

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

Институт Энергетический (ЭНИН)

Направление подготовки 13.04.02 – Электроэнергетика и электротехника

Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий (ЭПП)

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Повышение надежности электроснабжения АПК «Мавр»

УДК 621.31.031.48.34:621.1

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM5E	Вишняков Александр Игоревич		

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
Доцент	С.Н. Попова	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Бородин Ю.В.	к.т.н., доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Электроснабжение промышленных предприятий	Сурков М.А.	к.т.н., доцент		

Томск – 2017 г.

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

Институт Энергетический (ЭНИН)

Направление подготовки 13.04.02 – Электроэнергетика и электротехника

Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий (ЭПП)

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой ЭПП

(Подпись) _____ (Дата) Сурков М.А.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
5AM5E	Вишняков Александр Игоревич

Тема работы:

Повышение надежности электроснабжения АПК «Мавр»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

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.).	Разработка надежной системы электроснабжения предприятия АПК «МаВР», которая обеспечивается за счет разработки новых источников энергии
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 агропромышленных комплексов в России и объекта исследования в частности; 2. Разработка варианта электроснабжения с использованием альтернативного источника энергии; 3. Выбор и расчет необходимого оборудования; 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; 5. Социальная ответственность; 6. Заключение

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

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Попова С.Н.
Социальная ответственность	Бородин Ю.В.
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	
---	--

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
5AM5E	Вишняков Александр Игоревич		

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

Институт Энергетический (ЭНИН)

Направление подготовки 13.04.02 – Электроэнергетика и электротехника

Уровень образования магистр

Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий (ЭПП)

Период выполнения осенний 2015/2016/, весенний семестр 2016/2017 учебного года)

Форма представления работы:

магистерская диссертация

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

25.05.17г.

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	Обзор литературы	
	Исследования и проектирование системы электроснабжения	
	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
	Социальная ответственность	
	Заключение	
	Обязательное приложение на иностранном языке	

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	Сурков М.А.	к.т.н., доцент		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
5AM5E	Пакидов Артём Константинович

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; - Заработная 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
Доцент кафедры менеджмента	С.Н. Попова	к.э.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM5E	Вишняков Александр Игоревич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
5AM5E	Пакидов Артём Константинович

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	<i>Описание места проведения работ по разделу на предмет:</i> - 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	<i>1. Анализ вредных факторов, проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i> - 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. <i>2. Анализ опасных факторов проектируемой производственной среды:</i> - электробезопасность. <i>3. Охрана окружающей среды:</i> - разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. <i>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</i> - 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. <i>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</i> - специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия управления охраной труда, ООС, ЧС. <i>Перечень законодательных и нормативных документов</i>
Перечень расч-го и граф-го материала	<i>1. Расчет заземления;</i> <i>2. План эвакуации АБК</i>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Бородин Ю.В.	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM5E	Вишняков Александр Игоревич		

Приложение А

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM5E	Вишняков А.И.		

Консультант кафедры: ЭПП

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

Консультант – лингвист кафедры ИЯЭИ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Матухин Д.Л.	к.п.н., доцент		

Реферат

Выпускная квалификационная работа состоит из 156 страниц, 38 таблиц, 24 рисунков, 55 источников, 3 приложений.

Ключевые слова: сельскохозяйственное предприятие, возобновляемая энергетика, биогаз, биогазовая установка, надежность.

Объектом исследования является животноводческое предприятие сельского хозяйства АПК «МаВР», находящееся в республике Хакасия.

Цель работы – разработка методики повышения надежности электроснабжения предприятий аграрного сектора на примере АПК «МаВР», путем добавления резервирующего устройства оптимальной мощности и оценки надежности.

В ходе исследования был проведен анализ электрических сетей сельской местности, построена математическая модель энергоустановки, математическая модель оценки надежности электроснабжения, предложен алгоритм работы системы с интегрированным источником возобновляемой энергии.

В результате исследования была построена модель АПК «МаВР» с использованием резервного источника питания, благодаря чему было наглядно показано резкое повышение показателей надежности электроснабжения.

Область применения: для животноводческих предприятий аграрного сектора.

В разделе финансовый менеджмент представлены затраты на осуществление данной модели, а также рассчитаны срок окупаемости и индекс доходности.

Очевидно, что данное направление в энергетике недостаточно развито на данный момент.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	11
1. Особенности электроснабжения сельскохозяйственных предприятий	13
1.1 Исследование энергоэффективности	15
1.2 Исследование особенностей электропотребления сельскохозяйственного предприятия.....	18
1.3 Изучение независимых резервных источников	21
1.4 Выявление особо значимых цехов АПК «МаВР»	24
1.5 Выводы по первой главе	26
2. Изучение различных возобновляемых источников энергии, их влияние на эффективность электроснабжения сельскохозяйственных предприятий	27
2.1 Рассмотрение вопроса технико-экономических показателей ВИЭ	29
2.2 Получение и анализ технических данных ВИЭ.....	31
2.3 Биотопливо	35
2.4 Биомасса как источник биотоплива	36
2.4.1 Твердое биотопливо	37
2.4.2 Жидкое биотопливо	38
2.4.3 Газообразное биотопливо	39
2.5 Получение биогаза	40
2.6 Устройство для хранения газа – газгольдер	45
2.7 Выводы по второй главе	48
3. Выбор элементов системы	49
3.1 Расчет объёма исходного сырья	49
3.2 Подбор резервуара и расчет выходной мощности	51
3.3 Выбор энергоустановки	53
3.4 Анализ и выбор биогазовой установки	54
3.5 Расчёты и аналитика	62
3.5.1 Схема внешнего электроснабжения предприятия	62

3.5.2	Выбор числа и мощности трансформаторов ГПП.....	64
3.5.3	Рассчитаем сечения линий на стороне 110кВ.....	64
3.5.4	Существующая система внутризаводского электроснабжения	66
3.5.5	Система внутризаводского электроснабжения с интегрированной БГУ	74
3.6	Алгоритм распределения потоков электроэнергии при параллельном режиме работы ЭУ на ВИЭ и ЦЭС	80
3.7	Выводы по третьей главе	84
4	Оценка показателей надежности АПК «МаВР»	85
4.1	Расчет показателей надежности внутризаводского электроснабжения АПК «МаВР»	85
4.2	Расчет показателей надежности предлагаемой схемы электроснабжения АПК «МаВР» (с резервирующим источником).....	87
4.3	Анализ полученных результатов.....	91
4.4	Комплекс электрооборудования и базовых технологий для повышения надежности воздушной линии 110 кВ за счёт улучшения грозоупорности	93
4.5	Оценка показателя надежности участка ВЛ 110 кВ	97
4.4	Выводы по четвертой главе	99
Раздел: Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение		100

ВВЕДЕНИЕ

Сельское хозяйство является одним из приоритетных направлений социально-экономического развития России. «Стратегия устойчивого развития сельских территорий Российской Федерации на период до 2030 года» предусматривает создание в сельской местности благоприятных инфраструктурных условий и высокотехнологичных рабочих мест, увеличение производительности труда за счет увеличения энергообеспечения в 3,3 раза [2]. Достижение поставленной цели требует, в первую очередь, решения проблем электроснабжения сельскохозяйственных предприятий. Согласно Стратегии, повышение эффективности электроснабжения объектов сельского хозяйства заключается в «максимальном использовании возможности применения нетрадиционных источников энергии (солнечных батарей, ветроэнергетических установок, мини гидроэлектростанций, биогазовых установок и др.)» [2].

В последние годы существенно изменился характер сельскохозяйственного производства. На современных животноводческих и птицеводческих предприятиях, особенно на крупных фермах и комплексах – в частности АПК «МаВР», появились новые потребители электроэнергии. С возрастанием роли электричества в сельскохозяйственном производстве повышается значение надежности электроснабжения как способности электрической сети в любой момент обеспечить электроэнергией присоединенных к ней потребителей. АПК «МаВР» достаточно крупный производственный сельскохозяйственный потребитель: «Компания «МаВР» ежемесячно выпускает 1200 т колбасных изделий, 300 т — полуфабрикатов и 24 ж/д вагона говядины тушеной.» [1], относится к I категории надежности электроснабжения. [3]

В настоящее время кратковременные перерывы электроснабжения агропромышленных предприятий служат основной причиной нарушений устойчивости нормальных режимов работы цехов переработки сельскохозяйственной продукции, производства продуктов питания

(обладающих многомашинными залами), а также вызывают неполадки в системах освещения и вентиляции, в частности ангаров со скотиной и птицей. Результатом данных неполадок являются аварийные остановки технологических процессов, ухудшение условий жизнедеятельности в конюшне, коровнике и т.д. Данная проблема усложняется необходимостью обеспечения непрерывности при консервировании и производстве заготовок на предприятиях данного типа.

Следует отметить, что для эффективного решения проблемы повышения надежности электроснабжения непрерывных производств необходимо реализовать целый комплекс организационных и технических мероприятий, как со стороны компании, так и со стороны энергоснабжающей организации. Ввиду вполне понятных ограничений достаточно сложно реализовывать какие-либо мероприятия на уровне энергосистемы. Таким образом, в сложившейся ситуации решение проблемы обеспечения надежного и бесперебойного электроснабжения АПК «МаВР», фактически возлагается на само предприятие.

Представляется очевидным, что у агропромышленного комплекса «МаВР» значительно ограничена возможность самостоятельного повышения показателей надежности собственного электроснабжения, однако разработка перечня мероприятий по повышению устойчивости их электротехнических систем к кратковременным нарушениям электроснабжения представляется достаточно перспективным направлением развития.

Применение автономных источников энергии позволит повысить устойчивость и надежность электроснабжения без дополнительной нагрузки на централизованную электрическую сеть. Её эффективность при этом будет зависеть от технико-экономических и экологических показателей используемых энергоустановок на ВИЭ, а также режимов их работы.

1. Особенности электроснабжения сельскохозяйственных предприятий

Сельское хозяйство является одним из приоритетных направлений социально-экономического развития России. Уровень развития сельского хозяйства определяет продовольственную безопасность страны.

По данным Росстата потребление электроэнергии сельскохозяйственными предприятиями в 2014 г. составило около 16 млрд. кВт.ч (12 млрд. кВт.ч в животноводстве) [4].

Все сельскохозяйственные предприятия РФ можно классифицировать, как представлено на рисунке:

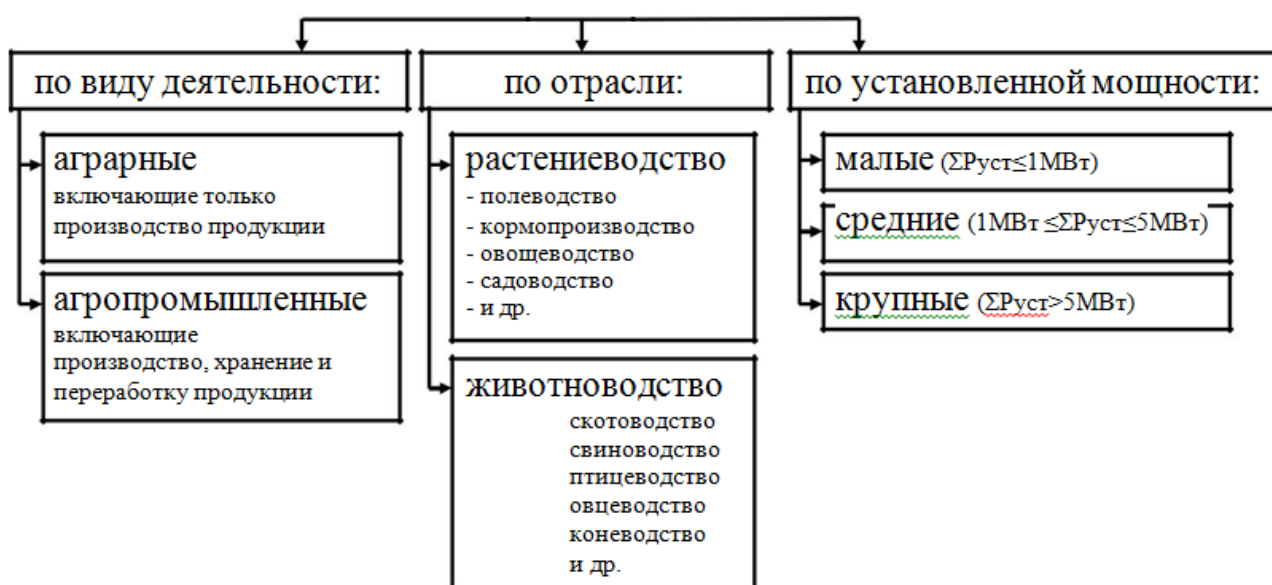


Рисунок 1.1 – Классификация сельскохозяйственных предприятий

АПК «МаВР»: агропромышленное, животноводческое предприятие большой мощности (10,71 МВт).

Показатели энергоэффективности:

а. недоотпуск электроэнергии, кВт.ч;

б. электроемкость, кВт·ч/ ед. продукции или % в себестоимости;

в. потери электроэнергии, кВт·ч;

г. качество электроэнергии.

Недоотпуск электроэнергии - показатель, характеризующий ущерб в результате перерывов электроснабжения:

$$W_{\text{ущ}} = n \times P \times T \quad (1.1)$$

где n – количество электроприемников, неработающих в результате перерыва электроснабжения, шт; P – мощность электроприемников, кВт; T – время перерыва электроснабжения, час. Ущерб может выражаться как в потере производимой продукции, так и в затратах на аварийные источники питания (дизельное топливо, бензин).

Электроемкость – показатель, характеризующий затраты электроэнергии на единицу продукции, определяемый по выражению:

$$\alpha = \frac{W_{\text{год}}}{I} \quad (1.2)$$

где $W_{\text{год}}$ – годовой расход электроэнергии сельскохозяйственным предприятием, кВт·ч/год; I – объем производимой продукции, тонны и др. единицы продукции (литры, шт.). Электроемкость, как правило, определяется объемом и стоимостью потребляемой электроэнергии от различного рода источников. Снижение электроемкости ведет к снижению себестоимости продукции. Поэтому важную роль играют источники, не зависящие от изменения цен на энергоносители.

Потери электроэнергии обусловлены процессом ее передачи в элементах системы электроснабжения (трансформаторных подстанциях, линиях электропередач). Расчет потерь электроэнергии проводится в соответствии с инструкцией Минэнерго по расчету потерь ЭЭ [5]. Снижение потерь ЭЭ

уменьшает затраты на электроэнергию, что ведет к снижению электроемкости продукции.

Эффективность функционирования электрооборудования определяется не только количеством, но и качеством поставляемой электроэнергии. Поддержание качества ЭЭ в рамках ГОСТ позволяет повысить срок службы электрооборудования, снизить эксплуатационные затраты на его ремонт и обслуживание, снизить потери электроэнергии в электрических сетях.

1.1 Исследование энергоэффективности

Наиболее электроемкими и чувствительными к перерывам электроснабжения являются сельскохозяйственные предприятия животноводства.

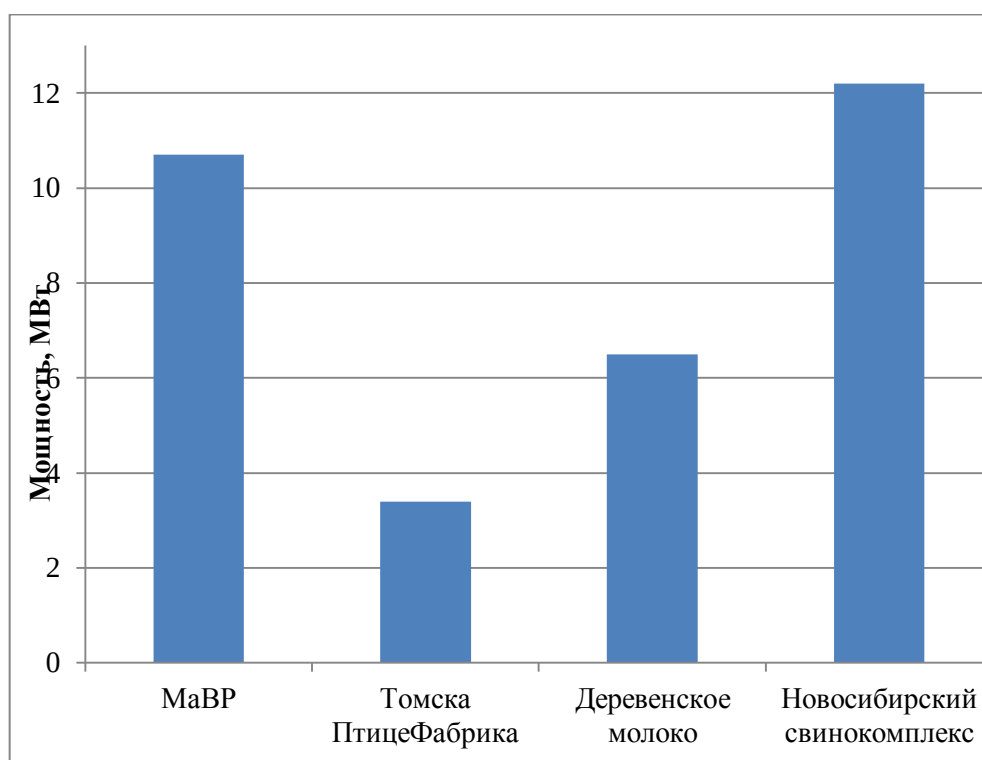


Рисунок 1.2 – Потребление электроэнергии различными АПК

Особенностью электрификации сельского хозяйства России является то, что передача электроэнергии осуществляется многочисленным

сельскохозяйственным потребителям, рассредоточенным на огромной территории. Общая протяженность сельских электрических сетей равна 2,3 млн. км, что составляет 72% от общей протяженности распределительных сетей России.

Проведенные исследования показали, что системы электроснабжения малой части сельскохозяйственных предприятий имеют два независимых источника питания (рисунок 1.3), в большинстве случаев изученные предприятия имеют один источник питания, что снижает надежность электроснабжения. Из полученных сведений об АПК «МаВР» известно, что данное предприятие принадлежит ко второй категории надежности электроснабжения и имеет лишь один независимый источник.

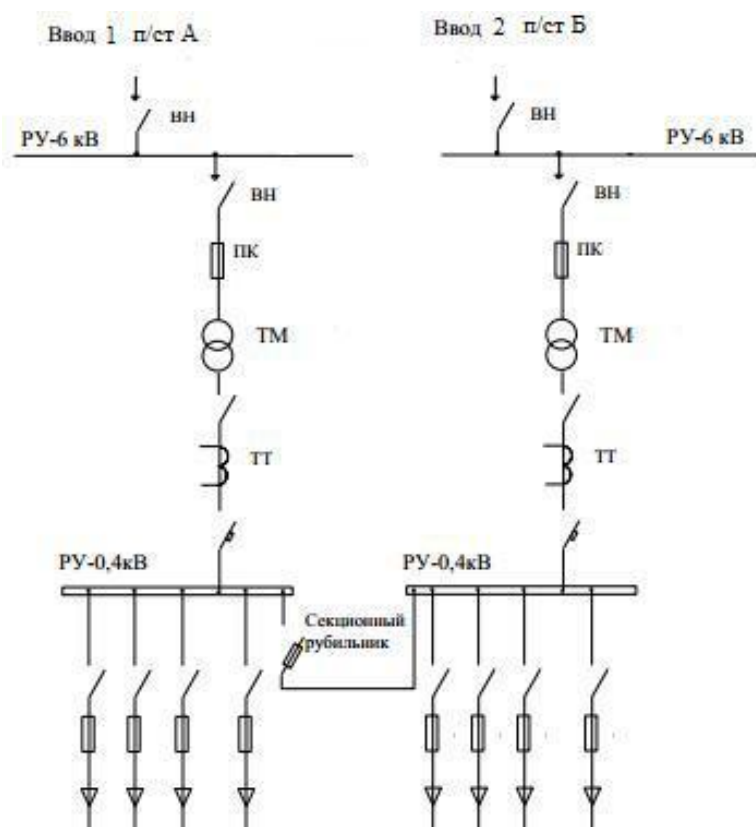


Рисунок 1.3 – Однолинейная схема электроснабжения с двумя независимыми источниками электропитания

Передача и распределение электроэнергии осуществляется по протяженным воздушным линиям (ВЛ) электропередач 6(10)-35 кВ. ВЛ менее

надежные, чем кабельные линии и в большей степени подвержены повреждениям.

Основная причина нарушений электроснабжения – недостаточная пропускная способность и высокий физический износ сельских распределительных электрических сетей. По разным оценкам [9, 10] в зависимости от напряжения сетей физический и моральный износ электрооборудования составляет 40...70%. Среднее число повреждений, вызывающих отключение высоковольтных линий напряжением 6(10)-35 кВ, составляет 170–350 на 100 км линии в год. Анализ повреждений ВЛ за 1997-2007 гг. показал, что 50% нарушений приходится на оборудование, проработавшее до 30 лет, 25% - на оборудование, проработавшее 30...50 лет [9].

Среднее число часов без электропитания на одно сельскохозяйственное предприятие составляет 100 ч/год [9]. Основная доля аварийных отключений приходится на осенний период (рисунок 1.4).

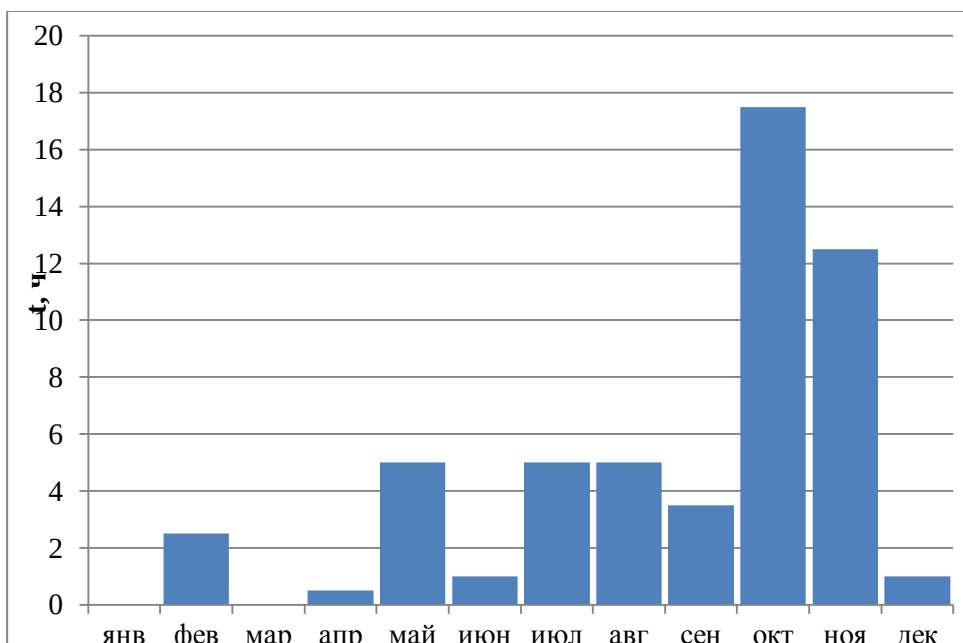


Рисунок 1.4 – Диаграмма перерывов в электроснабжении

Перерыв в подаче электроэнергии в результате аварийных отключений приводит к срыву технологических процессов сельскохозяйственных предприятий: изменению микроклимата в животноводческих помещениях и

инкубаторах, нарушению процессов доения, кормления и пр. Как известно [11], задержка в кормлении и доении приводит к снижению продуктивности животных на 3...16%; пропуск доек - к снижению производства молока, которое восстанавливается только через 7...8 дней. Ухудшение микроклимата приводит к перерасходу кормов на 15...20%, к сокращению удоев молока на 10...20%, к сокращению прироста живой массы на 20...33%. Все это снижает эффективность производства сельскохозяйственного предприятия. Ежегодно ущерб от перерывов электроснабжения, низкого качества электроэнергии составляет около 100 млрд. руб. [9].

Поэтому важной задачей является выявление эффективных технологий и научно-технических решений, позволяющих повысить устойчивость, бесперебойность и качество электроснабжения, снизить энергоемкость производства продукции без дополнительной нагрузки на централизованную электросеть.

1.2 Исследование особенностей электропотребления сельскохозяйственного предприятия

Устойчивое функционирование и развитие сельскохозяйственных предприятий России во многом определяется эффективностью их систем электроснабжения, поскольку электроэнергия является самым технологичным видом энергоносителя [6].

Особое значение эффективность электроснабжения имеет для животноводства. Для таких сельскохозяйственных предприятий требуется создание микроклимата в помещениях, где животные содержатся безвыгульно: поддержание необходимого газо-температурного режима, искусственного освещения, облучение животных для снижения солнечного голодания и пр. [7]. Это сопровождается значительным расходом электроэнергии на вентиляцию, кондиционирование, электродвигатели, электрокалориферы, увлажнители и

прочее электрооборудование. Создание необходимых условий для обеспечения микроклимата особенно важно на ранней стадии жизни животных [7].

Электромеханизация подготовки кормов позволяет снизить затраты труда и материальных средств на единицу животноводческой продукции. Так, использование кормоприготовительных машин на электроприводе позволяет снизить затраты труда на 75-90%, а на отдельных агрегатах - в 20-25 раз [8]. Электроустановки играют важную роль при доении, охлаждении и обработке молока, уборке и транспортировке навоза, подачи воды и других технологических процессах [7].

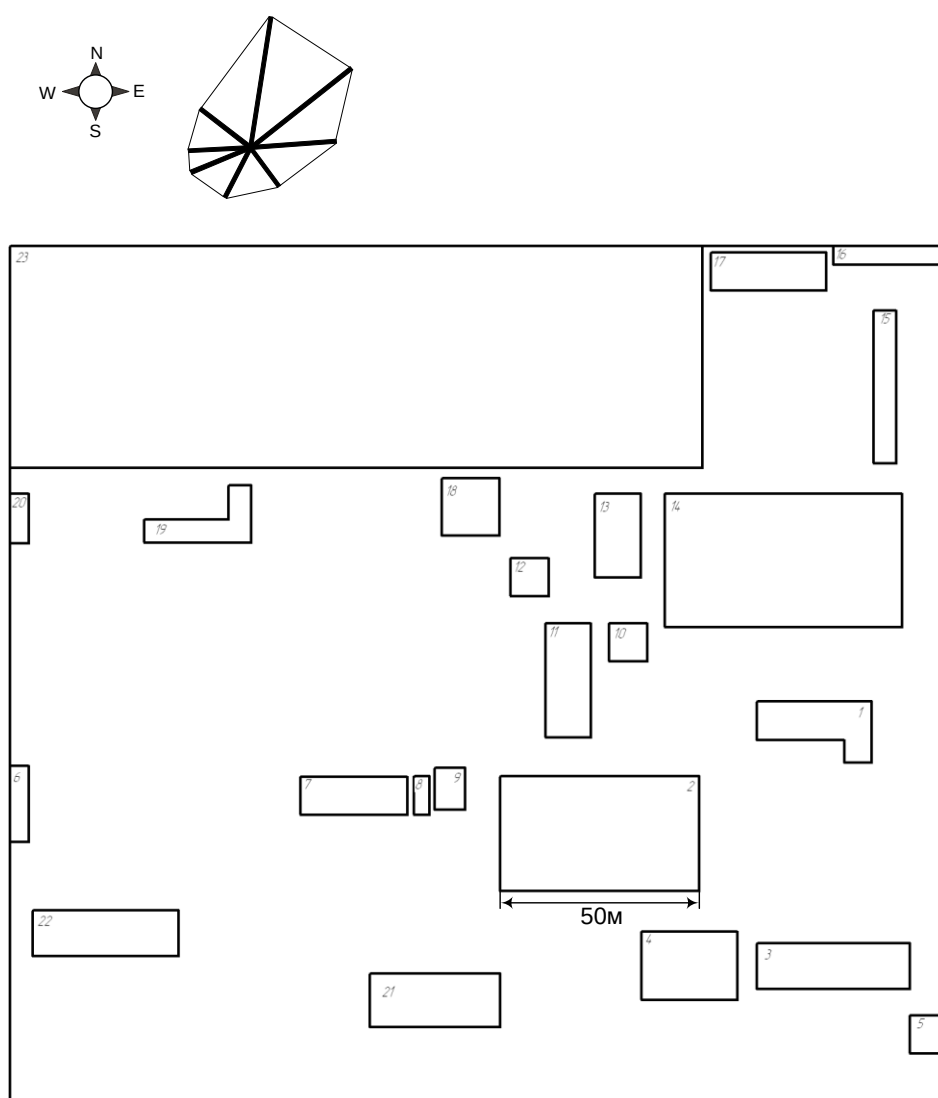


Рисунок 1.5 - Генплан предприятия АПК «МАВР»

Таблица 1.1 - Ведомость электрических нагрузок по цехам

№ по генплану	Наименование потребителей (цехов)	Силовая нагрузка		
		Р _н , кВт	К _с	cosφ/tgφ
1	Административное помещение	90	0,5	0,8/0,75
2	Цех полуфабрикатов	-	-	-
3	Консервный цех	270	0,5	0,8/0,75
4	Холодильник	250	0,75	0,8/0,75
5	Насосная			
	10кВ	1600	0,75	0,8/0,75
	0,4кВ	200		
6	Электролитный жестяно-баночный цех	250	0,5	0,8/0,75
7	Механические мастерские	200	0,35	0,7/1,02
8	Компрессорная			
	10кВ	1800	0,75	0,8/0,75
	0,4кВ	180		
9	Здание загона скота	30	0,2	0,7/1,02
10	Насосная	280	0,75	0,8/0,75
11	Здание предубойного содержания скота	50	0,3	0,75/1,02
12	Насосная	200	0,75	0,8/0,75
13	Холодильник	300	0,75	0,8/0,75
14	Колбасный цех	1500	0,5	0,8/0,75
15	Гараж	120	0,3	0,7/1,02
16	Склад с пристройкой магазина и офиса	110	0,4	0,8/0,75
17	Склад продуктов переработки зерна	180	0,4	0,8/0,75

18	Овощехранилище	180	0,4	0,8/0,75
19	Склад	400	0,4	0,8/0,75
20	Пилорама	240	0,45	0,85/0,6
21	Котельная	1000	0,6	0,8/0,75
22	Здание санбойни	180	0,25	0,6/1,33
23	Зоопарк	1100	0,4	0,8/0,75

На основании выше сказанного можно сделать вывод, что электрификация технологических процессов на сельскохозяйственных предприятиях дает значительный экономический эффект, но делает процесс производства сельскохозяйственной продукции зависимым от эффективности электроснабжения. Вследствие чего необходимо часть особо значимых цехов обеспечить питанием от двух независимых источников.

1.3 Изучение независимых резервных источников

В настоящее время широкое распространение в качестве основного и резервного источника электроэнергии получили дизельные энергоустановки (ДЭУ). Из 49...50 тыс. малых электростанций России около 96...98% приходится на дизельные электростанции [12], что обусловлено рядом следующих преимуществ: низкие капитальные затраты на энергоустановку; малый удельный расход воды или воздуха на охлаждение двигателей; компактность, простота технологического процесса; быстрота монтажа оборудования и строительства зданий станции. Однако имеются существенные недостатки: высокая стоимость дизельного топлива (35-45 руб./л); высокая доля топливной составляющей в стоимости вырабатываемой электроэнергии (80-85%); низкие экологические показатели (шум, выбросы загрязняющих веществ в окружающую среду) [12]. ДЭУ в нашей стране нашли широкое применение в зонах децентрализованного электроснабжения в качестве основного источника

и в зонах централизованного электроснабжения в качестве резервного источника. Однако высокие эксплуатационные затраты и ухудшение экологической обстановки снижают рентабельность производств, уровень жизни и здоровья людей.

В последние годы наибольшее внимание среди энергоустановок на углеводородном топливе привлекают газопоршневые установки (ГПУ). Это обусловлено следующими достоинствами (в сравнении с ДЭУ): относительно низкие эксплуатационные затраты; улучшенные экологические показатели. Однако ГПУ целесообразно применять только в зонах централизованного газоснабжения, что является существенным недостатком и большим ограничением в применении.

Применение традиционных энергоустановок на углеводородном топливе в сельском хозяйстве в настоящее время еще больше обостряет их недостатки.

Во-первых, практически не совпадают региональные точки развития сельского хозяйства и нефтегазодобывающей промышленности. Большая часть сельскохозяйственных регионов страны энергодефицитны. Применение ДЭУ и ГПУ ведет к повышению энергетической зависимости, снижению энергобезопасности, а значит к снижению продовольственной безопасности регионов. Перебои с поставками энергоносителей могут принести значительный экономический ущерб.

Во-вторых, применение ДЭУ и ГПУ для выработки электроэнергии в сложившейся экономической ситуации часто нецелесообразно в сельской местности. Электрогенераторы на дизельном топливе имеют высокие эксплуатационные затраты, связанные с высокими ценами на топливо и транспортными расходами, обусловленными необходимостью периодического его завоза. Для применения ГПУ необходимо развитие на селе газотранспортных систем. Однако из-за низкой плотности нагрузок

газотранспортные компании не получают необходимой «отдачи» при высоких капитальных затратах и проекты по развитию газификации села для них не рентабельны.

В-третьих, традиционные установки на завожимом углеводородном топливе являются источниками загрязнения окружающей среды, что приводит к учащению природных катаклизмов. Проведенные исследования [13] показали, что при эксплуатации традиционных мини-ТЭЦ происходит загрязнение атмосферного воздуха продуктами сгорания топлива, тепловое и акустическое загрязнение окружающей среды. Отрицательное влияние в загрязнении атмосферы выражается в ухудшении здоровья людей и животных, снижении урожайности сельскохозяйственных культур и продуктивности животных.

Обострение проблем между возможностью использования энергоустановок на углеводородном топливе и развитием сельского хозяйства делает актуальным решение задачи повышения эффективности электроснабжения с использованием возобновляемых источников энергии. Уже сегодня около 6 млн. сельских жителей являются потенциальными потребителями возобновляемых источников энергии в зонах централизованного электроснабжения [12]. Использование энергоустановок на возобновляемых источниках энергии в сельском хозяйстве способно содействовать решению не только энергетических, а так же экологических и социально-экономических проблем.

При использовании возобновляемых источниках энергии эффективность электроснабжения сельскохозяйственных потребителей повышается за счет снижения зависимости потребителей от централизованной электрической сети; снижения затрат на подключение к централизованной электрической сети; снижения потерь в централизованной электрической сети; снижения объемов восстановления изношенных электросетей; снижения потребления углеводородных энергоресурсов; повышения надежности и качества электроснабжения потребителей.

Размещение генерирующих мощностей на основе возобновляемых источников энергии наиболее привлекательно на конце тупиковых линий электропередачи. В этом случае обеспечивается повышение надежности энергоснабжения тупиковых потребителей, в значительной мере улучшается качество поставляемой электроэнергии (стабильность напряжения и частоты).

Повышение экологической эффективности при использовании возобновляемых источников энергии обуславливается снижением загрязнения окружающей среды за счет сокращения выбросов от энергоустановок на углеводородном топливе; за счет переработки отходов производства животноводческих комплексов и птицефабрик. Следует отметить, что эмиссия парниковых газов, образующихся при сжигании биогаза на мини-ТЭЦ до 10 раз ниже, чем при обычной системе хранения и обращения с отходами животноводства [13].

Повышение социально-экономической эффективности при использовании возобновляемых источников энергии достигается за счет сокращения затрат на закупку углеводородных источников энергии и электроэнергии из централизованной электросети; сокращения ущерба от потерь сельскохозяйственной продукции; развития удаленных сельских населенных пунктов; повышение уровня жизни и здоровья сельского населения.

1.4 Выявление особо значимых цехов АПК «МаВР»

Качественное сырьё – основа качественного продукта. Именно поэтому необходимо не только вести контроль качества мяса и зерна в лабораториях, но и обеспечить комфортные условия для жизнедеятельности. Ведь сырьё АПК «МаВР» это свиньи, коровы, пшеница, рожь и т.д. для которых излишний стресс пагубно влияет не только на моментальные недоотпуск продукции, но и на дальнейшие восполнения сырья. Повышение контроля за микроклиматом,

искусственным облучением, теплом и другими факторами – влекут повышение электрификации предприятия. Необходимо выявить лишь особо значимые цеха с целью обеспечения их дополнительным независимым источником питания.

Определим, что скот находится практически всё время в здании загона скота и зоопарке, а зерно в овощехранилище, а значит эти цеха являются особо значимыми. Также к ним необходимо отнести сопутствующие цеха, то есть те что обеспечивают условия необходимые для нормальной жизнедеятельности – насосные, котельная, зоопарк, холодильники (для хранения заготовок) и другие цеха.

Таблица 1.2 – Особо важные цеха АПК «МаВР»

№ по генплану	Наименование потребителей (цехов)	Силовая нагрузка		
		P_n , кВт	K_c	$\cos\varphi/\text{tg}\varphi$
4	Холодильник	250	0,75	0,8/0,75
9	Здание загона скота	30	0,2	0,7/1,02
10	Насосная	280	0,75	0,8/0,75
11	Здание предубойного содержания скота	50	0,3	0,75/1,02
12	Насосная	200	0,75	0,8/0,75
13	Холодильник	300	0,75	0,8/0,75
17	Склад продуктов переработки зерна	180	0,4	0,8/0,75
18	Овощехранилище	180	0,4	0,8/0,75
21	Котельная	1000	0,6	0,8/0,75
23	Зоопарк	1100	0,4	0,8/0,75

Из полученных данных следует, что необходим резервирующий источник мощностью $P \approx 3,57$ МВт.

1.5 Выводы по первой главе

1. Проведена классификация сельскохозяйственных предприятий. Проведен анализ систем электроснабжения сельскохозяйственных предприятий.

2. Установлено, что уровень электропотребления отечественных сельскохозяйственных предприятий достаточно высок.

3. Установлено, что схема электроснабжения большинства сельскохозяйственных предприятий и АПК «МаВР» имеет один источник питания. Физический износ и недостаточная пропускная способность сельских распределительных электрических сетей вызывает аварийные отключения и срыв технологических процессов сельскохозяйственных производств (в среднем 100 ч/год), что приводит к экономическому ущербу предприятия.

4. Предложено обеспечить предприятие независимым источником питания для резервирования электроснабжением особо значимых цехов с суммарной мощностью $P \approx 3,57$ МВт.

2. Изучение различных возобновляемых источников энергии, их влияние на эффективность электроснабжения сельскохозяйственных предприятий

Многие сельскохозяйственные территории страны (рисунок 1.5) имеют высокий потенциал возобновляемых источников энергии (рисунок 1.6).

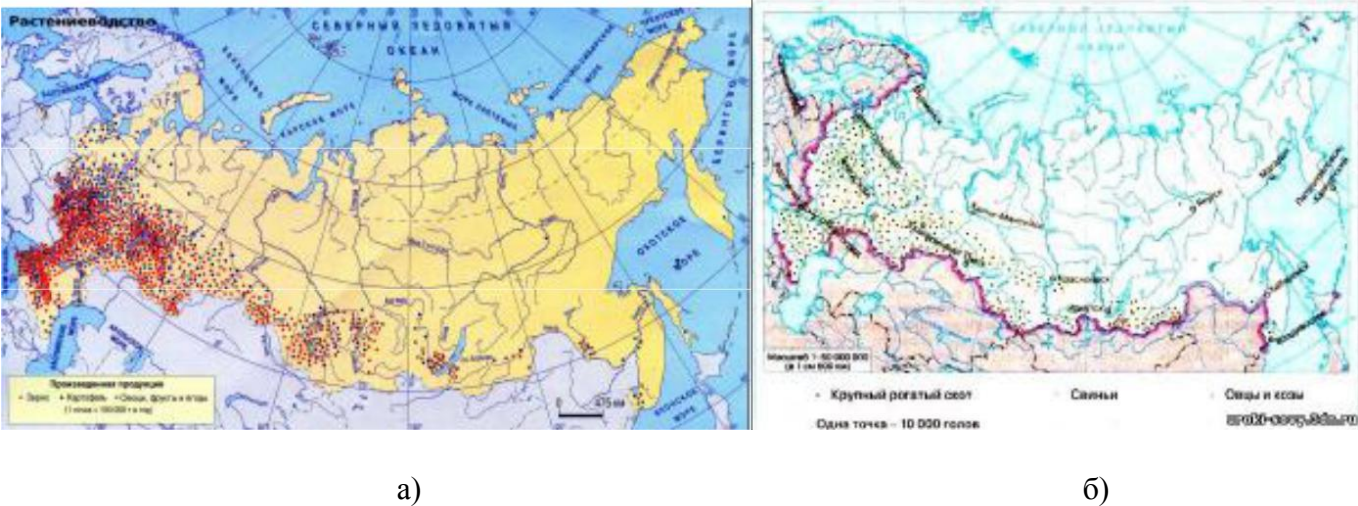
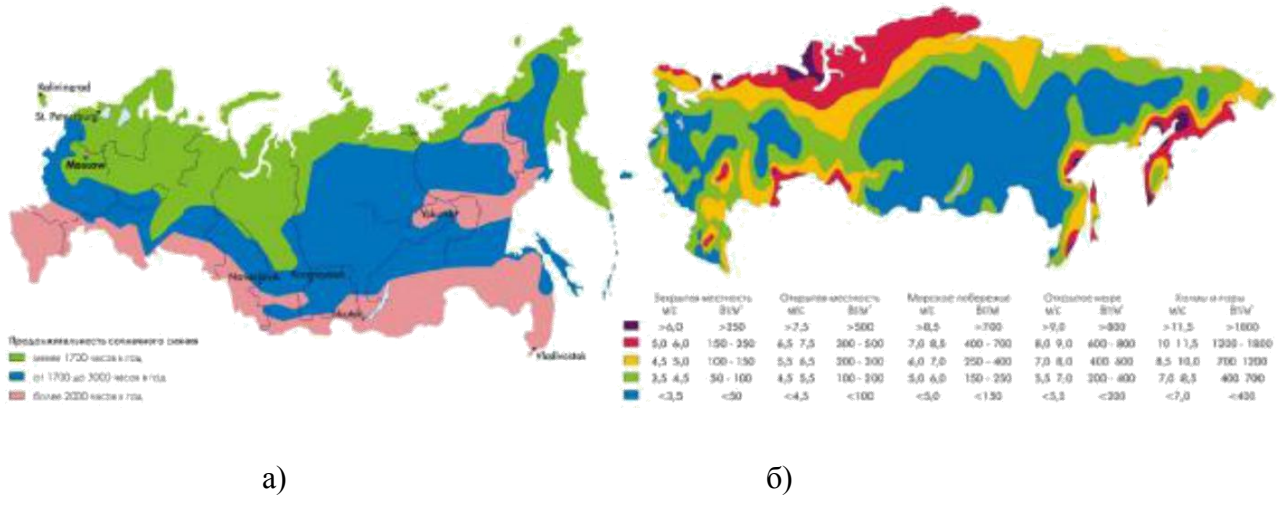
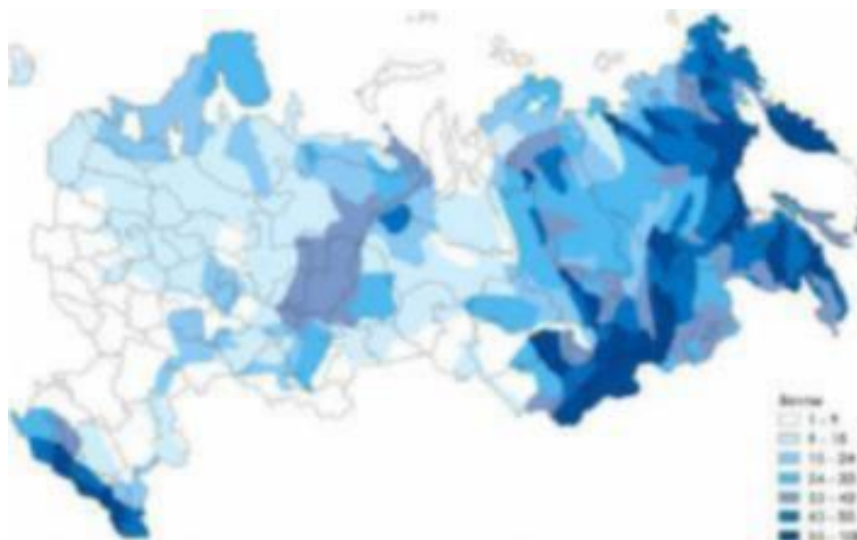


Рисунок 2.1 – Территории развитого растениеводства (а) и животноводства (б) России





в)

Рисунок 2.2 – Солнечные (а), ветровые (б), водные (в) ресурсы России

Технический потенциал возобновляемых энергоресурсов в России составляет 4,6 млрд. т.у.т. В таблице 2.1 представлено распределение возобновляемых источников энергии по Федеральным округам [12,13].

Таблица 2.1 - Распределение ресурсов возобновляемых источников энергии по Федеральным округам

Федеральный округ	Солнечная энергия, млн. т.у.т	Ветровая энергия, млн. т.у.т	Малая гидроэнергия, млн. т.у.т	Биомасса, млн. т.у.т	Итого, млрд. т.у.т.
Северо-западный	178 200	58 800	54	2 911	239,965
Центральный	84 900	9 800	3	780	95,483
Южный	100 700	24 000	21	27	124,748
Приволжский	140 800	32 100	12	446	173,358
Уральский	215 600	219 900	46	2 542	438,088
Сибирский	672 000	205 800	148	3 663	881,611
Дальневосточный	813 200	335 800	154	523	1 149,68

Особенности расположения большинства сельскохозяйственных предприятий: близость к малым рекам, открытая местность и проч., а также необходимость утилизации отходов производства определяют высокий потенциал использования возобновляемых источников энергии (энергии воды, солнца, ветра, биотоплива).

Развитие возобновляемых источников энергии является одним из приоритетных направлений энергетической стратегии России. В последние годы начали приниматься реальные шаги по поддержке развития возобновляемых источников энергии [14]. В настоящее время в увязке со стратегией энергетических и социально-экономических преобразований сельского хозяйства России разработка научно-технических решений эффективности систем электроснабжения сельскохозяйственного предприятия на основе возобновляемых источников энергии является актуальной задачей.

2.1 Рассмотрение вопроса технико-экономических показателей ВИЭ

В данном вопросе целесообразно опираться на передовой опыт Европы. По данным на 2015 год Германия установила новый рекорд: более 50% суточного потребления было получено от фотоэлементов, а Дания получает 25% всей энергии от ветряков [19]. В России по-прежнему сильная зависимость получения энергии посредством природных ископаемых. Низкая популярность ВИЭ в нашей стране также связана с низкими среднегодовыми температурами – отсутствия достаточного числа солнечных дней. Однако развитие возобновляемых источников энергии не прекращается и уже сейчас стоимость кВт·ч, выработанного ими сравнивается с ценой кВт·ч центральных сетей. Далее приведены примеры ВИЭ и некоторые технические характеристики. Сведения взяты из доклада Европейской комиссии [18].

Таблица 2.2 - Техничко-экономические показатели биоустановок

Вид	Затраты, рубль/кВт·год	Срок службы	Мощность, МВт
Биогазовые установки	8 050 – 9 800	25 лет	0,1 – 0,5
Установки на газе из органических отходов	3 500 – 4 000		0,75 – 8
Установки на биологическом газе	8 050 – 11 550		0,1 – 0,6

Затраты на энергию колеблются от 3 500 до 11 500 рублей. Самые большие инвестиции (порядка 420 000 рублей/кВт мощности) уходят на установки по сжиганию отходов.

Таблица 2.3 - Техничко-экономические показатели ГЭС

Вид		Затраты, рубль/кВт·год	Срок службы	Мощность, МВт
Крупные ГЭС	Крупные установки	2 450	50 лет	250
	Средние установки	2 450		75
	Малые установки	2 450		20
Малые ГЭС	Крупные установки	2 800		9,5
	Средние установки	2 800		2
	Малые установки	2 800		0,25

Инвестиционные затраты для данного вида установок сильно колеблются, для крупных ГЭС – 402 500 рублей, для малых – 423 500 рублей.

Таблица 2.4 - Техничко-экономические показатели других установок

Вид	Затраты, рубль/кВт·год	Срок службы	Мощность, МВт
Фотоэлектрические установки	2 100 – 2 940	25	0,005-0,05
Солнечная электро-станция	10 500 – 14 000	30	2-50
Приливная электро-станция	10 150 – 11 200	25	0,5-2
Волновая энергетическая установка	9 800 – 10 850		0,5-2
Наземная ветроэнергетическая установка	2 450 – 3 150		2
Морская ветроэнергетическая установка	6 300 – 8 400		5

Для каждого вида ВИЭ есть технология производства энергии, которая снижает себестоимость кВт·ч и позволяет становиться конкурентно способной. Однако источники обладают различными технико-эксплуатационными характеристиками, что в свою очередь требует дополнительных вложений на их установку/обслуживание, и, как следствие, повышает общую себестоимость.

На данный момент стоимость кВт·ч (с учетом всех инвестиций) лишь у ветроэнергетики, гидроэнергетики, геотермальной энергии и биомассы способна конкурировать на рынке.

Из этого видно, что ВИЭ в ближайших перспективах не смогут забрать достаточно большую долю традиционных источников энергии. Однако, это безусловно возможно в долгосрочной перспективе. Европейский комитет нацелен повысить долю возобновляемых источников на 20%.

2.2 Получение и анализ технических данных ВИЭ

Для решения задачи оптимизации сравнительного анализа и выбора энергоустановок на ВИЭ при проектировании новых и реконструкции действующих систем электроснабжения сведем всю информацию в таблицу с

возможностью установки фильтров для подбора ВИЭ по желаемым параметрам.

В мире 95% СЭУ производят из кремния [27]. Единичная мощность СЭУ от 1,5 до 300 Вт. Основными параметрами являются: коэффициент полезного действия (%), мощность (Вт), рабочий ток и ток короткого замыкания (А), рабочее напряжение и напряжение холостого хода (В), масса (кг).

Таблица 2.5 - Данные по некоторым моделям СЭУ

Модель	P, Вт	I _{макс} , А	U _{макс} , В	I _{кз} , А	U _{хх} , В	m, кг	Цена, руб	η, %
RZMP-205-T	199,0	6,78	31,2	6,98	35,3	21,5	9 434	14,6
RZMP-210-T	203,7	6,96	31,3	7,16	35,4	21,5	9 664	15,0
RZMP-215-T	208,6	7,06	31,4	7,26	35,5	21,5	9 894	15,4
RZMP-220-T	213,5	7,26	31,5	7,46	35,6	21,5	10 125	15,7
RZMP-225-T	218,5	7,36	31,7	7,56	35,8	21,5	10 355	16,1
RZMP-230-T	223,1	7,56	31,8	7,76	35,9	21,5	10 584	16,4
RZMP-235-T	228,0	7,64	31,9	7,84	36,0	21,5	10 815	16,8
RZMP-240-T	233,0	7,84	32,0	8,04	36,1	21,5	11 045	17,1

Ветровые ЭУ бывают с горизонтальной и вертикальной осью вращения. Единичная мощность ВЭУ от 0,15 до 50 кВт. Основными параметрами являются: мощность (кВт), начальная, рабочая и максимальная скорость ветра (м/с), выходное напряжение (В), диаметр ветроколеса (м), частота вращения ротора (об/мин).

Таблица 2.6 - Данные по некоторым моделям ВЭУ

Модель	$P_{\text{ном}},$ кВт	$v_{\text{ном}},$ м/с	$v_{\text{макс}},$ м/с	$U_{\text{зарядное}},$ В	$D_{\text{ротора}},$ м	$\omega_{\text{ротора при}}$ $P_{\text{ном}},$ об/мин	Цена, тыс. руб.
Sokol Air Vertical - 7	7	8	20	96	4	100	505
Sokol Air Vertical - 10	10	8,5	20	240	5	90	615
Sokol Air Vertical - 15	15	8,5	20	240	5	90	920
Falcon Euro - 5	5	11	20	48	3,6	120	325
Falcon Euro - 7	7	11	20	48	4,6	100	395
Falcon Euro - 10	10	11	20	96	4	100	520
Falcon Euro - 15	15	11	20	240	5	90	640
Falcon Euro - 20	20	11	20	240	5	90	935

Далее приведены гидроэнергетические установки с пропеллерной (ПР), ковшевой (ПрД) турбиной. Единичная мощность ГЭУ от 0,5 до 5600 кВт. Основными параметрами являются: мощность (кВт), напор (м), расход ($\text{м}^3/\text{с}$), частота вращения ротора (мин^{-1}), номинальное напряжение (В), номинальная частота (Гц).

Таблица 2.7 - Данные по некоторым моделям ГЭУ

Модель	$P_{\text{ном}},$ кВт	$U_{\text{ном}},$ В	Напор, м	Расход, $\text{м}^3/\text{с}$	$\varphi_{\text{ротора}},$ мин^{-1}	$\varphi_{\text{ном}},$ Гц
10 ПР	4	230	4,5	0,14	1000	50
15 ПР	5	230	3,5	0,2	1000	
50 ПР	7	230; 400	2	0,36	600	
50 ПР	7	230; 400	2	0,36	750	
10 ПР	10	230	10	0,21	1500	
20ПрД	10	230	8	0,08	1500	
15 ПР	15	230	7	0,3	1500	
20ПрД	20	230	18	0,17	1500	

Далее рассмотрим газопоршневые и газотурбинные установки, работающие на биогазе. Единичная мощность БГУ от 15 до 3770 кВт. Основными параметрами раздела являются: электрическая и тепловая

мощность (кВт), электрический, тепловой и общий коэффициент полезного действия (%), ресурс до ремонта (ч), частота вращения ротора (об/мин).

Таблица 2.8 - Данные по некоторым моделям БГУ

Модель	Р _{эл} , кВт	Р _{тепл} , кВт	η _{эл} , %	η _{тепл} , %	η _{общ} , %	Ресурс до ремонта, ч	cos φ	ω, об/мин
Cento T120 KON	125	165	36,9	49,2	86,1	55 000	1	1 500
Cento T160	166	217	37,8	49,5	87,3			
Cento T160 KON	166	206	37,8	46,9	84,7			
Cento T180	182	224	39,1	48,1	84,4			
Cento T180 KON	182	211	39,1	45,3	71,5			
Cento T200	200	245	39,2	48,1	87,3			
Cento T200 KON	200	230	39,2	45,2	84,4			
Cento L200	206	235	38,7	44,3	83			

УТЭ – установки на основе твердо-оксидных топливных элементов и топливных элементов на расплавах карбонатов. Единичная мощность УТЭ от 0,25 до 2800 кВт. Основными параметрами раздела являются электрическая и тепловая мощность (кВт), электрический и тепловой коэффициент полезного действия (%), расход топлива (м³/ч), выходное напряжение (В), масса (кг), габаритные показатели (мм), выбросы загрязняющих веществ (г/МВтч), уровень шума (дБ).

Таблица 2.9 - Данные по некоторым моделям УТЭ

Модель	Р _{эл} , Вт	m, кг	U _{ном} , В	η, %	Выбросы в атмосферу, г/МВт·ч			Уровень шума, дБ
					NO _x	SO _x	CO ₂ ·1000	
Siemens CHP-100	110	32 600	480	46	0,05	-	340	65
Siemens SFC-200	125	30 000		46	0,05	-	340	65
ES-5700	200	10 000		56	0,03	-	350	70
ES-5710	1000	19 400		56	0,01	-	350	70
G	346	-		45	-	-	440	72
C-3	300	15 900		47	4,5	0,045	444	72
C-15	1400	48 500		47	4,5	0,045	444	72
C-30	2800	-		47	4,5	0,045	444	72

Выбран тип ВИЭ – БГУ в связи с тем, что лишь установки данного типа способны обеспечить необходимую резервирующую мощность. Далее рассмотрим их более подробно.

2.3 Биотопливо

В конце XX в. человечество осознало необходимость поиска возобновляемых источников сырья для производства топлива, альтернативного ископаемому. Это обусловило появление и развитие новой научной области – биоэнергетики, направленной на разработку способов получения возобновляемой и экологически безопасной энергии.

Согласно оценкам экспертов, запасы нефти истощаются и будут исчерпаны в течение 50-100 лет при современных объемах потребления, что вынуждает искать возобновляемые источники энергии. Следствием возрастающего использования ископаемых видов топлива выступает загрязнение окружающей среды. Известно, что во многих городах мира автотранспорт – самый крупный источник загрязнения. В составе выхлопных газов, образующихся при сгорании нефтепродуктов, содержится более 300

соединений, наносящих вред окружающей среде: углеводороды, оксиды углерода, азота, серы и др. Интенсивное использование ископаемого топлива привело к заметным изменениям в глобальном цикле углерода, а именно к резкому увеличению эмиссии техногенного углекислого газа, что может быть причиной роста температуры атмосферы.

Создание различных видов биотоплива, т.е. возобновляемых и экологически безопасных энергоносителей, – один из путей решения вышеназванных проблем. Использование энергии биомассы позволит существенно снизить загрязнение атмосферы. Согласно некоторым расчетам, замена традиционных источников энергии на энергию, получаемую из биомассы, приведет к 90-95%-ному уменьшению содержания вредных химических веществ в воздухе. Предполагается, что использование биотоплива вместо ископаемых видов топлива также приведет к существенному уменьшению (до 78 %) техногенной эмиссии углекислого газа в атмосферу. Таким образом, одной из центральных задач XXI в. является замена исчерпаемых и наносящих вред окружающей среде первичных энергоресурсов (газ, нефть, уголь) на возобновляемые и экологически чистые источники (энергия биомассы, рек, ветра, солнца и т.п.).

2.4 Биомасса как источник биотоплива

Биомасса и различные биологические отходы, издавна использовавшиеся человеком для получения энергии, в настоящее время обеспечивают лишь около 10 % глобального потребления энергии. Это объясняется тем, что биомасса в традиционном виде – малоэффективный источник энергии. С другой стороны, возрастает значение возобновляемых источников, обеспечивающих сейчас около 9 % общемирового энергопотребления. Одним из таких видов энергии является биотопливо, производимое путем высокотехнологичной переработки растительной, животной или микробной биомассы и биологических отходов химическими и биологическими методами.

Хотя биотопливо обеспечивает пока около 1 % мировых энергетических потребностей, согласно прогнозам экспертных международных организаций, его значение в ближайшие десятилетия будет увеличиваться. Очевидно, что прирост производства и потребления современных видов биотоплива должен основываться на развитии соответствующих биотехнологий и оценке их экологической значимости.

2.4.1 Твердое биотопливо

В настоящее время используют как газообразные, так и жидкие и твердые виды биотоплива.

Древнейшим видом твердого биотоплива является биомасса древесных растений, которая и теперь продолжает использоваться в качестве источника энергии. Во второй половине XX в. было предложено применять в качестве топлива отходы лесоперерабатывающих и сельскохозяйственных производств: началось производство топливных гранул – пеллет. Пеллеты представляют собой продукт таблетирования древесины, торфа или растительных отходов, таких как древесные опилки, стружки, щепа, шелуха и стебли злаковых культур и т.д. Процесс изготовления включает сушку, измельчение и прессование исходного сырья с последующим охлаждением и повторной сушкой. По сравнению с традиционным древесным топливом пеллеты обладают рядом преимуществ: отличаются высокой теплотворной способностью, менее подвержены самовоспламенению, компактны. Разработаны топочные устройства с автоматизированной загрузкой пеллет.

Наряду с перечисленными технологическими преимуществами пеллеты являются экологически чистым топливом. При их сжигании в атмосферу выделяется ровно столько углекислого газа, сколько было поглощено растением во время роста, что позволяет сохранять естественный баланс цикла углерода. При сгорании такого топлива образуется лишь 1-3 % золы (от исходной массы топлива), что в несколько раз ниже, чем при сгорании угля. Производство пеллет позволяет решить проблему утилизации отходов сельскохозяйственной и деревоперерабатывающей отраслей.

Пеллеты широко применяются преимущественно в европейских странах в качестве топлива в энергетических установках коммунально-бытового и производственного назначения, тепловых и электрических станций, в домашнем хозяйстве. Доля российского производства древесных пеллет составляет около 1/20 части от общемирового.

2.4.2 Жидкое биотопливо

Повышенный интерес к этому виду биотоплив обусловлен возрастающими потребностями транспортного сектора экономики, которые в настоящее время на 95 % удовлетворяются углеводородами нефти. В развитых и некоторых развивающихся странах жидкие биотоплива рассматривают как наиболее перспективную альтернативу традиционным углеводородным моторным топливам. В 2012 г. жидкое биотопливо обеспечило около 3 % энергетических затрат дорожного транспорта в мире. Во многих странах Европы, Америки и Азии введен государственный контроль, регламентирующий либо способствующий росту потребления биотоплива для транспорта в ближайшие годы.

Наиболее распространенные виды жидкого биотоплива – топливные спирты и биодизель.

Спирты (метанол, этанол, пропанол, бутанол) используются как улучшающая добавка к бензину. В настоящее время наиболее широкое распространение получил этанол, который идет в основном в качестве 10-20%-ной добавки к бензину. Иногда в качестве топлива применяют чистый этанол либо смесь с высоким содержанием этанола (85 %), однако в этом случае необходима модификация двигателя. Добавление этанола к бензину позволяет улучшить эксплуатационные характеристики топлива, поскольку процесс сгорания такой смеси гораздо эффективнее, чем чистого бензина.

В то же время применение биоэтанола имеет ряд существенных недостатков. У этанола относительно невысокая теплотворная способность, на 34 % меньше по сравнению с таковой бензина, что увеличивает расход топлива. Высокая способность этанола к поглощению воды может приводить к

расслоению смесового топлива и накладывает ряд ограничений на его транспортировку и хранение. В связи с этими недостатками в последнее время возрос интерес к производству другого спирта – бутанола.

Бутанол, как и этанол, используется в качестве улучшающей добавки к бензину. Однако бутанол может добавляться к бензину в более высоких концентрациях, чем этанол, не требуя при этом модификации существующих двигателей. При сжигании бутанола энергии выделяется на 25 % больше, чем при сжигании этанола. Топливный бутанол менее агрессивен и гигроскопичен, поэтому может транспортироваться по существующим топливным трубопроводам. Биобутанол безопасен при использовании, поскольку испаряется значительно медленнее, чем бензин и этанол. Таким образом, топливный бутанол – перспективная альтернатива топливному этанолу и бензину.

2.4.3 Газообразное биотопливо

Газообразное биотопливо, или биогаз, получают путем переработки биомассы или органических отходов консорциумом микроорганизмов в анаэробных условиях. Биогаз представляет собой смесь метана (40-70 %), диоксида углерода и незначительных примесей водорода, сероводорода и других газов. Микроорганизмы могут синтезировать биогаз, используя практически все классы органических соединений, что позволяет применять в качестве исходного сырья коммунально-бытовые, сельскохозяйственные и промышленные отходы. Таким образом, сырьевые ресурсы для получения биогаза достаточно велики.

Производство биогаза из органических отходов дает возможность решить ряд важных экологических проблем. Ежегодно в результате естественного разложения различных органических отходов и мусора в атмосферу выделяется 590-800 млн т метана, что усиливает “парниковый эффект”. Поскольку метан обладает существенно большей способностью поглощать инфракрасное излучение, чем углекислый газ, его вклад в повышение температуры атмосферы может сравниться с таковым диоксида углерода, если его выделение будет

расти. Большинство стандартных методов переработки и утилизации органических отходов, т.е. различные комбинации прессования, захоронения, естественной биодеструкции и (или) сжигания, приводят к выделению метана в атмосферу. Контролируемое микробное разложение органических отходов, включающее сбор образующегося биогаза, позволит снизить антропогенную эмиссию метана, а также частично переработать используемые отходы в органическое удобрение.

Значительное внимание в мире уделяется также водородной энергетике. Водород является экологически чистым (при сгорании образуется лишь вода) и высококалорийным топливом по сравнению с ископаемыми видами. Однако традиционный способ получения водородного топлива (термохимическая переработка ископаемого топлива) не соответствует современным требованиям экологической безопасности. В связи с этим интенсивно разрабатываются технологии получения биоводорода. Однако, несмотря на очевидные достоинства биоводородного топлива, его широкое внедрение сдерживается рядом нерешенных проблем: прежде всего, высокой стоимостью и небезопасностью транспортировки, хранения и применения данного вида топлива.

Наиболее целесообразно применять на АПК МаВР биогаз в связи ряда преимуществ: большие сырьевые ресурсы, возможность использования полученного продукта практически на любой генерирующей установке, работающей на обычном газе.

2.5 Получение биогаза

В качестве температурного режима наиболее лучшим является мезофильный режим сбраживания (30-35°C) [38]. Так как для этого режима требуется меньший расход тепла, нежели при термофильном режиме. Правда мезофильный режим уступает термофильному режиму, тем что для первого

режима требуется в два раза больше объема анаэробных биореакторов. Но современная микробиология не стоит на месте. И биогазовой отрасли известны такие анаэробные бактерии, которые ускоряют процесс сбраживания, тем самым можно сократить объемы биореакторов.

Таблица 2.10 – Максимальный и минимальный выход биогаза навоза КРС

Сутки	Выход газа, м ³ /т СОВ				
	Мезофильный режим	Термотолерантный режим		Термофильный режим	
		max	min	max	min
1	10	14	13	18	16
2	15	21	19,5	27	24
3	20	28	26	36	32
4	25	35	32,5	45	40
5	30	42	39	54	48
6	35	49	45,5	63	56
7	40	56	52	72	64
8	45	63	58,5	81	72
9	50	70	65		
10	55	77	71,5		
11	60	84	78		
12	65				
13	70				
14	80				
15	90				

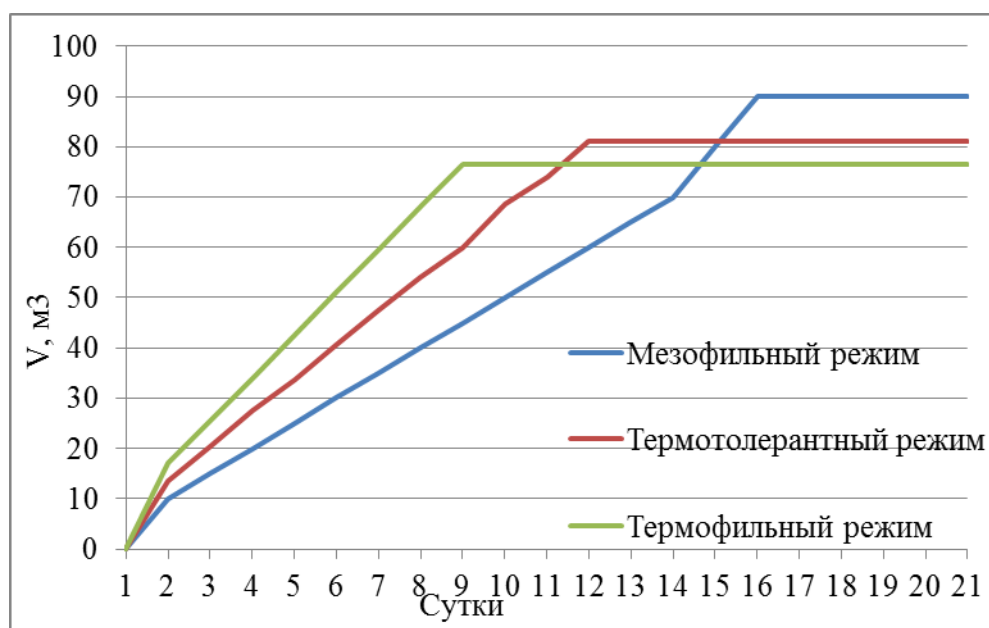


Рисунок 2.3 – Зависимость выхода биогаза от длительности процесса:

- 1 – процесс выхода биогаза для мезофильного режима;
- 2 – процесс выхода биогаза для термотолерантного режима;
- 3 – процесс выхода биогаза для термофильного режима

Анаэробные микроорганизмы отличаются низкой скоростью роста и низкой скоростью реакции, поэтому необходимо обеспечить, по возможности, наиболее оптимальные условия среды, в которой будет происходить реакция. И даже несмотря на эти меры, время завершения указанного биологического процесса достаточно долгое по сравнению с другими биологическими процессами. Несмотря на все это, явное преимущество этого процесса заключается в том, что сложное органическое вещество преобразуется в метан и углекислый газ, то есть в конечном итоге мы имеем дело с возобновляемым источником энергии в форме горючего газа с высокой теплотворной способностью.

Схема анаэробной обработки навоза животных с получением биогаза и преобразованием его в электрическую и тепловую энергии представлена на рисунке.

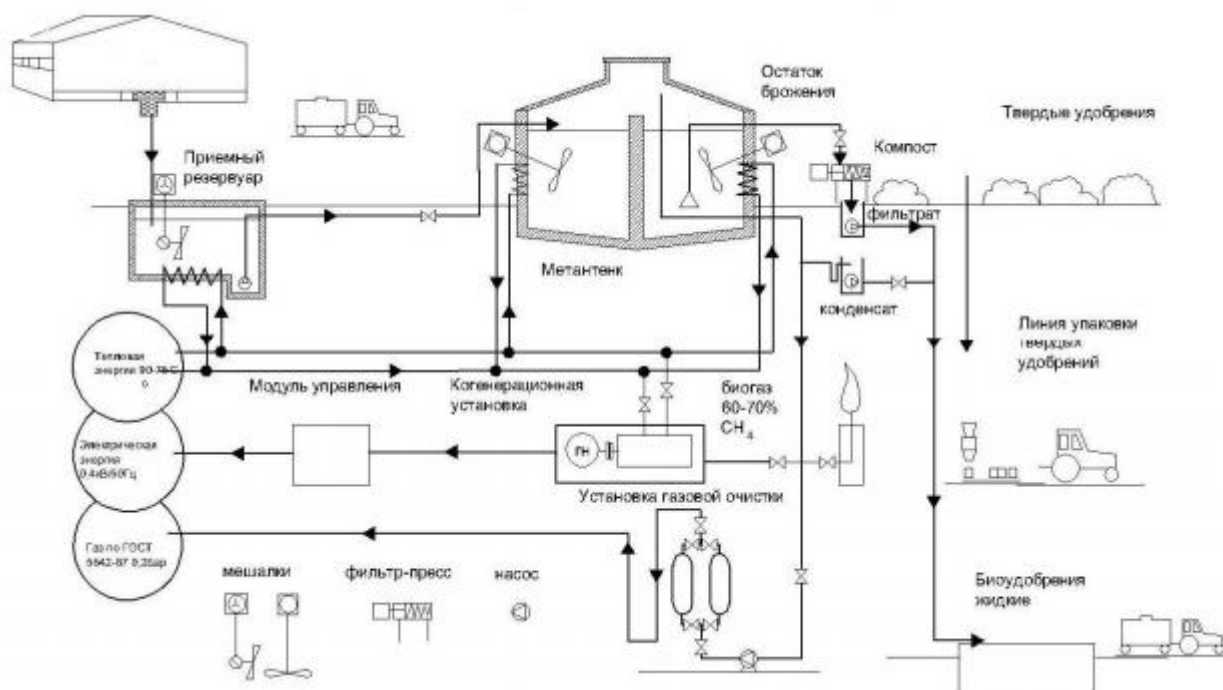


Рисунок 2.4 – Принципиальная схема получения и утилизации биогаза.

Навоз и сопутствующие отходы сгущаются до 95 % и направляются через теплообменник в метановый реактор, где под действием метанобразующих бактерий, без доступа кислорода, часть органической составляющей распадается и образуется биогаз.

Газ накапливается под колпаком метантенка. Сброженный осадок поступает на сгущение или механическое обезвоживание, затем вывозится на площадки для складирования и перерабатывается для получения биоудобрений.

Оптимальной формой анаэробного биореактора является цилиндрический резервуар с купольной верхней частью. В настоящее время актуальными стали биогазовые реакторы состоящие из панелей, выполненных из стали с высококачественным покрытием. Это покрытие является долговечным, стойким к химическим воздействиям, коррозии и ударопрочным. Конструкция предусматривает быструю сборку и разборку. Преимущество биогазовых реакторов из стали с покрытием по сравнению с бетонными состоит в долговечности, отсутствии необходимости в опалубке, сокращении сроков, возможности круглогодичного строительства. Купол же делается из полимерных материалов состоящий из двух видов. Внешний купол-чехол из поливинилхлорида со специальными добавками имеет стойкость к ультрафиолетовому излучению и атмосферным осадкам. Внутренняя мембрана, которая непосредственно контактирует с биогазом, выполнена из полиэтилена низкого давления. Внутренний купол натягивается под действием вырабатываемого биогаза. Между внешним и внутренним куполами закачивается воздух для создания давления на нижний купол, а также для придания формы внешнему. Использование таких куполов – это новаторская идея европейских производителей, позволяющая сократить сроки и стоимость строительства.

В качестве перемешивающего устройства для цилиндрического реактора с куполом используются низкооборотные мешалки, которые бережно перемешивают осадок, затрачивая малую энергию. А в случае использования цистерн наиболее целесообразно перемешивать осадок с помощью

выделившегося газа. Это выгодно тем, что не требуется затрачивать средства для установки перемешивающих устройств, а также не требуется затрачивать электроэнергию. Кроме того можно спроектировать систему так, чтобы перемешивание в цистерне происходило по зонам.

Современным веянием отрасли получения биогаза стало использование мягких газгольдеров в качестве резервуаров для сбора и хранения газа. Такие газгольдеры представляют собой мешок на основе полимерных материалов, устойчивых к поджогу электропроводами под напряжением, фейерверками, а также к прорыву металлическими стержнями, даже раскаленными докрасна. Применение мягких газгольдеров актуально тем, что они устойчивы к коррозии.

Биогаз, пройдя осушение, очищается от примесей серы и собирается в аккумулирующие ёмкости – газгольдеры, для последующей переработки на когенерационных установках в тепло и электричество. Подача газа на сжигание происходит прямо из газгольдера. Биогаз может использоваться в газовых турбинах или газопоршневых двигателях.

Полученный биогаз необходимо очищать от примесей, так как их наличие приводит к быстрому образованию налета в камерах сгорания электрогенератора, что в конечном итоге приводит к быстрому выходу из строя электрогенератора. Оборудование для очистки представляет собой металлические цилиндры, заполненные различными сорбентами и абсорбентами. На первой стадии очистки газ входит в абсорбер, в котором расположены кольца Рашига и орошается раствором моноэтаноламина. Затем очищенный от CO_2 конвертированный газ направляется на дальнейшую очистку, а раствор моноэтаноламина с CO_2 направляется в десорбер, где при нагревании моноэтаноламин отделяется от углекислоты и направляется вновь в абсорбер для повторной очистки биогаза от CO_2 . Углекислота как побочный продукт очистки газа является ценным продуктом, например, для производства газированной воды. Следующей стадией очистки метана является его значительное охлаждение, вследствие чего выпадает конденсат, тем самым газ

отделяется от воды. И завершающим этапом очистки биогаза является отделение метана от сероводорода. Для этого метан пропускают через вертикальный цилиндр, заполненный железной рудой, и в результате чего сероводород удаляется за счет химической реакции между сероводородом и железной рудой с отложением очищенной серы на фильтрующем материале.

В биогазовых энергоустановках лучшие характеристики показывают биогазовые дизельные двигатели.

Заключительным этапом в максимально – эффективной утилизации биогаза является использование когенераторов, которые при сжигании метана в двигателе внутреннего сгорания производят электроэнергию, а также тепловую энергию для подогрева биореакторов и обогрева сооружений предприятия.

Часть энергии направляется на обогрев метантенка и поддержания необходимой для технологии температуры, а остальная часть биогаза может быть использована для нужд теплоснабжения близлежащими посёлками. Для сжигания излишка биогаза в составе сооружений предусмотрена газовая свеча.

2.6 Устройство для хранения газа – газгольдер

В состав биогазовых установок входят различные устройства для накопления, хранения и выдачи газа потребителям. Биогазовые установки являются достаточно дорогими агрегатами и задача снижения их стоимости, в том числе за счет стоимости газгольдера, весьма актуальна.

Известны эластичные газгольдеры. Недостатком эластичных газгольдеров являются их высокая цена и ограниченное применение в зимних условиях для территорий с холодным климатом.

Известны также газгольдеры стальные, представляющие собой резервуары сварные постоянного объема, предназначенные для хранения газов, не вызывающих коррозию металла. Недостатком такого типа газгольдеров

являются их высокая цена и необходимость изготавливать из спецсталей, коррозионно устойчивых для хранения биогаза, содержащего сероводород.

Известны также мокрые газгольдеры, нашедшие массовое применение в биогазовых установках разных типов.

Мокрый газгольдер состоит из неподвижного резервуара, заполненного водой, в котором помещается подвижное звено – опрокинутый стакан (колокол). Газ подается внутрь стакана, и упругое давление газа его поднимает. Вода резервуара служит гидравлическим уплотнением, препятствующим выходу газа из-под колокола. Однако мокрые газгольдеры не пригодны для эксплуатации в зимних условиях и сравнительно дороги в производстве и обслуживании [34].

Предложенный вариант универсального газгольдера представлен на рисунке.

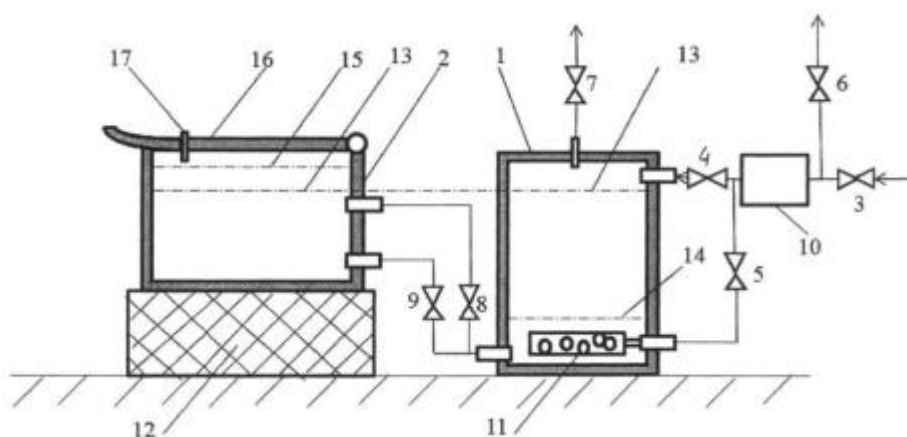


Рисунок 2.5 – Схема газгольдера

Газгольдер работает следующим образом. При его заполнении газом открывают входной вентиль 3, дополнительный входной вентиль 4, один из вентилях 8 или 9, при этом вентили 5, 6, 7 остаются закрытыми. Газ поступает через вентиль 3, гидравлический затвор 10, дополнительный входной вентиль 4 в свободное пространство между верхней крышкой емкости 1 и верхним уровнем 13 жидкости. Поступающий газ вытесняет жидкость через один из вентилях 8 или 9 в сливной бак 2, при этом его уровень 13 поднимается и при полной зарядке газом газгольдера занимает положение уровня 15, а в емкости 1 положение жидкости опускается до уровня 14.

Отбор газа из газгольдера осуществляется при открытых вентилях 6, 4, а также 8 или 9, причем вентили 3, 5, 7 закрыты. Газ поступает потребителю из емкости 1 через вентиль 4, гидравлический затвор 10 и вентиль 6. Уменьшившийся объем газа в емкости 1 компенсируется объемом жидкости, поступающей обратно из бака 2 через один из вентилях 8 или 9. Данные вентили подключены по высоте к разным уровням жидкости в баке, и включение какого-либо из них определяется давлением, которое необходимо создать для передачи давления жидкости на газ в емкости 1.

После полной выработки газа из газгольдера жидкость и в баке 2, и в емкости 1 возвращается на уровень 13. Для уменьшения габаритов бака 2 он размещается на подставке 12 и закрывается крышкой 16. При использовании незамерзающей жидкости (тосол, растворы спиртов и т.д.) исключаются ее потери, так как испарения через патрубок 17 весьма незначительны.

В данном устройстве представляется также возможность произвести очистку биогаза, например, после биогазовой установки. С этой целью в качестве рабочей жидкости используется раствор диметилэталонамина совместно с аэратором 11 жидкости. Биогаз при зарядке газгольдера поступает через открытый входной вентиль 3, гидравлический затвор 10, открытый второй дополнительный вентиль 5 на аэратор 11, расположенный ниже уровня 14, при этом вентили 4, 6, 7 закрыты и открыт один из вентилях 8 или 9. В аэраторе 11 биогаз превращается во множество мелких всплывающих пузырьков, и поверхность контакта биогаза с раствором диметилэталонамина резко увеличивается, что приводит к форсированию абсорбции кислотных газов и увеличению концентрации метана в биогазе.

Разрядка газгольдера и выдача газа потребителю происходят в обычном порядке через открытый вентиль 4, гидравлический затвор 10 и вентиль 6, а вентили 3, 5, 7 закрыты.

Вентиль 7 используется при необходимости продувки герметичной емкости 1. Прочие устройства автоматики и контрольные датчики являются типовыми и на чертеже не показаны.

Предлагаемый газгольдер может найти широкое применение в составе биогазовых установок, так как в них используется низкое давление газа и могут быть использованы резервуары, емкости, бочки и т. д. разных конструкций и модификаций.

Применение незамерзающих жидкостей в газгольдере позволит использовать его при низких температурах на открытом воздухе без строительства защитных сооружений. В процессе работы незамерзающая жидкость не растрачивается, используется неограниченное время, поэтому незначительно влияет на себестоимость изделия. Применение в предлагаемом газгольдере жидкостей, очищающих биогаз от вредных примесей и увеличивающих концентрацию метана, расширяет области его использования.

2.7 Выводы по второй главе

1. В настоящий момент себестоимость энергии, выработанной на ВИЭ, практически сравнялась со стоимостью энергии традиционных установок, что говорит о высоких перспективах развития электроэнергетики в целом в данном направлении.

2. Были исследованы влияние различные виды ВИЭ, что позволило, основываясь на имеющейся информации, подобрать наиболее оптимальный тип установки для энергообеспечения АПК «МаВР».

3. Выбран тип топлива, основываясь на роде деятельности предприятия, а также на климатическую зону, в которой оно находится.

4. Были проанализированы виды биотоплива. Оптимальным, основываясь на преимуществах, для использования на АПК МаВР является биогаз.

3. Выбор элементов системы

В главе рассмотрена методика выбора энергоустановки на ВИЭ на стадии проектирования систем электроснабжения. Определены требования к ЭУ. На основе выполненного выбран оптимальный вариант ЭУ на возобновляемых источниках.

3.1 Расчет объёма исходного сырья

Одной из наиболее важных проблем агропромышленного комплекса является захоронение отходов производства животноводческих предприятий и повышение плодородия почвы, следовательно, урожайности сельскохозяйственных культур.

На сельскохозяйственных предприятиях Российской Федерации ежегодно образуется около 640 млн т навоза и помета, что по удобрительной ценности эквивалентно 62 % от общего производства минеральных удобрений в стране, а также имеются следующие отходы: скорлупа от яиц, перья и прочие. На предприятиях по переработке животноводческой продукции образуются в большом количестве отходы по переработке мяса животных и птиц (некондиционная продукция), содержимое желудка и кишок, отходы из жиरोотделителей, содержащие животные жировые продукты, а также отходы рогов и копыт. Но из-за отсутствия экономически эффективных технологий по переработке отходов животноводства и использования их в качестве органических удобрений, этот материал практически не используется, что требует от предприятия высоких затрат на вывоз и захоронение таких отходов.

Одним из решений данной проблемы может служить использование биогазовых технологий в сельском хозяйстве.

На исследуемом предприятии, АПК «МаВР», поголовье крупного скота составляет – 10000 голов крупного рогатого скота и 3000 свиней. Произведем расчет объёма навоза, получаемого ежемесячно в хозяйстве.

По данным [39] взрослая особь коровы ежесуточно производит в среднем 35 кг навоза, а свиньи 3 кг. Тогда КРС $10000 \cdot 35 = 350$ тонн в сутки, свиньи $3000 \cdot 3 = 9$ тонн в сутки, а весь АПК $m = 350 + 9 = 359$ тонн отходов жизнедеятельности. Для эффективной работы БГУ необходимо добавить 50 % воды от удельного веса массы, получим $m_0 = 359 \cdot 1,5 = 538,5$ тонн в сутки. Такое количество биомассы при анаэробной переработке в биореакторах позволит получить примерно $V = 359 \cdot 60 = 23335 \text{ м}^3$ биогаза в сутки, содержание метана в котором около 60-70 % [40].

Таблица 3.1 – Потенциальный выход биогаза из отходов предприятий по производству и переработке сельскохозяйственной продукции

Наименование отходов	Выход биогаза, м ³ /т
Навоз КРС (природный 85... 88 % вл.)	60
Навоз свиней (природный 85 % вл.)	65
Птичий помет	80-140
Зерно	550
Жир	1300
Жир из жироловок	250
Отходы бойни	300

. Сброженная в метантенке масса представляет собой легко усваиваемое растениями и лишенное возбудителей болезней и семян сорняков жидкое высококонцентрированное органическое удобрение, содержащее аминокислоты, макро- и микроэлементы, стимулирующие рост растений. Это удобрение может применяться на почвах всех типов. К тому же, производство биогаза помогает предотвратить выбросы метана в атмосферу, что препятствует парниковому эффекту и образованию «озоновых дыр» в атмосфере

3.2 Подбор резервуара и расчет выходной мощности

Так как субстрат близок к воде по своим свойствам, то можно принять что $m = V$, тогда $V = 538,5 \text{ м}^3$. Учитывая, что субстрат находится в нем 1-2 дня. Получаем, что необходимо складировать $V_o = V \cdot 1,5 = 808 \text{ м}^3$. С учетом дальнейшего расширения производства стоит увеличить этот объем до $V = 1000 \text{ м}^3$. С экономической и конструкционной точки зрения эффективнее построить 2 резервуара брожения по $V_p = 500 \text{ м}^3$. Рассчитаем габариты резервуара. Для наилучшего протекания процесса метаногенеза выбираем соотношение высоты резервуара H_p к его диаметру d_p равным: $H_p / d_p = 0,6$ [41] или получим

$$H_p = 0,6d_p \quad (3.1)$$

Объем резервуара (цилиндрической формы) рассчитывается по формуле:

$$V_p = \frac{\pi H_p d_p^2}{4} \quad (3.2)$$

Из формулы (3.2) с учетом (3.1) и $V_p = 500 \text{ м}^3$ определяем диаметр резервуара по формуле:

$$d_p = \sqrt{\frac{4V_p}{0,6\pi}} \quad (3.3)$$

таким образом, диаметр резервуара составит $d_p = 10$ метр, соответственно высота резервуара получится $H_p = 6$ метров.

В самом ферментере субстрат должен провести 40 дней, отсюда его объем будет равен $V = 40 \cdot 538,5 = 21540 \text{ м}^3$. Но располагать имеющийся объем субстрата оптимальнее в 3 ферментерах по $V_f = 7180 \text{ м}^3$ каждый. Здесь возьмем соотношение высоты ферментера H_f к его диаметру d_f равным $H_f / d_f = 0,3$ (так как ферментеры достаточно велики и с конструкционной точки зрения следует уменьшить этот коэффициент), тогда

$$H_f = 0,3 \cdot d_f \quad (3.4)$$

В соответствии с (3.3) и с учетом (3.4) и $V_{\phi} = 7180 \text{ м}^3$ определяем диаметр ферментера:

$$d_{\phi} = \sqrt{\frac{4V_{\phi}}{0,3\pi}} \quad (3.5)$$

$d_{\phi} = 28 \text{ м}$, соответственно высота ферментера составит $H_{\phi} = 8 \text{ метра}$.

Резервуар последующего брожения рассчитывается по аналогии. Размер его будет таким же, как у ферментера, но количество сократится до 2 резервуаров, т.к. уменьшится срок пребывания субстрата в резервуаре до 26 дней.

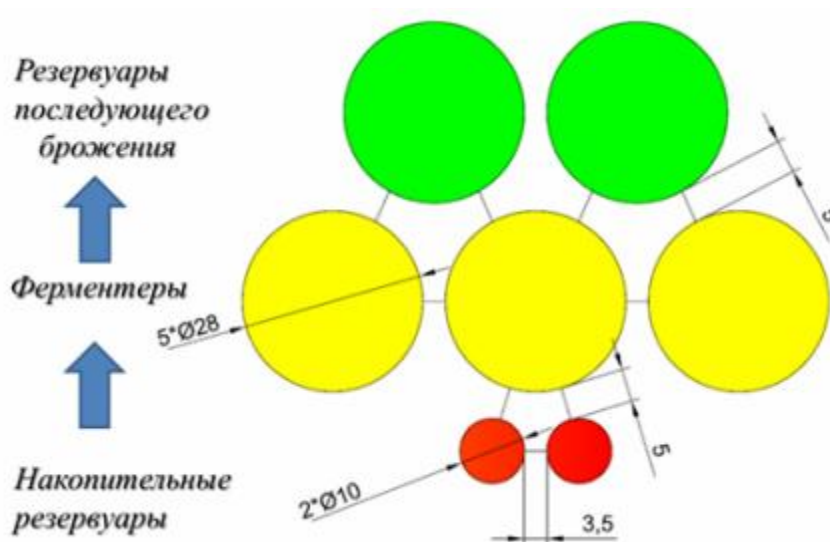


Рисунок 3.1 - План расположения резервуаров БГУ

Исходя из того, что из 1 м^3 биогаза получаем 5 кВт электроэнергии [42] – $23335 \cdot 5 = 116,68 \text{ МВт}$ электроэнергии в сутки, следовательно, мощность БГУ может быть равна 4,8 МВт. Таким образом, данная система может быть использована в качестве резервирующего источника, так как особо важным цехам АПК МаВР требуется только 3,57 МВт. Так же необходимо учесть, что для обеспечения собственных нужд самой биогазовой установки необходимо примерно 7 % (5 % на модуль брожения и 2 % на когенерационную установку и потери на трансформаторе) от производимой мощности, т.е. для собственных нужд эта величина составит 283 кВт [43].

На основе полученных данных, по одному из крупнейших агропромышленных комплексов России, можно утверждать, что уменьшение экологической нагрузки действительно возможно осуществить за счет использования биогазовых установок. Переработка органических отходов аграрного сектора может предотвратить загрязнение плодородного слоя земли, проникновение загрязнённых стоков в грунтовые воды. Так же будет отсутствовать благоприятная среда для размножения вредителей. Производство энергии на основе возобновляемых источников энергии экономит ископаемое топливо и материальные затраты на его приобретение и транспортировку.

3.3 Выбор энергоустановки

Каждый вид ЭУ на ВИЭ (солнечные, ветровые, биогазовые и др.) включает совокупность параметров, определяющих эффективность эксплуатации оборудования. Важной задачей на этапе проектирования электротехнических комплексов СХП является выбор наилучшего варианта ЭУ среди предлагаемых альтернатив различных фирм производителей. При этом необходимо учитывать максимальное количество факторов, влияющих на эффективность ЭУ, что требует серьезного аналитического подхода. Для принятия максимально объективного решения анализ должен быть комплексным. Каждая ЭУ обладает совокупностью взаимосвязанных параметров. Как правило, при выборе энергоустановок основным параметром является минимальная стоимость оборудования. Однако величина данного параметра увеличивается, если к энергоустановкам предъявляются повышенные требования по эксплуатационно-технологической эффективности (КПД, ресурсу, массогабаритным показателям и др.). Таким образом, изменение одного параметра энергоустановки может повлечь за собой изменения других ее параметров. Поэтому выбор оптимального варианта энергоустановок на ВИЭ для электротехнических комплексов должен осуществляться по совокупности параметров и выявлении наилучших связей между ними.

Выбор оптимального варианта ЭУ на ВИЭ предполагает количественную оценку качества сравниваемых ЭУ. Поэтому для решения задачи выбора ЭУ на ВИЭ необходим математический аппарат, удовлетворяющий предъявляемым требованиям.

Основная задача требований – выбор базовых методов принятия решений на основании анализа практикующих предложений для разработки методики выбора оптимального варианта энергоустановок на возобновляемых источниках энергии.

3.4 Анализ и выбор биогазовой установки

Необходимо выявить наиболее предпочтительный тип БГУ: газопоршневая установка или газотурбинная установка.

Очень важным являются вопросы расхода топлива и эксплуатационных затрат, которые напрямую связаны с выгодами и со сроком окупаемости оборудования станции.

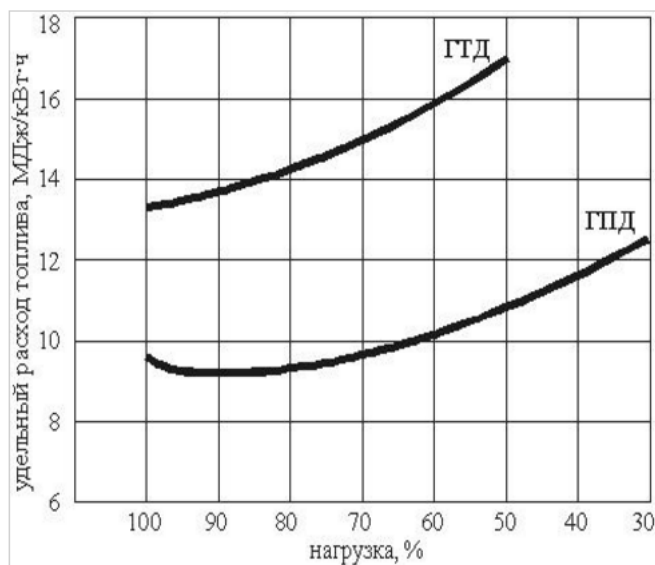


Рисунок 3.2 – Удельный расход топлива поршневой и турбинной установками

Удельный расход топлива на выработанный кВт·ч меньше у газопоршневой установки, причем при любом нагрузочном режиме. Это объясняется тем, что КПД поршневых машин составляет 36...45%, а газовых турбин - 25...34%. [56]

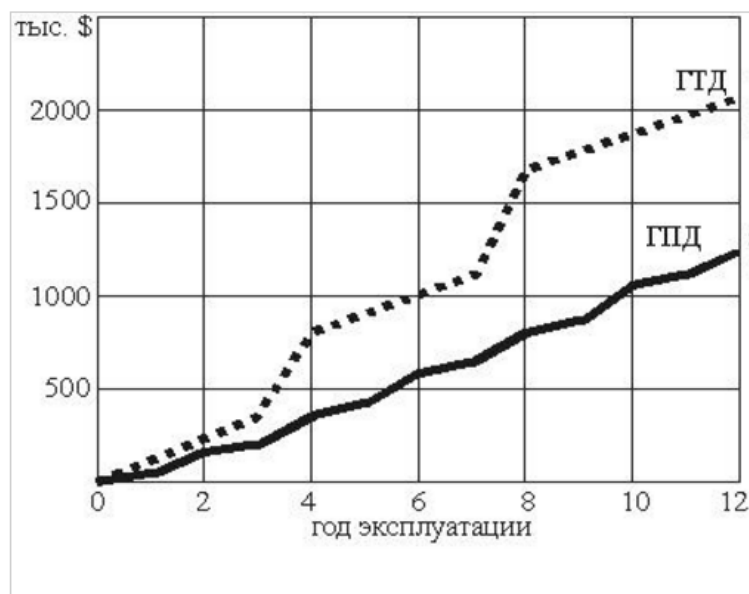


Рисунок 3.3 – Эксплуатационные затраты на электростанцию мощностью 5 МВт

Эксплуатационные затраты на электростанцию с поршневыми машинами ниже, чем на электростанцию с газовыми турбинами. Резкие скачки на графике ГТД - капитальные ремонты двигателя. У эксплуатационных затрат ГПД таких скачков нет, капитальный ремонт требует значительно меньше финансовых и людских ресурсов. [56]

Сравнение газопоршневых и газотурбинных двигателей по другим немаловажным вопросам установки и эксплуатации приведено в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Сравнение показателей ГПД и ГТП

Показатель	Газопоршневой привод	Газотурбинный привод
Долговечность	без ограничения при соблюдении правил эксплуатации и обслуживания	
Ремонтопригодность	ремонт производится на месте ремонт требует меньше времени	ремонт производится на специальных заводах
Сохраняемость	не теряет свойств при правильном хранении, может перевозиться любым видом транспорта	не теряет свойств при правильном хранении, ЖД транспортировка не желательна
Экономичность	КПД мало меняется при нагрузке от 100% до 50% мощности	КПД резко снижается на частичных нагрузках
Удельный расход топлива при 100% и 50% нагрузках	9,3...11,6 МДж/кВт·ч 0,264...0,329 м ³ /кВт·ч	13,2...17,7 МДж/кВт·ч 0,375...0,503 м ³ /кВт·ч
Падение напряжения и время восстановления после 50% наброса нагрузки	22% 8 с	40% 38 с
Размещение в здании	при мощности электростанции 5 МВт выигрыш от меньшего размера помещения не значителен	

Сравнение турбинных и поршневых двигателей показывает, что установка газовых турбин наиболее выгодна АПК «МаВР».

Рассмотрим для выбора оптимального варианта биогазопоршневой установки из 5 альтернатив по совокупности 6 параметров. Исходные данные представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Параметры биогазопоршневых установок различных производителей

	Модель				
Параметр	TEDOM Quanto	ETW EG MWM	Karla Energize MWMNG	MWM TCG	АГП
Электрический КПД, %	36,4	35,4	28,8	38,2	36
Общий КПД, %	85,6	93	89,5	88,3	80
Коэффициент мощности, о.е.	1	0,8	1	1	1
Ртеп/Рэл, о.е.	1,35	1,4	1,5	1,31	0,8
Ресурс до капремонта, тыс.час	55	40	60	60	15
Эмиссия парниковых газов CO ₂ экв, т/год	7720	4850	9180	7170	5660

1. Вычислим значения приведенных оценок параметров ранжирования.
Электрический КПД подлежит максимизации:

$$P_{11}=36,4/38,2=0,95;$$

$$P_{12}=35,4/38,2=0,93;$$

$$P_{13}=28,8/38,2=0,75;$$

$$P_{14}=38,2/38,2=1,00;$$

$$P_{15}=36,0/38,2=0,94.$$

2. Общий КПД подлежит максимизации:

$$P_{21}=85,6/93,0=0,92;$$

$$P_{22}=93,0/93,0=1,00;$$

$$P_{23}=89,5/93,0=0,96;$$

$$P_{24}=88,3/93,0=0,95;$$

$$P_{25}=80,0/93,0=0,86.$$

3. Коэффициент мощности подлежит максимизации:

$$P_{31}=1,0/1,0=1,0;$$

$$P_{32}=0,8/1,0=0,8;$$

$$P_{33}=1,0/1,0=1,0;$$

$$P_{34}=1,0/1,0=1,0;$$

$$P_{35}=1,0/1,0=1,0.$$

4. Отношение тепловой к электрической мощности подлежит минимизации:

$$P_{41}=0,8/1,35=0,59;$$

$$P_{42}=0,8/1,40=0,57;$$

$$P_{43}=0,8/1,50=0,53;$$

$$P_{44}=0,8/1,31=0,61;$$

$$P_{45}=0,8/0,80=1,00.$$

5. Ресурс до капитального ремонта подлежит максимизации:

$$P_{51}=55/60=0,92;$$

$$P_{52}=40/60=0,67;$$

$$P_{53}=60/60=1,00;$$

$$P_{54}=60/60=1,00;$$

$$P_{55}=15/60=0,25.$$

6. Эмиссия парниковых газов подлежит минимизации:

$$P_{61}=4850/7720=0,63;$$

$$P_{62}=4850/4850=1,00;$$

$$P_{63}=4850/9180=0,53;$$

$$P_{64}=4850/7170=0,68;$$

$$P_{65}=4850/5660=0,86.$$

Таблица 3.4 – Оценки биогазопоршневых установок

	Модель				
Параметр	TEDOM Quanto	ETW EG MWM	Karla Energize MWMNG	MWM TCG	АГП
Электрический КПД, %	0,95	0,93	0,75	1,00	0,94
Общий КПД, %	0,92	1,00	0,96	0,95	0,86
Коэффициент мощности, о.е.	1,00	0,80	1,00	1,00	1,00
Р _{теп} /Р _{эл} , о.е.	0,59	0,57	0,53	0,61	1,00
Ресурс до капремонта, тыс.час	0,92	0,67	1,00	1,00	0,25
Эмиссия парниковых газов CO ₂ экв, т/год	0,63	1,00	0,53	0,68	0,86

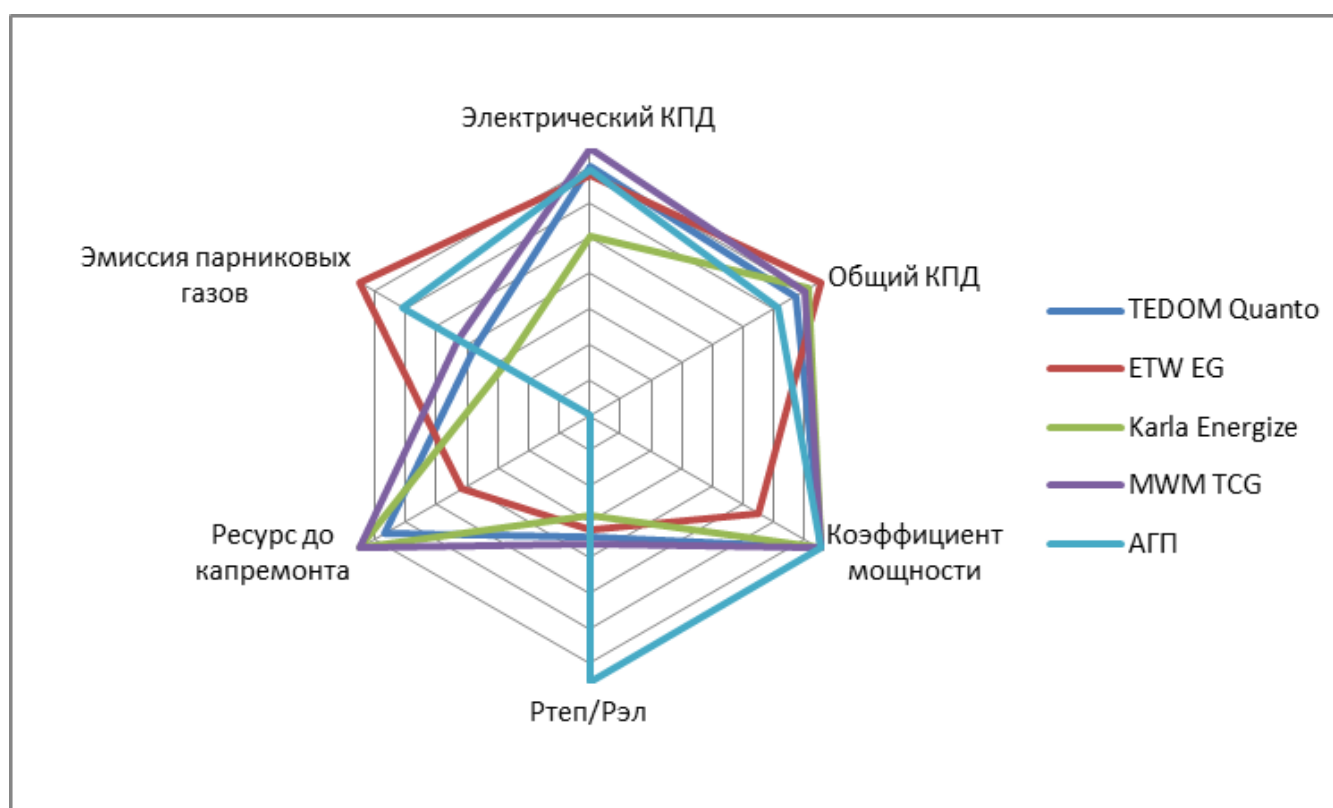


Рисунок 3.4 – Оценки параметров различных БГУ

Вычислим коэффициенты ценности. Вычислим средние приведенные оценки.

$$P_1 = (0,95 + 0,93 + 0,75 + 1,00 + 0,94) / 5 = 0,92;$$

$$P_2 = (0,92 + 1,00 + 0,96 + 0,95 + 0,86) / 5 = 0,94;$$

$$P_3 = (1,00 + 0,8 + 1,00 + 1,00 + 1,00) / 5 = 0,96;$$

$$P_4 = (0,59 + 0,57 + 0,53 + 0,61 + 1,00) / 5 = 0,66;$$

$$P_5=(0,92+0,67+1,00+1,00+0,25)/5=0,77;$$

$$P_6=(0,63+1,00+0,53+0,68+0,86)/5=0,74.$$

Вычислим разброс приведенных оценок по i -ому параметру.

$$r_1=(|0,95-0,92|+|0,93-0,92|+|0,75-0,92|+|1,00-0,92|+|0,94-0,92|)/(5 \cdot 0,92)=0,07; \quad r_2=(|0,92-0,94|+|1,00-0,94|+|0,96-0,94|+|0,95-0,94|+|0,86-0,94|)/(5 \cdot 0,94)=0,04;$$

$$r_3=(|1,00-0,96|+|0,80-0,96|+|1,00-0,96|+|1,00-0,96|+|1,00-0,96|)/(5 \cdot 0,96)=0,07;$$

$$r_4=(|0,59-0,66|+|0,57-0,66|+|0,53-0,66|+|0,61-0,66|+|1,00-0,66|)/(5 \cdot 0,66)=0,20;$$

$$r_5=(|0,92-0,77|+|0,67-0,77|+|1,00-0,77|+|1,00-0,77|+|0,25-0,77|)/(5 \cdot 0,77)=0,32;$$

$$r_6=(|0,63-0,74|+|1,00-0,74|+|0,53-0,74|+|0,68-0,74|+|0,86-0,74|)/(5 \cdot 0,74)=0,21.$$

Вычислим сумму величин разброса приведенных оценок.

$$r=0,07+0,04+0,07+0,20+0,32+0,21=0,91.$$

Вычислим коэффициенты ценности параметров сравниваемых моделей.

$$k_{11}=0,07/0,91=0,08;$$

$$k_{21}=0,04/0,91=0,05;$$

$$k_{31}=0,07/0,91=0,07;$$

$$k_{41}=0,20/0,91=0,22;$$

$$k_{51}=0,32/0,91=0,35;$$

$$k_{61}=0,21/0,91=0,23.$$

3. Вычислим оценку ЭУ.

$$K_1=0,08 \cdot 0,95+0,04 \cdot 0,92+0,07 \cdot 1,00+0,22 \cdot 0,59+0,35 \cdot 0,92+0,23 \cdot 0,63=0,79;$$

$$K_2=0,08 \cdot 0,93+0,04 \cdot 1,00+0,07 \cdot 0,80+0,22 \cdot 0,57+0,35 \cdot 0,67+0,23 \cdot 1,00=0,77;$$

$$K_3=0,08 \cdot 0,75+0,04 \cdot 0,96+0,07 \cdot 1,00+0,22 \cdot 0,53+0,35 \cdot 1,00+0,23 \cdot 0,53=0,77;$$

$$K_4=0,08 \cdot 1,00+0,04 \cdot 0,95+0,07 \cdot 1,00+0,22 \cdot 0,61+0,35 \cdot 1,00+0,23 \cdot 0,68=0,84;$$

$$K_5=0,08 \cdot 0,94+0,04 \cdot 0,86+0,07 \cdot 1,00+0,22 \cdot 1,00+0,35 \cdot 0,25+0,23 \cdot 0,86=0,69.$$

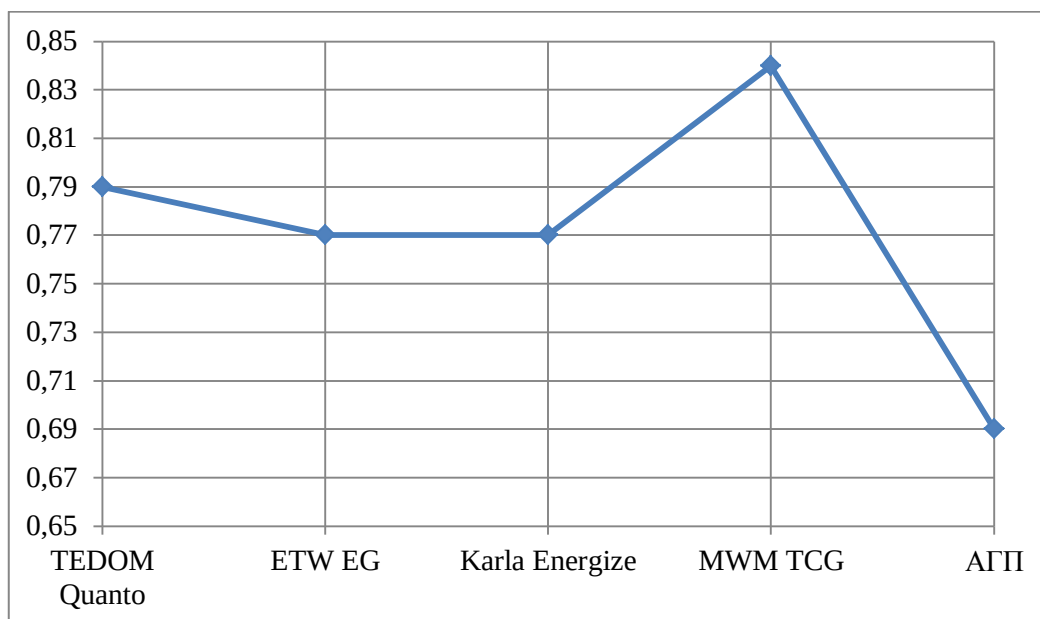


Рисунок 3.5 – Оценки БГУ

Наилучшей среди сравниваемых альтернатив по совокупности сравниваемых параметров является энергоустановка №4 – MWM TCG.

Определим необходимую мощность газопоршневой БГУ, учитывая электрический КПД, равный 38,2% [Таблица 3.4].

$$P_{БГУ} = \frac{P_{нагр}}{КПД_{э}} = \frac{3,57}{0,382} = 9,36 \text{ МВт};$$

В модельном ряду компании TCG выбираем MWM 2032 с двигателем V16 с $P_{БГУ} = 5$ МВт. Для обеспечения АПК «МаВР» необходимой мощность следует установить две таких установки. [52]

TCG MWM 2032 – это поршневой двигатель внутреннего сгорания, который может использовать в качестве топлива помимо биогаза, горючий газ, природный или другой (бутан, пропан, газы с невысоким содержанием метана, низкой степенью детонации, с низкой или высокой теплотворной способностью). Двигатель преобразует химическую энергию сгорающего топлива в механическую работу. Термодинамический цикл внутри двигателя (т.н. «цикл Отто») приводит к образованию двух типов энергии: электрической и тепловой.

3.5 Расчёты и аналитика

3.5.1 Схема внешнего электроснабжения предприятия

На заданном предприятии присутствуют как предприятия 3, так и 1 и 2 категории по надёжности электроснабжения, следовательно, необходима установка двухтрансформаторной подстанции, именно поэтому выбираем схему 5Н – мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий [47]. Данная схема приведена на рисунке 3.6. Выбранная схема внешнего электроснабжения удовлетворяет условиям надёжности.

Схема 5АН применяется на напряжении 35–220 кВ для проходных двухтрансформаторных ПС с двусторонним питанием в условиях необходимости сохранения транзита при КЗ в трансформаторе и необходимости отключения одного из трансформаторов в течение суток (неравномерный график нагрузок).

На напряжении 110 и 220 кВ мостиковые схемы применяются, как правило, с ремонтной перемычкой или при соответствующем обосновании без ремонтной перемычки.

При необходимости секционирования сети на данной ПС в режиме ремонта любого выключателя предпочтительнее применять схему 5АН— «мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов».

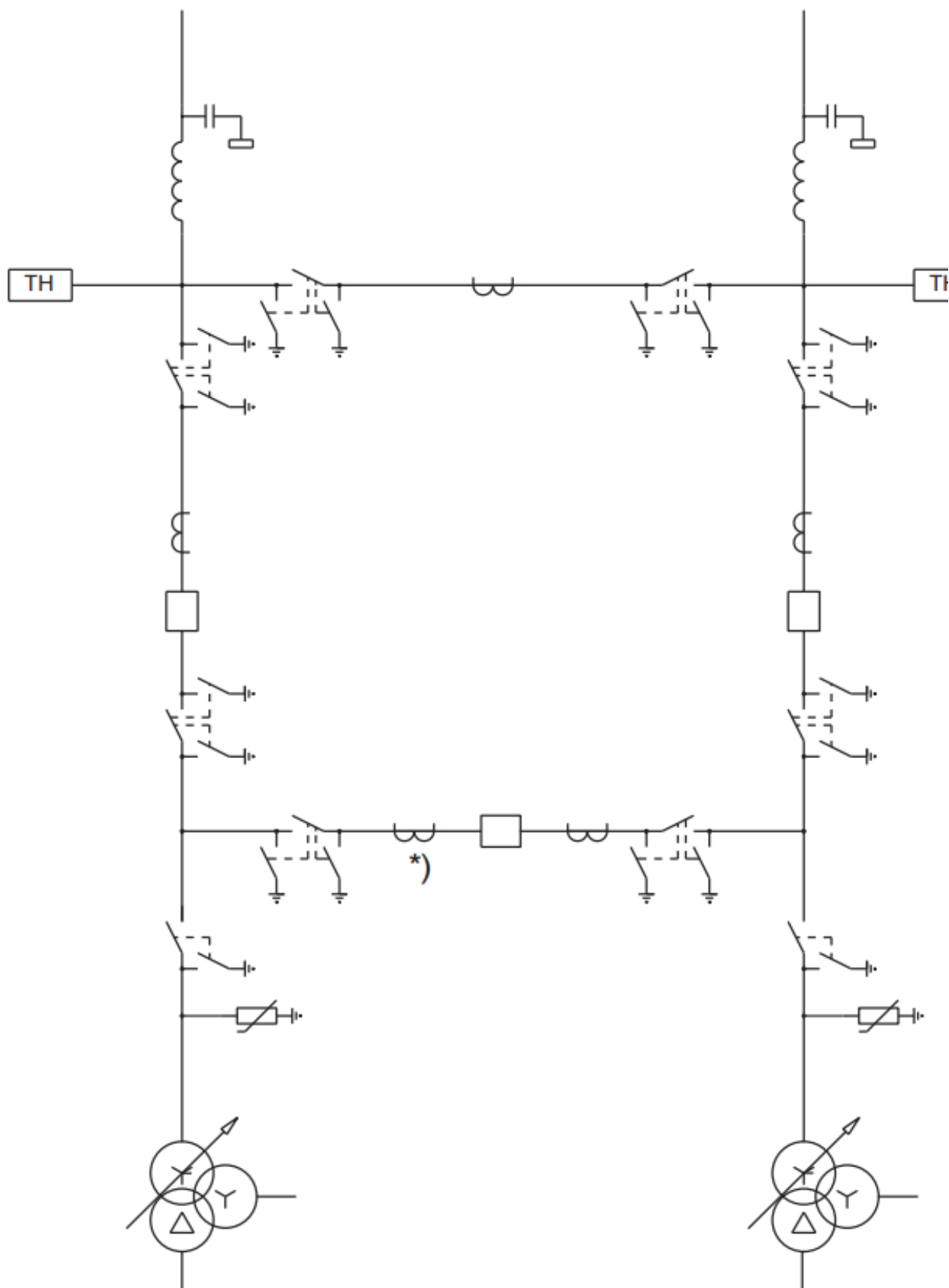


Рисунок 3.6 – Схема одна секционированная система шин

3.5.2 Выбор числа и мощности трансформаторов ГПП

Полная мощность АПК «МаВР» составляет $S = 13,9$ МВА.

Мощность трансформаторов определяем по формуле:

$$S_{н.тр.} = \frac{S}{2 \cdot k_3} \quad (3.7)$$

где K_3 принимаем равным 0,7 [47].

$$S_{н.тр.} = \frac{13,9}{2 \cdot 0,7} = 9,93 \text{ МВА}.$$

Выбираем 2 трансформатора ТДН-10000/110-У1. На стороне 10 кВ принята одинарная система шин, секционированная вакуумным выключателем с устройством АВР.

3.5.3 Рассчитаем сечения линий на стороне 110кВ

Питающие линии выполняются проводом АС. Выбор сечения провода производим по экономической плотности тока.

$$I_p = \frac{S_{нагр}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_H} \quad (3.8).$$

$$I_p = \frac{13,9 \cdot 10^6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 36,5 \text{ А}.$$

В послеаварийном режиме или ремонтном:

$$I_{ав.р} = \frac{S_{нагр}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (3.9).$$

$$I_{ав.р} = \frac{13,9 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 73,04 \text{ А}.$$

При числе смен, равным 2, и продолжительности смены, равной 8 часам, принимаем годовое число часов использования максимума нагрузки $T_m=4200$ часов. [46]

При $T_m=4200$ часов для алюминиевых голых проводов принимаем экономическую плотность тока равной $j_{эк}=1,1$ [А/мм²]. [46]

Экономически целесообразное сечение проводов равно:

$$F_{эк} = \frac{I_p}{j_{эк}} \quad (3.10)$$

$$F_{эк} = \frac{36,5}{1,1} = 33,2 \text{ [мм}^2\text{]}$$

Полученное сечение округляем до ближайшего стандартного сечения и принимаем в качестве ВЛЭП провода марки АС–50/8. Допустимый длительный ток для выбранного сечения равен $I_{доп}=210$ [А]. [48]

Выбранное сечение провода должно быть проверено по допустимой токовой нагрузке по нагреву $I_{доп.}$:

$$1,3 \cdot I_{доп} \geq I_{п.а}, \quad (3.11)$$

где $I_{доп}$ – допустимый ток, [А], для выбранного сечения.

$273 \text{ [А]} \geq 73,04 \text{ [А]}$ – условие выполняется.

Кроме этого, выбранное сечение провода проверяется:

а) по условиям коронирования проводов

По условиям короны минимальное сечение проводников на данное напряжение должно быть не менее 70 мм², поэтому принимаем $F=70$ [мм²].

б) по условиям механической прочности:

$$F_{расч} \geq F_{мин.мех} = 25 \text{ [мм}^2\text{]}$$

$70 \text{ [мм}^2\text{]} \geq 25 \text{ [мм}^2\text{]}$ – условие выполняется;

в) по допустимой потере напряжения:

$$l_{\text{доп}} = l_{\Delta U 1\%} \cdot \Delta U_{\text{доп}\%} \cdot k_3 \geq l \text{ [1]}. \quad (3.12)$$

где $l_{\Delta U 1\%}$ – длина линии при полной нагрузке на 1 % потери напряжения,

км;

$\Delta U_{\text{доп}\%}$ – допустимая потеря напряжения, %,

$\Delta U_{\text{доп}\%} = 5\%$, $\Delta U_{\text{доп.ав}\%} = 10\%$;

$k_3 = \frac{l_{\text{доп}}}{l_p}$ – коэффициент обратный коэффициенту загрузки линии;

$l_{\text{доп}}$ – допустимая длина линии, км;

l – фактическая длина линии, км.

Принимаем $l_{\Delta U 1\%} = 2,19 \text{ [км]}$.

Тогда:

$$l_{\text{доп}} = 2,19 \cdot 5 \cdot \frac{273}{36,5} = 81,9 \text{ [км]}$$

Фактическая длина линии $l = 20 \text{ [км]}$

$81,9 \text{ [км]} > 20 \text{ [км]}$, проверка сечения провода по допустимой потере напряжения выполняется.

Таким образом, электроснабжение предприятия осуществляется от подстанции энергосистемы по двум ВЛЭП напряжением 110 кВ, выполненным проводом АС–70/11 на металлических двухцепных опорах.

На ГПП установлены два трансформатора типа ТДН–10000/110. На стороне 10 кВ принята одинарная система шин, секционированная вакуумным выключателем с устройством АВР

3.5.4 Существующая система внутризаводского электроснабжения

3.5.4.1 Выбор числа и мощности трансформаторов цеховых подстанций

Часть цехов запитывается линией 10 кВ, поэтому для нахождения количества трансформаторов примем $S_{\text{расч}} = 9137,5$

По удельной плотности нагрузки

$$\sigma = \frac{S_p}{F_{\text{ц}}} = \frac{9137,5}{60725} = 0,154 \text{ кВА} / \text{м}^2,$$

Где S_p - суммарная мощность предприятия

$F_{\text{ц}}$ - суммарная площадь цехов

Для данной плотности нагрузки рекомендуется использовать трансформаторы мощностью 1000 кВА.

Минимальное возможное число трансформаторов определяем по формуле:

Рассчитаем количество трансформаторов на всех ТП.

$$N_0 = \frac{P_{\Sigma}}{\beta_m \cdot S_{\text{н.тр.}}} = \frac{7310}{0,7 \cdot 1000} = 7,3. \quad (3.13)$$

Полученную расчетную величину округляем до ближайшего большего целого значения $N = 8$ шт.

Активная нагрузка, приходящаяся на один цеховой трансформатор:

$$P_o = \frac{P_{\Sigma}}{N} = \frac{7310}{8} = 913,75 \text{ кВт.}$$

Число трансформаторов N_i которое следует установить в том или ином цехе

$$N_i = \frac{P_o}{P_i} \quad (3.6)$$

Таблица 3.5 – Число трансформаторов в цехе

№ по генплану	Наименование потребителей (цехов)	ΣР, кВт	Nтр
1	Административное помещение	90	0,098495
3	Консервный цех	270	0,295486
4	Холодильник	250	0,273598
5	Насосная	200	0,218878
6	Электролитный жестяно-баночный цех	250	0,273598
7	Механические мастерские	200	0,218878
8	Компрессорная	180	0,19699
9	Здание загона скота	30	0,032832
10	Насосная	280	0,30643
11	Здание предубойного содержания скота	50	0,05472
12	Насосная	200	0,218878
13	Холодильник	300	0,328317
14	Колбасный цех	1500	1,641587
15	Гараж	120	0,131327
16	Склад с пристройкой магазина и офиса	110	0,120383
17	Склад продуктов переработки зерна	180	0,19699
18	Овощехранилище	180	0,19699
19	Склад	400	0,437756
20	Пилорама	240	0,262654
21	Котельная	1000	1,094391
22	Здание санбойни	180	0,19699
23	Зоопарк	1100	1,20383

Данное техническое решение не удовлетворяет требованиям по снабжению цехов и загрузки трансформаторов. Для лучшего распределения энергии и сокращения количества низковольтных линий выбираем трансформаторы 2-х номиналов: 1600, и 630 кВА, при этом придерживаясь требуемого коэффициента загрузки: для потребителей II-категории $\beta = 0,7 - 0,8$. В предварительном выборе трансформаторов расчёт коэффициента загрузки производим по активной мощности.

Таблица 3.6 – Результаты выбора трансформаторов

Наименование	Стр, количество	Расположение	Потребители	ΣP
ТП14	2x1600	Цех 14	14, 21	1800
ТП23	2x1600	Цех 23	23, 21	1800
ТП1	2x630	Цех 1	1, 3, 4, 5	810
ТП6	2x630	Цех 6	6, 7, 8, 12	830
ТП9	2x630	Цех 9	9, 10, 13, 15	730
ТП16	2x630	Цех 16	16, 17, 18, 22	650
ТП19	2x630	Цех 19	19, 20	640

Таблица 3.7 – Выбор трансформаторов цеховых ТП

Наименование	Тип трансформатора	$S_{ном}$, кВА
ТП14	2xTM-1600/10	3200
ТП23	2xTM-1600/10	3200
ТП1	2xTM-630/10	1260
ТП6	2xTM-630/10	1260
ТП9	2xTM-630/10	1260
ТП16	2xTM-630/10	1260
ТП19	2xTM-630/10	1260

3.5.4.2 Существующая система внутризаводского электроснабжения

Распределительная сеть выше 1000 В по территории АПК «МаВР» выполняется кабельными линиями. Прокладка кабелей осуществляется в кабельных траншеях.

Выбор сечений кабелей производим по экономической плотности тока. Экономически целесообразное сечение F , мм², определяем из выражения:

$$F_{эк} = \frac{I_p}{j_{эк}}, \quad (3.14)$$

где I_p – расчётный ток на один кабель, А;

$j_{\text{эк}}$ – нормированное значение экономической плотности тока, А/мм².

Для высоковольтных кабелей из сшитого полиэтилена при $T_m = 4200$ часов принимаем $j_{\text{эк}} = 1,2$ А/мм² [48].

Полученное сечение округляем до ближайшего стандартного сечения. Расчетный ток должен соответствовать условиям нормальной работы, при его определении не следует учитывать увеличение тока при аварийных ситуациях. Расчетным током линии для питающих цеховых трансформаторов, преобразователей, высоковольтных электродвигателей и трансформаторов электропечей является их номинальный ток, независимо от фактической загрузки.

Выбранное сечение проверяется по допустимой нагрузке из условий нагрева в нормальном режиме и с учетом допустимой перегрузки в послеаварийном режиме.

Пример расчета линии Л-14 (ГПП – ТП14):

Рассматриваются две параллельные линии, идущие с разных секций ГПП до ТП-14.

Расчетный ток на один кабель:

$$I_p = \frac{n \cdot S_{\text{н.тр.}} + \Delta S_{\text{тр.}}}{n_{\text{ц}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} [1]. \quad (3.15)$$

$$I_{p11} = \frac{2 \cdot 1600 \cdot 10^3 + 90,3 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 92,5 \text{ [A]}$$

Экономически целесообразное сечение: $F_{\text{эк}} = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}}$

$$F_{\text{эк}} = \frac{92,5}{1,2} = 77,07 \text{ [мм}^2\text{]}$$

Принимаем ближайшее стандартное сечение $F=95$ [мм²]: $I_{\text{доп}}=330$ [А].

[46]

Учитывая поправочный коэффициент для 3х кабелей , проложенных по одной траншее $k_{\text{прокл}} = 0,92$ при расстоянии 200 мм в свету[46] принимаем температуру в земле 15^0 $K_T=1$, получаем $I'_{\text{доп}} = k_{\text{прокл}} \cdot I_{\text{доп}} = 0,92 \cdot 330 = 303,6$ [А].

Проверка выбранного сечения:

- в нормальном режиме: $I_p \leq I'_{\text{доп}}$ (3.16)

$92,5 \text{ [А]} < 303,6 \text{ [А]}$;

$185 \text{ [А]} < 429 \text{ [А]}$.

Таким образом, выбранное сечение проходит проверку по нормальному и послеаварийному режимам. В качестве линии Л-14 принимаем кабель марки 2хПвП – 3х95.

Таблица 3.8 – Выбор сечений кабельных линий распределительной сети 10 кВ

№ Линии	N _л	Назначение	Расчетная нагрузка	F _{эк}	Принятое сечение	Марка и сечение кабеля
КЛ14	2	ГПП-ТП14	3258	94,16	95	ПвП – 3х95
КЛ23	2	ГПП-ТП23	3258	94,16	95	ПвП – 3х95
КЛ21	2	ГПП-ТП1	1466,1	42,37	50	ПвП – 3х50
КЛ6	2	ГПП-ТП6	1502,3	43,41	50	ПвП – 3х50
КЛ9	2	ГПП-ТП9	1321,3	38,18	50	ПвП – 3х50
КЛ16	2	ГПП-ТП16	1176,5	34,02	35	ПвП – 3х35
КЛ19	2	ГПП-ТП19	1158,4	33,47	35	ПвП – 3х35

3.5.4.3 Выбор и проверка электрических аппаратов и токоведущих частей в сети выше 1000 В

Выбор высоковольтного выключателя:

выбираем ВЭ10-40-1600/У3

$$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}, I_{\text{ном}} = 400 \text{ А}, I_{\text{ном,откл}} = 40 \text{ кА}, i_{\text{уд}} = 100 \text{ кА}$$

Проверяем выключатель по следующим условиям:

1) Номинальное напряжение: $U_{уст} \leq U_{ном} \quad (10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ})$ (3.17)

2) Номинальный ток: $I_{ном} \leq I_{ном} \quad (357 \text{ А} \leq 400 \text{ А})$ (3.18)

3) Отключающая способность:

$$I_{п,\tau} \leq I_{отк, ном} \quad (27,56 \text{ кА} = 40 \text{ кА}) \quad (3.19)$$

$$i_{a,\tau} \leq i_{a,ном} \quad (1,788 \text{ кА} \leq 8,485 \text{ кА}) \quad (3.20)$$

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_n I_{отк, ном} / 100 = \sqrt{2} \cdot 60 \cdot 10 / 100 = 8,485 \text{ кА} \quad (3.21)$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{н0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 4,783 \cdot e^{\frac{-0,05}{0,05}} = 2,488 \text{ кА},$$

$$\text{где } T_a = 0,05 \text{ с};$$

$$\tau = t_{p.з.} + t_{с.в.} = 0,05 \text{ с}$$

Выбор трансформаторов тока.

Выбираем ТОЛ 10[5]

$$U_{ном} = 10 \text{ кВ}, I_{ном}^1 = 400 \text{ А}, I_{ном}^2 = 15 \text{ А}$$

Проверяем трансформатор тока по следующим условиям:

1) Номинальное напряжение:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ})$$

2) Номинальный ток:

$$I_{ном} \leq I_{ном} \quad (450 \text{ А} \leq 1500 \text{ А})$$

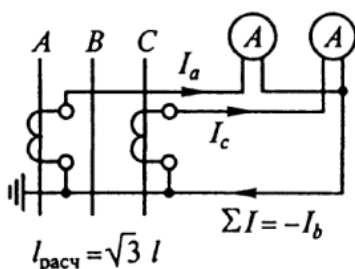


Таблица 3.9 – Установленные на ГПП счетчики.

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, фазы		
		А	В	С
Амперметр показывающий	Э – 365	0,5	-	-
Ваттметр	Д – 335	0,5	-	0,5
Счетчик активной и реактивной энергии	СЕ302-S33	5	-	5
Итого		6	-	5,5

Общее сопротивление приборов определяется по выражению:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{6}{5^2} = 0,24 \text{ Ом}$$

Сопротивление контактов $r_k = 0,1$ Ом при общем числе приборов более трех;

$$z_{2\text{ном}} = 0,8 \text{ Ом}.$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_k = 0,8 - 0,24 - 0,1 = 0,46 \text{ Ом};$$

Длина проводов $l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 5 = 8,66$ - расчетная длина соединительных проводов при включении трансформаторов тока и приборов в неполную звезду, $l = 5$ м – длина соединительных проводов от трансформатора тока до приборов (в один конец).

$$\text{Определяем сечение проводов: } q = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot 8,66}{0,46} = 0,533 \text{ мм}^2 \text{ мм}^2;$$

$\rho = 0,0283 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м}$ – удельное сопротивление материала проводника – алюминий.

По условию прочности принимаем контрольный кабель АКРВГ с сечением жил – 4 мм².

Трансформатор напряжения (TV)

Выбираем ЗНОЛ.09.

$$U_{ном} = 10 \text{ кВ}, U_{ном}^1 = 10000 / \sqrt{3} \text{ В}, U_{ном}^{2осн.втор.} = 100 / \sqrt{3} \text{ В}, U_{ном}^{2доп.втор.} = 100 \text{ В}$$

Трансформатор напряжения по следующим условиям:

$$\text{Номинальное напряжение: } U_{уст} \leq U_{ном} \quad (10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ})$$

На АПК «МаВР» установлены два трансформатора ТД 10000/10. Питание до трансформаторов осуществляется от подстанции энергосистемы по двум ВЛЭП напряжением 10 кВ, выполнено проводом АС–400/50 на металлических двухцепных опорах, и кабельной линией АПвП 500.

3.5.5 Система внутризаводского электроснабжения с интегрированной БГУ

Для осуществления подключений трансформаторов необходимо установить РУ. Для этого определим I_p .

$$I_p = \frac{S_{нагр}}{n_{ц} \cdot \sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{4,46 \cdot 10^6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 128,9 \text{ А.}$$

$$I_{авр} = 257,8 \text{ А.}$$

Выбираем прямоугольную шину (однополосную) размером 20х3, выполненную из меди, с $I_{доп} = 275 \text{ А}$.

3.5.5.1 Выбор числа и мощности трансформаторов цеховых подстанций

В результате интеграции БГУ в существующую систему электроснабжения, часть нагрузки будет обеспечиваться центральной энергосетью, как и раньше, а часть будет запитана от энергоустановки.

Ранее было сказано о том, питание каких цехов необходимо резервировать, $P_{\text{БГУпотр}} = 3,57 \text{ МВт}$. Тогда $P_{\text{ЦЭСпотр}} = 7,14 \text{ МВт}$ [Таблица 1.1]. Сначала произведем подбор трансформатор для цехов, запитанных централизованно.

Часть цехов запитывается линией 10 кВ, поэтому для нахождения количества трансформаторов примем $S_{\text{расч}} = 4,675 \text{ МВт}$.

По удельной плотности нагрузки

$$\sigma = \frac{S_p}{F_{\text{ц}}} = \frac{4,675}{60725} = 0,114 \text{ кВА} / \text{м}^2,$$

Где S_p - суммарная мощность предприятия

$F_{\text{ц}}$ - суммарная площадь цехов

Для данной плотности нагрузки рекомендуется использовать трансформаторы мощностью 630 кВА.

Минимальное возможное число трансформаторов определяем по формуле:

Рассчитаем количество трансформаторов на всех ТП.

$$N_0 = \frac{P_{\Sigma}}{\beta_m \cdot S_{\text{н.тр.}}} = \frac{3740}{0,7 \cdot 1000} = 8,48. \quad (3.22)$$

Полученную расчетную величину округляем до ближайшего большего целого значения $N = 9$ шт.

Активная нагрузка, приходящаяся на один цеховой трансформатор:

$$P_o = \frac{P_{\Sigma}}{N} = \frac{3740}{9} = 415,55 \text{ кВт}.$$

Число трансформаторов N_i которое следует установить в том или ином цехе

$$N_i = \frac{P_i}{P_o} \quad (3.23)$$

Таблица 3.10 – Число трансформаторов в цехе

№ по генплану	Наименование потребителей (цехов)	ΣP , кВт	$N_{тр}$
1	Административное помещение	90	0,14
3	Консервный цех	270	0,42
5	Насосная	200	0,31
6	Электролитный жестяно-баночный цех	250	0,39
7	Механические мастерские	200	0,31
8	Компрессорная	180	0,28
11	Здание предубойного содержания скота	50	0,08
12	Насосная	200	0,31
14	Колбасный цех	1500	2,38
15	Гараж	120	0,19
16	Склад с пристройкой магазина и офиса	110	0,17
19	Склад	400	0,63
20	Пилорама	240	0,38
22	Здание санбойни	180	0,28

Данное техническое решение не удовлетворяет требованиям по снабжению цехов и загрузки трансформаторов. Для лучшего распределения энергии и сокращения количества низковольтных линий выбираем трансформаторы 2-х номиналов: 1000, и 400 кВА, при этом придерживаясь требуемого коэффициента загрузки: для потребителей II-категории $\beta = 0,7 - 0,8$. В предварительном выборе трансформаторов расчёт коэффициента загрузки производим по активной мощности.

Таблица 3.11 – Результаты выбора трансформаторов

Наименование	Стр, количество	Расположение	Потребители	ΣP
ТП14	2x1000	Цех 14	14	1500
ТП1	2x400	Цех 1	1, 3, 5	560
ТП6	2x400	Цех 6	6, 7, 11	500
ТП8	2x400	Цех 8	8, 12, 15	500
ТП16	2x400	Цех 16	16, 19	510
ТП20	2x400	Цех 20	20, 22	420

Таблица 3.12 – Выбор трансформаторов цеховых ТП

Наименование	Тип трансформатора	$S_{ном}$, кВА
ТП14	2xTM-1000/10	2000
ТП3	2xTM-400/10	800
ТП1	2xTM-400/10	800
ТП5	2xTM-400/10	800
ТП6	2xTM-400/10	800
ТП12	2xTM-400/10	800
ТП19	2xTM-400/10	800
ТП22	2xTM-400/10	800
ТП20	2xTM-400/10	800

Определим число трансформаторов в ТП, запитанных от биогазовой установки.

$$S_{расч} = 4,46 \text{ МВт.}$$

По удельной плотности нагрузки

$$\sigma = \frac{S_p}{F_{ц}} = \frac{4,46}{20725} = 0,215 \text{ кВА} / \text{м}^2,$$

Где S_p - суммарная мощность предприятия

$F_{ц}$ - суммарная площадь цехов

Для данной плотности нагрузки рекомендуется использовать трансформаторы мощностью 1600 кВА.

Минимальное возможное число трансформаторов определяем по формуле:

Рассчитаем количество трансформаторов на всех ТП.

$$N_0 = \frac{P_{\Sigma}}{\beta_m \cdot S_{н.тр.}} = \frac{3570}{0,7 \cdot 1600} = 3,18. \quad (3.24)$$

Полученную расчетную величину округляем до ближайшего большего целого значения $N = 4$ шт.

Активная нагрузка, приходящаяся на один цеховой трансформатор:

$$P_o = \frac{P_{\Sigma}}{N} = \frac{3740}{4} = 935 \text{ кВт.}$$

Число трансформаторов N_i которое следует установить в том или ином цехе

$$N_i = \frac{P_i}{P_o} \quad (3.25)$$

Таблица 3.13 – Число трансформаторов в цехе

№ по генплану	Наименование потребителей (цехов)	ΣP , кВт	$N_{тр}$
4	Холодильник	250	0,26
9	Здание загона скота	30	0,03
10	Насосная	280	0,29
11	Здание предубойного содержания скота	50	0,05
12	Насосная	200	0,21
13	Холодильник	300	0,32
17	Склад продуктов переработки зерна	180	0,19
18	Овощехранилище	180	0,19
21	Котельная	1000	1,06
23	Зоопарк	1100	1,17

Данное техническое решение не удовлетворяет требованиям по снабжению цехов и загрузки трансформаторов. Для лучшего распределения энергии и сокращения количества низковольтных линий выбираем трансформаторы 2-х номиналов: 1000, и 250 кВА, при этом придерживаясь

требуемого коэффициента загрузки: для потребителей II-категории $\beta = 0,7 - 0,8$.
В предварительном выборе трансформаторов расчёт коэффициента загрузки производим по активной мощности.

Таблица 3.14 – Результаты выбора трансформаторов

Наименование	Стр, количество	Расположение	Потребители	ΣP
ТП21	2x1000	Цех 21	21	1200
ТП23	2x1000	Цех 23	23	1300
ТП4	2x250	Цех 4	4	250
ТП10	2x250	Цех 10	10	280
ТП13	2x250	Цех 13	13	300
ТП17	2x250	Цех 17	17, 18	360
ТП12	2x250	Цех 12	12, 11, 9	280

Таблица 3.15 – Выбор трансформаторов цеховых ТП

Наименование	Тип трансформатора	$S_{ном}$, кВА
ТП21	2xTM-1000/10	2000
ТП23	2xTM-1000/10	2000
ТП4	2xTM-250/10	500
ТП10	2xTM-250/10	500
ТП13	2xTM-250/10	500
ТП17	2xTM-250/10	500
ТП12	2xTM-250/10	500

3.5.5.2 Система внутризаводского электроснабжения

Распределительная сеть выше 1000 В по территории АПК «МаВР» выполняется кабельными линиями. Прокладка кабелей осуществляется в кабельных траншеях.

Таблица 3.16 – Выбор сечений кабельных линий распределительной сети 10 кВ

№ Линии	N _л	Назначение	Расчетная нагрузка	F _{эк}	Принятое сечение	Марка и сечение кабеля
ТП14	2	ГПП-ТП14	2715	78,46	95	ПвП – 3х95
ТП1	2	ГПП-ТП13	1013,6	29,29	35	ПвП – 3х35
ТП6	2	ГПП-ТП1	905	26,15	35	ПвП – 3х35
ТП8	2	ГПП-ТП5	905	26,15	35	ПвП – 3х35
ТП16	2	ГПП-ТП6	923,1	26,67	35	ПвП – 3х35
ТП20	2	ГПП-ТП12	760,2	21,97	25	ПвП – 3х25
КЛ23	2	ГПП-ТП23	2353	62,77	70	ПвП – 3х70
КЛ4	2	ГПП-ТП4	452,5	68,05	70	ПвП – 3х70
КЛ10	2	ГПП-ТП10	506,8	13,07	16	ПвП – 3х16
КЛ12	2	ГПП-ТП12	543	14,64	16	ПвП – 3х16
КЛ17	2	ГПП-ТП17	651,6	15,69	16	ПвП – 3х16
КЛ13	2	ГПП-ТП13	506,8	18,83	25	ПвП – 3х35

3.5.5.3 Выбор и проверка электрических аппаратов и токоведущих частей в сети выше 1000 В

Данный раздел был рассчитан ранее (3.6.4.3) и будет совпадать, так как сторона свыше 10 кВ осталась не изменой.

3.6 Алгоритм распределения потоков электроэнергии при параллельном режиме работы ЭУ на ВИЭ и ЦЭС

Для согласования режимов производства, передачи, хранения и потребления электроэнергии при интеграции ВИЭ в централизованную электрическую сеть необходимо контролировать значения основных электрических параметров. Для этого на шинах распределительных устройств потребителей устанавливаются необходимые датчики, выходные сигналы с которых поступают в систему управления.

Уравнение баланса мощности для рассматриваемого электротехнического комплекса системы электроснабжения в текущий момент времени имеет вид:

$$P_{ЭС}(t) + P_{ВИЭ}(t) = P_H(t) \quad (3.26)$$

где $P_{ЭС}(t)$ – текущее значение мощности, вырабатываемой энергосистемой;
 $P_{ВИЭ}(t)$ – текущие значения мощностей, вырабатываемых ЭУ на ВИЭ;

значение мощности заряда (разряда) накопителей электроэнергии;

$P_H(t)$ – текущее значение мощности нагрузки.

В качестве примера на рисунке 3.4 представлена структурная схема системы управления для эффективного функционирования электротехнического комплекса СХП на основе ВИЭ при сопряжении на переменном токе.

Исходя из технических условий эксплуатации MWM TCG 2032, минимально допустимая электрическая нагрузка для нормальной работы установки составляет 50% от номинальной, что составляет 25% от общей нагрузки.

Внедрение технологий Smart Grid позволит снизить ущерб сельскохозяйственных предприятий за счет повышения надежности и качества электроснабжения при интеграции возобновляемых источников энергии. Данная система нацелена на рациональное потребление электроэнергии, сокращение перерывов в электроснабжении. Оперативность и активность реагирования – качества, которые должны получать предприятия при использовании данных технологий.

Эффективность функционирования разнородных источников энергии в составе ЭТК СХП с применением современных средств автоматизации предполагает алгоритм работы системы управления.

Для описания алгоритма работы системы управления для эффективного функционирования электротехнических комплексов СХП на основе ВИЭ введем следующие обозначения:

- $P_{БГУ}$ – мощность, генерируемая ВИЭ в текущий момент времени;
- $P_{НАГР}$ – мощность нагрузки, необходимая в текущий момент времени;
- $K=0$ – состояние переключателя при отключении;
- $K=1$ – состояние переключателя при подключении;

Блок-схема алгоритма работы электротехнических комплексов СХП на основе возобновляемых источников приведена на рисунке 4.2.

Работа системы управления начинается со считывания ключевых параметров: мощности нагрузки, необходимая в текущий момент времени (P_H);

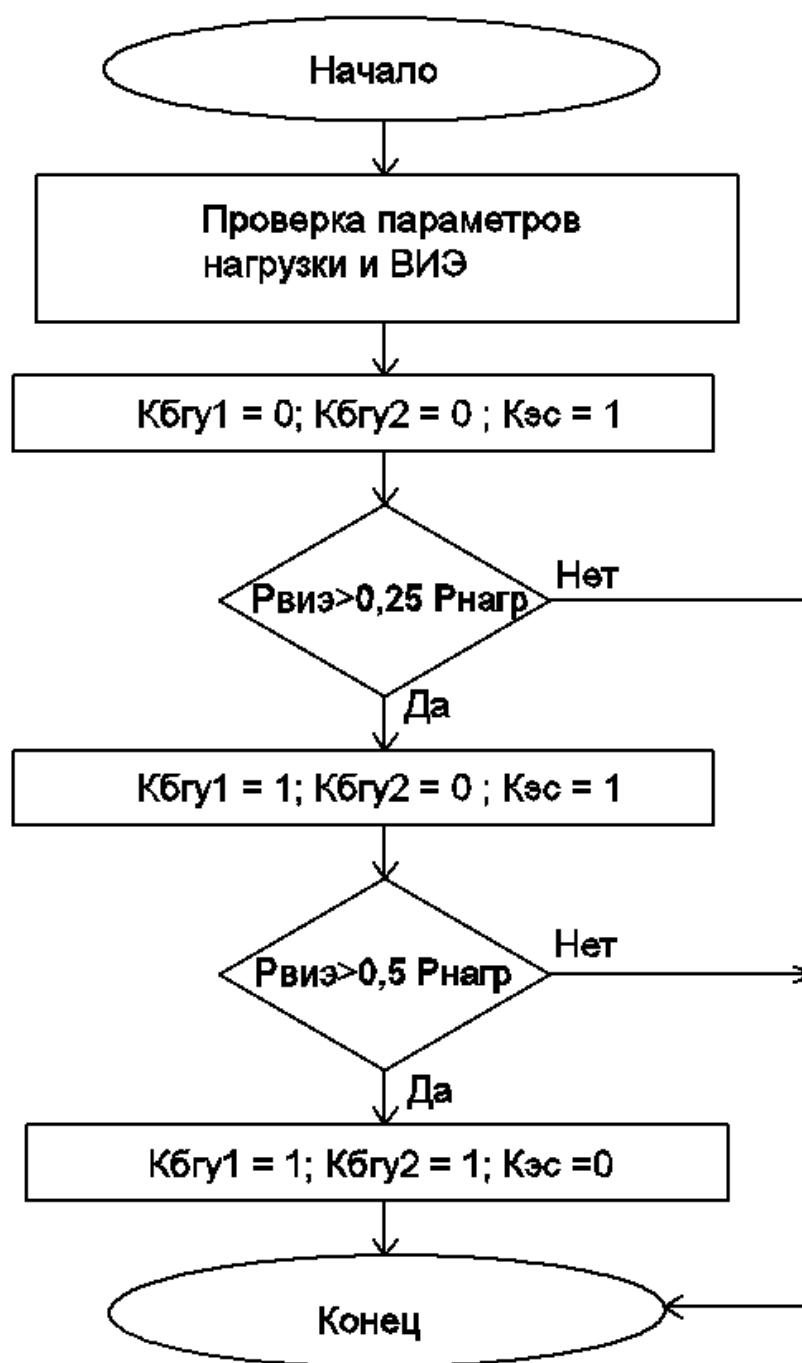


Рисунок 3.7 – Блок-схема алгоритма работы электротехнических комплексов сельскохозяйственных предприятий на основе ВИЭ

Если $P_{ВИЭ} \geq 0,25 P_H$, то система управления подает сигнал об необходимости подключения первой биогазовой установки ($K_{БГУ1}=0$). Если $P_{ВИЭ} \geq 0,5 P_H$, то система управления подает сигнал об необходимости подключения первой биогазовой установки ($K_{БГУ2}=0$ и $K_{ЭС}=0$).

Алгоритм работы системы управления для эффективного функционирования электротехнических комплексов сельскохозяйственных

предприятий на основе возобновляемых источников позволяет наиболее эффективно использовать электроэнергию, генерируемую энергоустановками на возобновляемых источниках энергии.

График потребления электроэнергии на сельскохозяйственных предприятиях формируется по требованиям технологического процесса, вмешательство в которые практически невозможно. Затраты электроэнергии на единицу продукции и стоимость этих затрат определяются эффективностью эксплуатации СЭС СХП. Интеграция системы Smart Grid с вовлечением возобновляемых источников и накопителей электроэнергии позволит осуществлять «управление потреблением электроэнергии» (УПЭ), включающее в себя: планирование электропотребления, планирование и проведение ремонтов электрооборудования, управление потерями электроэнергии, энергосбережение.

Использование данных принципов, подходов, научно-технических решений по применению ВИЭ при проектировании электротехнических комплексов СХП, а также алгоритм распределения потоков электроэнергии позволят обеспечить эффективное, качественное и бесперебойное электроснабжение сельскохозяйственных предприятий России.

3.7 Выводы по третьей главе

1. Выполнен анализ различных вариантов БГУ. Это позволило определить оптимальную модель ЭУ среди сравниваемых альтернатив по совокупности эксплуатационно-технологических параметров и отличающаяся применением вероятностных характеристик, позволяющих повысить качество оценочных работ. Приведен пример реализации методики.

2. Разработан и описан алгоритм работы схемы. Подобраны составляющие системы. Определена величина энергии, которую возможно получить на АПК «МаВР» из отходов жизнедеятельности животных.

4 Оценка показателей надежности АПК «МаВР»

Одним из важных показателей любой системы электроснабжения является бесперебойность подачи электроэнергии, т.е. ее надежность. С этой точки зрения, среди сельскохозяйственных предприятий особого внимания заслуживают животноводческие комплексы и птицефабрики, где любое отключение – плановое (для ревизии и ремонта) или неожиданное, аварийное – наносит ущерб, как потребителю, так и самой энергетической системе. По этой причине необходимо применять эффективные и экономически целесообразные меры по обеспечению оптимальной надежности электроснабжения сельскохозяйственных потребителей.

Для оценки изменения показателей надежности системы, произведем расчеты этих показателей для существующей схемы электроснабжения АПК «МаВР» и предложенной (с интеграцией дополнительного, частично резервирующего источника питания).

4.1 Расчет показателей надежности внутризаводского электроснабжения АПК «МаВР»

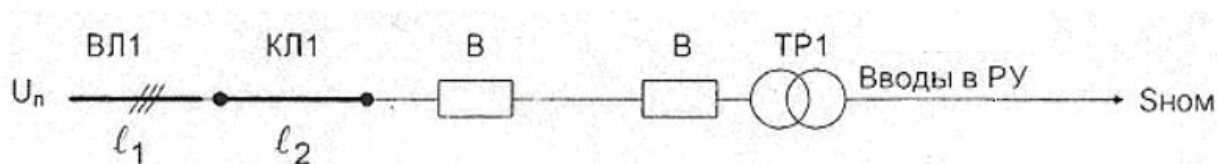


Рисунок 4.1 – Схема электроснабжения АПК «МаВР»

Таблица 4.1 Параметры исходной схемы электроснабжения

№	Параметр	Значение
1	Напряжение питающей сети	10 кВ
2	Напряжение вторичной обмотки трансформатора	0,4 кВ
3	Длина ВЛ1	20 км
4	Длина КЛ1	2 км

Значение интенсивности отказов λ_c для каждого элемента выбираем согласно справочным данным. Расчетную интенсивность отказов определяем по формуле:

$$\lambda = \lambda_c \cdot l \quad (4.1),$$

где l – длина кабельной или воздушной линии.

Среднее время безотказной работы: $T = 1 / \lambda$.

Таблица 4.2 – Показатели надежности отдельных элементов заданной схемы.

Элемент	Условное обозначение	Интенсивность отказов λ_c , 1/год	Интенсивность отказов λ , 1/год	Среднее время безотказной работы T , год
ВЛ 10 кВ двухцепная	2Л	0,008	0,16	6,25
КЛ 10 кВ	Л	0,05	0,1	10
Трансформатор	Т	0,03	0,03	33,3
Выключатель 10 кВ	Q1 и Q2	0,02	0,02	50
Выключатель 0,4 кВ	QS	0,01	0,01	100

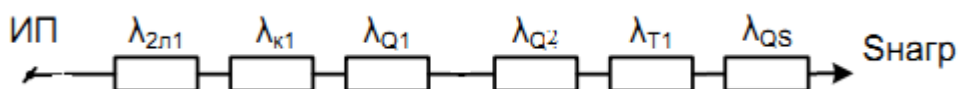


Рисунок 4.2 - Схема замещения по надежности расчетной схемы питающей сети



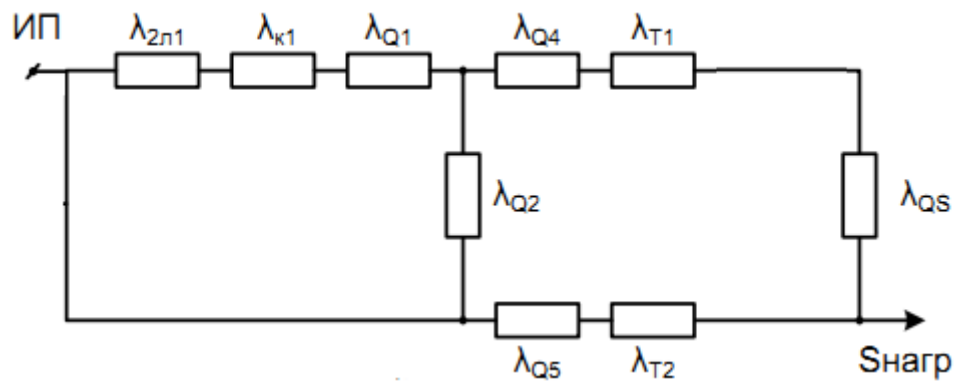
Рисунок 4.3 – Схема замещения

Вероятность безотказной работы элемента P_i определяется по формуле:

$$P_i = e^{-\lambda_i \cdot t} \quad (4.2),$$

Тогда:

$$P_1 = e^{-\lambda_1 \cdot t} = e^{-0,16 \cdot 4,56} = 0,47$$



.Рисунок 4.5 – Схема замещения по надежности расчетной схемы питающей сети

Применим способ нагруженного дублирования. Способ нагруженного дублирования является частным случаем общего нагруженного резервирования с целой кратностью, $m=1$, то есть на одну основную цепь приходится одна резервная цепь, находящаяся под нагрузкой.

Составим схему для расчета вероятности безотказной работы питающей сети при нагруженном дублировании:

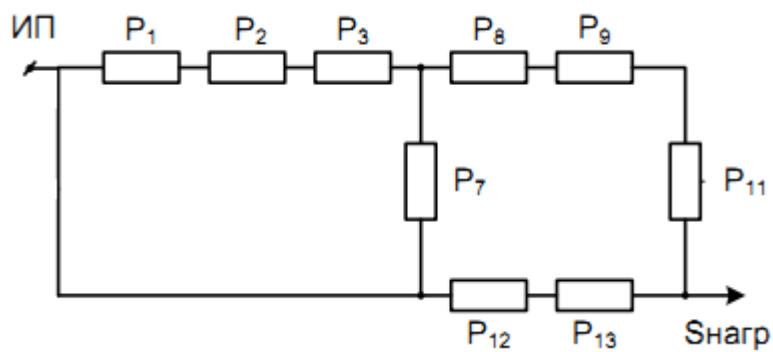


Рисунок 4.6 – Схема замещения при нагруженном дублировании.

Определим вероятность безотказной работы элементов схемы.

$$P_1 = e^{-\lambda_1 \cdot t} = e^{-0,16 \cdot 4,56} = 0,47$$

$$P_2 = e^{-\lambda_2 \cdot t} = e^{-0,1 \cdot 4,56} = 0,62$$

$$P_3 = P_8 = P_7 = P_{12} = e^{-\lambda_3 \cdot t} = e^{-0,02 \cdot 4,56} = 0,91$$

$$P_9 = P_{13} = e^{-\lambda_8 \cdot t} = e^{-0,03 \cdot 4,56} = 0,868$$

$$P_{11} = e^{-\lambda_{11} \cdot t} = e^{-0,01 \cdot 4,56} = 0,62$$

Вероятность безотказной работы подсистемы P_{1-3} (последовательное соединение), определяется по формуле:

$$P_{1-3} = P_1 \cdot P_2 \cdot P_3 \quad (4.4)$$

$$P_{1-3} = 0,47 \cdot 0,62 \cdot 0,91 = 0,265$$

Вероятность безотказной работы подсистемы P_{8-11} (последовательное соединение), определяется по формуле:

$$P_{8-11} = P_8 \cdot P_9 \cdot P_{11} \quad (4.5)$$

$$P_{8-11} = 0,91 \cdot 0,868 \cdot 0,62 = 0,49$$

Вероятность безотказной работы подсистемы P_{12-13} (последовательное соединение), определяется по формуле:

$$P_{12-13} = P_{12} \cdot P_{13} \quad (4.6)$$

$$P_{12-13} = 0,91 \cdot 0,868 = 0,79$$

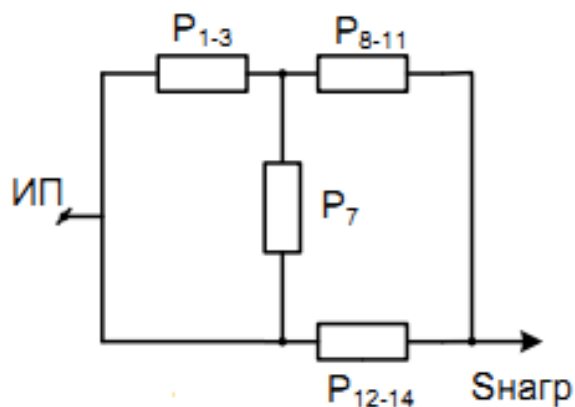


Рисунок 4.7 – Промежуточная схема

Произведем преобразование соединения элементов P_{8-11} , P_{12-13} , P_7 из «треугольника» в «звезду»:

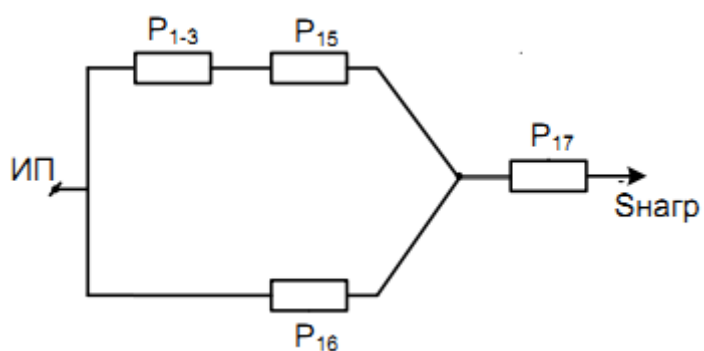


Рисунок 4.8 – Преобразование в «звезду»

Вероятность безотказной работы P_{15} , определяется по формуле:

$$P_{15} = 1 - (1 - P_{8-11}) \cdot (1 - P_7) \quad (4.7)$$

$$P_{15} = 1 - (1 - 0,49) \cdot (1 - 0,91) = 0,95$$

Вероятность безотказной работы P_{16} , определяется по формуле:

$$P_{16} = 1 - (1 - P_{12-13}) \cdot (1 - P_7) \quad (4.8)$$

$$P_{16} = 1 - (1 - 0,79) \cdot (1 - 0,91) = 0,98$$

Вероятность безотказной работы P_{17} , определяется по формуле:

$$P_{17} = 1 - (1 - P_{8-11}) \cdot (1 - P_{12-13}) \quad (4.9)$$

$$P_{17} = 1 - (1 - 0,49) \cdot (1 - 0,79) = 0,89$$

Вероятность безотказной работы подсистемы P_{1-15} (последовательное соединение), определяется по формуле:

$$P_{1-15} = P_{1-3} \cdot P_{15} \quad (4.10)$$

$$P_{1-15} = 0,265 \cdot 0,95 = 0,25$$

Вероятность безотказной работы подсистемы P_{1-16} (параллельное соединение), определяется по формуле:

$$P_{1-16} = 1 - (1 - P_{1-15}) \cdot (1 - P_{16}) \quad (4.11)$$

$$P_{1-16} = 1 - (1 - 0,25) \cdot (1 - 0,98) = 0,985$$

Вероятность безотказной работы системы P_C (последовательное соединение), определяется по формуле:

$$P_C = P_{1-16} \cdot P_{17} \quad (4.12)$$

$$P_C = 0,985 \cdot 0,89 = 0,87$$

4.3 Анализ полученных результатов

Надежность технического объекта любой сложности должна обеспечиваться на всех этапах его жизненного цикла: от начальной стадии выполнения проектно-конструкторской разработки до заключительной стадии эксплуатации. Основные условия обеспечения надежности состоят в

строгом выполнении правила, называемого триадой надежности: надежность закладывается при проектировании, обеспечивается при изготовлении и поддерживается в эксплуатации. Без строгого выполнения этого правила нельзя решить задачу создания высоконадежных изделий и систем путем компенсации недоработок предыдущего этапа на последующем.

Используя изложенный выше подход, можно определить показатели надежности системы электроснабжения для любого сельскохозяйственного предприятия. Это позволяет оценить необходимость применения специальных мер по повышению надежности электроснабжения, например за счет автономных источников.

В настоящий момент вероятность безотказной работы системы электроснабжения АПК «МаВР» составляет $P_C = 0,129$. После установки БГУ можно ожидать увеличения данного показателя более чем в 6 раз $P_C = 0,87$.

Соответственно вероятность отказов существующей СЭС $Q = 0,871$, а предложенной $Q = 0,13$.

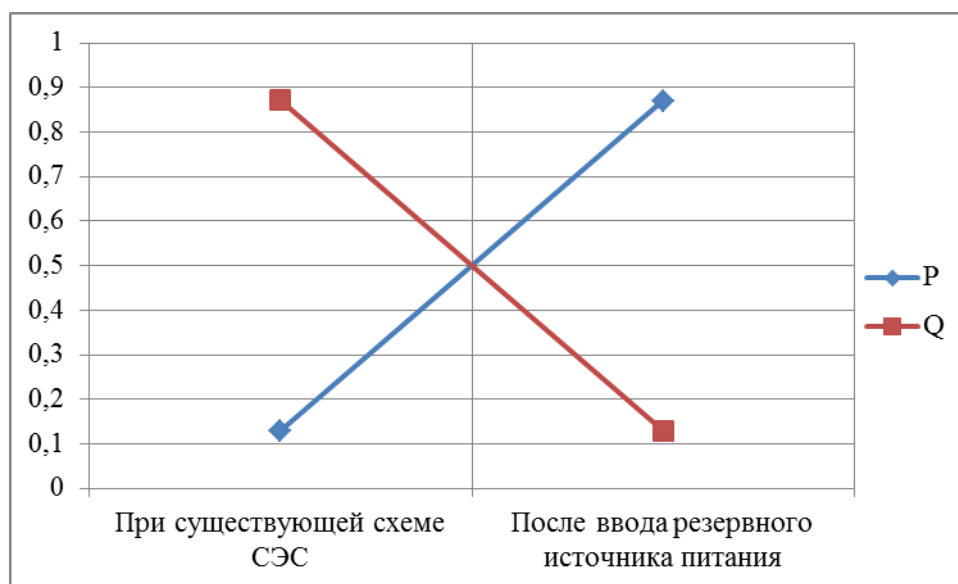


Рисунок 4.9 – Изменения показателей вероятности безотказной работы и вероятности отказов

4.4 Комплекс электрооборудования и базовых технологий для повышения надежности воздушной линии 110 кВ за счёт улучшения грозоупорности

В республике Хакасия грозовой сезон выпадает на летне-осенний период, во время которого резко возрастает количество отключений высоковольтной ЛЭП. Около 18% от общего числа отключений в распределительных сетях происходит во время грозы. Существенным фактором, влияющим на время перерыва энергоснабжения, является время поиска места повреждения [53].

Ранее было выпущено несколько типов электромеханических устройств (индикаторов неисправностей) для определения места повреждения типов УПУ (указатель поврежденного участка), УТКЗ (указатель тока КЗ), АУПН (автоматический указатель поврежденного направления). Все они сигнализируют о прохождении через них тока КЗ, что позволяет более оперативно находить место повреждения за счет сокращения зоны обхода поврежденной линии. Однако низкие эксплуатационные характеристики устройств не позволили им найти широкое применение.

Индикатор неисправностей включает типовой набор элементов: датчик магнитного поля, сигнализатор механического типа (блинкер) или светодиодного типа, блок сравнения, элемент питания и хомут для установки устройства на провод линии. Принцип работы очевиден. Перед монтажом устанавливают порог тока (магнитного поля) с помощью механического набора (например, dip-переключатели). Сигнализатор будет срабатывать при превышении уровня магнитного поля относительно заданного и возвращаться в исходное положение при восстановлении рабочего режима.

Вышеизложенный подход наряду с положительными свойствами (низкая стоимость, простота) имеет ряд недостатков, которые снижают эксплуатационные характеристики устройства.

Во-первых, ограниченная измерительная информация приводит к упрощенной логике работы. В частности, превышение уставки с последующим переходом линии в режим холостого хода может быть ошибочно интерпретировано как аварийное с переходом индикатора в активный режим. Событие «успешное АПВ» не может быть идентифицировано. Накопление данных о происшедших событиях, представляющее несомненный интерес, отсутствует.

Во-вторых, ограниченное число элементов схемы реализации провоцирует простое решение – использование литиевого элемента питания, имеющего ряд несомненных достоинств: длительный срок службы, достаточную высокую емкость, широкий температурный диапазон, низкую величину саморазряда. Однако наличие одного источника питания вряд ли способно обеспечить надежность, достаточную для данных условий применения. Кроме этого, возникает важный вопрос: можно ли отнести указанное устройство к классу необслуживаемых?

В-третьих, в процессе эксплуатации применяемые типы сигнализации (блинкер, светодиоды, ксеноновые вспышки и т.п.) могут временно терять свою функциональность из-за внешних воздействий: обледенение, загрязнение. Поэтому очевидно решение – применение беспроводных технологий, а это усложнение, удорожание устройства и снижение ресурса автономного питания.

В-четвертых, настройка устройств (программирование уставок) только перед его монтажом вряд ли может удовлетворить эксплуатационный персонал.

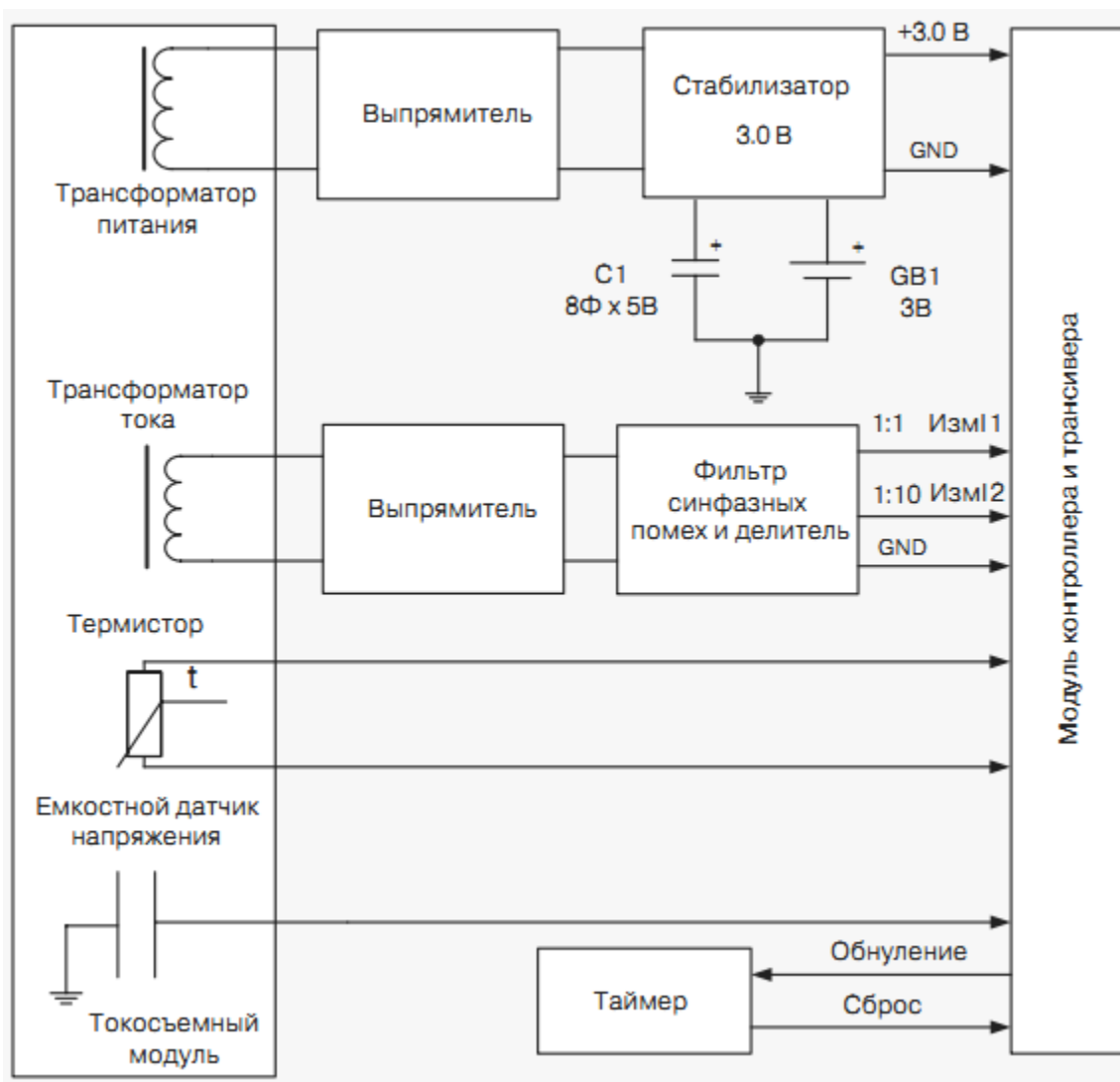


Рисунок 4.10 – Функциональная схема устройства

Устройство имеет четыре функциональных узла: блок питания, измерительные цепи, контроллер, трансивер.

Выход из строя батареи не приводит к отказу устройства. В этом случае, если время отключения напряжения линии будет более 24 часов, некоторые сервисные функции будут недоступны до момента появления тока в линии.

Измерительные каналы предназначены для измерения мгновенных значений тока (два диапазона: 1 кА и 10 кА), температуры (от минус 40 °С до плюс 200 °С) и определения наличия напряжения. Измерительной информации достаточно для идентификации состояний согласно классификации (Рисунок 2) и определения типа события. События

накапливаются в протоколе в формате: время, прошедшее с начала события; значение тока; температура провода; вид события.

Модуль трансивера предназначен для реализации съема данных с устройства посредством специализированного терминала или ноутбука, оснащенного радиочастотным модемом.

Контроллер выполняет «классические» функции: управление функциональными узлами устройства и обработку данных, поступающих с первичных преобразователей.

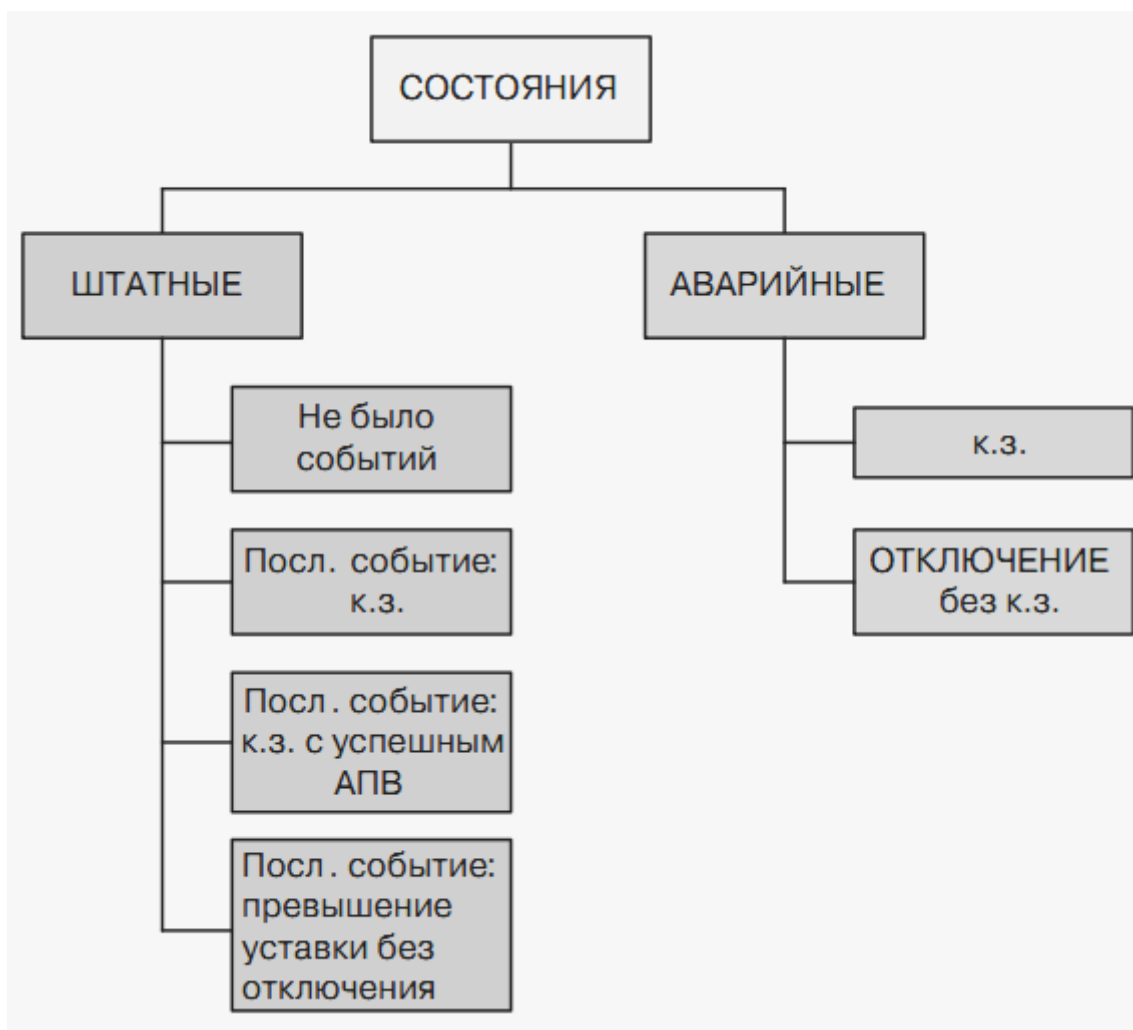


Рисунок 4.11 – Классификация состояний

В данном устройстве реализована также функция регистрации импульсных токов, предшествующих возникновению к.з. Эта функция позволяет определить являлись ли причиной возникновения к.з. грозовые перенапряжения.

Комплекс данного оборудования позволяет значительно снизить время отключения элементов ВЛ 110 кВ, что способствует уменьшению недоотпуска электроэнергии.

4.5 Оценка показателя надежности участка ВЛ 110 кВ

До установки комплекса данного оборудования, анализ повреждений будет выглядеть так. [55]

Таблица 4.4 – Причины повреждения воздушной линии 110 кВ

Причина повреждения	Количество от общего числа повреждений, шт.	Отношение к общему числу повреждений, %	Средняя длительность отключений, ч
Падение деревьев	5	22,7	6,5
Грозовые явления	4	18,2	4,5
Действия сторонних лиц	1	4,5	4
Перекрытие изоляции по различным причинам	12	54,5	2,5

Рассчитаем суммарную длительность отключений ВЛ на участке ВН ГПП.

$$T_{откл.} = \sum N_{откл. i} \cdot t_{ср.откл. i} \quad (4.13)$$

где $N_{откл. i}$ – количество отключений по каждой причине, $t_{ср.откл. i}$ – средняя продолжительность одного отключения.

Тогда $T_{откл} = 84,5$ ч/год.

$$T_{откл.} = 5 \cdot 6,5 + 4 \cdot 4,5 + 1 \cdot 4 + 12 \cdot 2,5 = 84,5 \text{ ч}$$

Годовой недоотпуск электроэнергии составит:

$$\Delta W_{год} = P \cdot T_{откл} \quad (4.15)$$

где P – активная мощность АПК «МаВР», равная 10,71 МВт.

$$\Delta W_{год} = 10,71 \cdot 84,5 = 905 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\lambda = \frac{1}{N_{откл}} = \frac{1}{22} = 0,045 \text{ 1/год} - \text{интенсивность отказов участка.}$$

$$P = e^{-\lambda \cdot t} = e^{-0,045 \cdot 3,86} = 0,837 \text{ о.е.} - \text{вероятность безотказной работы.}$$

Предлагаемое решение для повышения надежности устраняет такую причину повреждения, как грозовые явления. А также снижает длительность отключений, так как упрощает процесс поиска и ликвидации неполадок. Так как опытных испытаний не производилось, произведем теоретическую оценку эффекта от внедрения устройства.

Таблица 4.5 – Теоретические показатели причин и длительности повреждения воздушной линии 110 кВ

Причина повреждения	Количество от общего числа повреждений, шт.	Отношение к общему числу повреждений, %	Средняя длительность отключений, ч
Падение деревьев	5	22,7	5
Грозовые явления	0	0	0
Действия сторонних лиц	1	4,5	2,5
Перекрытие изоляции по различным причинам	12	54,5	1

$$T'_{откл.} = \sum N'_{откл. i} \cdot t'_{ср.откл. i} \quad (4.16)$$

$$T'_{откл.} = 5 \cdot 5 + 1 \cdot 2,5 + 12 \cdot 1 = 39,5 \text{ ч}$$

Годовой недоотпуск электроэнергии составит:

$$\Delta W'_{год} = P' \cdot T'_{откл} \quad (4.17)$$

где P – активная мощность АПК «МаВР», равная 10,71 МВт.

$$\Delta W'_{год} = 10,71 \cdot 39,5 = 423 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\lambda' = \frac{1}{N'_{откл}} = \frac{1}{18} = 0,055 \text{ 1/год} - \text{интенсивность отказов участка.}$$

$$P' = e^{-\lambda' \cdot t} = e^{-0,055 \cdot 2,19} = 0,884 \text{ о.е.} - \text{вероятность безотказной работы.}$$

Интеграция данного устройства на участок ВЛ 110 кВ позволит уменьшить длительность отключений и сократить недоотпуск электроэнергии более чем в 2 раза, а также повысить надежность на 5,6%.

4.4 Выводы по четвертой главе

1. В данной главе были рассчитаны показатели надежности электроснабжения АПК «МаВР» при одном источнике питания и при работе резервирующего. Расчет вероятности безотказной работы для двух независимых источников выполнен способом нагруженного дублирования.

2. С интегрированием в СЭС АПК «МаВР» следует ожидать шестикратное повышение надежности электроснабжения, что повлечет за собой такое положительное изменение, как уменьшение годового времени аварийных отключений электроэнергии на предприятии, недоотпуска электроэнергии и др.

3. Повышение надежности на участке ВЛ 110 кВ следует ожидать примерно на 5%, что позволит сократить недоотпуск электроэнергии более чем в два раза.

Раздел: Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В настоящее время перспективность научного исследования определяется не столько масштабом открытия, оценить которое на первых этапах жизненного цикла высокотехнологического и ресурсоэффективного продукта бывает достаточно трудно, сколько коммерческой ценностью разработки. Оценка коммерческой ценности (потенциала) разработки является необходимым условием при поиске источников финансирования для проведения научного исследования и коммерциализации его результатов. Это важно для разработчиков, которые должны представлять состояние и перспективы проводимых научных исследований. Через такую оценку ученый может найти партнера для дальнейшего проведения научного исследования, коммерциализации результатов такого исследования и открытия бизнеса.

Необходимо понимать, что коммерческая привлекательность научного исследования определяется не только превышением технических параметров над предыдущими разработками, но и насколько быстро разработчик сумеет найти ответы на такие вопросы – будет ли продукт востребован рынком, какова будет его цена, чтобы удовлетворить потребителя, каков бюджет научного проекта, сколько времени потребуется для выхода на рынок и т.д.

Таким образом, целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» является определение перспективности и успешности научно-исследовательского проекта, разработка механизма управления и сопровождения конкретных проектных решений на этапе реализации.

Достижение цели обеспечивается решением задач:

- Разработка общей экономической идеи проекта, формирование концепции проекта;

- Организация работ по научно-исследовательскому проекту;
- Определение возможных альтернатив проведения научных исследований;
- Планирование научно-исследовательских работ;
- Оценки коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения;
- Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.

1 Потенциальные потребители результатов исследования и анализ конкурентных технических решений

Биоэнергетика – наиболее перспективный вид ВИЭ в России, обладающей огромным потенциалом использования отходов сельского хозяйства, лесопереработки, пищевой промышленности и городских очистных сооружений. В свою очередь, наиболее привлекательным для инвесторов сегментом биоэнергетики становится производство биогаза, которое может предоставить дополнительные источники дохода от продажи органических удобрений и платы за безопасную утилизацию органических отходов. Применение комплексного подхода при реализации проектов с обязательным решением не только энергетических, но и экологических проблем обеспечит беспрецедентный рост биогазовой отрасли в ближайшие годы.

Цель проекта: модернизировать существующую систему электроснабжения предприятия путем внедрения в нее возобновляемых источников энергии, выполнить оценку экономической эффективности спроектированной системы электроснабжения.

Для достижения цели использованы расчетные и графоаналитические методы, пакеты вспомогательных программ Mathcad, Excel, вероятностные расчеты.

Спроектированная система электроснабжения базируется на использовании возобновляемой энергетики. Электроснабжение комплекса производится от внешней сети через ГПП. Внедрение в существующую систему возобновляемых источников энергии играет колоссальную роль в ресурсоэффективности и ресурсосбережении. Использованию таких источников энергии позволяет покрыть до 50% всей нагрузки предприятия осенью и зимой, а весной и летом работать с избытком, что позволяет продавать электроэнергию и биогаз другим потребителям.

Полученные в проекте результаты могут быть использованы как эскизные для рабочего проектирования, как предварительные для построения программы по реконструкции системы электроснабжения комплекса.

После того как будут сформированы варианты формирования решения проблем, необходимо выбрать наилучший. Критерием для выбора служат затраты на проект:

$$Z_{\text{пр}} = E_n \cdot K + U \rightarrow \min,$$

где Z_n – норма доходности инвестиций;

U – эксплуатационные затраты с учетом потерь и обеспечения надежности.

Матрица структурных решений приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Матрица структурных решений

Индекс параметра	Морфологический признак (параметр)	Вид (способ) исполнения
1	Вид возобновляемого источника энергии	Биомасса
2	Вид биотоплива	Газ
	Способ получения электрической энергии на установках, использующих биомассу как топливо	Сжигание биогаза в БГУ
3	Технология термической конверсии биомассы в топливо	Мезофильная
4	Вида пиролиза	Низкотемпературный
5	Марка газогенератора	MWM

Исходя из критериев и параметров для электроснабжения предприятия, было выбрано целесообразное с экономической и практической точки зрения оборудование, используемое в реализации проекта, в соответствии с необходимыми требованиями, для дальнейшей коммерциализации проекта.

2 Определение суммарных приведенных затрат традиционного варианта электроснабжения.

В данном пункте необходимо произвести расчет суммарных приведенных затрат на сооружения ВЛЭП, питающих ГПП, а так же силового оборудования подстанции. На основании этих данных можно определить полную себестоимость передачи электроэнергии данного варианта электроснабжения.

2.1. Определение суммарных приведенных затрат на сооружение ВЛЭП 35 кВ и ПС 35/10 кВ.

При определении суммарных приведенных затрат рассчитываются капитальные затраты.

$$Z_{лэп} = E_H^{лэп} \cdot K_{лэп} + E_H^{об} \cdot K_{об};$$

где $E_H^{лэп} = 0,152$ – нормативный коэффициент эффективности вложений для ВЛЭП [34];

$E_H^{об} = 0,193$ – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений для силового оборудования [43].

Капитальные затраты на сооружение ВЛЭП:

$$K_{лэп} = n \cdot A \cdot l = 1 \cdot 17,3 \cdot 7,27 \cdot 3 = 377,313 \text{ тыс.руб.};$$

где n – количество ВЛЭП;

A – стоимость сооружения одного километра линии выбранного сечения на соответствующих опорах [42]; Принимаем установку двухцепных стальных опор напряжением 10 кВ.

$K_{об}$ – капитальные затраты на строительство ПС 10/0,4 кВ. [44]

Стоимость потерь энергии в линии:

$$C_{пот.лэп} = n \cdot l \cdot \Delta P_{уд} \cdot k_z^2 \cdot \tau_{max} \cdot \Delta C_{э} = 2 \cdot 3 \cdot 125 \cdot 0,254^2 \cdot 2225 \cdot 0,128 = 13,780 \text{ тыс.руб.};$$

где $\Delta P_{уд}$ – удельные потери в линии при номинальной нагрузке [42];

$\Delta C_{э}$ – стоимость 1кВтч электрической энергии, руб/кВтч

n – количество цепей ВЛЭП

k_z – коэффициент загрузки линии.

Коэффициент загрузки линии:

$$k_{загр} = \frac{I_p}{I_{дон}} = \frac{67,276}{265} = 0,254;$$

Стоимость амортизационных отчислений и отчисления на обслуживание ВЛЭП:

$$C_{ам} = E_{ам} \cdot (K_{лэп} + K_{об}) = 0,028 \cdot (265,728 + 19612) = 556,576 \text{ тыс.руб.};$$

$$C_{обсл} = E_{обсл} \cdot (K_{лэп} + K_{об}) = 0,004 \cdot (265,728 + 19612) = 79,511 \text{ тыс.руб.};$$

где $E_{ам} = 2,8\%$ – коэффициент амортизационных отчислений [42];

$E_{\text{обсл}}=0,4\%$ – коэффициент, учитывающий затраты на обслуживание ВЛЭП [42].

Следовательно, суммарные приведенные затраты будут равны:

$$Z_{\text{лэп}} = 0,152 \cdot 265,728 + 0,193 \cdot 19612 = 3826 \text{ тыс.руб.};$$

Суммарные издержки, связанные с передачей и распределением электроэнергии:

$$I_{\text{лэп}} = C_{\text{пот.лэп}} + C_{\text{ам}} + C_{\text{обсл}} = 13,780 + 556,576 + 79,511 = 649,867 \text{ тыс.руб.};$$

2.2. Определение суммарных приведенных затрат силового оборудования.

Стоимость потерь электрической энергии в трансформаторе:

$$C_{\text{пот.тр}} = \left(2 \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot k_z^2 \cdot \tau_{\text{max}} + 2 \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot T_{\text{вкл}} \right) \cdot \Delta C_{\text{э}} = \left(2 \cdot 65 \cdot \left(\frac{10857,85}{2 \cdot 10000} \right)^2 \cdot 2225 + 2 \cdot 14,5 \cdot 8760 \right) \cdot 0,128 = 43,430 \text{ тыс.руб.};$$

Где $\Delta P_{\text{кз}}$, ΔP_{xx} – каталожные данные трансформатора, кВт [45];

$T_{\text{вкл}}=8760$ ч – число часов работы трансформатора в течение года;

k_z – коэффициент загрузки трансформатора.

Стоимость амортизационных отчислений:

$$C_{\text{ам}} = E_{\text{ам}} \cdot K_{\text{тр}} = 0,064 \cdot 5500 = 352 \text{ тыс.руб.};$$

Где $K_{\text{тр}}$ – стоимость трансформатора ТД-10000/10/0,4, тыс.руб. [46] .

$E_{\text{ам}}=6,4\%$ - коэффициент амортизационных отчислений [42].

Стоимость обслуживания трансформатора:

$$C_{\text{обсл}} = E_{\text{обсл}} \cdot K_{\text{тр}} = 0,03 \cdot 5500 = 165 \text{ тыс.руб.};$$

где $E_{\text{обсл}}=3\%$ - коэффициент, учитывающий затраты на обслуживание трансформатора [42].

Рассчитаем суммарные приведенные затраты для трансформатора ТД-10000/10 кВ.

$$Z_{\text{тр10000}} = 0,193 \cdot 5500 = 1062 \text{ тыс.руб.};$$

Суммарные издержки на установку трансформатора ТДН-10000/10:

$$I_{\text{тр10000}} = C_{\text{пот.тр}} + C_{\text{ам}} + C_{\text{обсл}} = 43,430 + 352 + 165 = 560,43 \text{ тыс.руб.};$$

Далее посчитаем суммарные приведенные затраты и издержки по всему варианту электроснабжения:

$$Z_{\text{сум1}} = Z_{\text{мп10000}} + Z_{\text{лэн}} = 1062 + 3826 = 4888 \text{ тыс.руб.};$$

$$I_{\text{сум1}} = I_{\text{мп10000}} + I_{\text{лэн}} = 560,43 + 649,867 = 1210,297 \text{ тыс.руб.};$$

Расчетную себестоимость передачи электроэнергии по сетям системы электроснабжения, руб./кВтч, можно определить по формуле:

$$S_{\text{расч1}} = \frac{I_{\text{сум1}}}{P_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}}} = \frac{1210297}{8502,2 \cdot 3800} = \frac{1210297}{32308360} = 0,037 \text{ руб./кВтч};$$

Где: P_{max} - максимальная нагрузка предприятия, кВт.

T_{max} - число часов использования максимальной нагрузки в году, ч.

Далее определим годовой платеж за электроэнергию по двухставочному тарифу.

- ставка за мощность $T^{\text{м}} = 1003,862 \text{ р./кВт в месяц,}$
- ставка за ЭЭ $T^{(2)} = 0,128 \text{ р./кВт}\cdot\text{ч.}$
- годовой платеж за электроэнергию по двухставочному тарифу:

$$\begin{aligned} P_1^{(2)} &= N \cdot P_{\text{max}} \cdot T^{\text{м}} + W_{\text{годГПП}} \cdot (T^{(2)} + S_{\text{расч1}}) \\ &= 12 \cdot 8502,5 \cdot 1003,862 + 32308360 \cdot (0,121 + 0,037) = 107500 \text{ тыс.руб.,} \end{aligned}$$

3 Определение суммарных приведенных затрат на строительство БГУ.

Количество энергии, выработанной БГУ за год $W_{\text{год}}$ кВтч. определяется как:

$$W_{\text{годГПУ}} = P_{\text{уст}} \cdot T_{\text{max}} = 3500 \cdot 3800 = 17100000 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

Где $P_{\text{уст}}$ – установленная мощность БГУ, кВт;

T_{max} - время часов использования максимума нагрузки в году. T_{max} определяется характером и сменностью работы потребителя в год. Для

предприятий пищевой промышленности данный параметр находится в интервале 3500-3800 ч. [47]

Суммарные затраты на содержание БГУ, руб/год, можно определить из:

$$\Sigma I_{\text{БГУ}} = I_{\text{зн}} + I_{\text{есн}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{нал}} = 696,168 + 208,850 + 6221,575 + 139,233 = 6265,826 \text{ тыс.руб}$$

Где $I_{\text{зн}} = 12nN_{\text{э}} \cdot Z_{\text{пл}} = 12 \cdot 0,4 \cdot 4,5 \cdot 32230 = 696,168 \text{ тыс.руб}$ - годовые издержки на зарплату персонала, n -штатный коэффициент на электростанции чел/МВт, $N_{\text{э}}$ - электрическая мощность установки, МВт; $Z_{\text{пл}}$ - ежемесячная зарплата одного штатного сотрудника, руб/месяц [48];

$$I_{\text{есн}} = 0,3 \cdot I_{\text{зн}} - \text{отчисления от зарплаты, тыс.руб.};$$

$I_{\text{ам}} = p_{\text{ам}} \cdot \Sigma K$ - ежегодные амортизационные отчисления тыс.руб., где $p_{\text{ам}}$ - норма амортизационных отчислений (на капитальный ремонт и реновацию, расходы на эксплуатацию) от капиталовложений, принятый по формуле $p_{\text{ам}} = \frac{1}{T_{\text{сл}}}$, где $T_{\text{сл}}$ - экономический срок службы оборудования (принимается 10 лет).

$$I_{\text{нал}} = 0,2 \cdot I_{\text{зн}} - \text{налоги и прочие обязательные платежи, тыс.руб.};$$

Затраты на транспортировку и подготовку топлива не учитываем, т.к. исходное сырье находится на территории комплекса.

Объем капиталовложений в строительство БГУ зависит от следующих показателей: установленной мощности биогазовой установки, расходов на строительно-монтажные, пуско-наладочные, проектно-изыскательские работы.

Суммарные капиталовложения в биогазовую станцию определим из формулы: [49]

$$\Sigma K_{\text{БГУ}} = K_{\text{об}} + K_{\text{см}} + K_{\text{пр}} + K_{\text{ин}} = 442689,575 + 88537,915 + 22134,47 + 8853,79 = 652215,75 \text{ тыс.руб}$$

Где $K_{\text{об}}$ - затраты на оборудование биогазовой станции, тыс.руб;

Состав оборудования БГУ состоит из емкости гомогенизации, загрузчика твердого сырья, реактора, мешалок, газгольдера, систем смешивания воды и отопления, газовой системы, насосной станции, сепаратора, когенерационной станции, приборов контроля, КИПиА с визуализацией, аварийных факельных горелок и системы безопасности. Так же сюда следует отнести контроллер, выбранный нами во второй главе.

$K_{см} = (0,15 \div 0,2) \cdot K_{об}$ - затраты на строительно-монтажные работы, тыс.руб;

$K_{пр} = (0,05 \div 0,1) \cdot K_{см}$ - затраты на проектные работы, тыс.руб;

$K_{ни} = (0,03 \div 0,05) \cdot K_{об}$ - затраты на пуско-наладочные работы, тыс.руб.

Суммарные приведенные затраты на строительство БГУ определяются из формулы:

$$З_{БГУ} = \Sigma I_{БГУ} + E \cdot \Sigma K_{БГУ} = 6265,826 + 0,15 \cdot 62215,75 = 14098,188 \text{ тыс.руб}$$

где E - нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений.

Далее определим суммарные приведенные затраты для оборудования ГПП.

Т.к. сечение линий, питающих ГПП не изменилось, то суммарные приведенные затраты для сооружения ВЛЭП останутся прежними и учитывать в расчете их не будем.

3.1 Определение суммарных приведенных затрат силового оборудования.

Стоимость потерь электрической энергии в трансформаторе:

$$C_{пот.тр} = \left(2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot k_z^2 \cdot \tau_{max} + 2 \cdot \Delta P_{xx} \cdot T_{вкл} \right) \cdot \Delta C_{э} = \left(2 \cdot 33,5 \cdot \left(\frac{5525}{2 \cdot 4000} \right)^2 \cdot 2225 + 2 \cdot 6,7 \cdot 8760 \right) \cdot 0,128 = 24,130 \text{ тыс.руб.};$$

где $\Delta P_{кз}$, ΔP_{xx} – каталожные данные трансформатора, кВт [45];

$T_{вкл} = 8760$ ч – число часов работы трансформатора в течение года;

$K_{загр}$ – коэффициент загрузки трансформатора.

Стоимость амортизационных отчислений:

$$C_{ам} = E_{ам} \cdot K_{тр} = 0,064 \cdot 1800 = 115,2 \text{ тыс.руб.};$$

где $K_{тр}$ – стоимость трансформатора ТМН-4000/35/10, тыс.руб; [42] .

$E_{ам}=6,4\%$ - коэффициент амортизационных отчислений [42].

Стоимость обслуживания трансформатора:

$$C_{обсл} = E_{обсл} \cdot K_{тр} = 0,03 \cdot 1800 = 54 \text{ тыс.руб.};$$

где $E_{обсл}=3\%$ - коэффициент, учитывающий затраты на обслуживание трансформатора [42].

Рассчитаем суммарные приведенные затраты для трансформатора ТД-4000/10 кВ.

$$Z_{тр4000} = 0,193 \cdot 1800 = 347,4 \text{ тыс.у.е.};$$

Суммарные издержки на установку трансформатора ТД-4000/10:

$$I_{тр4000} = C_{ном.тр} + C_{ам} + C_{обсл} = 24,130 + 115,2 + 54 = 193,33 \text{ тыс.руб.};$$

Т.к. затраты и издержки на установку трансформаторов ГПП отличаются от расчетов первого варианта электроснабжения, то будем учитывать разность в затратах и издержках на установку трансформаторов для второго варианта.

Далее посчитаем суммарные приведенные затраты и издержки по всему варианту электроснабжения:

$$Z_{сум2} = Z_{тр4000} + Z_{БГУ} = 347,4 + 16098,188 = 16445,588 \text{ тыс.руб.};$$

$$I_{сум2} = I_{тр4000} + I_{БГУ} = 1534,2 + 6265,826 = 6800,026 \text{ тыс.руб.};$$

Расчетную себестоимость передачи электроэнергии, руб./кВтч, можно определить по формуле:

$$S_{пер2} = \frac{I_{сум2}}{P_{max} \cdot T_{max}} = \frac{67800026}{4145 \cdot 3800} = \frac{67800026}{15751000} = 4,3 \text{ руб. / кВтч};$$

$$ЧДД = \sum_{t=1}^n \frac{(I_{сум1} - I_{сум2}) + \mathcal{E}_{ум} + \mathcal{E}_{э}}{(1+r)^t} = \sum_{t=1}^6 \frac{(1210,297 - 6800,026) + 1288,517 + 4155,3}{(1+0,0928)^t} = 444,87 \text{ тыс.руб.}$$

Где t - порядковый номер года эксплуатации оборудования;

r - норма дисконта, 9,28%;

n - количество лет в проекте;

$\mathcal{E}_{\text{ут}}$ – экономия средств за утилизации отходов.

$\mathcal{E}_3$ – экономия средств за счет выработки электроэнергии.

$$\mathcal{E}_3 = W_{\text{зод}} \cdot C_3 = 17100000 \cdot 2,43 = 4155,3 \text{ тыс.руб.}$$

Индекс доходности:

$$ИД = \sum_{t=1}^n \frac{(\mathcal{I}_{\text{сум1}} - \mathcal{I}_{\text{сум2}}) + \mathcal{E}_{\text{ут}} + \mathcal{E}_3}{(1+r)^t} = \sum_{t=1}^6 \frac{(1210,297 - 6800,026) + 4155,3 + 1288,517}{(1+0,0928)^6} = 1,47 \geq 1$$

Срок окупаемости:

$$T_{\text{ок}} = \sum_{t=1}^n \frac{(\mathcal{I}_{\text{сум2}} - \mathcal{I}_{\text{сум1}})}{(1+r)^t} = \frac{(16445,588 - 4888)}{(1210,297 - 6800,026) + 1288,517 + 4155,3} \approx 13,3 \text{ лет}$$