cdot W_{год.эл} =$$

$$= (6 - 3) \cdot 1963816,8 = 5891,4504 \text{ тыс.руб} \quad (4.21)$$

10. Еще одним критерием оценки является себестоимость проекта, которая определяется по выражению:

$$C = \frac{I}{W_{год.эл}} = \frac{588850,412}{1963816,8} = 0,2998 \text{ тыс.руб} \quad (4.22)$$

Результаты расчета для разных вариантов систем электроснабжения сведены в таблицу 4.1. На рисунке 4.1 представлены годовые затраты на проект.

Представленные в таблице 4.1 расчеты проведены без учета износа агрегатов и без учета расхода топлива дизель-генераторами при пуске и на холостом ходу.

Таблица 4.1 – Результаты технико-экономического расчета

Тип электростанции	Приведенные годовые затраты, тыс.руб	Капитальные затраты, тыс.руб	Эксплуатационные расходы, тыс.руб	Затраты на топливо, тыс.руб	Прибыль, тыс.руб	Себестоимость, тыс.руб	Срок окупаемости, лет
ВЭС	632378,1179	338263,4	564725,438	21833	7855,2672	0,3220	43
СЭС	588850,4116	140915,4	560667	21833	7855,2672	0,2998	18
ГГЭС	540593,0164	15295,4	537534	1686	9819,084	0,2753	2
ДЭС	567695,8714	14996,4	564697	28317	7855,2672	0,2891	2

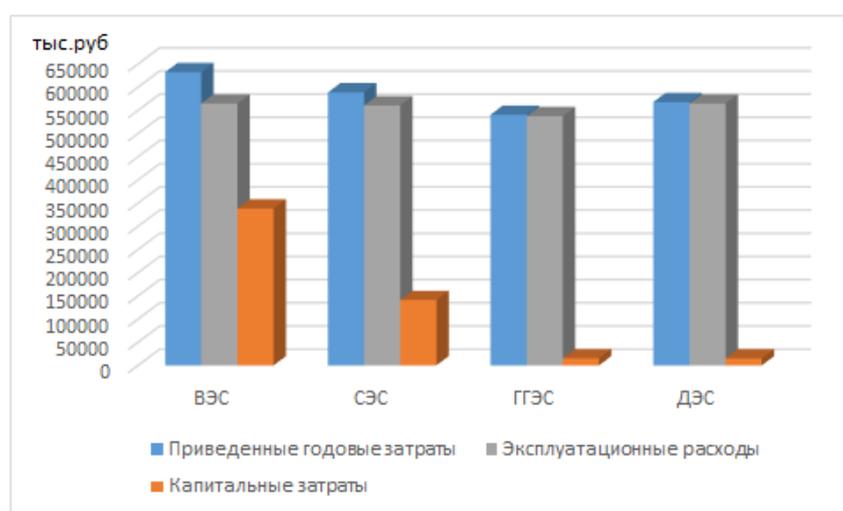


Рисунок 4.1 – Годовые затраты на проекты

Анализируя кривые на рисунке 4.1, можно сделать вывод о том, что минимум приведенных затрат рассматриваемых дизельных электростанции соответствует газогенераторной установке с двумя газопоршневыми генераторами мощностью по 250 кВт каждый.

5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной диссертационной работе была исследована существующая система электроснабжения Макзырского поселения Верхнекетского района и разработан проект по модернизации системы электроснабжения поселка Макзыр.

По результатам проведенного исследования выявлено, что энергоснабжение населенного пункта осуществляется от 4-х автономной дизельных электростанций общей мощностью 230 кВт, давно превышающих свой моторесурс. Состояние сетей характеризуется высоким износом – 60% линий требуют реконструкции.

Оборудование дизельных электростанций стареет, цены на топливо растут, из-за чего происходит спад производства и снижается качество электроснабжения потребителей, массовые неплатежи за некачественное энергообеспечение и увеличение субсидий из областного бюджета Томской области на компенсацию расходов по организации электроснабжения от дизельных электростанций.

Тарифы на электрическую энергию, вырабатываемую данными ДЭС, подлежат государственному регулированию в части установления тарифов на электрическую энергию. Расчетный среднегодовой тариф на электрическую энергию приказом №6-565/9(354) от 30.10.2015 в п. Макзыр с 01.01.2016 по 1.12.2016 составляет 59,88 руб./кВт·ч [38].

Суммируя вышеназванные проблемы возникла необходимость поиска путей удешевления стоимости электрической энергии, и одновременно обновить линии и оборудование генерирующих источников.

В работе был произведен расчет электрической сети и выбраны распределительное устройство, линии и аппараты защиты. А также был произведен анализ возобновляемого энергетического потенциала заданного региона, по результатам которого выявлен высокий потенциал для использования энергии ветра, солнца и органического топлива. Для выбранных типов источников питания было рассчитано и выбрано соответствующее

оборудование. Также, для сравнения, в расчет был включен вариант с традиционными дизельными электростанциями.

Проведенный анализ основных технико-экономических показателей вариантов показал, экономическую целесообразность строительства газогенераторных электростанций так как суммарная оценочная стоимость капитальных вложений на реализацию этого проекта ниже остальных.

Учитывая значительное увеличение КПД газогенераторной установки при использовании тепловой (сопутствующей) энергии для сторонних потребителей предлагается использование установки когенерации.

В исследовании рассмотрен вариант строительства автоматизированной газогенераторной электростанций с серийным оборудованием, производимым на специализированных заводах Индии, являющейся мировым лидером по промышленному использованию биомассы для получения электроэнергии в промышленных масштабах. Представителем Индийской компании в России, странах СНГ и Балтии является фирма Flex Technologies Limited. Срок окупаемости такого проекта составит около 2 лет.

В условиях научно-технического отставания в области широкого применения местных возобновляемых источников энергии и недостатка финансирования попытки России догнать, а тем более обойти передовые страны на пути освоения современных технологий рационального энергоиспользования биомассы сельского, лесного и коммунального хозяйств почти наверняка обречены на неудачу. Только развитие принципиально новых идей и подходов дает шансы занять лидирующие позиции на мировом рынке новых технологий. Ускоренное развитие технологий термохимической конверсии органических отходов как ключевой отрасли альтернативной энергетики должно стать приоритетным направлением научно-технической политики России в ближайшее время. Это позволит оптимально реализовать природный потенциал страны, обеспечить ее энергетическую и сырьевую безопасность, а также устойчивое развитие экономики.