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
Внедрение автономных источников энергии блочно-модульного типа на предприятиях нефтегазовой отрасли

УДК 620.92:622.32

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5АМ5Ч	Ершов Вадим Александрович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сумарокова Людмила Петровна	к.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Попова Светлана Николаевна	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Бородин Юрий Викторович	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»**

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

Результат обучения
Профессиональные компетенции
Р 1 Применять соответствующие гуманитарные, социально-экономические, математические, естественно-научные и инженерные знания, компьютерные технологии для решения задач расчета и анализа электрических устройств, объектов и систем.
Р 2 Уметь формулировать задачи в области электроэнергетики и электротехники, анализировать и решать их с использованием всех требуемых и доступных ресурсов.
Р 3 Уметь проектировать электроэнергетические и электротехнические системы и их компоненты.
Р 4 Уметь планировать и проводить необходимые экспериментальные исследования, связанные с определением параметров, характеристик и состояния электрооборудования, объектов и систем электроэнергетики и электротехники, интерпретировать данные и делать выводы.
Р 5 Применять современные методы и инструменты практической инженерной деятельности при решении задач в области электроэнергетики и электротехники.
Р 6 Иметь практические знания принципов и технологий электроэнергетической и электротехнической отраслей, связанных с особенностью проблем, объектов и видов профессиональной деятельности профиля подготовки на предприятиях и в организациях – потенциальных работодателях.
Универсальные компетенции
Р 7 Использовать знания в области менеджмента для управления комплексной инженерной деятельностью в области электроэнергетики и электротехники
Р 8 Использовать навыки устной, письменной речи, в том числе на иностранном языке, компьютерные технологии для коммуникации, презентации, составления отчетов и обмена технической информацией в областях электроэнергетики и электротехники.
Р 9 Эффективно работать индивидуально и в качестве члена или лидера команды, в том числе междисциплинарной, в области электроэнергетики и электротехники.
Р 10 Проявлять личную ответственность и приверженность нормам профессиональной этики и нормам ведения комплексной инженерной деятельности.
Р 11 Осуществлять комплексную инженерную деятельность в области электроэнергетики и электротехники с учетом правовых и культурных аспектов, вопросов охраны здоровья и безопасности жизнедеятельности.
Р 12 Быть заинтересованным в непрерывном обучении и совершенствовании своих знаний и качеств в области электроэнергетики и электротехники.

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:
И. о. зав. кафедрой ЭПП
_____ _____ **Сурков М.А.**
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
5АМ5Ч	Ершову Вадиму Александровичу

Тема работы:

Внедрение автономных источников энергии блочно-модульного типа на предприятиях нефтегазовой отрасли	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	13.02.2017 г. № 719/с

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.).*	Объектом исследования является система электроснабжения Крапивинского нефтяного месторождения. В качестве исходных данных представлены: • Технические параметры цеховых нагрузок предприятия, соответствующих коэффициентов спроса; • Генеральный план расположения цехов с указанием масштаба; • Указание расположения питающей предприятие линии.

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).*	• Анализ особенностей систем электроснабжения в нефтегазовой промышленности, применение автономных источников энергии блочно-модульного исполнения, постановка проблемы утилизации попутного нефтяного газа с последующим исследованием путей решения проблемы; • Определение расчетной нагрузки месторождения в целом, построение картограммы нагрузок и плана централизованного электроснабжения предприятия; • Проектирование централизованной системы электроснабжения от питающей подстанции до кустовых площадок; • Проектирование и внедрение автономной системы электроснабжения на базе газотурбинных установок блочно-модульного типа; • Экономическое сравнение вариантов централизованного и автономного электроснабжения.
Перечень графического материала *(с точным указанием обязательных чертежей)*	• Картограмма нагрузок Крапивинского месторождения; • План электроснабжения централизованной и автономной систем электроснабжения; • Графическое представление внедренной газотурбинной установки блочно-модульного исполнения с обозначением подсистем.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Попова Светлана Николаевна
«Социальная ответственность»	Бородин Юрий Викторович
Раздел, выполненный на иностранном языке	Тарасова Екатерина Сергеевна

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сумарокова Людмила Петровна	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5АМ5Ч	Ершов Вадим Александрович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
5АМ5Ч	Ершову Вадиму Александровичу

Институт	**Энергетический**	**Кафедра**	**Электроснабжение промышленных предприятий (ЭПП)**
Уровень образования	**магистр**	**Направление/специальность**	**13.04.02 – Электроэнергетика и электротехника**

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов инвестиционных проектов	*Стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов*
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	*Нормы и нормативы расходования ресурсов заданы в соответствии с технической документацией на используемое оборудование*
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, дисконтирования и кредитования	*Система налогообложения применяется в соответствии с НК РФ от 28.12.2016 N 146-ФЗ*
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка и анализ данных, по основным экономическим показателям, внедряемых на предприятии проектов	*Определение инвестиционных затрат, издержек, ставки дисконтирования, амортизации основных фондов проектов централизованного и автономного электроснабжения, построение финансовой модели проектов*
2. Расчет и анализ экономических показателей, используемых для оценки эффективности инвестиционных затрат проекта	*Расчет финансовых потоков в течение срока жизни инвестиционного проекта, системы налогообложения, чистой приведенной стоимости, минимальной цены производимой электроэнергии*
3. Анализ чувствительности инвестиционных проектов, определение экономической эффективности	*Моделирование динамики изменения чистой приведенной стоимости проектов при изменении исходных данных моделей, построение соответствующих характеристик, определение экономической эффективности и целесообразности проектов.*
Перечень графического материала *(с точным указанием обязательных чертежей):*	
1. Сметы инвестиционных затрат, издержек проектов *2. Диаграммы финансовых потоков проектов* *3. План погашения задолженности* *4. Характеристики анализа чувствительности проектов*	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Попова Светлана Николаевна	к.э.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5АМ5Ч	Ершов Вадим Александрович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
5АМ5Ч	Ершову Вадиму Александровичу

Институт	**Энергетический**	**Кафедра**	**Электроснабжение промышленных предприятий (ЭПП)**
Уровень образования	**магистр**	**Направление/специальность**	**13.04.02 – Электроэнергетика и электротехника**

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – механические опасности (источники, средства защиты; – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).	Производственная деятельность происходит на производственной площадке, за чертой города. На производственную деятельность могут влиять такие факторы как: - вредные проявления факторов производственной среды (повышенные электромагнитные поля, шум, освещение) - опасные проявления факторов производственной среды (электроопасность, пожароопасность и взрывоопасность) - негативные воздействия на окружающую природу (загрязнение продуктами нефтепереработки)
2. Экологическая безопасность: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);	- анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);

– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.	
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Бородин Юрий Викторович	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5АМ5Ч	Ершов Вадим Александрович		

Реферат

Выпускная квалификационная работа 160 страниц, 54 рисунков, 17 таблиц, 33 источника, 7 приложений.

В диссертации рассмотрена технико-экономическая оценка централизованной и автономной систем электроснабжения в нефтегазовой отрасли. Внедрена автономная система электроснабжения блочно-модульного типа для оптимизации энергосистемы и утилизации попутного нефтяного газа. В диссертации исследуется техническая методология выбора питающей линии, главной понижающей подстанции, газотурбинных установок блочно-модульного исполнения для выработки электроэнергии.

Кроме того, предоставляется объяснение основных параметров экономической модели, таких как стоимость инвестиций, издержек технического обслуживания на установленное оборудование. Новая внедренная система электроснабжения была сравнена с централизованной системой с использованием экономических критериев: чистая приведенная стоимость, минимальная цена на электроэнергию в обоих вариантах. Анализ чувствительности был выполнен на основе параметров, которые оказывают наиболее существенное влияние на изменение ЧПС: стоимость инвестиций, ставка дисконтирования, цена на электроэнергию, доля внешнего финансирования, штрафы за сжигание попутного нефтяного газа.

Ключевые слова: электроснабжение, нефтегазовая промышленность, попутный нефтяной газ, централизованные и автономные энергетические системы, экономическое обоснование проекта, анализ чувствительности.

Объектами исследования является в представленной работе являются электротехнические системы предприятий нефтегазовой промышленности с непрерывными технологическими процессами, модульные электроустановки и системы электроснабжения.

Область применения: предприятия нефтегазовой отрасли, месторождения по добыче нефти и газа, обработке нефти и газа.

Содержание

Введение……....……....11

1. Объект и методы исследования…….....13

1.1 Анализ систем электроснабжения в нефтегазовой отрасли……....13

1.2 Автономные источники электроэнергии на предприятиях нефтегазовой отрасли…….……16

1.2.1 Дизельные электростанции…….....17

1.2.2 Газовые электростанции……...19

1.2.3 Газопоршневые электростанции…….....24

1.2.4 Газотурбинные электростанции.....26

1.2.5 Блочно-модульное исполнение автономных электростанций.....28

2. Расчеты и аналитика.....29

2.1 Определение расчётной нагрузки Крапивинского нефтяного месторождения в целом.....29

2.1.1 Картограмма и определение центра электрических нагрузок.....33

2.1.2 Выбор числа и мощности трансформаторов цеховых подстанций.....37

2.2 Система внешнего электроснабжения Крапивинского месторождения.....40

2.2.1 Централизованное электроснабжение.....40

2.2.2 Автономное электроснабжение.....49

2.2.3 Расчет статической устойчивости нагрузки, заданной эквивалентным асинхронным двигателем.....70

2.2.4 Расчет статической устойчивости нагрузки, заданной эквивалентным асинхронным двигателем в минимальном режиме нагрузок.....75

2.2.5 Применение программного комплекса RastrWin для расчетов и анализа установившегося режима энергосистемы 79

3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....83

3.1 Оценка и анализ данных по основным экономическим показателям внедряемых на предприятии проектов.....83

3.1.1 Расчет инвестиций.....83

3.1.2 Амортизация основных фондов.....87

3.1.3 Расчет стоимости затрат.....88

3.1.4 Определение ставок дисконтирования.....94
3.2 Расчет экономических показателей 96
3.3 Анализ чувствительности проектов.....101
3.3.1 Влияние инвестиций на ЧПС.....101
3.3.2 Влияние ставки дисконтирования на ЧПС.....102
3.3.3 Влияние стоимости электроэнергии на ЧПС 1.....103
3.3.4 Влияние доли заемного капитала на ЧПС.....104
3.3.5 Влияние штрафных санкций за сжигание ПНГ на ЧПС.....105
4. Социальная ответственность.....107
4.1 Анализ выявленных вредных факторов производственной среды.....107
4.2 Экологическая безопасность.....115
4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....115
4.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....118
Заключение.....120
Список используемых источников литературы.....122
Приложения.....125
Приложение А. Часть, выполненная на иностронном языке.....125
Приложение Б. Определение полной нагрузки предприятия в целом.....152
Приложение В. Выбор трансформаторов цеховых ТП.....155
Приложение Г. Выбор сечений кабельных линий распределительной сети 6 кВ.....156
Приложение Д. Выбор сечений кабельных линий распределительной сети 0,4 кВ.....157
Приложение И. Расчеты потребления топлива установкой ГТУ.....158
Приложение К. Картограмма нагрузок месторождения.....160

Введение

В диссертации рассмотрена технико-экономическая оценка централизованной и автономной систем электроснабжения в нефтегазовой отрасли, а именно на Крапивинском месторождении. Внедрена автономная система электроснабжения блочно-модульного типа для оптимизации энергосистемы и утилизации попутного нефтяного газа. В диссертации исследуется техническая методология проектирования внешней системы электроснабжения, выбора газотурбинных установок блочно-модульного исполнения для выработки электроэнергии.

Проблема интеграции в использовании природных ресурсов, включая энергетические ресурсы, является актуальной и важнейшей проблемой для экономики страны в контексте устойчивого развития. Этот вопрос полностью применяется к экономическому сектору энергоресурсов, где доминирующая роль принадлежит отраслям добычи углеводородов.

Высокий уровень добычи нефти и газа сопровождается их нерациональным использованием, когда производственные предприятия обращают внимание только на товарный продукт или товарный выпуск, тогда как вторичный выпуск, в частности, попутного нефтяного газа, используется неэффективно. Неэффективное использование недр в процессе добычи нефти обусловлено устареванием организационных и технологических процессов и несовершенством экономического анализа. Учитывая, что система электроснабжения является важной частью процесса разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, она оказывает значительное влияние на энергетические и экономические показатели промышленности. Поэтому актуальной задачей является повышение эффективности системы электроснабжения с экономической точки зрения.

Недостаточная степень использования попутного нефтяного газа была вызвана отсутствием жестких регулирующих механизмов и незначительными

санкциями за загрязнение окружающей среды. Необходимый уровень утилизации нефтяного газа достигает 95%, в соответствии с правительственными постановлениями Правительства Российской Федерации. С 2014 года увеличение штрафов за сжигание попутного нефтяного газа (ПНГ) сверх нормы заставляет нефтегазовые компании более тщательно управлять утилизацией ПНГ. Более того, к 2020 году повышающий коэффициент штрафных санкций при сжигании более пяти процентов добытого попутного нефтяного газа будет составлять 25. Некоторые отечественные нефтяные компании уже достигли требуемого показателя на определенных месторождениях, но на большинстве нефтяных месторождений вопрос решен не полностью. Одним из способов решения проблемы является использование нефтяного газа для производства электроэнергии на нефтяном месторождении.

Согласно вышеизложенному, автономная система электроснабжения должна быть реализована для оптимизации энергосистемы и использования попутного нефтяного газа, в сравнении с централизованной системой электроснабжения. Такой способ увеличения коэффициента использования попутного нефтяного газа может одновременно решить по меньшей мере два вопроса: высокие штрафы за сжигание попутного газа и энергоснабжение промышленности с высокой надежностью и энергоемкостью.

1. Объект и методы исследования

1.1 Анализ систем электроснабжения в нефтегазовой отрасли

В России исторически сложилась тенденция к использованию централизованного энергоснабжения для нефтегазовой промышленности. В этом случае, для централизованного электроснабжения, требуется возведение длинных линий электропередачи (ЛЭП), качество и надежность источника питания будут хуже, особенно в суровых климатических условиях. Устаревание и износ оборудования во многих отраслях превышает 50-60%, что приводит к сбоям и нарушениям систем электроснабжения потребителей. [1, 15]

Кроме того, происходит увеличение стоимости электроэнергии и ухудшение показателей качества Единой энергетической системы (ЕЭС): более частые случаи внезапного перерыва в системе электроснабжения, старение оборудования, увеличение тарифов на электроэнергию в связи с увеличением затрат на производство электроэнергии. [15]

Истощение нефтяных месторождений вынуждает предприятия переносить производство в отдаленные, труднодоступные районы. Поэтому новые объекты строительства нефтедобычи расположены в районах Крайнего Севера и Восточной Сибири, где отсутствует централизованное электроснабжение в большинстве неразработанных нефтяных районов, что подталкивает к использованию различных типов автономных источников энергии. Нефтегазовая промышленность отличается высокой энергоемкостью, затраты на энергоносители в стоимости продукции для всей вертикали нефтяной промышленности нередко составляют более 50 процентов.

Современное электрооборудование, обеспечивающее функционирование нефтяных и газовых месторождений, характеризуется повышенными требованиями к качеству электроэнергии и бесперебойной работы источников питания. Исследования влияния отклонения входного напряжения на постоянный режим работы погружных электродвигателей (ПЭД) (используемых в установках с центробежным насосом) показали, что минимальное значение напряжение составляет 0,6 от номинального значения (длительностью более 0,15 секунды) приводит к потере стабильности и ее последующей остановке двигателей. Аварийные остановки и повторное включение насосного оборудования отрицательно влияют на общий ресурс его работы. В некоторых случаях неконтролируемый запуск приводит к поломке оборудования. Кроме того, в условиях Крайнего Севера непрерывная эксплуатация нефтепромыслового оборудования необходима для успешного

протекания всего технического процесса производства, даже кратковременное прерывание подачи электроэнергии может привести к, например, замораживанию различных трубопроводов, используемых для передачи масла, воды, конденсата. Выполнение экстренного восстановления часто бывает невозможным из-за удаленности большинства нефтяных месторождений от основного энергетического центра и наличия только воздушного движения или зимней дороги. В следствии постепенного перехода месторождений из централизованных районов в удаленные районы, такие как регион Крайнего Севера и Восточной Сибири, не имеющих в своем большинстве доступа к централизованной сети, автономная система электроснабжения является единственным способом обеспечения функционирования объекта. [1, 15]

Одной из основных задач распределенной генерации является повышение эффективности использования локальных энергоресурсов за счет использования когенерации и тригенерации, а также сокращение потребления нефтепродуктов. Кроме того, развитию автономных энергоснабжения отечественных нефтегазовых компаний способствуют современные проблемы централизованных энергетических сетей: высокие тарифы подключения к сети, ограниченные возможности традиционных источников, опасность нарушения целостности производственных процессов из-за возможных прерываний электроснабжения. [15]

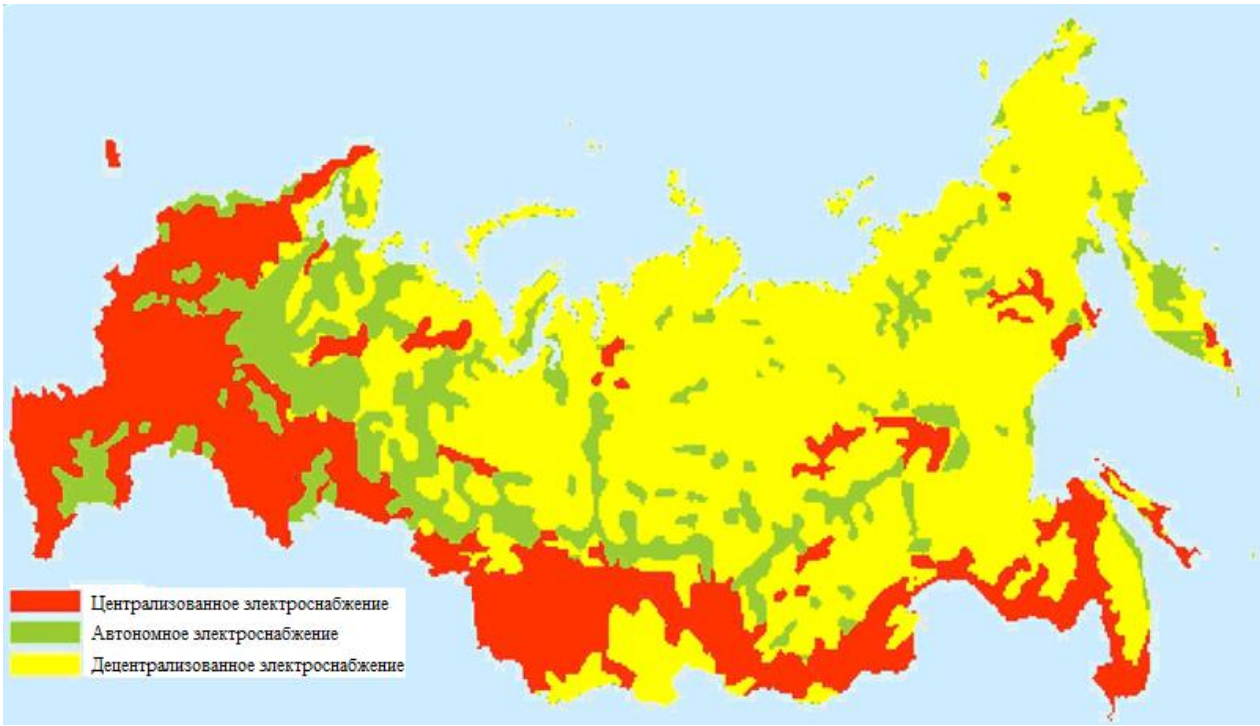


Рисунок 1.1. Карта электрификации России [11]

Для обеспечения надежности электроснабжения нефтегазовой промышленности необходимо разработать мощные энергетические системы. Как было сказано выше, сложность создания таких энергетических баз часто вызвана значительной удаленностью нефтяных месторождений от энергетических центров. Поэтому разработанная энергосистема должна сохранять резерв мощности для обеспечения роста потребления энергии без радикальной реконструкции системы электроснабжения. Причина роста потребления энергии объясняется главным образом тем, что ввод в эксплуатацию новых мощностей по добыче нефти обычно осуществляется в отдаленных районах со сложными ландшафтными и климатическими условиями, которые не разработаны в целях сетевой инфраструктуры. Кроме того, спроектированная система электроснабжения должна обеспечивать электроэнергию в аварийном режиме, режиме ремонта в соответствии с категорией надежности электроснабжения источника питания. [1, 3]

Требования к обеспечению электроснабжения являются одним из важных аспектов энергоснабжения нефтяных месторождений. Существует три категории надежности электропитания.

Первая категория надежности электроснабжения.

Первая группа потребителей электрической энергии включает в себя электроприемники, прерывание электроснабжения которых может привести к тяжелым последствиям: опасность для жизни и здоровья граждан, финансовый и физический ущерб, массовый невыпуск и брак продукции, отказ в сложном технологическом процессе, массовый останов оборудования сельского хозяйства.

Специальная группа в первой группе содержит оборудование, которое по существу необходимо для предотвращения чрезвычайных ситуаций, различного рода опасностей. Первая группа надежности требует питания двумя независимыми, взаиморезервирующими источниками питания. Прерывание электропитания ограничено временем автоматического ввода резерва. Для специальной группы необходим третий источник (аккумуляторы, местный дизель-генератор).

Вторая категория надежности электроснабжения.

Вторая группа включает электроприемники, прерывание электроснабжения которых может привести к задержке стратегического производства, массовый простой человеческих ресурсов и повреждению

техники, нарушению нормальной жизни людей. Электроснабжение должно быть выполнено двумя независимыми источниками, а время прерывания электроснабжения ограничено временем ручного переключения на резервный источник.

Третья категория надежности электроснабжения.

Третья категория надежности электроснабжения состоит из потребителей электрической энергии, которые не входят в первую и вторую категории. Они снабжаются одним источником питания с возможным прерыванием, ограниченным на двадцать четыре часа за одно прерывание. [8]

Крапивинское нефтяное месторождение - объект, рассматриваемый в диссертации, как нефтегазодобывающее предприятие, как правило, включает потребителей электроэнергии первой и второй категорий надежности электроснабжения.

1.2 Автономные источники электроэнергии на предприятиях нефтегазовой отрасли

В соответствии с вышесказанным, электроснабжение нефтегазовой промышленности может осуществляться от централизованной сети электроснабжения или автономной электростанцией. Следует отметить, что увеличение доли затрат на электроэнергию в совокупных издержках производства вынуждает промышленные предприятия искать новые возможности для электроснабжения и теплоснабжения. В то же время для многих нефтяных месторождений отсутствует возможность подключения к централизованной системе электроснабжения. Строительство воздушных линий для таких районов требует значительного времени и, чаще всего, экономически нецелесообразно из-за огромного объема капитальных затрат. Рост тарифов на электроэнергию также увеличивает долю расходов на энергию в бюджете нефтегазовых компаний. В связи с этим практически все нефтегазовые компании в течение ряда лет реализовывали программы энергосбережения и энергоэффективности и постоянно расширяли арсенал энергоэффективных технологий.

Значительная экономия энергии, связанная с использованием попутного нефтяного газа (ПНГ) с целью генерации собственного электричества, а также комбинированная выработка тепла (когенерация) достигается за счет внедрения автономных источников энергии. Для этой цели широко разработаны автономные системы электроснабжения на базе газопоршневых и газотурбинных электростанций. Кроме того, дизельные электростанции

широко используются в отдаленных районах. Опыт показал, что наиболее выгодными решениями являются быстровозводимые блочно-модульные электростанции на основе конструкций контейнерных типов с выходной мощностью до 50 МВт. [1, 3, 6]

Компании мотивированны принимать решение о строительстве собственных автономных источников энергии, так как:

- Стоимость электроэнергии от автономных источников энергии (особенно тех, которые работают на природном газе или попутном газе) может быть ниже, чем стоимость покупной электроэнергии из национальной сети;
- Стоимость строительства автономных электростанций для многих предприятий нефтегазовой отрасли соизмерима со стоимостью финансовых потерь, вызванных прерыванием мощности продолжительностью более 2 часов;
- Надежность автономной электростанции может быть значительно выше;
- Наличие автономных источников энергии позволяет предприятиям обеспечивать энергетический суверенитет и, как следствие, экономическую независимость от рынка электроэнергии. [1, 6]

В следующих параграфах представлена информация о наиболее распространенных автономных электростанциях, используемых в нефтегазовой промышленности.

1.2.1 Дизельные электростанции

Дизельная электростанция - генераторная установка, в которой дизельный двигатель используется в качестве приводящего вала в движение устройства для генерирования электроэнергии. Дизельные электростанции широко используются в качестве резервных источников энергии в нефтегазовой промышленности, особенно для снабжения потребителей первой и второй категорий. Во время отключения электроэнергии дизельные генераторы работают для покрытия требуемого спроса.

Преимущества:

- Конструкция и компоновка установки достаточно просты;
- Возможность быстрого пуска, набор нагрузки за короткое время;
- Требуется относительно небольшое количество воды для охлаждения;

- Общая стоимость намного меньше, чем стоимость паровой электростанции той же мощности;
- Тепловой КПД установки выше, чем у паровой электростанции (35%);

Недостатки:

- Высокие эксплуатационные расходы, поскольку топливо (дизельное топливо) является дорогостоящим;
- Станция не работает удовлетворительно в условиях перегрузки в течение длительного периода времени;
- Станция ограничена относительно небольшой мощностью;
- Стоимость смазочных материалов и обслуживания высока.

В дополнение к дизель-генераторному агрегату имеется много других вспомогательных устройств, подключенных к дизельной электростанции. В системе подачи топлива имеется фильтр-накопитель, топливный насос и основной топливный бак. Дизельное топливо хранится в резервуаре, перекачивается из основного бака в сухую емкость с промежуточной очисткой. В случае переполнения имеется дополнительная переливная труба для возврата топлива из сухого бака в основной. Дизельное топливо впрыскивается в двигатель системой впрыска топлива.

Для сжигания топлива необходим кислород, поэтому система воздухозабора отвечает за обеспечение необходимого количества воздуха в камеру сгорания. Она состоит из трубы для подачи воздуха в двигатель. Фильтры предназначены для удаления пыли из воздуха, потому что эти частицы могут действовать как абразив в цилиндре двигателя. Выхлопной газ удаляется из двигателя в атмосферу с помощью выхлопной системы. В этой системе глушитель обычно используется для снижения уровня шума двигателя.

Система охлаждения. Система охлаждения защищает от перегрева, что может привести к повреждению всей установки. Установленная температура в требуемом диапазоне должна поддерживаться в соответствии с техническими характеристиками и условиями.

Смазочная система. Смазочное масло собирается в масляном баке, откуда масляный насос подает его в двигатель через масляный фильтр и масляный радиатор, чтобы поддерживать требуемую температуру.

Система запуска двигателя. Для запуска дизельного двигателя сжатый воздух используется для принудительного первичного вращения вала. Для мощных двигателей используются станции сжатого воздуха, поэтому время старта увеличивается.

Подводя итог, дизельные электрогенераторы обеспечивают резервное питание основным объектам и техпроцессам компании. В случае аварийной ситуации или катастрофы, если основная мощность отключена, генераторы могут выступать в качестве резерва, что позволяет продолжать производство в обычном режиме. Это может спасти предприятие от потери большого количества времени и прибыли. [6]

1.2.2 Газовые электростанции

Газовые электростанции - электростанции, предназначенные для автономной или резервной выработки электроэнергии путем сжигания газа различных видов. Делятся на два основных типа: газопоршневые и газотурбинные установки. Оба вида имеют структурные и функциональные различия, которые определяют степень их использования и возможности установки на конкретном объекте. После анализа особенностей объекта, плюсов и минусов каждого типа, представляется возможным выбор типа установки.

Целесообразно применять попутный нефтяной газ (ПНГ) в качестве топлива для автономных установок по производству электроэнергии. ПНГ хранится в растворенном состоянии в композиции сырой нефти, выделяясь из нее по мере извлечения на поверхность. Несмотря на то, что газ является важным сырьем в нефтехимии и ценным топливом в электроэнергетике, Российская Федерация занимает первое место в мире по объемам сжигания ПНГ на факельных установках. Согласно официальной статистике, в 2011 году в России было сожжено 26,7 млрд. м^3 ПНГ, однако, по оценкам Всемирного фонда «World Wide Fund for Nature space monitoring», было уничтожено не менее 38 млрд. м^3. [3, 13, 14]

Рисунок. 1.2. Объемы сжигания ПНГ на основе спутниковых данных

Рисунок 1.3. Статистика сжигания ПНГ по странам [14]

Сжигание ПНГ приводит не только к огромным финансовым потерям из-за невостребованного углеводородного сырья, но также к значительным выбросам твердых загрязнителей и ухудшению экологической ситуации в нефтепромыслах. По оценкам Министерства промышленности и энергетики, в атмосферу в нефтедобывающих регионах в 2004 году было выброшено 321,8 тыс. тонн твердых загрязнителей (около 12% от общего объема выбросов в России). Семь миллионов тонн этана, 4 миллиона тонн пропана, 2,6 миллиона тонн бутана были сожжены на факельных установках. Предприятия по добыче

нефти и газа теряют около 13 миллиардов долларов в год из-за недостаточной доли утилизации ПНГ. [14, 15]

В Ханты-Мансийском автономном округе, согласно статистике администрации, 7,6 млрд. $м^3$ попутного газа ежегодно сжигается факельными установками, что сопоставимо со сжиганием 6,5 млн. тонн нефти. По результатам исследования, финансируемого Всемирным банком, около трети части российского ПНГ, сжигаемого факелами, позволят получить дополнительный годовой доход в размере 2 ,3 миллиарда долларов, и позволит сократить выбросы CO_2 более чем на 30 миллионов тонн в год [14, 15].

Рисунок 1.4. Динамика утилизации ПНГ в России, в соответствии с данными Министерства Промышленности и Энергетики [13]

Рисунок 1.5. Использование ПНГ по направлениям [13]

Недостаточная степень утилизации ПНГ была вызвана отсутствием жестких механизмов регулирования и незначительными штрафами за

загрязнение окружающей среды. Необходимый уровень утилизации ПНГ достигает 95% в соответствии с правительственными постановлениями Правительства Российской Федерации № 7 от 8 января 2009 года «О мерах по стимулированию снижения загрязнения атмосферных воздушных продуктов сгорания ПНГ на факельных установках». С 2014 года увеличение штрафов за сверхстандартное сжигание ПНГ заставляет нефтяные и газовые компании более тщательно управлять использованием ПНГ. Некоторые отечественные нефтяные компании уже достигли требуемого показателя на определенных месторождениях, но на большинстве нефтяных месторождений, в частности за пределами Полярного круга, вопрос разрешен не полностью. Большая часть попутного нефтяного газа сжигается факелами, а для реализации электроснабжения обычно используются автономные электростанции. [1, 15]

В то же время существует несколько способов утилизации ПНГ:

- Закачка ПНГ в пласт для поддержания пластового давления, тем самым повышая эффективность добычи нефти;
- Использование непосредственно на месторождении для местного производства электроэнергии для обеспечения потребностей нефтяного месторождения;
- Транспортировка на газоперерабатывающие заводы (ГПЗ) для получения сухого обезвоженного газа, широкой фракции легких углеводородов, сжиженных газов. [15]

Соответственно, выработка электроэнергии при использовании попутного нефтяного газа является одним из наиболее перспективных подходов к решению энергетической проблемы удаленных производственных объектов. В последние годы актуальна проблема переоборудования из централизованных систем электроснабжения в автономные энергетические комплексы. Кроме того, необходимо учитывать хроматографический состав газа отдельных скважин для обеспечения бесперебойной работы энергетических агрегатов и определения возможности замены топлива. Перед использованием газа в качестве топлива необходимо провести его подготовку на сепарационных установках для отделения механических примесей, конденсата и масла. Кроме того, выделенный газ поступает на нагреватели и компрессоры, затем - на вход силовой установки. [3, 15]

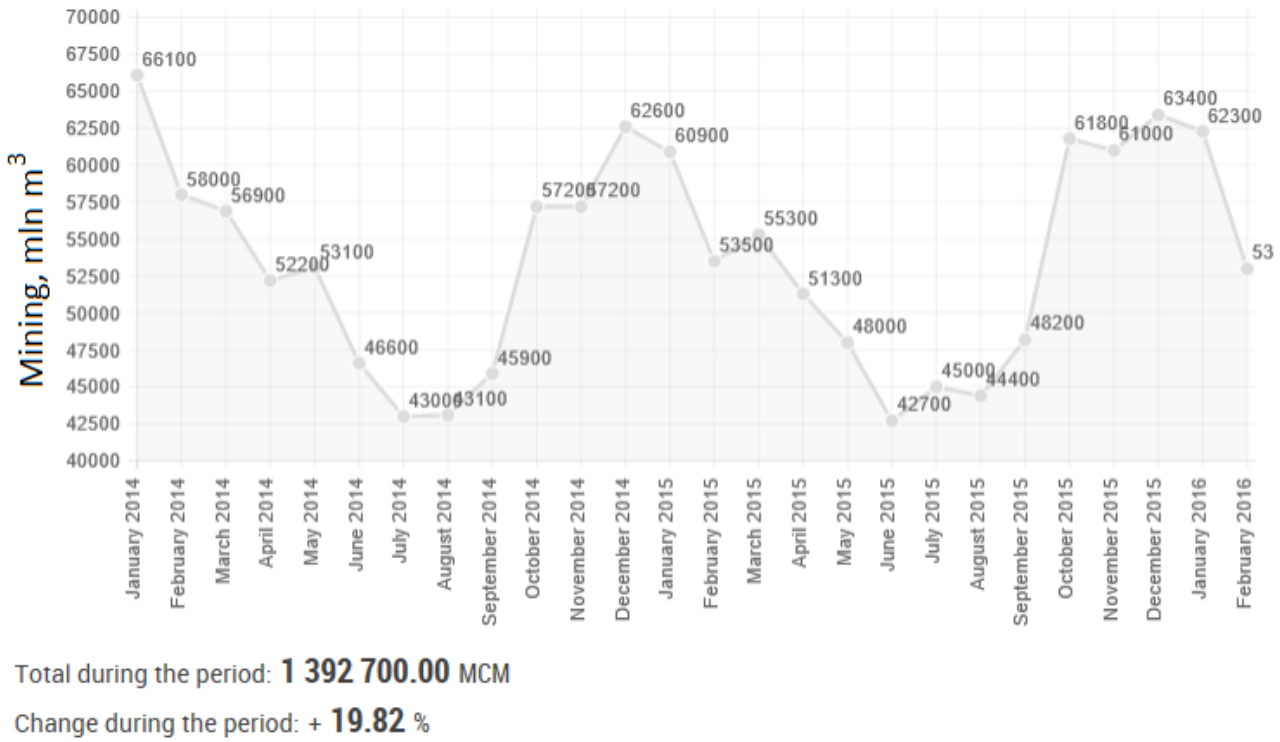


Рисунок 1.6. Добыча ПНГ в России [11]

В структуре производства произошло сокращение объемов добычи природного газа на 12,5 млрд куб. м. (-2,2%) и увеличение добычи ПНГ. Доля ПНГ в добыче газа выросла с 11,3% в 2014 году до 12,4% в 2015 году. [11]

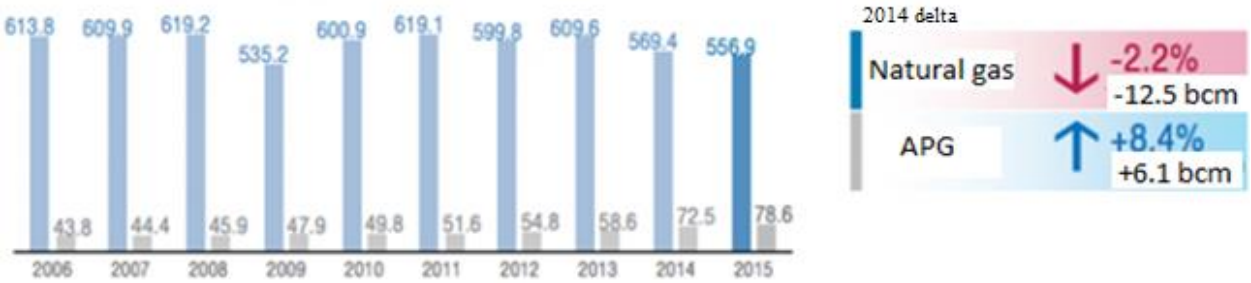


Рисунок 1.7. Динамика добычи ПНГ и природного газа [11]

В 2015 году коэффициент утилизации ПНГ увеличился в среднем по отрасли, по сравнению с 2014 годом, с 85,5 % до 88,2 % соответственно. Но увеличение коэффициента до 95 % все еще остается главной проблемой месторождений. [11]

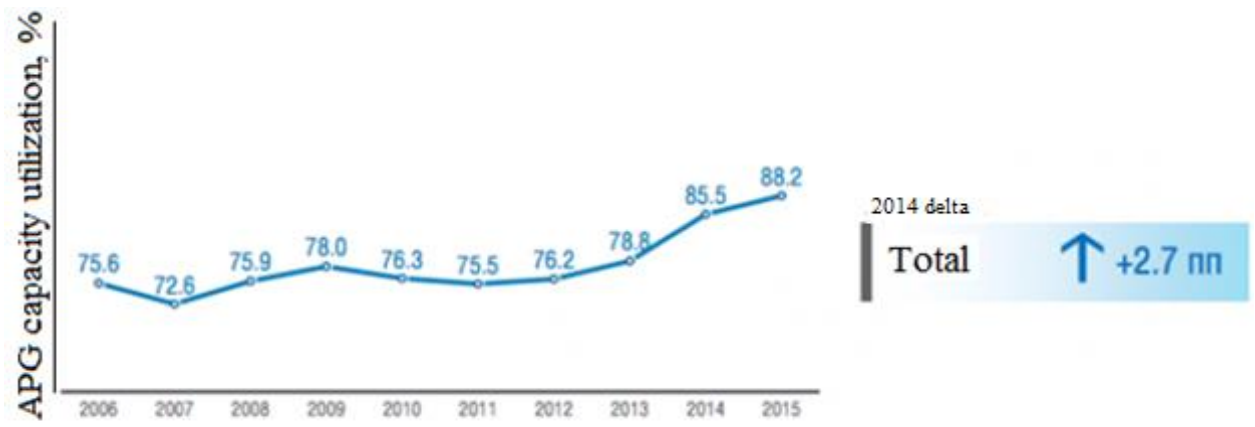


Рисунок 1.8. Динамика изменения коэффициента утилизации ПНГ, % [11]

Подводя итог, ситуация с текущим конъюнктурой на рынке газа сделала невыгодным процесс транспортировки и переработки газа. Одним из наиболее эффективных способов использования попутного газа и минимизации выбросов в атмосферу является производство электроэнергии и тепла для собственных нужд нефтяных и газовых месторождений. Сегодня такие проекты реализуют большинство крупных компаний нефтегазовой отрасли, в том числе ЛУКОЙЛ, ТНК-ВР, Татнефть, Новатэк, Итера, Газпром и другие.

Применение газовых электростанций открывает широкие возможности для эффективного использования попутного нефтяного газа и снижения себестоимости электроэнергии в 2-3 раза по сравнению с сетевыми тарифами, что приводит к значительному снижению энергоемкости добычи нефти в целом. [5, 6]

1.2.3 Газопоршневые электростанции

Газопоршневая электростанция (ГПУ) - это генерирующая установка, которая управляется двигателем внутреннего сгорания, работающим на газе.

Достоинства:

- Конкурентная цена установки;
- Коэффициент полезного действия составляет в среднем 40 % и стабилен по отношении к изменении нагрузки;
- Умеренный средний удельный расход топлива;
- Время запуска (≈ 5 мин.);
- Неограниченное количество пусков.

Недостатки:

- Стоимость капитального ремонта достигает 70-90 % от стоимости установки;
- Ограниченное время работы на холостом ходу;
- Высокие затраты на эксплуатацию;
- Требовательность к смазочным работам;
- Трудный холодный пуск;
- Высокий уровень выбросов в атмосферу, шума.

При необходимости, работа нескольких газопоршневых электростанций может быть синхронизирована, чтобы получить требуемую мощность и равномерно распределить рабочую нагрузку. Параллельная работа газопоршневых электростанций с сетью может выполняться параллельно с нагрузкой или индивидуально с различной мощностью, где это необходимо для обеспечения различной номинальной мощности. Это позволяет достичь требуемой выходной мощности и варьировать нагрузку.

Составляющие части ГПУ:

- Блок с теплоизоляцией, состоящий из модулей оборудования защиты, управления;
- Газогенератор;
- Система автоматизации;
- Система подачи топливного газа;
- Система смазки;
- Система охлаждения с охладителями и циркуляционными насосами;
- Пусковая система;
- Система вытяжки;
- Вентиляционная система;
- Система отопления для транспортировки и эксплуатации;
- Система оперативного и аварийного освещения;
- Автоматическая система пожарной сигнализации и пожарной сигнализации;
- Автоматическое газовое пожаротушение;
- Система анализа газа топливным газом;
- Дополнительный диспетчерский пункт, дистанционное управление.

Газопоршневые электростанции требуют высокого качества топлива, поэтому их использование может привести к множеству трудностей. Высокий риск детонации не позволяет использовать их на месторождениях с низким качеством топлива или содержанием сероводорода более 0,1 % без создания предварительной системы подготовки газа, что значительно увеличивает капитальные затраты на газопоршневые электростанции. Газопоршневая электростанция часто работает с нагрузкой не более 40-60% от номинальной мощности из-за высокого риска детонации топлива. Это приводит к увеличению затрат на обслуживание оборудования и быстрому выходу установки из строя. [1, 5, 6]

1.2.4 Газотурбинные электростанции

Генераторная станция, которая использует газовую турбину в качестве первичного вращателя вала для генерации электрической энергии, известна как газотурбинная электростанция. В газовой турбине в качестве рабочего тела используется воздух. Воздух сжимается компрессором и подается в камеру сгорания, где тепло добавляется в воздух, повышая тем самым его температуру. Горячий и высоконапорный воздух из камеры сгорания проходит к газовой турбине, расширяется и выполняет механическую энергию.

Газовые турбины устанавливаются на многих электростанциях для нефтегазовой промышленности в качестве сложных машин, собранных в модули. Обычно они включают в себя три основных компонента:

- *Компрессор* увеличивает давление, подает двигатель на воздух и впрыскивает его в камеру сгорания с высокой скоростью.
- *Система сжигания* впрыскивает твердый топливный пар через форсунки в камеру сгорания. Он смешивается с воздухом и горит при высоких температурах (более 1000 градусов Цельсия). Поток газа высокого давления поступает и расширяется через секцию турбины.
- *Турбина* представляет собой сложную сборку, состоящую из лопастей лопастей аэродинамического профиля для создания вращающегося момента из-за расширения через турбину впрыскиваемого горячего газа сгорания.

Наиболее важным параметром, влияющим на эффективность турбины, является температура работы турбины. Как правило, чем выше температура, тем выше эффективность и работа может быть более эффективна с экономической точки зрения. Поток через турбину может достигать температуры 1300 градусов Цельсия, в то время как некоторые металлы в

турбине могут выдерживать температуры только от 800 до 950 градусов по Цельсию. Таким образом, воздух из компрессора может использоваться в качестве охлаждающей среды для турбины, что снижает общую эффективность теплового цикла.

Способ повышения эффективности состоит в том, чтобы использовать отработанный теплообменник или парогенератор для использования энергии выхлопа турбины. Выходной теплообменник передает отработанное тепло от выхлопной системы турбины для предварительного нагрева отходящего воздуха компрессора до того, как он попадет в камеру сгорания. [5]

Достоинства:

- Меньшая стоимость капитального ремонта (10-20 % от стоимости установки);
- Эксплуатационные расходы намного ниже, чем для эквивалентной паровой электростанции;
- Требует меньший объем воды;
- Стоимость обслуживания меньше, по сравнению с газопоршневыми станциями;
- Легкий холодный пуск;
- Малы потери холостого хода;
- Меньший уровень вибрации и шума.

Недостатки:

- КПД строго зависит от нагрузки;
- Высокий уровень потребления топлива;
- Время запуска (≈ 15 мин.).

Применение газотурбинных электростанций дает возможность организовать надежное и экономичное электроснабжение нефтегазовых месторождений. Блочно-модульная конструкция установок повышает надежность установки и дает возможность включать и выключать отдельные агрегаты от эксплуатации без прерывания работы всей электростанции. [5, 6]

1.2.5 Блочно-модульное исполнение автономных электростанций

Газовые электростанции могут поставляться в модульных зданиях или контейнерах. Приобретение газовых электростанций в модульном исполнении позволяет заказчику наращивать электрические мощности по мере необходимости, что позволяет использовать энергетические мощности наиболее полно. Располагаясь рядом с потребителем, **блочно-модульные газовые электростанции** имеют электросети малой протяженности. Подобные электрические сети менее подвержены различным внешним воздействиям, что повышает надежность энергоснабжения.

Мощность газовых электростанций легко увеличивать, так как сопряжение новых модулей, и последующий монтаж осуществляются быстро и технологично.

Газовые электростанции способны работать при 40-50 % нагрузке, сохраняя высокий электрический КПД. Для получения максимальной гибкости в эксплуатации, газовая электростанция может устанавливаться с дополнительным модулем, который запускается для снятия пиковых нагрузок.

В основу устройства газотурбинного агрегата положен принцип модульности: ГТУ состоят из отдельных блоков, включая блок автоматики. Модульная конструкция позволяет в кратчайшие сроки производить сервисное обслуживание и ремонт, наращивать мощность, а также экономить средства за счет того, что все работы могут производиться быстро на месте эксплуатации.

Однако наиболее важный вопрос - экономическая эффективность строительства собственной электростанции. В качестве основы для расчета использовались следующие показатели:

- Нагрузка месторождения;
- Стоимость подключения к сети;
- Тарифы на электроэнергию;
- Стоимость автономной станции;
- Стоимость обслуживания и кап. ремонта;
- Стоимость потерь электроэнергии;
- Срок жизни проекта.

3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

3.1 Оценка и анализ данных по основным экономическим показателям внедряемых на предприятии проектов

Для экономической оценки проектов используется чистая приведенная стоимость (ЧПС). Для сравнения проектов также рассчитываются значения минимальных цен на электроэнергию. Основные компоненты экономической модели проектов описаны ниже.

3.1.1 Расчет инвестиций

Целью магистерской диссертации является оценка различных систем электроснабжения для выработки электроэнергии на Крапивинском месторождении. Именно поэтому было принято решение рассчитать инвестиции с использованием конкретных цен на оборудование. Инвестиции определяются для всех элементов энергосистем, необходимых для осуществления проектов.

Централизованное электроснабжение

Расчет инвестиций питающей линии:

$$\mathrm{C_{FL}} = \mathrm{c_{FL}} \cdot \mathrm{L_{FL}} \cdot \mathrm{k_{cond}} = 2822.1 \cdot 10 \cdot 1.053 = 27\,716.7\ \text{тыс. руб.}$$

где c_{FL} – удельная стоимость строительства двухцепной воздушной линии электропередачи (до 150 кВ) со стальными опорами и выбранным типом провода, тыс. руб / км [19];

L_{FL} – длина питающей линии, км;

k_{cond} – повышающий коэффициент для выбранной местности (болотистая местность в конкретном случае) [19].

Для расчета общей стоимости необходимо добавить затраты на создание искусственного ландшафта, временные здания и сооружения, проектно-изыскательские работы, другие работы и затраты.

Укрупненные показатели указанных затрат от базовой стоимости: [19]

- 1,5% – создание искусственного ландшафта;
- 3,3% – временные здания и сооружения;
- 9,0% – проектно-изыскательские работы;
- 3,18% – поддержка службы управления строительными работами, мониторинг строительства;
- 8,0% – прочие затраты;
- 165 000 тыс. руб / км – расчистка лесополосы, создание просеки;
- 800 000 тыс. руб / км – строительство лежневой дороги.

Годовые потери электроэнергии в питающей линии:

$$C_{loses} = \Delta W_{FL} \cdot T_{cons} = 155 \cdot 80 = 12\,376 \text{ руб}$$

где ΔW_{FL} – потери энергии, МВтч;

T_{cons} – тариф на потребление, руб / МВтч. [20]

Инвестиционные затраты на питающую линию приведены в следующей таблице.

Таблица 3.1. Инвестиционные затраты на питающую линию

Оборудование	Тип	Примечания	Параметр стоимости, ₽/км	Стоимость, ₽
Питающая линия	воздушная линия 110 кВ, АС–70/11 (10 км)	двухцепная на металлических опорах	2 971 671 ₽	29 716 713 ₽
	Ландшафтные работы	0,015	44 575 ₽	445 751 ₽
	Временные сооружения	0,033	98 065 ₽	980 652 ₽
	Проектно-изыскательские работы	0,09	267 450 ₽	2 674 504 ₽
	Поддержка службы управления строительными работами, мониторинг строительства	0,0318	94 499 ₽	944 991 ₽
	Прочие затраты	0,08	237 734 ₽	2 377 337 ₽
	Расчистка лесополосы, создание просеки		165 000 ₽	1 650 000 ₽
	Строительство лежневой дороги		800 000 ₽	8 000 000 ₽
	Суммарные инвестиции			**46 789 948 ₽**
Потери в питающей линии	155 МВтч	80 ₽		12 376 ₽

Стоимость главной понижающей подстанции: [19]

$$C_{MSS} = 47\,918 \text{ тыс. руб}$$

Для расчета общей стоимости строительства подстанции необходимо учесть прочие расходы, которые были рассчитаны исходя из базовой стоимости с использованием следующих процентных ставок:

- 5,0% – мобилизационные работы;
- 4,0% – ландшафтные работы;
- 3,9% – временные здания и сооружения;
- 8,5% – проектно-изыскательские работы;
- 3,18% – поддержка службы управления строительными работами, мониторинг строительства;
- 8,5% – прочие затраты. [19]

Годовые потери в подстанции:

$$C_{\text{loses MSS}} = \Delta W_{\text{MSS}} \cdot T_{\text{cons}} = 95.1 \cdot 80 = 7\,575 \text{ руб}$$

где ΔW_{MSS} – потери энергии, МВтч;

T_{cons} – тариф на потребление, руб/МВтч. [20]

Инвестиционные затраты на главную понижающую подстанцию приведены в следующей таблице.

Таблица 3.2. Инвестиционные затраты на главную понижающую подстанцию

Оборудование	Тип	Параметр стоимости, ₽	Стоимость, ₽
Главная понижающая подстанция	Два двухобмоточных трансформатора: ТДН – 16000/110	47 918 000 ₽	47 918 000 ₽
	Мобилизационные работы	0,050	2 395 900 ₽
	Ландшафтные работы	0,040	1 916 720 ₽
	Временные сооружения	0,039	1 868 802 ₽
	Проектно-изыскательские работы	0,085	4 073 030 ₽
	Поддержка службы управления строительными работами, мониторинг строительства	0,032	1 523 792 ₽
	Прочие затраты	0,085	4 073 030 ₽
	Суммарные инвестиции		**63 769 274 ₽**
Потери в трансформаторах		95.1 МВтч	7 575 ₽

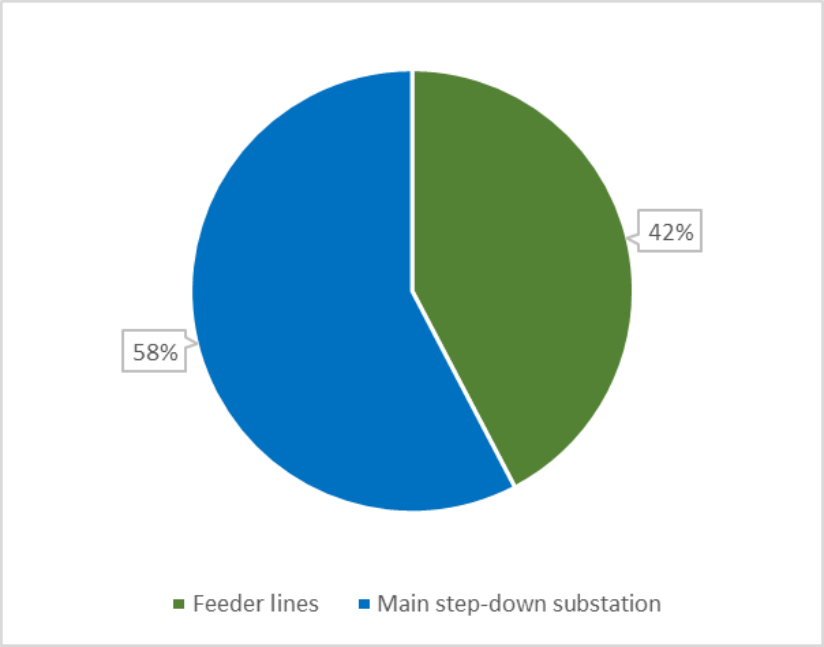


Рисунок 3.1. Инвестиции в систему централизованного электроснабжения

Суммарные инвестиции в систему централизованного электроснабжения составляют:

110 559 000 руб.

Автономная система электроснабжения

Существует широкий спектр установок ГТУ на рынке от отечественных производителей до зарубежных. Колебания цен наблюдаются в пределах от 250 до 800 долларов США за кВт установленной мощности. Выбранная ГТУ производится отечественной производственной компанией - ОАО «РЭП Холдинг». Отечественный производитель был выбран в соответствии с программой замещения импорта, которая проводится среди крупных промышленных компаний. ОАО «РЭП Холдинг» - российский энергетический холдинг, который доминирует в области производства и поставки электрооборудования. Предприятие выполняет проектирование, производство и поставку энергетического и электротехнического оборудования для газовой, нефтяной, энергетической промышленности, в особенности для производства электроэнергии и сетевой интеграции.

В соответствии со стандартизированным производственным отчетом по ГТУ [17] конкретная инвестиционная стоимость для двухблочных установок ГТУ-16 с подсистемами (тип UGT16000C) составляет 683 520 000 рублей с поставкой и установкой под ключ, что составляет 356 долларов США за кВт

установленной мощности. Поставляемая установка изготавливается в виде блочно-модульного комплекта с повышенной готовностью сборки и быстрым вводом в эксплуатацию, возможностью запуска. В целом покупка установки представляет собой сложный процесс, который может быть выполнен в тендерной процедуре, прямой покупке, поставке от предпочтительной или совместной компании. Поэтому цены будут отличаться в зависимости от приоритетов заказа клиента и конкретной ситуации на рынке.

В последствие, инвестиционная стоимость будет подвергнута анализу чувствительности в последующей главе, чтобы обнаружить любые изменения при колебании цен.

В итоге, инвестиции в централизованную и автономную системы электроснабжения равны 110,5 и 683,5 млн. руб., соответственно. Инвестиции в автономную СЭС примерно в шесть раз больше, доли инвестиций показаны на диаграмме ниже.

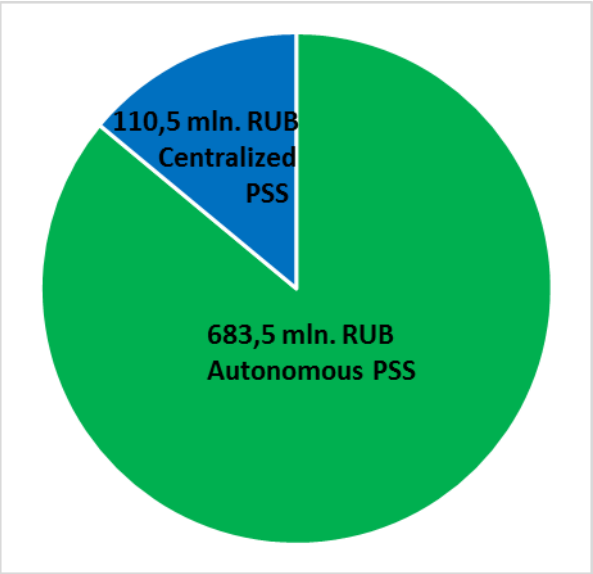


Рисунок 3.2. Инвестиции в централизованную и автономную СЭС

3.1.2 Амортизация основных фондов

Амортизация - это уменьшение стоимости актива за счет его износа с течением времени. Амортизация - метод распределения затрат. Распределение затрат может основываться на разных факторах, но оно всегда связано с расчетным периодом, продукт может генерировать доход для компании, также известный как экономическая жизнь актива. Только те активы, которые теряют стоимость с течением времени, могут быть обесценены. Существует несколько типов амортизации, таких как линейная и ускоренная амортизация.

Простейший и наиболее часто используемый метод, линейная амортизация, рассчитывается путем принятия цены покупки или приобретения актива, вычитая остаточную стоимость (стоимость, по которой он может быть продан после того, как компания больше не нуждается в ней), и деления на срок жизни актива, за который ожидается, что актив может принести пользу компании. Пример линейной амортизации показан на следующем рисунке [22]:

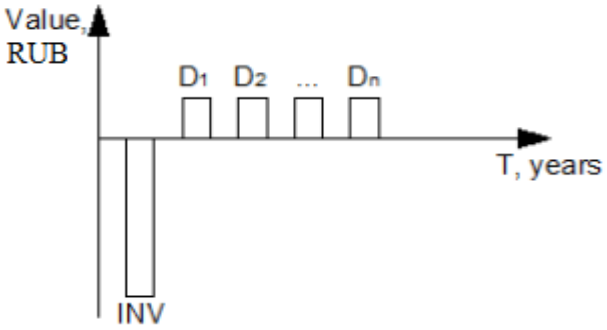


Рисунок 3.3. Линейная амортизация

Амортизация рассчитана по формуле:

$$D = \frac{V}{T},$$

где V – инвестиции в актив,

T – срок жизни актива. [22]

Пример расчета амортизации для питающей линии показан ниже.

Размер амортизации в год расчитан по формуле:

$$D = \frac{C_{FL}}{T} = \frac{46\,790\,000}{32} = 1\,462\,000 \text{ руб.}$$

3.1.3 Расчет стоимости затрат

Централизованная система электроснабжения

Стоимость подключения к сети

В соответствии с обязательствами перед Правительством РФ и Системным оператором Единой энергетической системы в России (СИ ЕЭС), предприятия строго обязаны платить за подключение к сети в случае

централизованной системы электроснабжения. Условия присоединения сетей должны обеспечивать:

- Технические требования, касающиеся присоединения;
- Количество заказанной электроэнергии и условия выполнения работ для присоединения к сети;
- Расположение точек присоединения к сетям;
- Перечень оказанных услуг и тарифных условий;
- Стоимость услуг и порядок их оплаты.

Ввиду вышеизложенного и на основе нормативной документации СО ЕЭС [21], стоимость подключения к сети включает в себя:

- Подготовка технической документации, C_{TSP} = 213 руб/кВт;
- Регулярные проверки, C_{ACP} = 80 руб/кВт;
- Аудит системы и оборудования, C_{EEA} = 62 руб/кВт;
- Подключение и обслуживание, C_{CM} = 195 руб/кВт.

В перерасчете на конкретный уровень номинальной активной мощности (16,188 МВт):

- Подготовка технической документации, C_{TSP} = 3 455 329 руб;
- Регулярные проверки, C_{ACP} = 1 300 382 руб;
- Аудит системы и оборудования, C_{EEA} = 1 005 275 руб;
- Подключение и обслуживание, C_{CM} = 3 149 861 руб.

Total fee for connection to the grid: C_{GC} = 8 910 846 руб.

Платы за потребление электроэнергии

Федеральная служба по тарифам России издает методические указания по расчету тарифов на электроэнергию на розничном / потребительском рынке, что говорит о необходимости дифференциации по нескольким группам тарифов на электроэнергию. На предприятии применяется двухставочный тариф. Он содержит ставки за установленную мощность и потребление электроэнергии (переменная и постоянная составляющие тарифа). Переменная - это цена предложения и стоимость услуг, которая отражает потребление электроэнергии от электрической сети. Постоянная фиксированная плата взимается за электрическую мощность предприятия.

- Ставка тарифа за установленную мощность, T_{POWER} = 560 325 руб/МВт;
- Ставка тарифа за потребление электроэнергии, $T_{CONS.}$ = 80 руб/МВтч. [20]

Рассчитанные платы:

$$C_{POWER} = T_{POWER} \cdot P_R = 560\ 325 \cdot 16.188 = 9\ 070\ 537 \text{ руб};$$

$$C_{CONS.} = T_{CONS.} \cdot P_R \cdot T_m = 80 \cdot 16.188 \cdot 7500 = 9\ 675\ 163 \text{ руб.}$$

где P_R – расчетная активная нагрузка предприятия, МВт;

T_m – время утилизации максимальной мощности, ч.

Суммарная плата по тарифам составляет:

$$C_{EC} = C_{POWER} + C_{CONS.} = 18\ 745\ 700 \text{ руб.}$$

Экологические сборы при сжигании попутного нефтяного газа

Попутный нефтяной газ, добываемый вместе с сырой нефтью, сжигается на факелах, и выплачивается плата за загрязнение окружающей среды. В следующей таблице показано процентное соотношение компонентов ПНГ и удельные сборы за загрязнение по каждому из них. В проекте учитывается только разница в количестве сжигаемого ПНГ, между централизованными и автономными системами электроснабжения, поскольку нет смысла принимать решения по проектам при расчете всего объема ПНГ, извлеченного и сжигаемого. Разница равна расходу топлива установок ГТУ. Плата за каждый компонент была рассчитана, умножая процентный состав на общую сумму и тариф за плату.

Таблица 3.3. Экологические сборы за сжигание ПНГ [23, 24]

Компонент ПНГ	Процент состава	Ставка тарифа, руб/т	Расчсчитанная плата, руб
CH_4	0,90	108	3 122 882 ₽
C_2H_8	0,03	47,5	45 783 ₽
C_2H_6	0,02	1,6	1 028 ₽
N_2	0,02	138,8	89 188 ₽
CO_2	0,03	1,6	1 542 ₽
%	100	**Сумма (год)**	**3 260 424 ₽**

Затраты на обслуживание питающей линии

Стандартные затраты на ремонт и техническое обслуживание электрооборудования - денежная стоимость, необходимая и достаточная для

проведения ремонтных работ оборудования в плановый год по стандарту номенклатуры, установленного:

- Правилами организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей;
- Технико-экономическими стандартами планируемого профилактического ремонта;
- Операционными и ремонтными документами для конкретных типов оборудования.

Воздушные линии 110 кВ переменного тока должны обслуживаться каждые пять лет; кроме того, капитальный ремонт должен проводиться каждые десять лет, как указано в «Стандартных ставках затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов оборудования станций и электростанций». Процентная ставка на техническое обслуживание - 0,25%, для капитального ремонта - 0,4%.

$$C_{FL.M.} = r_{FL.M.} \cdot C_{FL} \cdot k_R = 0.0025 \cdot 29\,716\,713 \cdot 1.3 = 96\,579 \text{ руб};$$

$$C_{FL.O.} = r_{FL.O.} \cdot C_{FL} \cdot k_R = 0.004 \cdot 29\,716\,713 \cdot 1.3 = 154\,527 \text{ руб};$$

где $C_{FL.M.}$ – стоимость обслуживания питающей линии, руб;

$C_{FL.O.}$ – стоимость капитального ремонта питающей линии, руб;

$r_{FL.M.}$ – процентная ставка для расчета стоимости обслуживания;

$r_{FL.O.}$ – процентная ставка для расчета стоимости кап. ремонта;

C_{FL} – стоимость строительства питающей линии, руб;

k_R – региональный коэффициент для зон Крайнего Севера. [18]

Затраты на обслуживание главной понижающей подстанции (ГПП)

На основании [18] для выбранного типа подстанции процентные соотношения для стоимостей обслуживания и капитального ремонта составляют 1,21% и 2,49% соответственно. Техническое обслуживание должно проводиться каждые три года и капитальный ремонт каждый 9-й год. Таким образом, получим:

$$C_{MSS.M.} = r_{MSS.M.} \cdot C_{MSS} = 0.0121 \cdot 47\,918\,000 = 575\,808 \text{ руб};$$

$$C_{MSS.O.} = r_{MSS.O.} \cdot C_{MSS} = 0.0249 \cdot 47\,918\,000 = 1\,193\,158 \text{ руб};$$

где $C_{MSS.M.}$ – стоимость обслуживания ГПП, руб;

$C_{MSS.O.}$ – стоимость капитального ремонта ГПП, руб;

$r_{MSS.M.}$ – процентная ставка для расчета стоимости обслуживания;

$r_{MSS.O.}$ – процентная ставка для расчета стоимости кап. ремонта;

C_{MSS} – стоимость ГПП, руб.

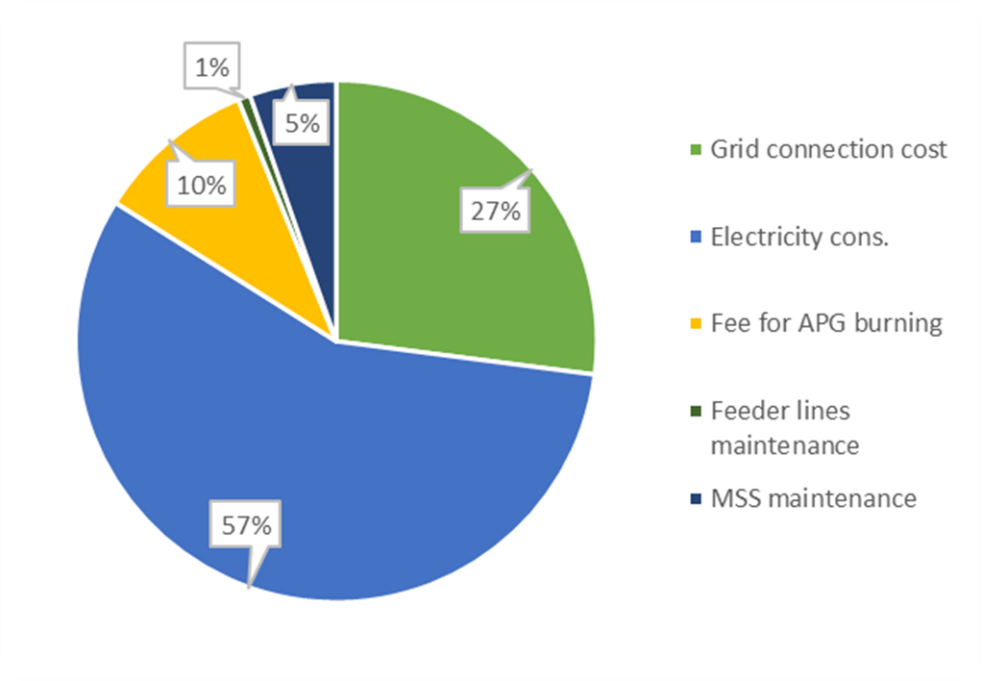


Рисунок 3.4. Затраты на централизованную СЭС

Автономная система электроснабжения

Обслуживание и капитальный ремонт

Согласно [10], срок службы установки составляет 200 000 часов, техническое обслуживание должно выполняться каждые 25 000 часов, капитальный ремонт каждые 60 000 часов. Пересчитав количество часов в количество лет, используя время использования максимальной мощности, получим следующие результаты: техническое обслуживание и капитальный ремонт должны выполняться каждые 3 и 8 лет.

Затраты на техническое обслуживание и капитальный ремонт составляют 5 и 10%, соответственно, от общего объема инвестиций, которые составляют 30 758 400 и 68 352 000 рублей, за одну операцию. [18]

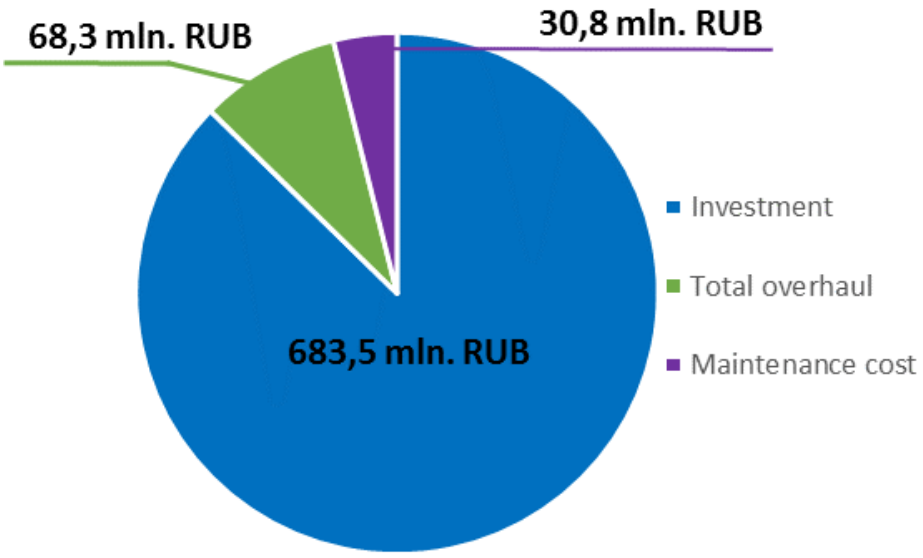


Рисунок 3.5. Денежные индикаторы автономной системы электроснабжения

Виртуальная цена топлива (по объему потребляемого ГТУ попутного газа)

$$C_{APG} = c_{mining} \cdot V_{APG} = 250 \cdot 46\,090 = 11\,522\,450 \text{ руб}$$

где c_{mining} – стоимость добычи ПНГ (собственная стоимость на предприятии), руб/тыс. м^3 [25]

V_{APG} – ежегодное потребление ПНГ с целью выработки электроэнергии, тыс. м^3.

Фактически, предприятие не платит за используемый ПНГ в качестве топлива для установок ГТУ, но стоимость должна рассчитываться, потому что нефтегазодобывающие предприятия несут затраты, чтобы добывать его одновременно с нефтью как нежелательный компонент сырой нефти. Доказано, что чем выше насыщение месторождения ПНГ, тем выше переменная стоимость добычи нефти.

3.1.4 Определение ставок дисконтирования

В настоящее время уровень *инфляции* (r_{inf}) достиг 4,3 %. По сравнению с предыдущим годом снижение составило на 3,4 %, и наблюдалась тенденция снижения. [26]

Рисунок 3.6. Тенденция уровня инфляции в России, 2012 – 2017

В будущем, быстрое снижение инфляции ожидалось до уровня 5,5 % и 4 % в 2017 и 2020 годах соответственно. Снижение инфляции до указанных значений достигается путем наращивания темпов экономического роста и развития организационной политики. Во-первых, наблюдается строгая политика в отношении регулируемых тарифов для инфраструктурных областей. Во-вторых, предпринимаются меры по регулированию спроса на внутренние товары и услуги, продвижению конкуренции, антиинфляционной политике. В долгосрочной перспективе уровень инфляции к 2025 году составляет 5,3 %. [27]

Кроме того, продолжительность проектов оценивается в 32 года, что не позволяет принять ставку инфляции с точностью до 5,3% в течение всего срока жизни проектов. Поэтому, принимая во внимание худший прогноз, принимаем инфляцию 6 %. Более того, ставка будет подвергнута анализу чувствительности в последующей главе.

Реальная ставка доходности (r_{real}) принимается как желаемая минимальная ставка доходности с учетом риска. Желаемая минимальная ставка доходности - это минимальная ставка, получаемая за счет инвестиций, которые могут быть вложены в альтернативный проект, банк или

государственные облигации (5% - 10%). Ввиду вышеизложенного реальная ставка доходности принимается равной 8%. [28]

Ставка дисконтирования (r_{nom}) рассчитана по формуле Фишера [22]:

$$\mathrm{r_{nom}} = (1 + \mathrm{r_{inf}}) \cdot (1 + \mathrm{r_{real}}) - 1 = (1 + 0.06) \cdot (1 + 0.08) - 1 = 0.1448$$

Подоходный налог (T_c) для организаций равен 20% в соответствии с Налоговым кодексом Российской Федерации [29].

Средневзвешенная стоимость капитала (WACC)

Для расчета эффекта внешнего финансирования используем концепцию средневзвешенной стоимости капитала (WACC). WACC - это минимальная доходность, которую компания должна заработать на существующей базе активов для удовлетворения своих кредиторов, владельцев и других инвесторов. WACC рассчитывается с учетом относительных долей каждого компонента структуры капитала [22].

$$r_{WACC} = r_{equity} \cdot \frac{E}{E + D} + r_{debt} \cdot \frac{D}{E + D} \cdot (1 - T_c),$$

где r_{equity} – собственная ставка доходности, %;

r_{debt} – процентная ставка, установленная банком, %;

E – доля собственного капитала;

D – доля заемного капитала;

T_c – ставка корпоративного налога.

Модель WACC реализуется, если проект финансируется за счет кредита. Необходимо применять процентную ставку, по которой банк предоставляет кредиты крупным компаниям, используя модель WACC.

Ставка банка *(r_{debt})* установлена равной 14,15 %, по данным Центрального банка Российской Федерации по предпринимательским кредитам со сроком погашения более одного года. [30]

3.2 Расчет экономических показателей

Расчет чистой приведенной стоимости (ЧПС)

Чистая приведенная стоимость представляет собой сумму денежных потоков, приведенных текущий год с учетом ставки дисконтирования; другими словами, сумма дисконтированных денежных потоков. [22]

В ходе шагов расчета денежных потоков были рассчитаны доходы до налогообложения (EBT), налоговый щит, прибыль после налогообложения (EAT).

Прибыль до налогообложения рассчитывается по следующей формуле:

$$\mathrm{EBT}_t = -C_t - \mathrm{D}$$

где $\mathrm{C_t}$ – суммарные издержки на ‘t’ год, руб;

D – амортизация, руб.

Затраты на систему централизованного ЭС включают в себя подключение к сети, потребление электроэнергии, штрафы за сжигание ПНГ, техническое обслуживание и капитальный ремонт питающих линий и главной понижающей подстанции. Для автономной СЭС это затраты на техническое обслуживание и капитальный ремонт установки ГТУ, проценты по кредиту (в случае внешнего финансирования инвестиций). Другие предполагаемые и потенциальные затраты считаются идентичными для обоих вариантов, и они не влияют на процедуру принятия решений и результат, поэтому они не включены в экономическую модель.

Расчет налогового щита:

$$\mathrm{Tax_t} = \mathrm{EBT_t} \cdot \mathrm{T_c}$$

где $\mathrm{T_c}$ – ставка корпоративного налога.

В данном случае у предприятия имеются другие доходы (не связанные с этими проектами), и издержки этих проектов приведут к уменьшению суммарной суммы налогов компании. Это означает, что мы рассчитываем налоговый щит как отрицательный, и EAT будет выше на сумму налога.

Прибыль после налогообложения рассчитывается по формуле:

$$\mathrm{EAT_t} = \mathrm{EBT_t} - \mathrm{Tax_t}$$

В итоге, денежные потоки определяются:

$$\mathrm{CF_t} = \mathrm{EAT_t} + \mathrm{D} - \mathrm{PMT_t}$$

где PMT_t – основной платеж по кредиту, руб. (в случае внешнего финансирования в проект автономной СЭС).

Расчеты генерируют следующие денежные потоки:

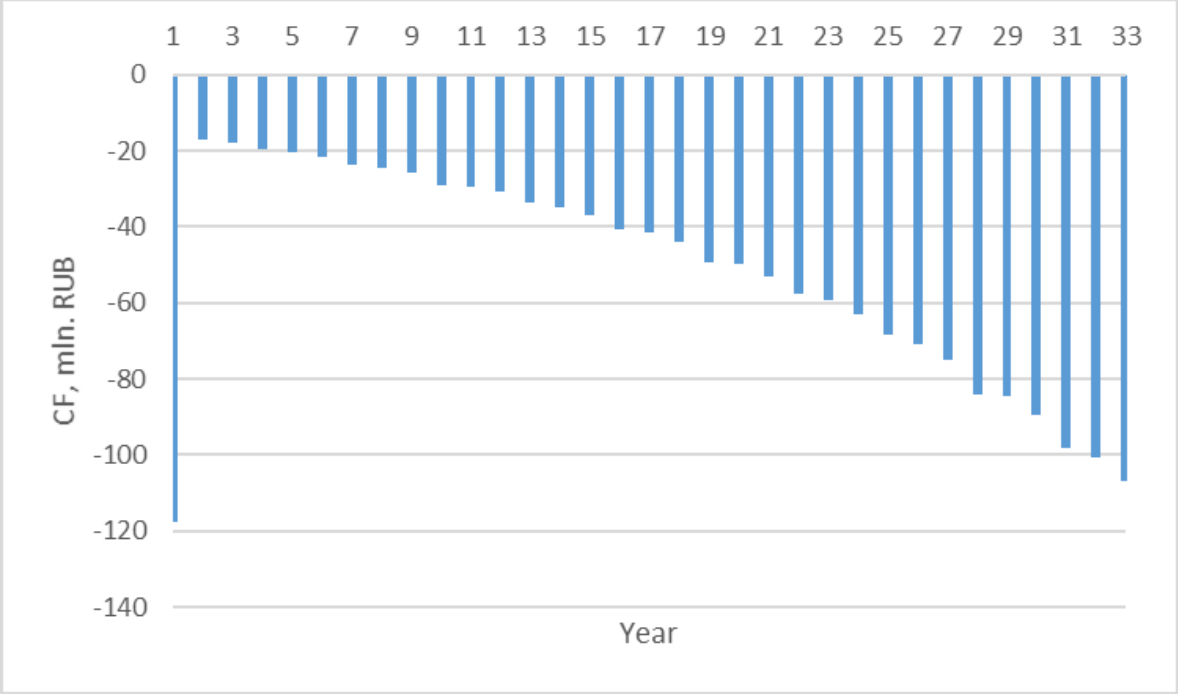


Рисунок 3.7. Финансовые потоки системы централизованного электроснабжения

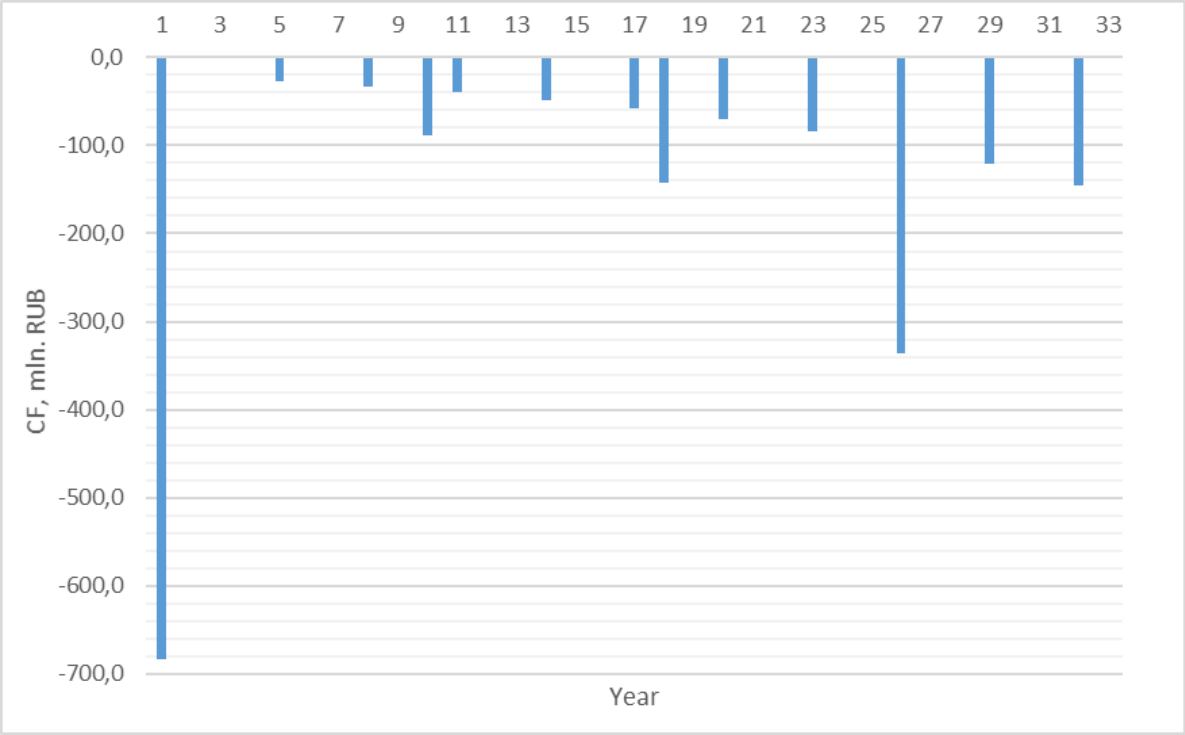


Рисунок 3.8. Финансовые потоки системы автономного электроснабжения

Очевидно, что денежные потоки в случае централизованной СЭС плавно распределяются из-за почти одинаковых затрат за годы, включая коэффициенты эскалации. Напротив, автономная СЭС отражает неоднородные по времени денежные потоки, которые включают в себя техническое обслуживание и капитальный ремонт установки ГТУ с учетом временной стоимости денег.

Чистая приведенная стоимость рассчитывается по формуле:

$$\mathrm{NPV} = \sum_{t=1}^{N} \frac{\mathrm{CF_t}}{(1 + \mathrm{r_{nom}})^{\mathrm{t}}} - \mathrm{INV}$$

где CF_t – денежный поток в год «t», руб.;

r_{nom} – ставка дисконтирования, %;

N – срок жизни проекта, лет;

INV – инвестиции в «0» году, руб.;

Значения ЧПС приведены в следующей таблице:

Таблица 3.4. Значения ЧПС проектов

Система электроснабжения	ЧПС, млн. руб.
Централизованная	- 305.5
Автономная	- 783.5

В соответствии с результатами, ЧПС второго варианта СЭС более чем в два раза ниже, главным образом из-за преобладающих инвестиций в проект. Кроме того, преобладают отрицательные денежные потоки второго варианта в другие годы по сравнению с централизованной системой. Расчет проводился без внешнего финансирования второго варианта; эта возможность будет обсуждаться далее.

В случае внешнего финансирования второго варианта, учитывая, что компания занимает 80% инвестиционной стоимости из банка, наблючаются следующие данные:

Таблица 3.5. Структура инвестиций

Соотношение кредит к инвестициям, %	80
Кредит, руб.	546 816 000
Годовой платеж, руб.	89 694 997
Собственные средства, руб.	136 704 000

Срок погашения составляет 15 лет, план погашения задолженности:

Таблица 3.6. План погашения задолженности

Год	Баланс, руб.	Основные платежи, руб.	Выплата процентов, руб.	Общий платеж, руб.
1	546 816 000	12 320 533	77 374 464	89 694 997
2	534 495 467	14 063 888	75 631 109	
3	520 431 580	16 053 928	73 641 069	
4	504 377 652	18 325 559	71 369 438	
5	486 052 093	20 918 625	68 776 371	
6	465 133 467	23 878 611	65 816 386	
7	441 254 856	27 257 434	624 37 562	
8	413 997 422	31 114 361	58 580 635	
9	382 883 061	35 517 043	54 177 953	
10	347 366 017	40 542 705	49 152 291	
11	306 823 312	46 279 498	43 415 499	
12	260 543 814	52 828 047	36 866 950	
13	207 715 767	60 303 215	29 391 781	
14	147 412 552	68 836 120	20 858 876	
15	78 576 431	78 576 431	11 118 565	

Следующая диаграмма отражает денежные потоки проекта, финансируемого за счет кредита:

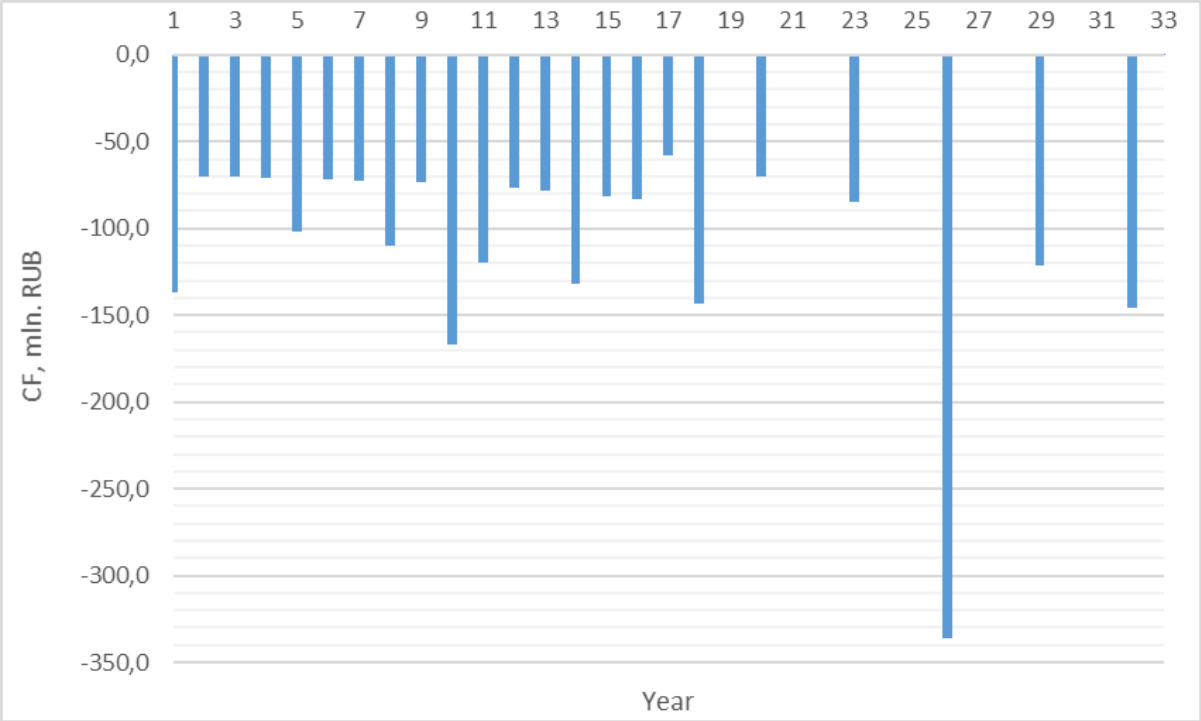


Рисунок 3.9. денежные потоки проекта автономной СЭС в случае 80% внешнего финансирования

В этом случае ЧПС второго проекта составляет - 698,7 млн. руб., почти на 100 млн. руб. выше, чем в случае собственного финансирования. Тем не менее, комбинации финансирования инвестиций и соответствующие результаты будут представлены в главе анализа чувствительности; окончательное обсуждение и принятие решений будут выполняться также после анализа чувствительности.

Виртуальная минимальная цена на электроэнергию

Виртуальную минимальную цену можно рассчитать двумя способами: с целью продажи и без нее. Эта цена включает инвестиции, все затраты в течение срока службы. Оценка этих цен позволяет сравнивать проекты.

Внутренние цены виртуального электричества были рассчитаны:

$$\mathrm{C_{min}} = \frac{\mathrm{NPV}}{\mathrm{PVAF} \cdot \mathrm{W_{year}}} = \frac{NPV}{\frac{1-(1+r_{nom})^{-N}}{r_{nom}} \cdot W_{year}}$$

где PVAF – коэффициент аннуитета;

r_{nom} – ставка дисконтирования, %;

N – срок жизни проекта, лет;

W_{year} – годовое потребление / производство электроэнергии, МВтч.

Виртуальные цены на электроэнергию для целей продажи были рассчитаны:

$$\mathrm{C_{min}} = \frac{\mathrm{NPV}}{\mathrm{PVAF} \cdot \mathrm{W_{year}}} = \frac{NPV}{\frac{1-(1+r_{nom})^{-N}}{r_{nom}} \cdot W_{year} \cdot (1-T_c)}$$

Таблица 3.7. Цены на электроэнергию проектов

Система электроснабжения	Виртуальная цена C_{min}, руб / МВтч	
	Внутренняя	Для продажи
Централизованная	370	460
Автономная	950	1 180

3.3 Анализ чувствительности проектов

3.3.1 Влияние инвестиций на ЧПС

Инвестиционная стоимость имеет значимое влияние на ЧПС в обоих проектах; поэтому анализ чувствительности по этому параметру должен быть выполнен.

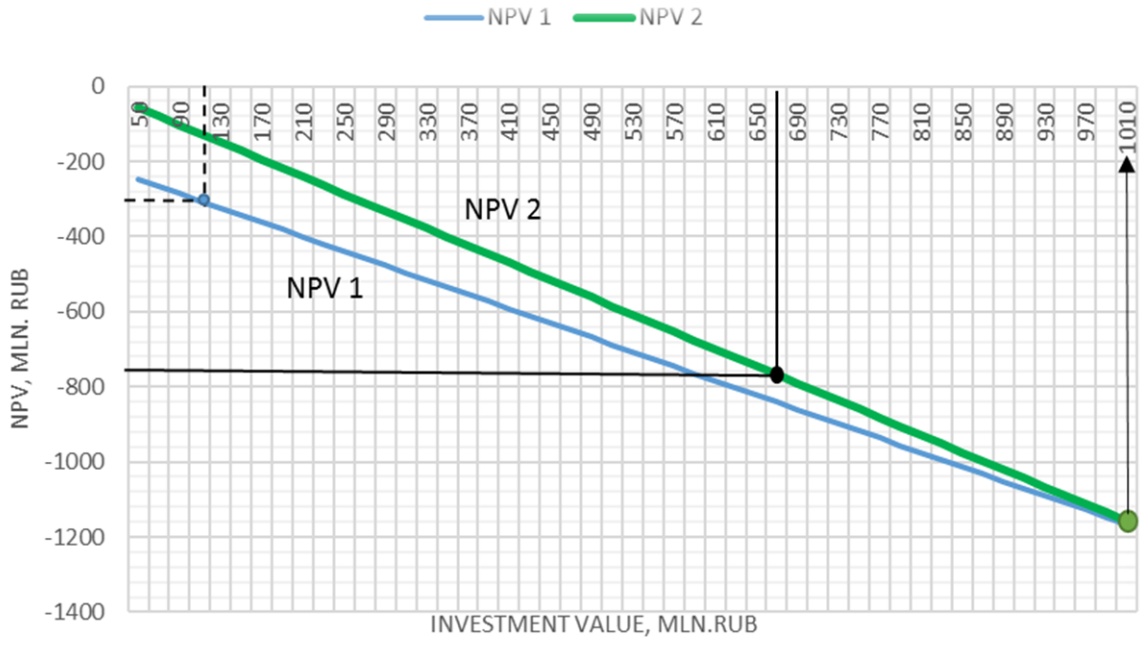


Рисунок 4.1. Влияние инвестиций на ЧПС

В первую очередь, обозначим, что прямая ЧПС 1 относится к ЧПС централизованной СЭС, прямая ЧПС 2 к автономной СЭС. Очевидно, что ЧПС 2 лежит выше ЧПС 1, но из-за больших инвестиций текущее значение ЧПС 2 намного ниже. Если инвестиции в первый вариант достигнут 590 млн. руб., значение ЧПС 1 будет равно ЧПС 2. Однако вероятность такой возможности низкая. Рассматривая ЧПС 1 отдельно, можно сказать, что она практически не может быть ниже - 600 млн. руб., потому что инвестиции в централизованный СЭС со схожими характеристиками вряд ли могут быть более 400 млн. руб.

Говоря о ЧПС 2, инвестиции могут легко колебаться от 550 до 850 миллионов. руб. за столь мощную установку, в зависимости от ситуации на рынке и производителя оборудования, марки и типа сборки установки. Следовательно, в лучшем случае ЧПС 2 будет примерно равным - 660 млн. руб., в худшем - 1 000 млн. руб., учитывая только собственное финансирование.

Точка пересечения находится на уровне инвестиций в 1 000 млн. руб. Как уже было сказано, для первого варианта недостижимо иметь инвестиции более

400 млн. руб. Более того, для второго варианта контракт на поставку аналогичной установки для производства электроэнергии явно завышен в плане стоимости.

Из графика можно сделать вывод, что ЧПС 1 превалирует над ЧПС 2, что учитывает различные сценарии колебаний инвестиционных стоимостей.

3.3.2 Влияние ставки дисконтирования на ЧПС

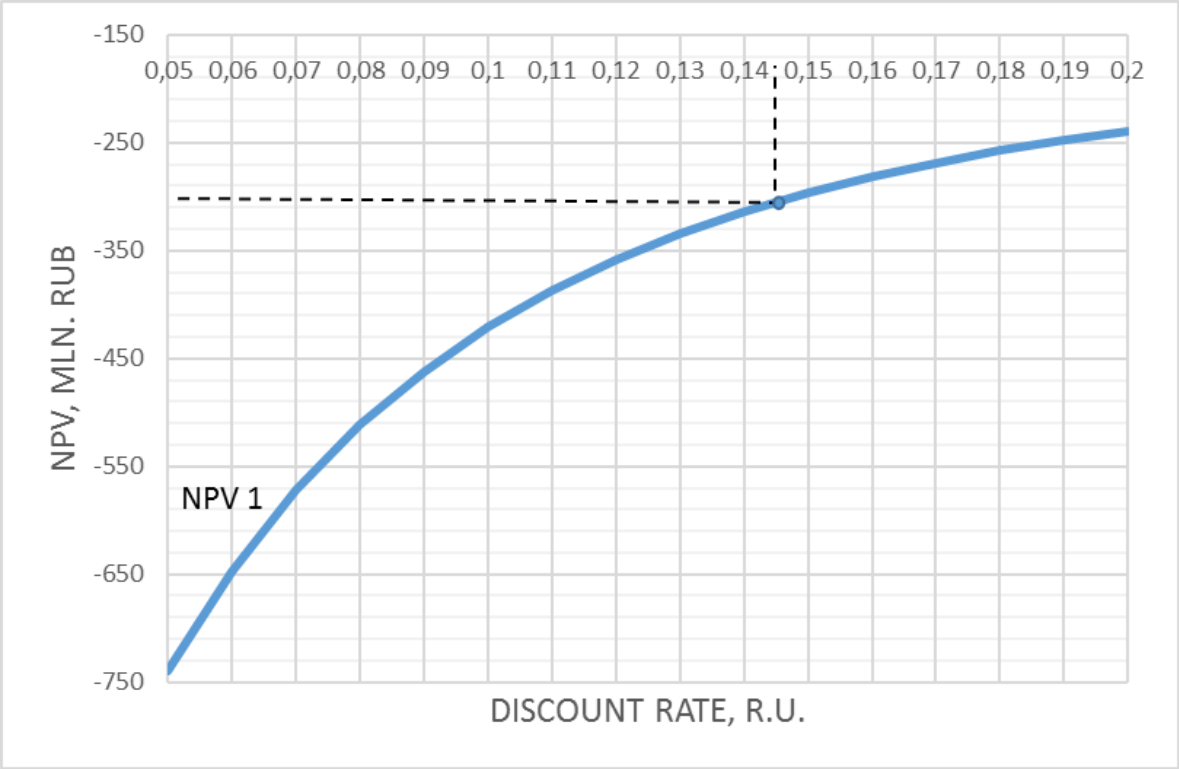


Рисунок 4.2. Зависимость ЧПС 1 от ставки дисконтирования

ЧПС более чувствительна к учетной ставке в начале кривой, когда ставка дисконтирования составляет не более 10%. После прохождения 10% -ной точки ЧПС становится менее чувствительной, рост кривой ЧПС снижается. Важное замечание о том, что снижение ставки дисконтирования в значительной степени приведет к сокращению ЧПС, но увеличение учетной ставки увеличит ЧПС в меньшей степени. В контексте текущего предположения о учетной ставке он может варьироваться в пределах ± 2,5% в долгосрочной перспективе [26]. Следовательно, ЧПС может варьироваться от - 350 млн. до 270 млн. руб. от текущего значения.

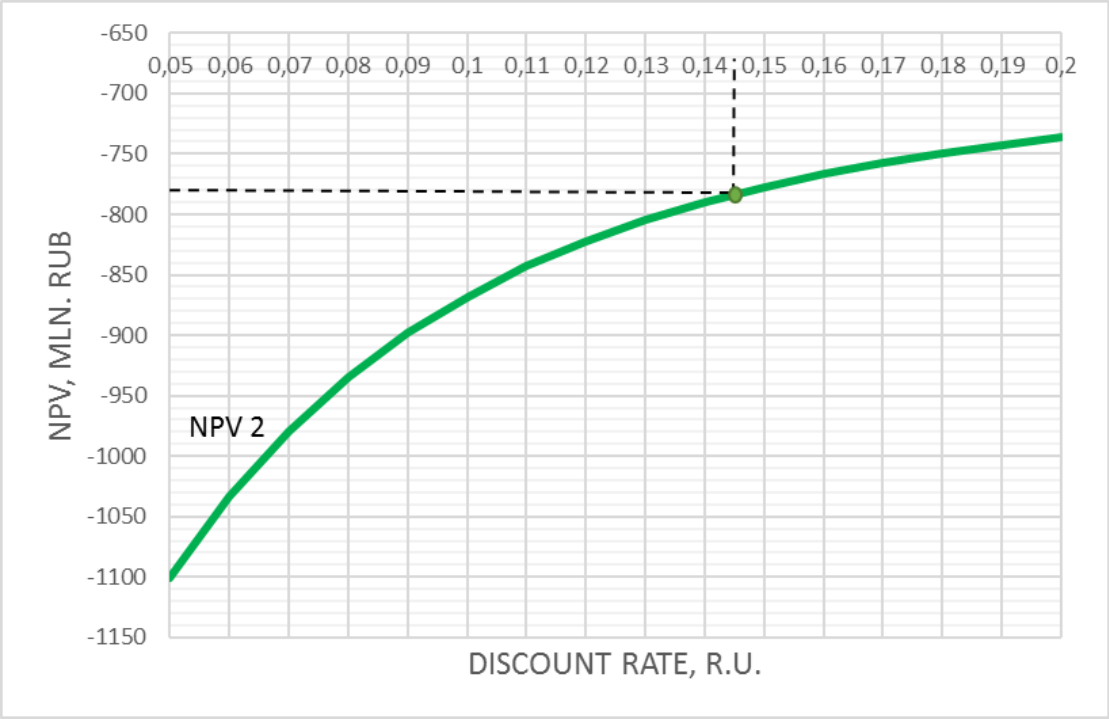


Рисунок 4.3. Зависимость ЧПС 2 от ставки дисконтирования

Аналогичная характеристика показана на этом графике. В пределах ± 2,5% при изменении учетной ставки ЧПС равняется от 825 млн. руб. до - 760 млн. руб., соответственно. Независимо от ставки дисконтирования, ЧПС 1 выше, чем ЧПС 2. Анализ чувствительности по учетной ставке, как правило, предназначен для отдельной оценки ЧПС в обоих вариантах.

3.3.3 Влияние стоимости электроэнергии на ЧПС 1

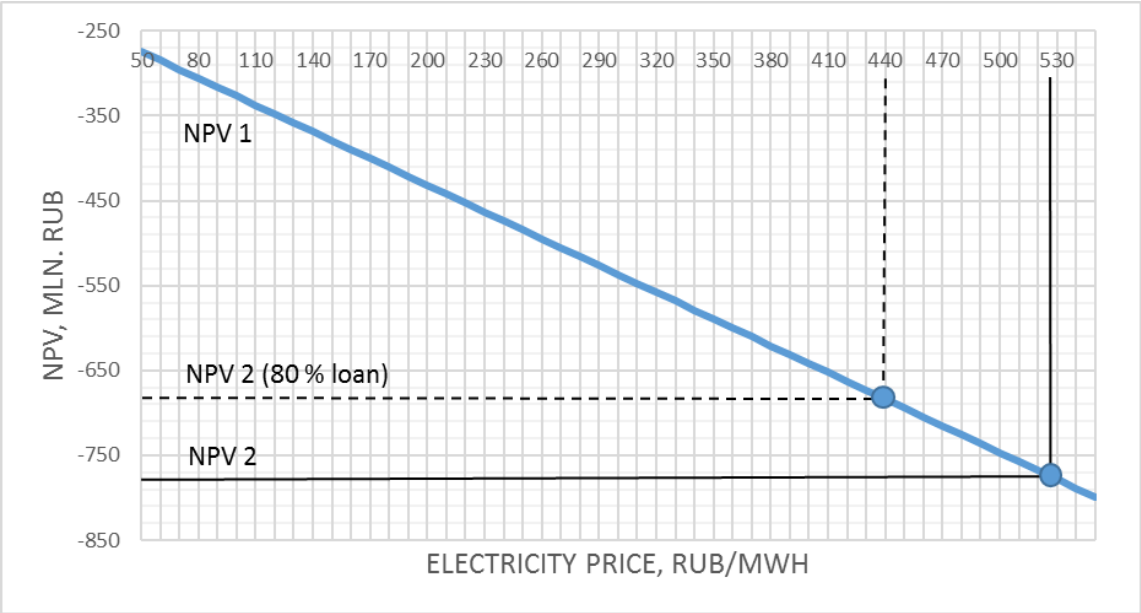


Рисунок 4.4. Зависимость ЧПС 1 от стоимости электроэнергии

В принципе, колебания цен на электроэнергию оказывают влияние только на централизованную СЭС из-за необходимости покупки электроэнергии, поэтому анализ чувствительности был выполнен только для первого варианта энергопитания. Текущий тариф на энергопотребление составляет 80 руб. / МВтч и 560 325 руб. / МВт для установленной мощности, что означает, что общая стоимость с установленной мощностью и потреблением проекта составляет 154 руб. / МВтч (покупка на уровне напряжения 110 кВ). Увеличение почти в три раза по цене электроэнергии приведет к тому, что ЧПС равняется ЧПС второго варианта с 80%-ным кредитным финансированием, а если цена на электроэнергию достигнет 530 руб. / МВтч, то ЧПС составит около 770 млн. руб. (ЧПС 2).

Практически, цены на электроэнергию растут, но вряд ли можно предположить, что цена будет в три раза больше, чем 154 руб. / МВтч через десять лет. В случае покупки на более низком уровне напряжения тарифы будут выше, и, конечно же, ЧПС 1 может достичь ЧПС 2. Однако изменение уровня напряжения приведет к изменению всей системы: различные типы оборудования, различные инвестиции и эксплуатационные расходы.

Подводя итог, покупка электроэнергии все еще экономически более целесообразно, пока цена не повысится до 450 руб. / МВтч.

3.3.4 Влияние доли заемного капитала на ЧПС

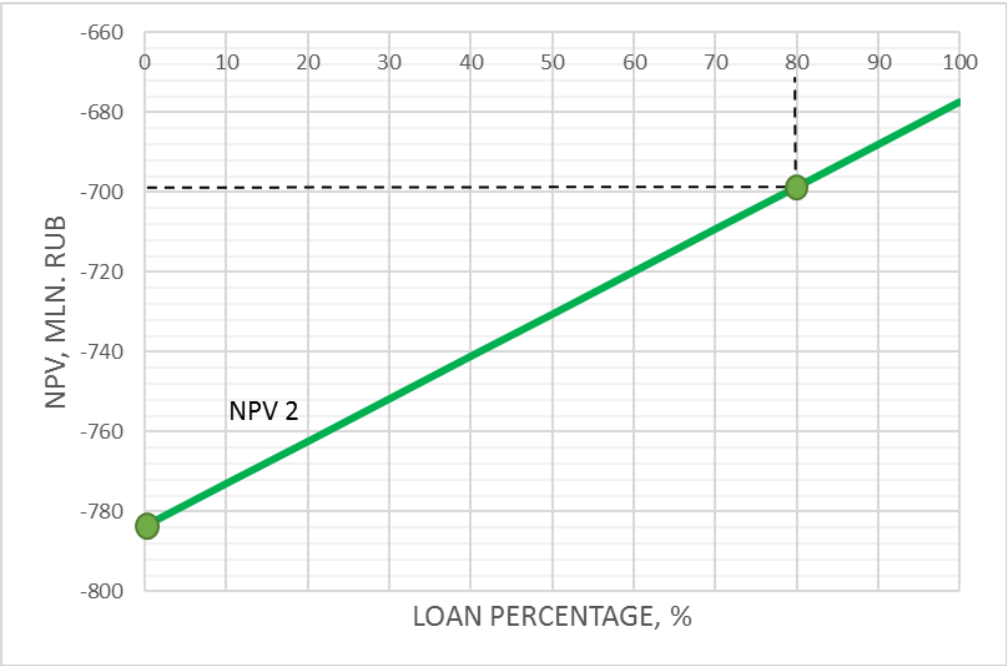


Рисунок 4.5. Зависимость ЧПС 2 от доли заемного капитала

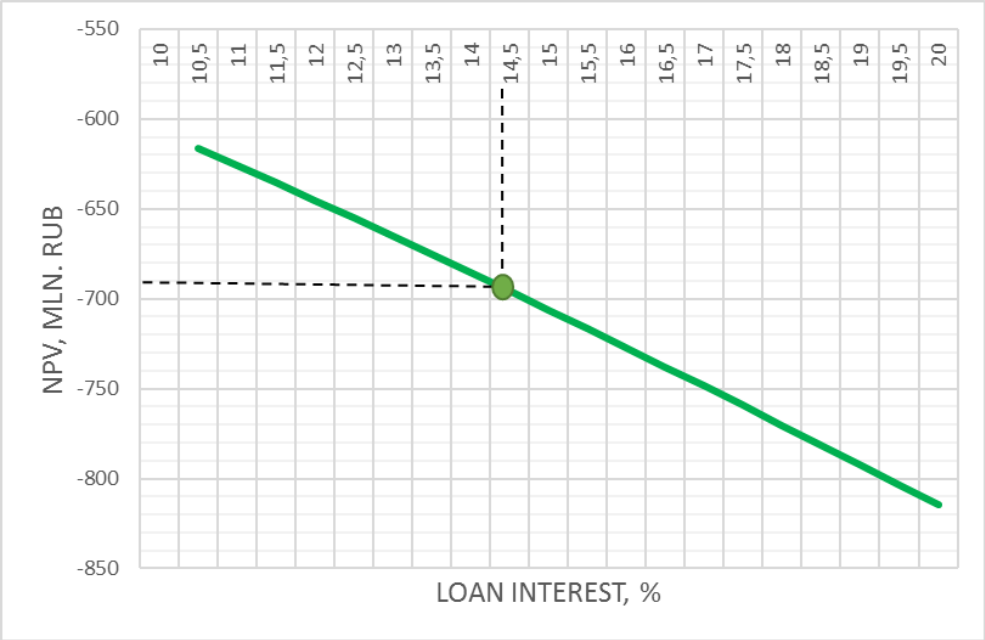


Рисунок 4.6. Зависимость ЧПС 2 от банковской ставки финансирования

Во втором варианте рассматривается возможность внешнего финансирования, и, как показывает график зависимости, чем больше доля инвестиций в инвестиции, тем выше NPV. Согласно официальному финансовому отчету предприятия [31], долгосрочные займы компании равны 2,4 млрд. руб., оборотные активы - 3 млрд. руб., поэтому кредит на 100% инвестиций составит 0,03% от совокупных заимствований компании.

Компания достаточно платежеспособна, чтобы получить кредит для покрытия инвестиций. Другой вопрос в том, сможет ли банк обеспечить выдачу на целую сумму инвестиций. В любом случае, значение ЧПС можно определить из графика, в зависимости от доли займа. Основываясь на опыте, компания была профинансирована различными банками на суммы, которые в несколько раз выше инвестиций, наблюдаемые в этом проекте. По этой причине мы можем сказать, что наилучшая величина ЧПС составляет - 677,5 млн. руб.

3.3.5 Влияние штрафных санкций за сжигание ПНГ на ЧПС

Одним из самых важных параметров, влияющих на NPV 1, являются штрафы за сжигание нефтяного газа. Централизованная модель СЭС включает данные затраты, которые отличаются от автономной СЭС. Постановление Правительства Российской Федерации (Положение от 13.09.2016 г. № 913 о ставках платежей за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительные коэффициенты [24]), устанавливающее новые коэффициенты увеличения для предельно допустимых загрязнений, будет принято в 2020 году. В постановлении говорится, что коэффициент увеличения, равный 25,

будет применяться для предельных загрязнений (за сжигание свыше 5 % от добычи ПНГ). Другое обстоятельство заключается в том, что требуемый коэффициент использования ПНГ равен 95%, а это означает, что каждый кубический метр сжигаемого ПНГ выше 5% от извлекаемого газа будет стоить в 25 раз выше. В свете вышесказанного анализ этого фактора должен быть выполнен.

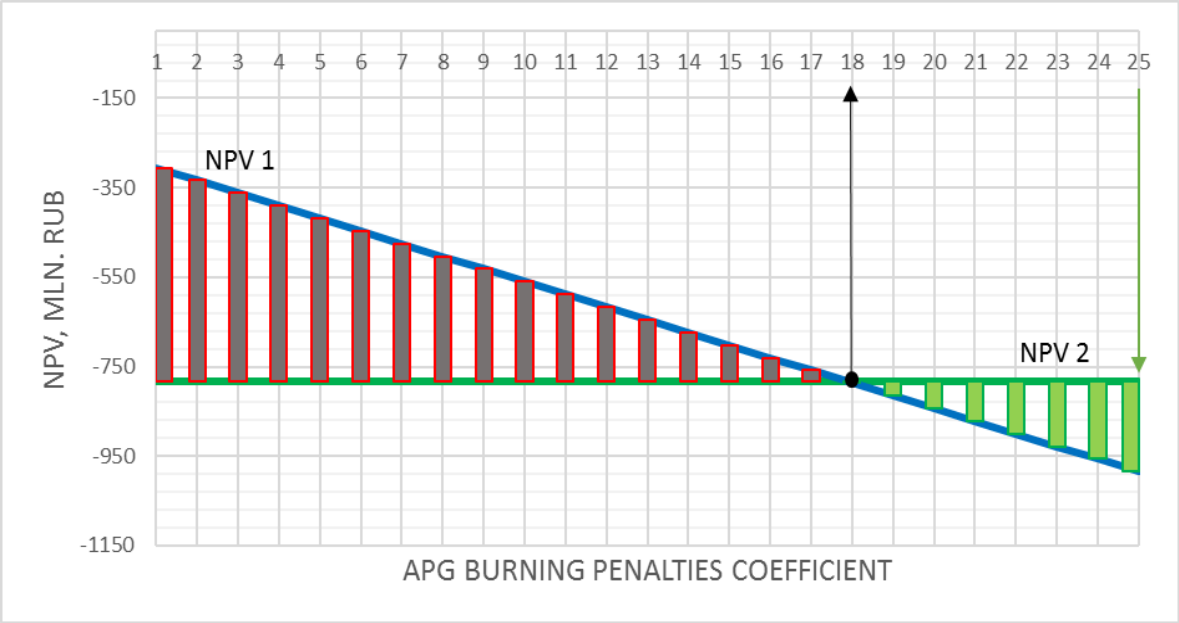


Рисунок 4.7. Зависимость ЧПС от повышающего штрафного коэффициента за сжигание ПНГ

Как видно из графика, при достижении повышающего коэффициента 18 наблюдается перекрестная точка, а ЧПС 2 становится больше, чем ЧПС 1. Принимая во внимание правительственное регулирование, увеличенный коэффициент будет равен 25, поэтому разница между ЧПС составит 200 млн. руб. в пользу автономного варианта СЭС.

Тем не менее, весь объем сжигаемого ПНГ и коэффициент использования ПНГ в конкретном случае должны рассматриваться в процессе оценки штрафов и принятия окончательных решений. В нашей ситуации только объем потребления в ГТУ был рассмотрен как объем сжигаемого ПНГ в первом варианте. Поэтому, учитывая вышеупомянутое, если объем ПНГ, используемый для выработки электроэнергии во втором варианте, будет превышать предельное загрязнение в первом варианте, ЧПС 2 будет выше к 2020 году, и проект автономной СЭС будет экономически осуществимым. Такой способ увеличения коэффициента утилизации ПНГ может одновременно решить по крайней мере два вопроса: высокие штрафы за загрязнение и энергоснабжение промышленности с высокой надежностью и энергоемкостью.

Список используемых источников литературы

[1] Абрамович Б. Энергоснабжение нефтегазовых предприятий: учебное пособие. Санкт-Петербург: СПб, 2008.

[2] Климова Г. Энергосбережение на промышленных предприятиях: учебное пособие. Томск: ТПУ, 2014.

[3] Niemi S. *Survey of modern power plants driven by diesel and gas engines*. Finland: Espoo, 1997.

[4] Портал данных «The shift project». Доступно на: http://www.tsp-data-portal.org

[5] Meherwan P. *Gas Turbine Engineering Handbook. Fourth edition.* UK: Elsevier 2012.

[6] Sheldrake A. *Handbook of electrical engineering: for practitioners in the oil, gas, and petrochemical industry*. England: WILEY, 2003.

[7] BPC Group. Энергетика и электротехника для нефтегаза. Москва: Power Systems, 2010.

[8] Правила устройства электроустановок. Новосибирск: Sib. Publishing house, 2009.

[9] Сумарокова Л. Электроснабжение промышленных предприятий. Томск: TPU, 2012.

[10] РЕП Холдинг. Газотурбинные электростанции на базе газовых турбин мощностью 16 МВт. Санкт-Петербург: РЕП, 2015.

[11] Министерство энергетики Российской Федерации. Доступно на: http://minenergo.gov.ru

[12] International Energy Agency. *Key world energy statistics*. Paris: IEA 2016.

Доступно на: http://www.iea.org/statistics

[13] Филлипов А. Попутный нефтяной газ нужен России. Москва: Neftegas.RU, 2013.

Доступно на: http://energas.ru/files/smi/maketi/13.06_png-1.pdf

[14] Кутепова Е., Книжников А. Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа в России. Москва: WWF 2012.

[15] Моренов В. Повышения эффективности электроснабжения объектов нефтегазопромыслов с использованием попутного нефтяного газа в качестве энергоносителя. Диссертация: Санкт-Петербург: SPMI 2016.

[16] Кабышев А., Обухов С. Расчет и проектирование систем электроснабжения: справочные материалы по электрооборудованию. Томск: ТПУ, 2005.

[17] Семенов В. Энергетические газотурбинные установки на базе газотурбинных и дизельных двухтопливных двигателей. Москва: TECH, 2014.

[18] Трофимов Ю. Нормативы затрат на ремонт в процентах от балланcной стоимости конкретных видов основных средств электростанции. Москва: ЕЭС, 2014.

[19] Холдинг МРСК. Сборник укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанций и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК». Москва: МРСК, 2012.

[20] Холдинг МРСК. Единые тарифы на услуги по передачи электроэнергии на 2016 год. Москва: МРСК, 2016.

[21] Холдинг МРСК. Тарифное меню по техническому подключению. Москва: МРСК, 2016.

[22] Brealey R. *Fundamentals of corporate finance*. New York: McGraw-Hill/Irwin, 2012.

[23] Милаев В. Методика расчета выбросов вредных веществ в атмосферу при сжигании ПНГ на факельных установках. Санкт-Петербург: СПб, 1998.

[24] Правительство Российской Федерации. Постановление от *13.09.2016 № 913* о ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентов. Москва, 2016.

[25] Книжников А. Проблемы и перспективы использования ПНГ в России. Москва:WWF, 2009.

[26] Федеральная служба статистики Российской Федерации. Доступно на: http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat/en/main

[27] Trading Economics statistics service. Доступно на: http://www.tradingeconomics.com/russia/inflation-cpi

[28] Российские государственные ценные бумаги. Доступно на: http://www.rusbonds.ru/cmngos.asp

[29] Федеральная налоговая служба России. Доступно на: https://www.nalog.ru/rn40/taxation/taxes

[30] Центральный банк Российской Федерации. Доступно на: http://www.cbr.ru/statistics

[31] ОАО «Газпром». Годовой отчет компании. Москва, 2016.

Доступно на: http://www.gazprom.com/f/posts/44/307258/gazprom-ifrs-3q2016-en.pdf

[32] Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие / И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова, Н.А. Гаврикова, Н.В. Шаповалова, Л.Р. Тухватулина З.В. Криницына; Томский политехнический университет. − Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 36 с.

[33] Долин П.А. Справочник по технике безопасности. – 6е изд., переработанное и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 824 с.

Приложения

Приложение А. Часть, выполненная на иностранном языке

Часть, выполненная на иностранном языке: «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5АМ5Ч	Ершов Вадим Александрович		

Консультант кафедры ЭПП:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сумарокова Людмила Петровна	к.т.н., доцент		

Консультант-лингвист кафедры ИЯ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Тарасова Екатерина Сергеевна	к.п.н., доцент		

Financial Management, Resource Efficiency and Resource Saving

Inputs calculation for economic model

For the economic evaluation of the project, the net present value (NPV) is used. For the comparison of projects, values of minimum prices on electricity are calculated. The main components of economic model of the project are described below.

Investments calculation

The aim of this thesis is to evaluate different power supply systems for power generation in Krapivinskoe oilfield. That is why it was decided to calculate investments by using specific prices of equipment. Investment is defined as all economic items needed to carry out the accomplishment of the plant.

Centralized power supply system

Feeder line investments calculation:

$$\mathrm{C_{FL}} = \mathrm{c_{FL}} \cdot \mathrm{L_{FL}} \cdot \mathrm{k_{cond}} = 2822.1 \cdot 10 \cdot 1.053 = 27\,716.7\ \mathrm{ths.\,RUB}$$

where c_{FL} – specific cost of building overhead transmission line (up to 150 kV) with steel double-chain poles and chosen wire type, ths. RUB/km [19];

L_{FL} – feeder line length, km;

k_{cond} – scale-up factor, related to building area type, marshy ground area in our case [19].

For total cost calculation it is necessary to add costs for landscaping, temporary buildings and constructions, design and exploration works, other works and costs. Average values of the specified costs from basic cost: [19]

- 1,5% – landscaping;
- 3,3% – temporary buildings and constructions;
- 9,0% – design and exploration works and designer's service;
- 3,18% – support of construction management company service, construction compliance monitoring;
- 8,0% – other costs;
- 165 000 ths. RUB/km – clearance, forest aisle expenses;
- 800 000 ths. RUB/km – wood strip logging roads.

Annual feeder line loses cost:

$$\mathrm{C_{loses}} = \Delta\mathrm{W_{FL}} \cdot \mathrm{T_{cons}} = 155 \cdot 80 = 12\,376\ \mathrm{RUB}$$

where ΔW_{FL} – power loses, MWh;

T_{cons} – consumption tariff rate, RUB/MWh. [20]

The investment costs to feeder line are shown in the following table.

Table 3.1. Feeder lines costs summary table

Equipment	Type	Remarks	Cost parameter, ₽/km	Cost, ₽
Feeder lines	two 110 kV overhead lines AS–70/11 (10 km)	on steel double-chain pylons	2 971 671 ₽	29 716 713 ₽
	Landscaping	0,015	44 575 ₽	445 751 ₽
	Temporary constructions	0,033	98 065 ₽	980 652 ₽
	Design and exploration works	0,09	267 450 ₽	2 674 504 ₽
	Support of construction management company service, construction compliance monitoring	0,0318	94 499 ₽	944 991 ₽
	Other costs	0,08	237 734 ₽	2 377 337 ₽
	Clearance, forest aisle expenses		165 000 ₽	1 650 000 ₽
	Wood strip logging roads		800 000 ₽	8 000 000 ₽
	Total investment			**46 789 948 ₽**
Feeder lines loses	155 MWh	80 ₽		12 376 ₽

Main step-down substation investment cost: [19]

$$C_{MSS} = 47\ 918\ \text{ths.RUB}$$

For calculation of total cost of substation building, it is necessary to add other costs, which have been calculated from basic cost using following percentage rates:

- 5,0% – mobilization works;
- 4,0% – landscaping;
- 3,9% – temporary buildings and constructions;
- 8,5% – design and exploration work and designer's service;
- 3,18% – support of construction management company service, construction compliance monitoring;
- 8,5% – other costs. [19]

Annual MSS loses cost:

$$\mathrm{C_{loses\ MSS} = \Delta W_{MSS} \cdot T_{cons} = 95.1 \cdot 80 = 7\ 575\ RUB}$$

where ΔW_{MSS} – power loses, MWh;

T_{cons} – consumption tariff rate, RUB/MWh. [20]

The investment costs to MSS are shown in following table.

Table 3.2. Main step-down substation costs summary table

Equipment	Type	Cost parameter	Cost, ₽
Main step-down substation	two double-winding transformers: TDN – 16000/110	47 918 000 ₽	47 918 000 ₽
	Mobilization works	0,050	2 395 900 ₽
	Landscaping	0,040	1 916 720 ₽
	Temporary constructions	0,039	1 868 802 ₽
	Design and exploration works	0,085	4 073 030 ₽
	Support of construction management company service, construction compliance monitoring	0,032	1 523 792 ₽
	Other costs	0,085	4 073 030 ₽
	Total		**63 769 274 ₽**
Transformer loses		95.1 MWh	7 575 ₽

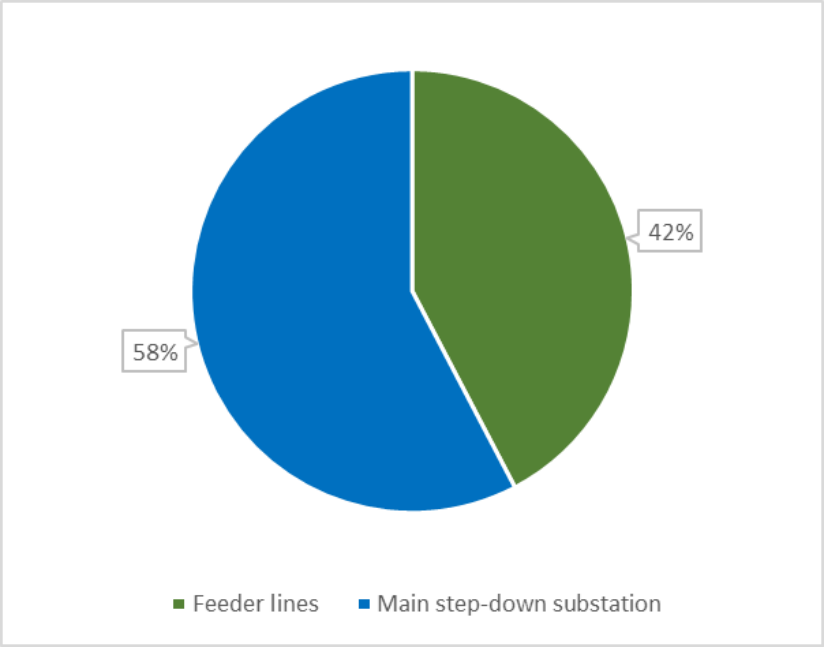


Figure 3.1. Centralized system investments

Total investment of centralized power supply system equals:

110 559 000 RUB

Autonomous power supply system

There are wide range of GTG installations in the market from domestic manufacturers to foreign ones. The prices fluctuation is observed within the boundaries of $ 250 and $ 800 for kW of installed capacity. The chosen GTG is produced by domestic manufacturing company – “OAO "REP Holding". The domestic manufacturer has been chosen thanks to the import substitution viewpoint, which becomes favorable among large industrial companies. JSC "REP Holding" is a Russian power engineering holding, which is dominating the field of manufacturing and supplying of the electrical equipment. The enterprise performs engineering design, manufacture and package supply of power and electrical equipment for gas, oil, power industry, especially for power generation and network integration.

In compliance of GTG installations manufacturing standard report [17], the concrete investment value for two GTG – 16 block-modular assemble with subsystems (UGT16000C type) is equal to 683 520 000 RUR on-key base, which amounts $ 356 per kW of installed capacity. The supplied installation is manufactured as block-modular set of units with advanced assembling readiness and quick commissioning, starting up ability. Upon the whole, purchasing of the installation is a complex process, which can be done in tender procedure, direct

purchase, supply from preferred or cooperation company. Therefore, prices would differ, depending on the priorities of ordering customer and specific market situation.

Eventually, the investment value will be subjected to sensitivity analysis in fourth chapter to discover any changes due to price fluctuation.

Finally, investment in centralized and autonomous power supply systems equal 110.5 and 683.5 mln. RUB, correspondingly. The investment in autonomous PSS is around six times greater, the shares are shown on following diagram.

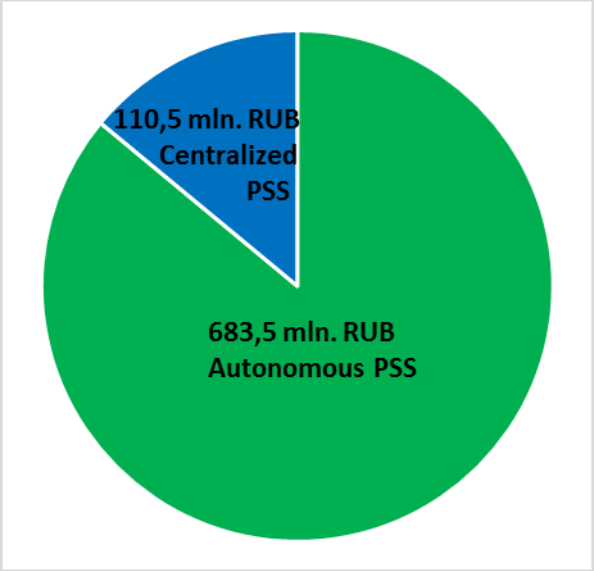


Figure 3.2. Investments in both variants

Depreciation

Depreciation is the decrease in value of the asset due to the passage of time. Depreciation is a method of cost allocation. Distribution of the costs can be based on different factors, but it is always connected with the estimated period, the product can generate revenue for the company, also known as the economic life of the asset. Only those items that get lost value over time may be depreciated. There are several types of depreciation, such as straight-line and accelerated depreciation.

The simplest and most commonly used method, straight-line depreciation, is calculated by taking the purchase or acquisition price of an asset, subtracting the salvage value (value at which it can be sold once the company no longer needs it) and dividing by the total productive years for which the asset can reasonably be expected to benefit the company (or its useful life). Example of the straight-line depreciation is shown on following figure [22]:

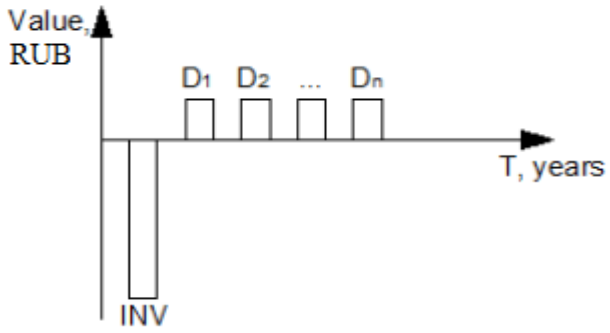


Figure 3.3. Straight-line depreciation

Depreciation is calculated using formula:

$$D = \frac{V}{T},$$

where V – value of the investment,

T – lifetime period. [22]

Example of calculation of depreciation for the 110 kV feeder lines to MSS is shown below:

Annual depreciation, calculated by formula:

$$D = \frac{C_{FL}}{T} = \frac{46\ 790\ 000}{32} = 1\ 462\ 000\ \ RUB$$

Expenditures calculation

Centralized power supply system

Connection to the grid fee

It is strictly obligated by government and The System Operator of the Unified Power System in Russia (SO UPS) to pay fees for connection to the grid in case of centralized power supply system. Conditions of networks accession shall provide:

- The technical requirements concerning accession;
- Amount of electricity ordered and works performance terms for accession to the network;
- Location of accession points to networks;
- The list of the rendered services and tariff conditions;

- Cost of services and payments procedure for them.

In view of the above and based on regulatory documentation of SO UPS [21], cost of connection to the grid includes fees for:

- Technic specifications preparations, C_{TSP} = 213 RUB/kW;
- Abiding check procedures, C_{ACP} = 80 RUB/kW;
- Energy and equipment audit, C_{EEA} = 62 RUB/kW;
- Connection and maintenance, C_{CM} = 195 RUB/kW.

In terms of the equivalent amount of rated active power load (16.188 MW) observe:

- Technic specifications preparations, C_{TSP} = 3 455 329 RUB;
- Abiding check procedures, C_{ACP} = 1 300 382 RUB;
- Energy and equipment audit, C_{EEA} = 1 005 275 RUB;
- Connection and maintenance, C_{CM} = 3 149 861 RUB.

Total fee for connection to the grid: C_{GC} = 8 910 846 RUB.

Electric power consumption charges

The Federal Tariff Service of Russia decrees the methodical instructions for calculation of electricity tariffs in the retail/consumer market, which says that differentiation on several groups of tariffs for an electrical energy has to be provided. In the enterprise, the double-rate tariff is applied. It comprises variable and fixed rates. Variable is a bid price and cost of services which reflects consumption of power from electric network. The constant is a fixed payment for electric power of the enterprise.

- Tariff for power, T_{POWER} = 560 325 RUB/MW;
- Tariff for consumption, $T_{CONS.}$ = 80 RUB/MWh. [20]

Calculated charges:

$$C_{POWER} = T_{POWER} \cdot P_R = 560\,325 \cdot 16.188 = 9\,070\,537 \text{ RUB};$$

$$C_{CONS.} = T_{CONS.} \cdot P_R \cdot T_m = 80 \cdot 16.188 \cdot 7500 = 9\,675\,163 \text{ RUB}.$$

where P_R - rated active power load, MW;

T_m – maximum load utilization time, h.

Total charge for electricity consumption:

$$C_{EC} = C_{POWER} + C_{CONS.} = 18\ 745\ 700 \text{ RUB}$$

Environmental fees for APG burning

The APG, extracting together with crude oil, is burned out on flares and fees for environment polluting are payed. The following table shows the percentage of APG components and specific fees for pollution by each of them. We will take into account only difference in the amount of APG burned, between centralized and autonomous power supply systems, because there is no sense for projects decision making in calculating whole volume of APG extracted and burned. The difference is equal to fuel consumption of GTG installations. The fees for each component were calculated multiplying percentage of composition by total amount and fee tariff.

Table 3.3. Environment pollution fees summary table [23, 24]

APG component part	Percentage of composition	Fee tariff, RUB/t	Calculated fee, RUB
CH_4	0,90	108	3 122 882 ₽
C_2H_8	0,03	47,5	45 783 ₽
C_2H_6	0,02	1,6	1 028 ₽
N_2	0,02	138,8	89 188 ₽
CO_2	0,03	1,6	1 542 ₽
%	100	**Total (annual)**	**3 260 424 ₽**

Feeder lines maintenance costs

Standard repair and maintenance costs of electric facility - the monetary value, which is necessary and sufficient to perform repair work of equipment in planned year on the nomenclature standard, established by:

- Rules for the organization of maintenance and repair of equipment, buildings and structures of power plants and networks;
- Technical and economic standards of the planned preventive repair;
- Operational and repair documents for concrete types of equipment.

Overhead lines of 110 kV, AC type are required to have maintenance every five years; also, total overhaul should be held ten years periodically. As it is considered in “Standard rates of repair costs as a percentage from book value of

specific types of the property, plant and power plants equipment", percentage rate for maintenance – 0.25 %, for total overhaul – 0.4 %.

$$C_{FL.M.} = r_{FL.M.} \cdot C_{FL} \cdot k_R = 0.0025 \cdot 29\,716\,713 \cdot 1.3 = 96\,579 \text{ RUB};$$

$$C_{FL.O.} = r_{FL.O.} \cdot C_{FL} \cdot k_R = 0.004 \cdot 29\,716\,713 \cdot 1.3 = 154\,527 \text{ RUB};$$

where $C_{FL.M.}$ – feeder lines maintenance cost, RUB;

$C_{FL.O.}$ – feeder lines overhaul cost, RUB;

$r_{FL.M.}$ – percentage rate for maintenance;

$r_{FL.O.}$ – percentage rate for overhaul;

C_{FL} – feeder lines cost, RUB;

k_R – regional coefficient, reflecting the Extreme North regions. [18]

Main step-down substation maintenance costs

Based on [18], for chosen substation type the percentages for maintenance and overhaul corresponding are 1.21 % and 2.49 %. Maintenance should be held each three years and overhaul on 9th years basis. Thus, obtain:

$$C_{MSS.M.} = r_{MSS.M.} \cdot C_{MSS} = 0.0121 \cdot 47\,918\,000 = 575\,808 \text{ RUB};$$

$$C_{MSS.O.} = r_{MSS.O.} \cdot C_{MSS} = 0.0249 \cdot 47\,918\,000 = 1\,193\,158 \text{ RUB};$$

where $C_{MSS.M.}$ – main step – down substation maintenance cost, RUB;

$C_{MSS.O.}$ – main step – down substation overhaul cost, RUB;

$r_{MSS.M.}$ – percentage rate for maintenance;

$r_{MSS.O.}$ – percentage rate for overhaul;

C_{MSS} – main step – down substation cost, RUB.

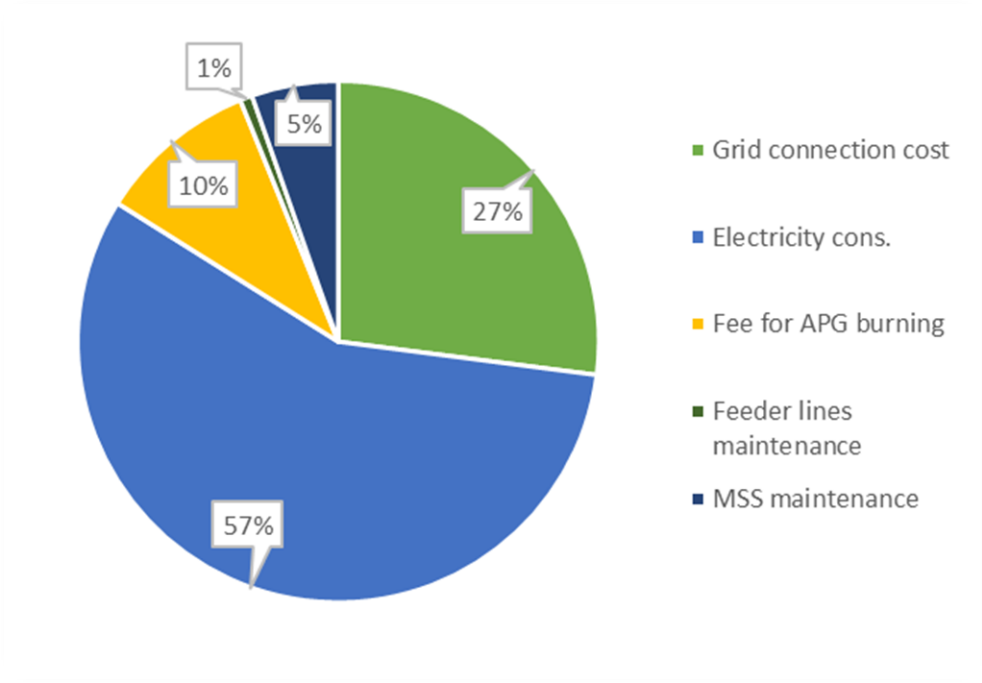


Figure 3.4. Centralized system expenditures

Autonomous power supply system

Maintenance and overhaul

According to [10], the lifetime of the installation is 200 000 hours, maintenance should be performed each 25 000 hours, overhaul each 60 000 hours. Having recalculated the quantity of hours to numbers of years, using time of maximum power utilization, obtain following results: maintenance and total overhaul must be performed each 3 and 8 years corresponding.

The maintenance and overhaul costs generate corresponding 5 and 10 % from total investment, which are values of 30 758 400 and 68 352 000 RUB, single time operation. [18]

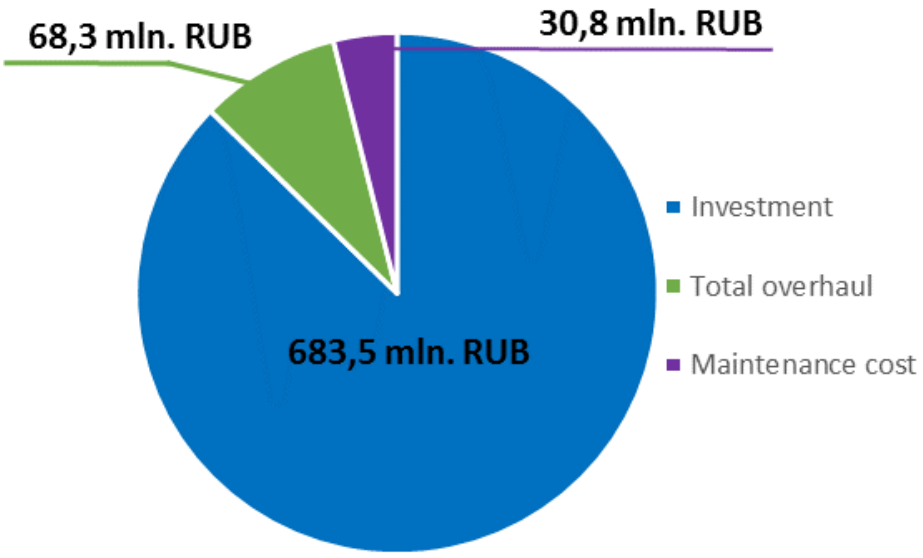


Figure 3.5. Autonomous system monetary indicators

Virtual fuel cost (regarding to APG consumed volume)

$$C_{APG} = c_{mining} \cdot V_{APG} = 250 \cdot 46\,090 = 11\,522\,450 \text{ RUB}$$

where c_{mining} – cost of APG mining (internal cost of the enterprise), RUB/ths. m^3 [25]

V_{APG} – annual APG consumption for purpose of generating electricity, ths. m^3.

Actually, the enterprise does not pay for this APG as a GTG installations fuel, but cost should be calculated, because oil and gas extracting enterprises spend money to mine it simultaneously with oil as undesirable component of crude oil. It is proved, that the higher the well-pad saturation of APG, the higher the variable cost of oil production.

Escalation rates determination

Nowadays, the *inflation rate* (r_{inf}) has achieved 4.3 %. Comparing with previous year, the decrease is equal to 3.4 % and the reduction tendency has been observing. [26]

Figure 3.6. Inflation rate in Russia, 2012 – 2017

In the considerable future, the rapid reduction of inflation has expected 5.5 % and 4 % in 2017 and 2020 years corresponding. Inflation rate decrease, to the specified values, achieves by ramping-up in rate of economic growth and organizational policy development. Firstly, strict policy, regarding regulated tariffs for infrastructural fields, has been achieving. Secondly, measures, for goods and services supply gaining, competition promotion, anti-inflationary policy, have been performing. In long term, the inflation rate has considered 5.3 % by 2025 year. [27]

In addition, the duration of the projects is estimated as 32 years, keeping inflation at exact 5.3 % for lifetime years is not possible. Therefore, taking into account worse forecast, accept 6% of inflation rate. Moreover, it will be subjected to sensitivity analysis.

The *real rate* (r_{real}) has assumed as desired minimal rate with allowance for risk. Desired minimal rate is a minimum rate earned by an investment, which will induce to put money into a bank or government bonds (5 % - 10 %). In view of the above, the real rate has accepted equal 8 %. [28]

The *discount rate* (r_{nom}) is calculated by the Fisher's formula [22]:

$$\mathrm{r_{nom}} = (1 + \mathrm{r_{inf}}) \cdot (1 + \mathrm{r_{real}}) - 1 = (1 + 0.06) \cdot (1 + 0.08) - 1 = 0.1448$$

The *income corporate tax (T_c)* for organizations in Russian is equal to 20% according to the Tax Code of the Russia Federation [29].

Weighted average costs of capital (WACC)

To calculate the effects of financing, we use the weighted average cost of capital (WACC) concept. The WACC is the minimum return that a company must earn on an existing asset base to satisfy its creditors, owners, and other providers of capital, or they will invest elsewhere. The WACC is calculated taking into account the relative weights of each component of the capital structure [22].

$$r_{WACC} = r_{equity} \cdot \frac{E}{E+D} + r_{debt} \cdot \frac{D}{E+D} \cdot (1 - T_c),$$

where r_{equity} – own capital rate of return;

r_{debt} – rate of interest set by bank, %;

E – share of equity in the capital structure;

D – share of debt in capital structure;

T_c – corporate tax rate.

This WACC model is implemented, if project is financing by loan. It is necessary to apply the interest rate at which the bank provides loans to large companies, to use the WACC model.

The rate of *bank interest (r_{debt})* is set equal 14.15 %, according to data from Central Bank of Russian Federation for entrepreneurial need loans with time limit for repayment more than one year. [30]

The *escalation rate of electricity price* assumption is a difficult procedure; moreover, the rate cannot be predicted with the needed accuracy for the project. However, electricity prices would be raised more than 4 %, but not higher than inflation rate. [11]. Therefore, it is set equal to 6 %, taking into account worse case of electricity market developing.

Financial criteria evaluation

Net Present Value calculation

The net present value is a sum of cash flows of the business, which are equilibrated to present time, taking into account the discount rate; in other words, sum of discounted cash flows. [22]

During steps of cash flows calculation, the earnings before tax (EBT), tax shield, earnings after tax (EAT) were calculated. Principally, both variants are not considered to have revenues, thus, calculations are free of revenues component.

Earnings before tax are calculated by the following formula:

$$\mathrm{EBT}_t = -C_t - \mathrm{D}$$

where $\mathrm{C_t}$ – total cost in 't' year, RUB;

D – depreciation. RUB.

Costs of the centralized PSS include grid connection, electricity consumption, APG burning penalties, maintenance and overhaul of feeder lines and main step-down substation. For the autonomous PSS they are GTG installation maintenance and overhaul costs, loan interest (in case of external financing of the investment). Other presumable and potential costs are considered as identical for both variants (for instance: employees salaries) and they do not effect on decision-making procedure and result, therefore they are not included in economic model.

Tax shield calculation:

$$\mathrm{Tax_t} = \mathrm{EBT_t} \cdot \mathrm{T_c}$$

where $\mathrm{T_c}$ – corporate tax rate.

In the instant case of enterprise, there are other revenues (not connected to these projects) and costs from these projects will lead to less total tax amounts of the company. It means, that we calculate tax shield as negative and EAT would be higher on tax amount.

Earnings after tax are calculated according to the formula:

$$\mathrm{EAT_t} = \mathrm{EBT_t} - \mathrm{Tax_t}$$

Finally, cash flows are defined considering the equation:

$$\mathrm{CF_t} = \mathrm{EAT_t} + \mathrm{D} - \mathrm{PMT_t}$$

where PMT_t – loan principal payment, RUB (in case of external financing of the investment in the autonomous PSS variant).

Model calculations generate following cash flows:

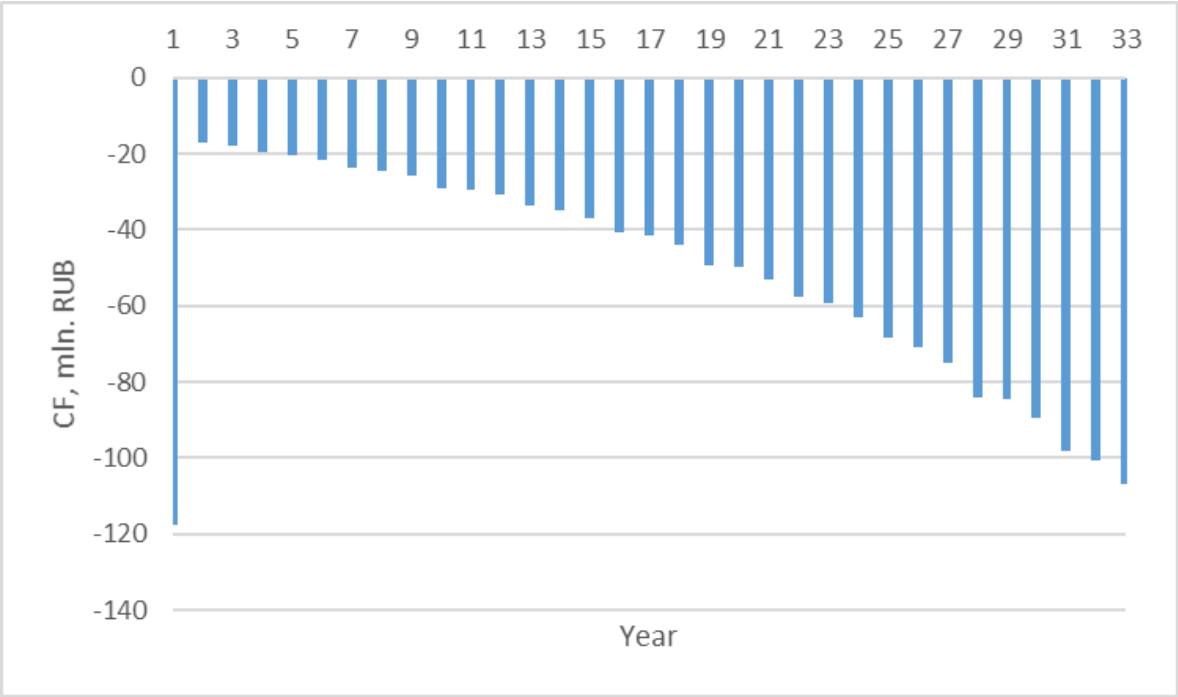


Figure 3.7. Centralized power supply system cash flows

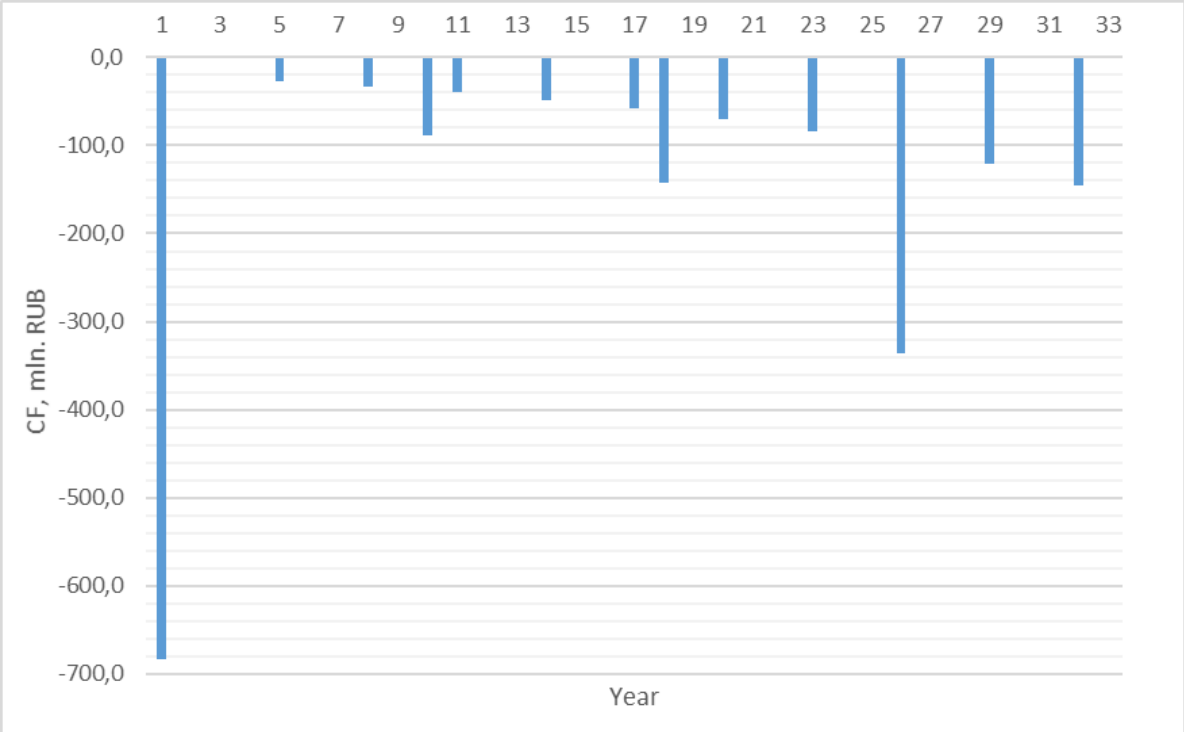


Figure 3.8. Autonomous power supply system cash flows

It is apparent, that cash flows in case of centralized PSS are smoothly apportioned, because of almost identical costs through years, inclusive of escalation rates. In contrast, the autonomous PSS reflects heterogeneous in time cash flows, which include maintenance and overhaul of GTG installation, taking into account the time value of money. The cash flow in the year twenty-five is the biggest one, due to maintenance and overhaul occurring in the same year.

The Net Present Value is calculated according to the formula:

$$\mathrm{NPV} = \sum_{t=1}^{N} \frac{\mathrm{CF_t}}{(1 + \mathrm{r_{nom}})^{\mathrm{t}}} - \mathrm{INV}$$

where CF_t – cash flow in ‘t’ year, RUB;

r_{nom} – discount rate, %;

N – lifetime of the project, years;

INV – investment made in ‘0’ year, RUB.

NPV values are provided in the following table:

Table 3.4. NPV values summary table

Power supply system variant	NPV, mln. RUB
Centralized	- 305.5
Autonomous	- 783.5

As it is seen from results, NPV of the second variant of PSS is more than two times lower, mainly due to predominate investment in the project. Furthermore, cash flows of the second variant in other years are dominating, comparing with centralized system. Calculation was performed without external financing of the second variant; this opportunity will be discussed further.

In case of external financing of the second variant, considering that a company borrows 80 % of investment value from the bank, observe following financial data:

Table 3.5. Investment structure

Loan ratio to investments, %	80
Loan, RUB	546 816 000
Annual payment, RUB	89 694 997
Own fonds, RUB	136 704 000

The repayment period is 15 years, the debt repayment plan:

Table 3.6. Debt repayment plan

Year	Loan balance, RUB	Principal payment, RUB	Interest payment, RUB	Total payment, RUB
1	546 816 000	12 320 533	77 374 464	89 694 997
2	534 495 467	14 063 888	75 631 109	
3	520 431 580	16 053 928	73 641 069	
4	504 377 652	18 325 559	71 369 438	
5	486 052 093	20 918 625	68 776 371	
6	465 133 467	23 878 611	65 816 386	
7	441 254 856	27 257 434	624 37 562	
8	413 997 422	31 114 361	58 580 635	
9	382 883 061	35 517 043	54 177 953	
10	347 366 017	40 542 705	49 152 291	
11	306 823 312	46 279 498	43 415 499	
12	260 543 814	52 828 047	36 866 950	
13	207 715 767	60 303 215	29 391 781	
14	147 412 552	68 836 120	20 858 876	
15	78 576 431	78 576 431	11 118 565	

The following diagram reflects cash flows of the project financed by debt:

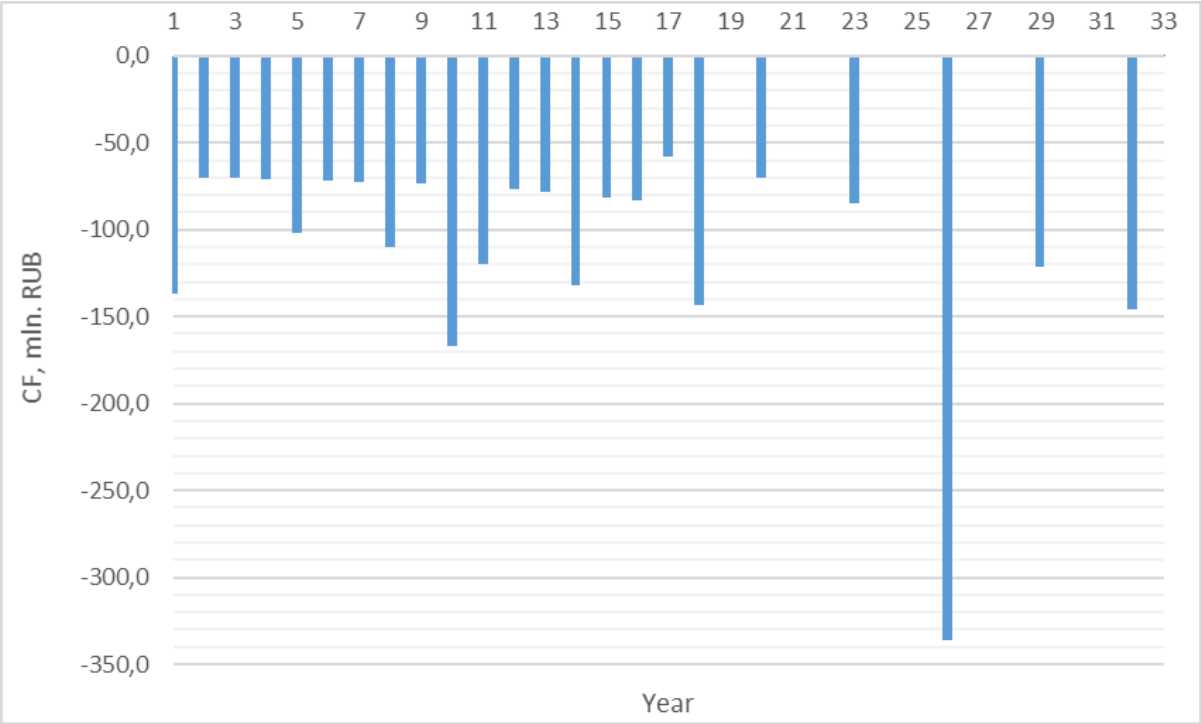


Figure 3.9. Autonomous power supply system cash flows in case of 80 % external financing

In such a circumstance, NPV of the second variant equals - 698.7 mln. RUB, almost 100 mln. RUB higher than in case of internal financing. Nevertheless, investment financing combinations and corresponding results will be provided in sensitivity analysis chapter; final discussion and decision-making will be performed after sensitivity analysis as well.

Virtual electricity minimum price calculation

The virtual minimum price can be calculated in two ways: with purpose of selling and without one. This price include investments, all costs within the lifetime period. Evaluation of these prices allows projects comparing.

The internal virtual electricity prices were calculated as:

$$\mathrm{C_{min}} = \frac{\mathrm{NPV}}{\mathrm{PVAF} \cdot \mathrm{W_{year}}} = \frac{NPV}{\frac{1-(1+r_{nom})^{-N}}{r_{nom}} \cdot W_{year}}$$

where PVAF – present value annuity factor;

r_{nom} – discount rate, %;

N – project lifetime, years;

W_{year} – annual electricity consumption/production, MWh.

The virtual electricity prices for selling purpose were calculated as:

$$\mathrm{C_{min}} = \frac{\mathrm{NPV}}{\mathrm{PVAF} \cdot \mathrm{W_{year}}} = \frac{NPV}{\frac{1-(1+r_{nom})^{-N}}{r_{nom}} \cdot W_{year} \cdot (1-T_c)}$$

Table 3.7. Electricity minimum prices summary table

Power supply system variant	Virtual internal C_{min}, RUB/MWh	
	Internal	For selling
Centralized	370	460
Autonomous	950	1 180

Sensitivity analysis and decision-making conclusion

Influence of investment on NPV

Investment value has a crucial influence over NPV in both variants; therefore, the sensitivity analysis on this parameter should has been done. Moreover, it would be a splendid opportunity to find the cross point between two dependence lines.

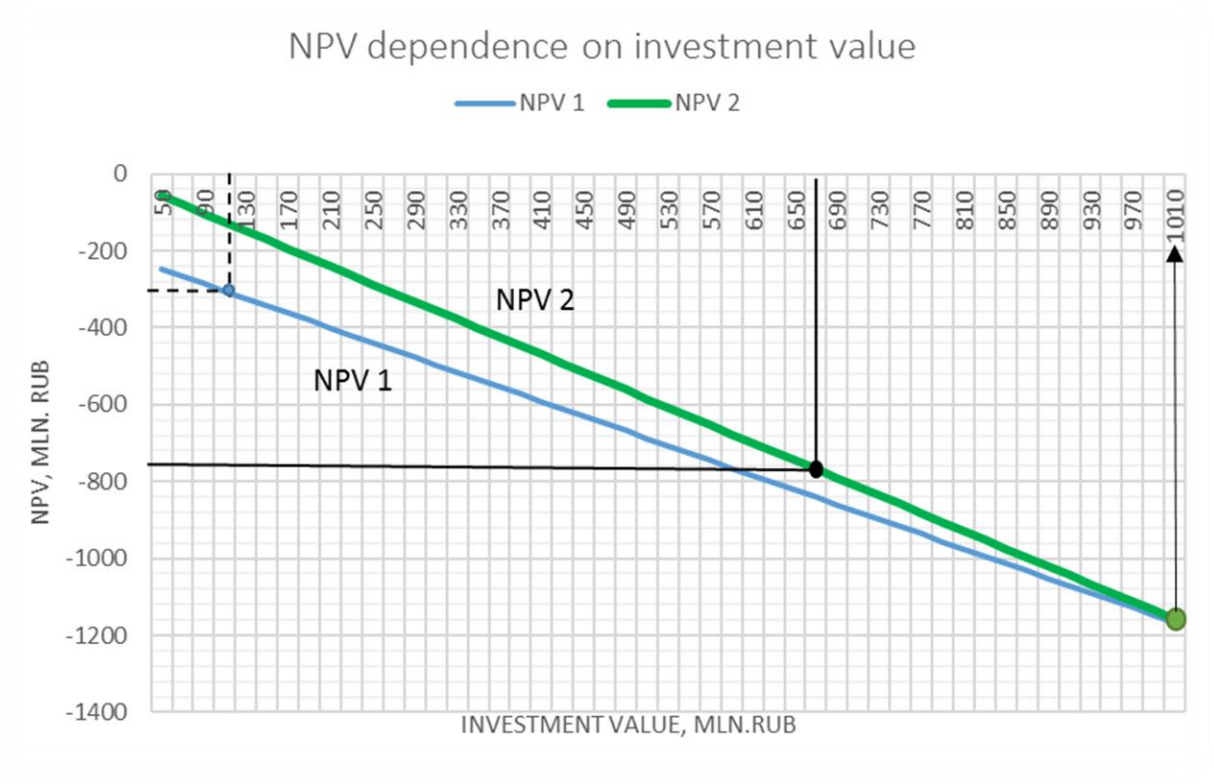


Figure 4.1. NPV dependence on investment

Primarily, NPV 1 line refers to NPV of centralized power supply system, NPV 2 line to autonomous system. It is evident, that NPV 2 is laying upper than NPV 1, but due to greater investment, current value of NPV 2 is much lower. If investment in the first variant attains 590 mln. RUB, the NPV 1 value would be equal to NPV 2. However, the probability of this possibility is low. Considering NPV 1 separately, we can say, that practically it cannot be lower than - 600 mln. RUB, because investment in centralized PSS with similar characteristics could hardly be imagine higher 400 mln. RUB.

Speaking about NPV 2, the investment can easily fluctuate from 550 to 850 mln. RUB for such powerful set, depending on the market situation and manufacturer company of equipment, brand and assembling type of installation. Consequently, in

the best-case scenario, NPV 2 would approximately be equal - 660 mln. RUB, in the worst one - 1 000 mln. RUB, considering only own capital financing.

The cross point is on the investment level of 1 000 mln. RUB. As I have said, for the first variant it is unattainable to have investment greater 400 mln. RUB; moreover, for the second variant the supply contract for similar power generation installation is obviously overvalued.

It can be concluded from the graph, that the NPV 1 is prevails the NPV 2, making provision for different scenarios of investment values fluctuation.

Influence of discount rate on NPV

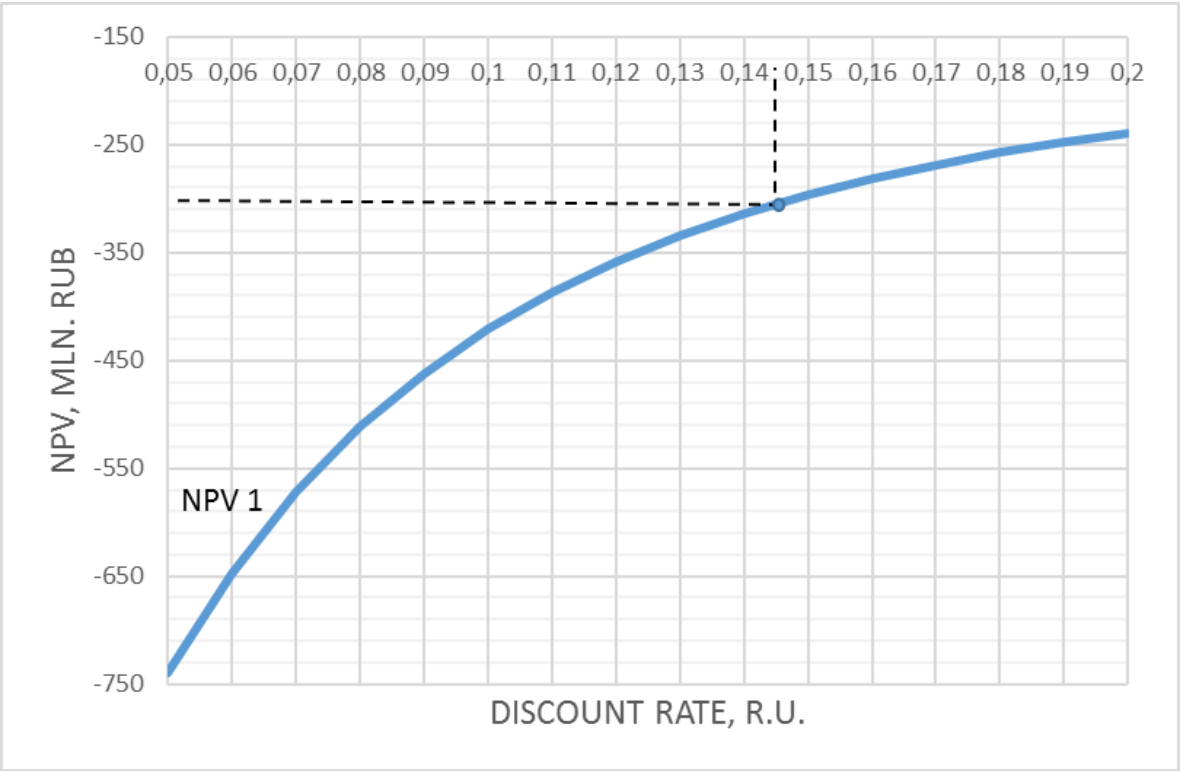


Figure 4.2. NPV 1 dependence on discount rate

The NPV is more sensitive to discount rate at the beginning of the curve, when discount rate is no more than 10 %. After passing the 10 % point, NPV becomes less sensitive, the growth of NPV curve declines. Important notice, that discount rate reduction will reduce NPV largely, but increase in discount rate will increase NPV to a lesser extent. In the context of current assumption on discount rate, it can vary within the scope of ± 2.5 % in long run prospective [26]. Consequently, NPV can vary from - 350 mln. RUB to - 270 mln. RUB from current position.

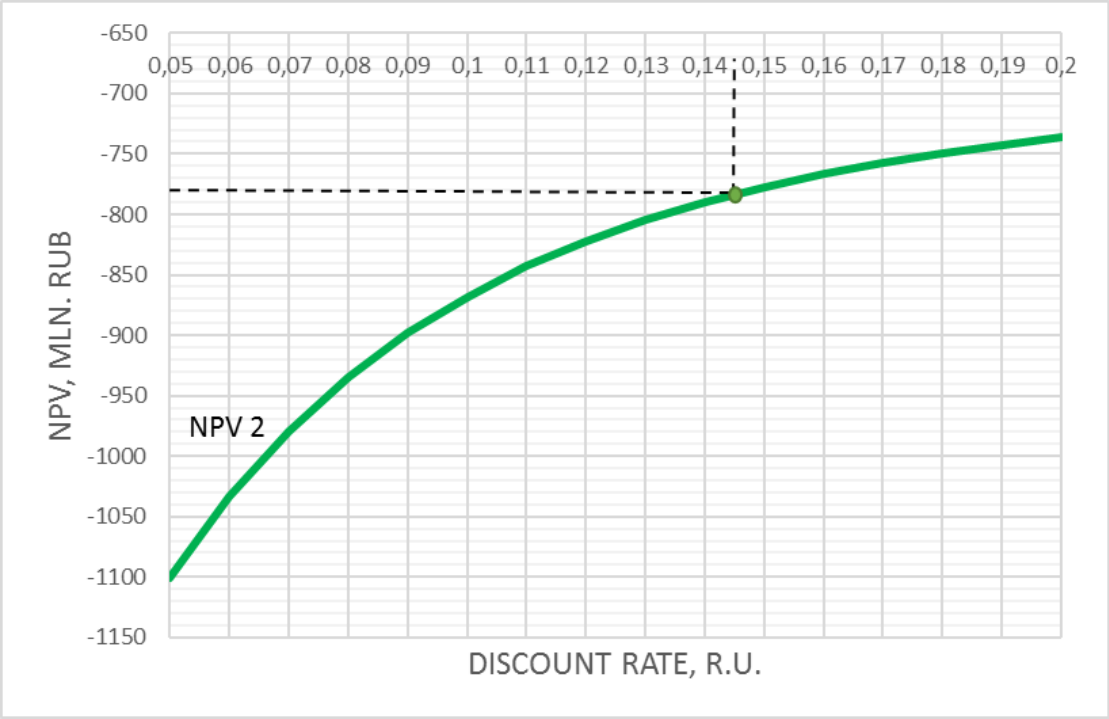


Figure 4.3. NPV 2 dependence on discount rate

The analogous characteristic is shown on this graph. Within frames of ± 2.5 % in discount rate change, the NPV possess a value from - 825 mln. RUB to – 760 mln. RUB, consequently. Whatever the discount rate, the NPV 1 is higher than the NPV 2; sensitivity analysis on discount rate is generally intended for separate evaluation of NPV in both variants.

Influence of electricity price on NPV

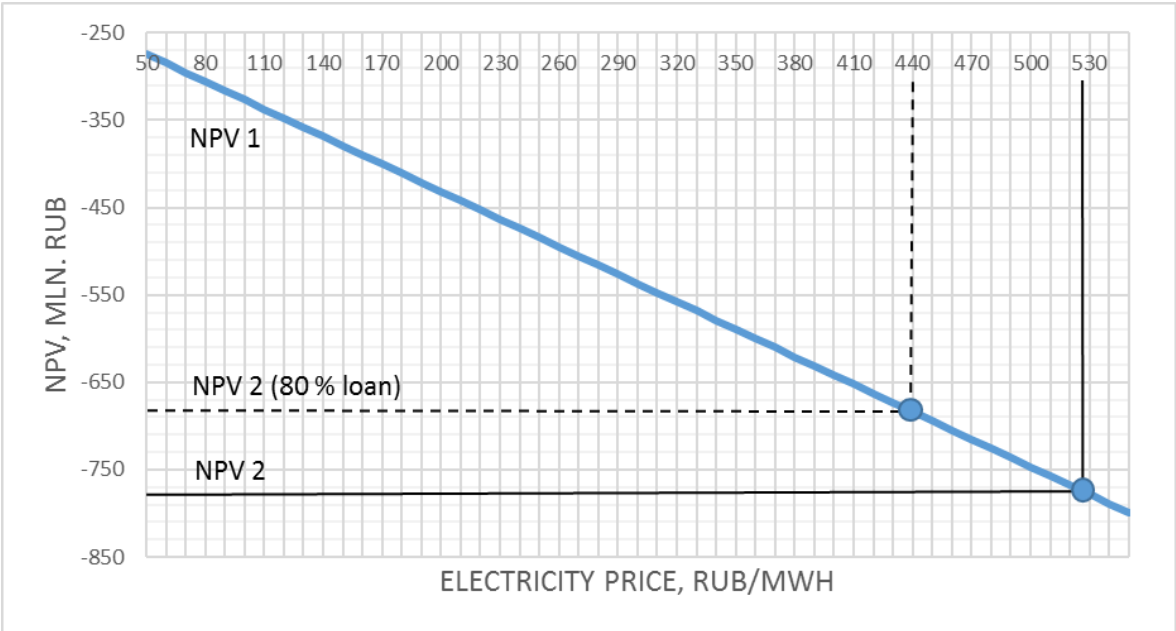


Figure 4.4. NPV 1 dependence on electricity price

Basically, the electricity price fluctuation has only impact on centralized PSS, because of purchasing electricity need, thus the sensitivity analysis has been performed only for first variant of power supply. The current tariff for energy consumption is 80 RUB/MWh and 560 325 RUB/MW for installed power, meaning that total price with the project installed power and consumption amount is 154 RUB/MWh (purchasing at 110 kV voltage level). The increase almost in three times in electricity price will lead to NPV equal NPV of the second variant with 80 % loan financing, and if the electricity price reaches 530 RUB/MWh, the NPV would be around - 770 mln. RUB (NPV 2).

Practically, electricity prices are growing nowadays, but it hardly can be established the price to be three times greater than 154 RUB/MWh in ten years prospective. In case of purchasing at lower voltage level, tariffs will be higher and of course, the NPV 1 can reach NPV 2. However, the change in voltage level will lead to change in whole system: different types of equipment, different investments and operational costs.

Summing up, buying electricity under soaring prices is still more economically feasible solution, until the price raised to 450 RUB/MWh.

Influence of external financing share on NPV

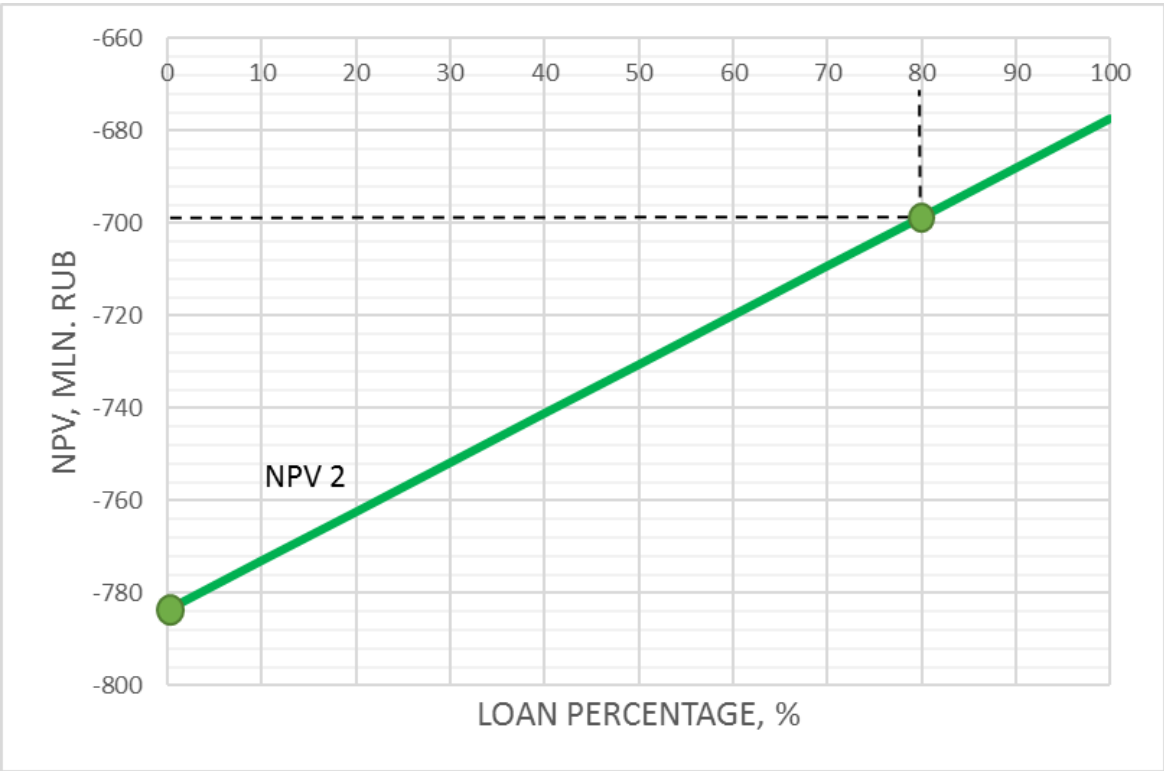


Figure 4.5. NPV 2 dependence on external financing share

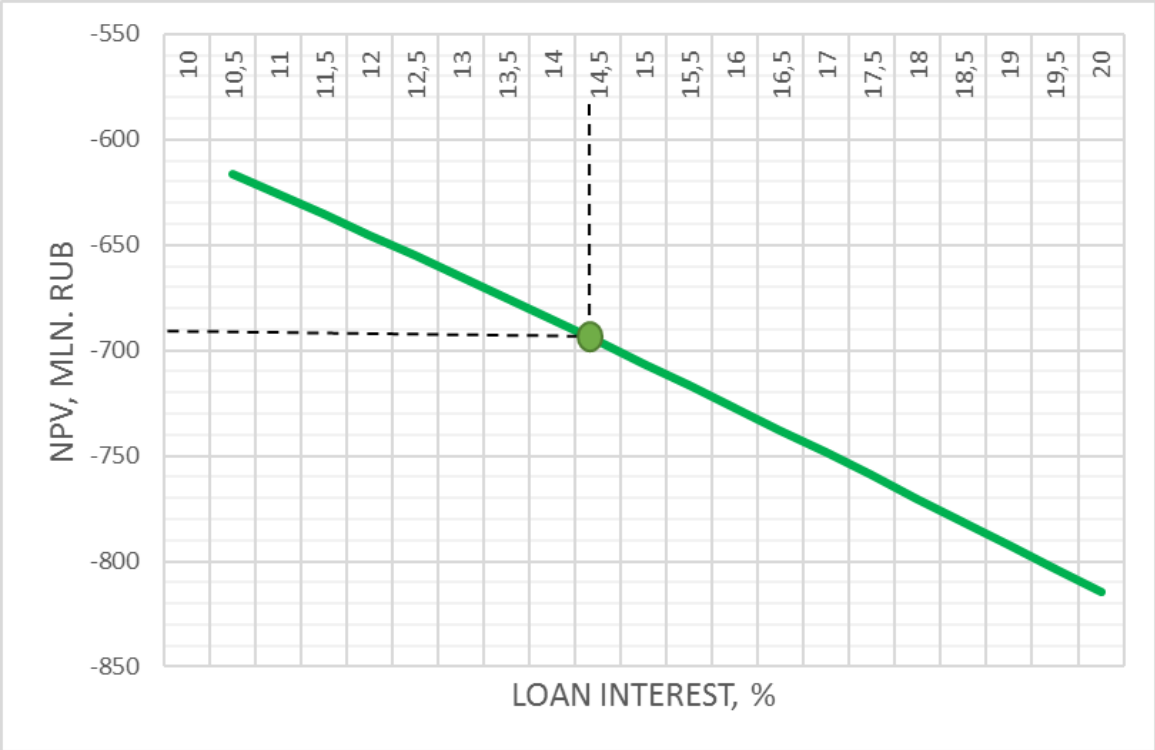


Figure 4.6. NPV 2 dependence on loan interest

It is considered in the second variant to have external financing opportunity and as the dependence graph shows, the more loan share of investment, the higher the NPV. According to official financial report of the enterprise [31], the long term borrowings of the company equal 2,4 bln. RUB, current assets are 3 bln. RUB, therefore a loan for 100 % of investment would constitute 0.03 % from whole borrowings of the company.

The company is solvent enough to take out a loan for investment coverage. Another question is that whether bank would be capable of landing whole amount. Anyway, the NPV value can be determined from the graph, depending on loan share. Based on the experience, the company was financed by different banks on amounts which several-fold higher than investment, observed in this project. For this reason, we can say, that the best value of NPV is - 677.5 mln. RUB.

Influence of APG burning penalties on NPV

One of the most urgent parameters, which influences to NPV 1, is associated petroleum gas burning penalties. The centralized PSS model include such costs as distinct from autonomous PSS. The Decree of the Government of the Russian Federation (*Regulation of 13.09.2016 n 913 about payments rates for negative impacts on the environment and additional coefficients [24]*), which set new increase coefficients for over limit pollutions, is going to be adopted by 2020. It is said in the regulation, that increase coefficient of 25 would be applied for over limit pollutions.

Other circumstance is that the required APG utilization factor equal 95 %, meaning that each cubic meter of burned APG above 5 % of recoverable gas, would cost 25 times higher. In light of aforementioned, the analysis on this factor has to be done.

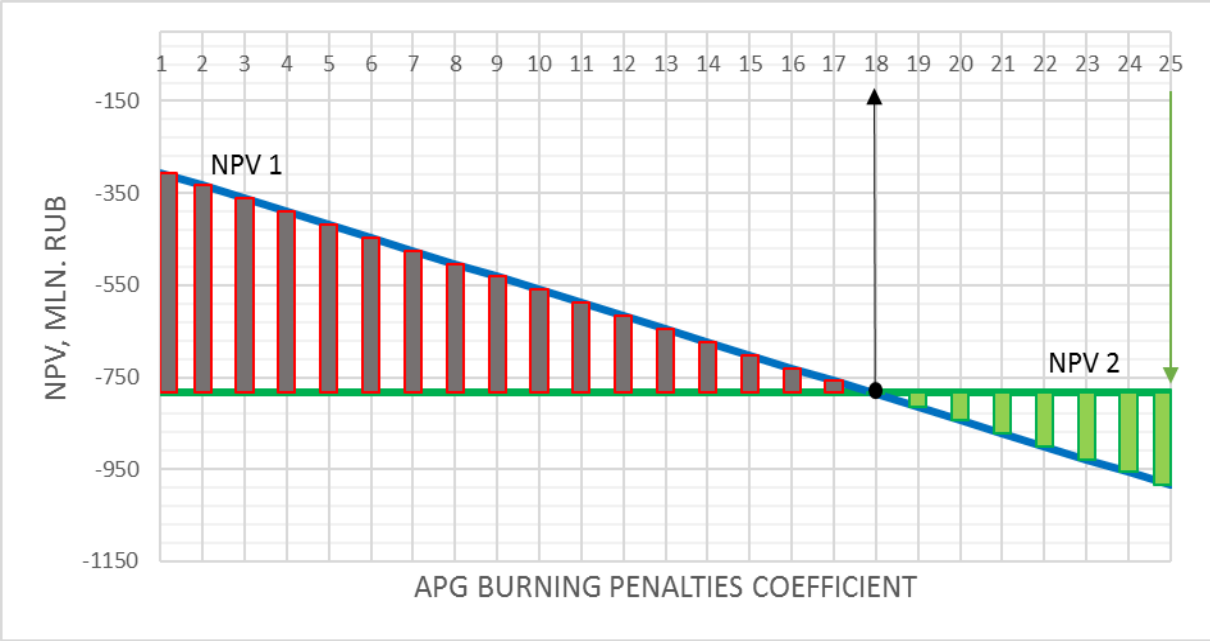


Figure 4.7. NPV dependence on APG burning penalties increase coefficient

As it is seen from the graph, upon reaching the increase coefficient of 18, the cross point is observed and NPV 2 becomes greater than NPV 1. Taking into account the governmental regulation, increased coefficient would be equal to 25; therefore, the difference between NPVs would be 200 mln. RUB in favor of autonomous PSS variant.

Nevertheless, the whole volume of burned APG and APG utilization factor, in the particular case, should be considered in the process of penalties evaluation and final decision making. In our situation, only the APG volume of fuel consumption of GTG installation was considered as APG burned volume in the first variant. Therefore, concluding above mentioned, if the volume of APG, used for power generation in the second variant, would be over limit pollution in the first variant, the NPV 2 would be higher by 2020 and the project of autonomous PSS will be economically feasible.

This way of APG utilization factor increase can simultaneously solve at least two issues: high penalties for pollutions and power supply of industry with high reliability and energy self-sufficiency.

Приложение Б

Приложение Б. Определение полной нагрузки предприятия в целом

		Силовая нагрузка					Осветительная нагрузка							Силовая+ осветительная		
№	Наименование цеха	Рн, кВт	Кс	cosϕ/tgϕ	Рр, кВт	Qр, кВАр	Fцеха, м2	Руд.ос., кВт/м2	Р н.о., кВт	к с.о.	cosϕ/tgϕ	Р р.о., кВт	Q р.о., кВАр	ΣР, кВт	ΣQ, кВАр	ΣS, кВА
1	Кустовая площадка № 20	2040	0,75	0,9/0,48	1530	734,4	500	0,0035	1,75	0,9	0,67/1,11	1,575	1,74825	1531,575	736,1483	1699,305
2	Кустовая площадка № 18а	1590	0,75	0,9/0,48	1192,5	572,4	480	0,0035	1,68	0,9	0,67/1,12	1,512	1,67832	1194,012	574,0783	1324,851
3	Кустовая площадка № 14	960	0,75	0,9/0,48	720	345,6	250	0,0035	0,875	0,9	0,67/1,13	0,7875	0,874125	720,7875	346,4741	799,7368
4	Кустовая площадка № 25	1460	0,75	0,9/0,48	1095	525,6	575	0,0035	2,0125	0,9	0,67/1,14	1,81125	2,0104875	1096,811	527,6105	1217,115
5	Кустовая площадка № 9	1360	0,75	0,9/0,48	1020	489,6	600	0,0035	2,1	0,9	0,67/1,15	1,89	2,0979	1021,89	491,6979	1134,031

6	Кустовая площадка № 32		0,75	0,9/0,48	3849,81	2399,06	400	0,0035	-	-	-	36	17,28	3885,81	2416,34	4575,83
7	Кустовая площадка № 3бис	350	0,75	0,9/0,48	262,5	126	150	0,0035	0,525	0,9	0,67/1,15	0,4725	0,524475	262,9725	126,5245	291,827
8	Разведочная скважина Р-1Т	130	0,7	0,8/0,75	91	68,25	100	0,0035	0,35	0,85	0,67/1,16	0,2975	0,330225	91,2975	68,58023	114,1862
9	Разведочная скважина Р-4Т	130	0,7	0,8/0,75	91	68,25	100	0,0035	0,35	0,85	0,67/1,17	0,2975	0,330225	91,2975	68,58023	114,1862
10	Установка подготовки нефти (УПН)	1060	0,8	0,8/0,75	848	636	450	0,0035	1,575	0,95	0,67/1,18	1,49625	1,6608375	849,4963	637,6608	1062,194
11	Блочная кустовая насосная станция (БКНС)															

Приложение Б. Определение полной нагрузки предприятия в целом (продолжение)

	0,38 кВ	400	0,8	0,8/0,75	320	240	600	0,0035	2,1	0,95	0,67/1,20	1,995	2,21445	321,995	242,2145	402,9251
	Итого по 0.38 кВ	9480												11067,94	6235,91	12703,77
11	Блочная кустовая насосная станция (БКНС)															
	6 кВ (СД)	6400	0,8	0,8/0,75	5120	3840	600	-	-	-	-	-	-	5120	3840	6400
	Итого по 6 кВ													5120	3840	6400
	ИТОГО	15880												**16188**	**10076**	**19104**

Приложение В

Приложение В. Выбор трансформаторов цеховых ТП

	Трансформаторы ТП		Напряжение обмот.		Потери, кВт		Uкз%	Iхх,%	Количество	Потери мощности		
	Тип	Sном,кВА	ВН	НН	ХХ	КЗ				ΔPтр	ΔQтр	ΔSтр
ТП1	ТМ-1000/6	1000	6	0,4	2,45	12,2	5,5	1,4	2	9,97	50,87	51,84
ТП2	ТМ-1000/6	1000	6	0,4	2,45	12,2	5,5	1,4	2	20,18	96,89	98,97
ТП3	ТМ-1000/6	1000	6	0,4	2,45	12,2	5,5	1,4	2	15,61	76,27	77,85
ТП4	ТМ-1000/6	1000	6	0,4	2,45	12,2	5,5	1,4	2	13,94	68,74	70,14
ТП5	ТМ-1000/6	1000	6	0,4	2,45	12,2	5,5	1,4	2	12,74	63,37	64,63
ТП6	ТМ-1600/6	1600	6	0,4	3,3	18	5,5	1,3	2	18,14	98,00	99,66
ТП7.1	ТМ-1600/6	1600	6	0,4	3,3	18	5,5	1,3	2	24,19	127,59	129,86
ТП7.2	ТМ-1600/6	1600	6	0,4	3,3	18	5,5	1,3	2	24,19	127,59	129,86

Приложение Г

Приложение Г. Выбор сечений кабельных линий распределительной сети 6 кВ

№,линии	Назначение линии	N.л	Расчетная нагрузка на 1 кабель.		Fэк	Принятое сечение	Длина линии	r0/x0	Способ прокладки	Кпр	Марка и сечение кабеля
			в норм.	п/а							
Л-1	ГПП-ТП1	2	101,2	202,43	14,6	50	0,55	0,36/0,083	Эстакада	0,87	ВВГнг 1х(3х50)
Л-2	ГПП-ТП2	2	105,8	211,5	14,6	50	0,156	0,36/0,084	Эстакада	0,87	ВВГнг 1х(3х50)
Л-3	ГПП-ТП3	2	103,7	207,4	14,1	50	0,31	0,36/0,085	Эстакада	0,87	ВВГнг 1х(3х50)
Л-4	ГПП-ТП4	2	103,0	205,9	36,9	50	0,38	0,36/0,086	Эстакада	0,87	ВВГнг 1х(3х50)
Л-5	ГПП-ТП5	2	102,4	204,9	14,6	50	0,527	0,36/0,087	Эстакада	0,87	ВВГнг 1х(3х50)
Л-6	ГПП-ТП6	2	163,6	327,1	37,1	120	0,55	0,15/0,076	Эстакада	0,87	ВВГнг 1х(3х120)
Л-7	ГПП-ТП7.1	2	166,5	332,9	35,5	120	0,407	0,12/0,074	Эстакада	0,87	ВВГнг 1х(3х120)
Л-8	ГПП-ТП7.2	2	166,5	332,9	36,3	120	0,407	0,12/0,074	Эстакада	0,87	ВВГнг 1х(3х120)
Л-9	ГПП – РУ 6кВ	2	184,8	369,5	68,43	120	0,156	0,15/0,076	Эстакада	0,87	ВВГнг 1х(3х120)

Приложение Д

Приложение Д. Выбор сечений кабельных линий распределительной сети 0,4 кВ

№,линии	Назначение линии	N	Iнорм	I п/а	Марка и сечение		I доп	Кпрокл	Iдоп·Кпр	1,25·Iдоп	Длина	r0/x0
1	ТП1-РУ1 (Р-4)	1	138,72		ВВГнг	1(4х25)	140	1	140	175	0,2	0,36/0,083
2	ТП2-РУ2 (БКНС)	2	244,62	489,24	ВВГнг	1(4х150)	440	0,9	396	495	0,15	0,36/0,083
3	ТП2-РУ3 (3бис)	2	199,78	399,56	ВВГнг	1(4х120)	385	0,9	346,5	433,13	0,15	0,36/0,083
4	ТП6-РУ4 (Р-1)	1	138,72		ВВГнг	1(4х25)	140	1	140	175	0,2	0,36/0,083

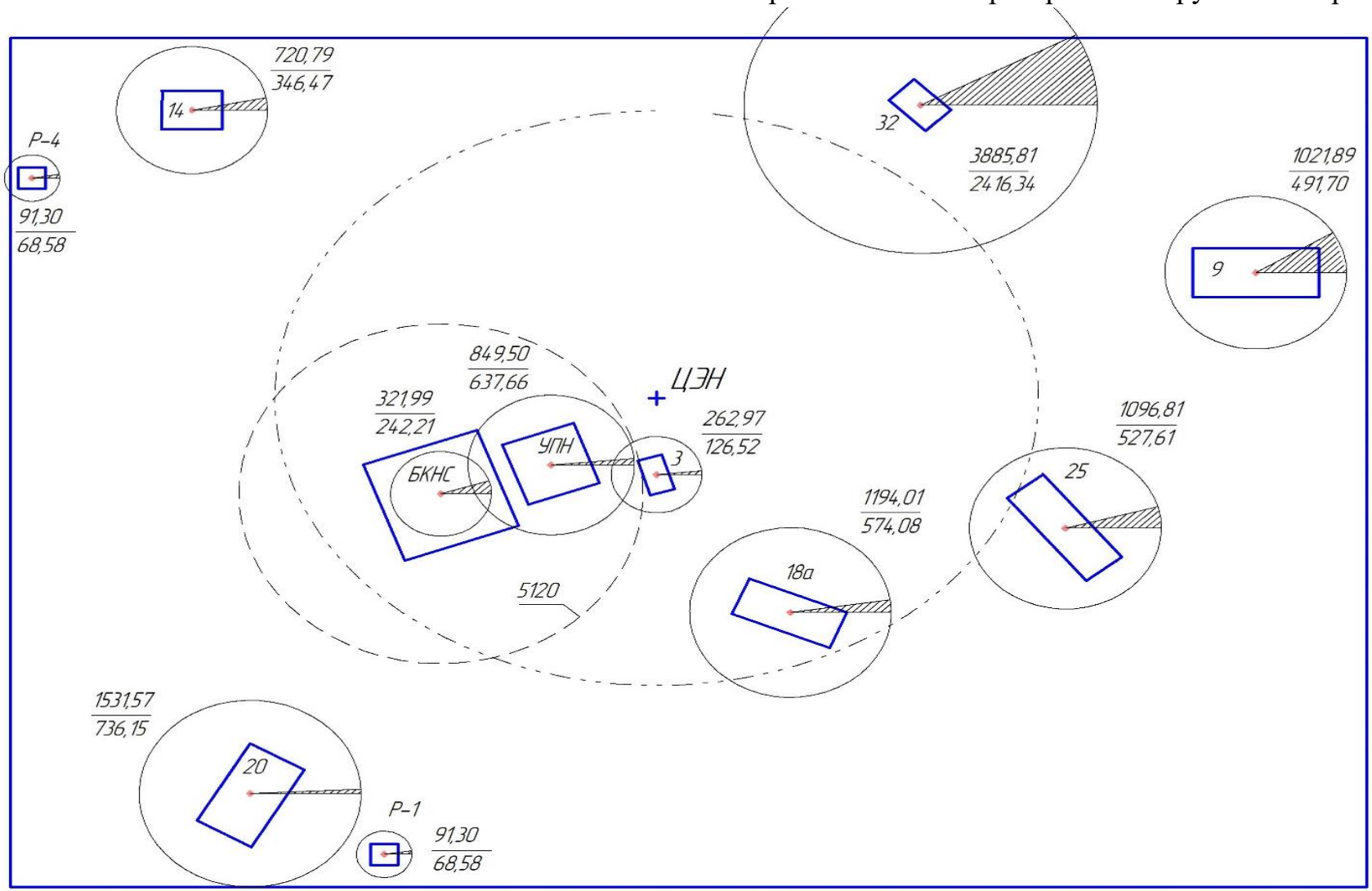
Приложение И

Приложение И. Расчеты потребления топлива установкой ГТУ

Т, ч	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Нагрузка, %	78,6	76,4	80,5	79,7	78,9	80,5	76,4	81,2	85,6	80,4	80,9	72,2	77,0	80,4
Потребление топлива, %	83,35	82,14	84,38	83,93	83,49	85,39	82,14	85,91	89,19	85,29	85,69	79,87	82,46	85,29
Сумм. потребление, кг/с	1,10	1,08	1,11	1,11	1,10	1,13	1,08	1,13	1,18	1,13	1,13	1,05	1,09	1,13
Сумм. потребление, кг	3961	3904	4010	3989	3968	4058	3904	4083	4239	4054	4072	3796	3919	4054
Сумм. потребление, тыс. $м^3$	5,08	5,00	5,14	5,11	5,09	5,20	5,00	5,23	5,43	5,20	5,22	4,87	5,02	5,20
Стоимость топлива, руб.	1270	1251	1285	1279	1272	1301	1251	1309	1359	1299	1305	1217	1256	1299

Приложение И. Расчеты потребления топлива установкой ГТУ (продолжение)

Т, ч	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24		
Нагрузка, %	82,3	84,2	81,4	81,4	81,6	85,3	87,2	87,2	74,5	68,1		
Потребление топлива, %	86,72	88,15	86,02	86,02	86,18	89,01	90,43	90,43	81,13	77,67		
Сумм. потребление, кг/с	1,14	1,16	1,14	1,14	1,14	1,18	1,19	1,19	1,07	1,03		
Сумм. потребление, кг	4121	4189	4088	4088	4096	4230	4298	4298	3856	3691		
Сумм. потребление, тыс. $м^3$	5,28	5,37	5,24	5,24	5,25	5,42	5,51	5,51	4,94	4,73	$\sum_1^{24}$ =124,32	$\sum_{год}$ = =45375,22
Стоимость топлива, руб.	1321	1343	1310	1310	1313	1356	1377	1377	1236	1183	**31 079**	**11 343 804**
											Стоимость топлива (день), руб.	**Стоимость топлива (год), руб.**

Приложение К

Приложение К. Картограмма нагрузок месторождения