

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

Институт ЭНИН

Направление подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

Кафедра Электрических сетей и электротехники

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Исследование места распределенной генерация в электроэнергетике

УДК 620.98-047.37

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM5Г	Писарев Александр Сергеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Готман В.И.	К.Т.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сергейчик С.И.	К.Т.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Дашковский А.Г.	К.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ЭСиЭ	Прохоров А.В.	К.Т.Н.		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
Профессиональные компетенции	
P1	Применять соответствующие гуманитарные, социально-экономические, математические, естественно-научные и инженерные знания, компьютерные технологии для решения задач расчета и анализа электрических устройств, объектов и систем.
P2	Уметь формулировать задачи в области электроэнергетики и электротехники, анализировать и решать их с использованием всех требуемых и доступных ресурсов.
P3	Уметь проектировать электроэнергетические и электротехнические системы и их компоненты.
P4	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.
P5	Применять современные методы и инструменты практической инженерной деятельности при решении задач в области электроэнергетики и электротехники.
P6	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	
P7	Использовать знания в области менеджмента для управления комплексной инженерной деятельностью в области электроэнергетики и электротехники
P8	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.
P9	Эффективно работать индивидуально и в качестве члена или лидера команды, в том числе междисциплинарной, в области электроэнергетики и электротехники.
P10	Проявлять личную ответственность и приверженность нормам профессиональной этики и нормам ведения комплексной инженерной деятельности.
P11	Осуществлять комплексную инженерную деятельность в области электроэнергетики и электротехники с учетом правовых и культурных аспектов, вопросов охраны здоровья и безопасности жизнедеятельности.
P12	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 ЭНИН

Направление подготовки (специальность) 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

Кафедра Электрических сетей и электротехники

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой ЭСиЭ

_____Прохоров А.В.

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
5АМ5Г	Писареву Александру Сергеевичу

Тема работы:

Исследование места распределенной генерации в электроэнергетике	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 08.02.2017 №685/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

09.06.2017

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(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.).</i>	В данной работе исследуются тенденции использования распределенной генерации в электроэнергетике. В качестве объекта исследования выбран Уренгойский энергоузел.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(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).</i>	<ol style="list-style-type: none">1. Обзор литературных источников;2. Технологии распределенной генерации;3. Расчет установившихся режимов;4. Анализ динамической устойчивости генераторов ГТУ
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	<ol style="list-style-type: none">1. Принципиальная схема электроснабжения;2. Расчетная схема установившегося режима.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	

<i>(если необходимо, с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Технологии распределенной генерации. Нормальные и аварийные режимы системы электроснабжения Уренгойского энергоузла	Готман Владимир Иванович
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Сергейчик Сергей Иванович
Социальная ответственность	Дашковский Анатолий Григорьевич
Раздел ВКР, выполняемый на иностранном языке	Лемская Валерия Михайловна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Обзор литературы (Review of literature)	
Технологии распределенной генерации (Distributed energy technologies)	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	10.11.2015
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Готман В.И.	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM5Г	Писарев Александр Сергеевич		

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация 125 с., 49 рис., 36 табл., 28 источников, 5 прил.

Ключевые слова: распределенная генерация, ГТЭС, электроэнергетика.

Объектом исследования является распределенная генерация России и зарубежных стран.

Цель работы – анализ внедрения распределенной генерации и её место в электроэнергетике.

В результате исследования было рассмотрено современное состояние распределенной генерации в России и зарубежных странах. Выполнен расчет последствий строительства собственной генерации для собственных нужд нефтегазодобывающего предприятия в районах крайнего севера.

Область применения: электроэнергетика, распределенная генерация, газотурбинные электростанции.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

Нормативные ссылки

Определения

распределенная генерация: концепция строительства источников энергии и распределительных сетей, которая подразумевает наличие множества потребителей, производящих тепловую и электрическую энергию для собственных нужд, а также направляющих излишки в общую сеть.

Обозначения и сокращения

ГТУ – газотурбинная установка;

ВЭУ – ветроэлектрическая установка;

ДГУ – дизельные генераторные установки;

ПГУ – парогазовая установка;

КТУ – когенерационная установка;

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;

ГЭС – гидроэлектростанция;

ДГУ – дизель-генераторные установки.

Оглавление

Введение.....	13
Глава 1. Обзор литературы.....	14
Глава 2. Технологии распределенной энергетики	22
2.1 Возобновляемые энергоресурсы	22
2.1.1 Энергия малых рек.....	22
2.1.2 Энергия биомассы.....	23
2.1.3 Ветровая энергия.....	25
2.1.4 Геотермальная энергия.....	27
2.1.5 Солнечная энергия	28
2.2 Технологии распределенной энергетики на основе органического топлива	31
2.2.1 Дизельные генераторы	31
2.2.2 Газотурбинные установки.....	32
2.2.3 Газопоршневые электростанции	33
2.3 Выводы.....	35
Глава 3. Нормальные и аварийные режимы системы электроснабжения Уренгойского энергоузла	36
3.1 Краткая характеристика системы электроснабжения	36
3.2 Расчет параметров схемы замещения.....	38
3.2.1 Параметры ветвей электрической схемы.....	38
3.2.2 Расчетные нагрузки узлов электрической сети.....	40
3.2.3 Выбор оборудования электростанции	42
3.2.4 Расчет располагаемой мощности электростанции.....	43
3.3 Расчет установившихся режимов	45
3.4 Анализ динамической устойчивости генераторов ГТУ	46
3.4.1 Исходные данные для расчета динамической устойчивости	47
3.4.2 Расчет и анализ аварийных ситуаций	48
3.5 Выводы.....	64

Глава 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	65
5.1 Предпроектный анализ	65
5.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования	65
4.1.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	65
5.2 Планирование управления научно-техническим проектом.....	66
5.2.1 План проекта.....	66
5.2.2 Определение трудоемкости работ	68
5.2.3 Разработка графика проведения научного исследования	68
5.3 Бюджет научного исследования	72
5.3.1 Расчет материальных затрат.....	72
4.3.2 Специальное оборудование для научных работ.....	73
4.3.3 Основная заработная плата	73
4.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды	74
4.3.5 Формирование бюджета затрат.....	75
4.4 Определение экономической эффективности	76
4.5 Выводы	80
Глава 5. Социальная ответственность.....	81
5.1 Производственная безопасность	82
5.2 Экологическая безопасность	86
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	87
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	89
5.5 Выводы.....	92
Заключение	93
Список публикаций студента.....	94
Список использованных источников	95
Приложение А (обязательное) Принципиальная схема электроснабжения	98
Приложение Б (обязательное) Расчетная схема установившегося режима	99

Приложение В (обязательное) Результаты расчета установившегося режима минимальных нагрузок.....	100
Приложение Г (обязательное) Результаты расчета установившегося режима максимальных нагрузок.....	103
Приложение Д. Раздел на иностранном языке.....	106

Введение

В настоящее время развитые страны производят основную часть электроэнергии на электростанциях большой установленной мощности, таких как тепловые электростанции, атомные электростанции и гидроэлектростанции. Мощные электростанции имеют превосходные экономические показатели, место строительства большинства из них обусловлено множеством экономических, экологических, географических и геологических факторов, а также требованиями безопасности и охраны окружающей среды.

Распределенная энергетика подразумевает строительство дополнительных источников электроэнергии в непосредственной близости от потребителей электрической энергии. Мощность генерации выбирается исходя из ожидаемой мощности потребителя с учетом имеющихся ограничений (технологических, правовых, экологических и т. д.) и может варьироваться в широких пределах (от 2 до 100 киловатт). При этом потребитель может не отключаться от общей сети электроснабжения.

В качестве дополнительных источников электроэнергии могут применяться средства альтернативной энергетики (солнечные батареи и ветровые генераторы), так и традиционные когенерационные установки (КГУ) малой и средней мощности, работающие на природном газе или жидком топливе (как на наиболее чистом виде топлива). В последнем случае благодаря расположению когенерационных установок непосредственно у потребителей, становится возможным использование не только вырабатываемой электроэнергии, но и побочной тепловой энергии на нужды отопления, горячего водоснабжения или абсорбционного холодоснабжения самого владельца КГУ или сторонних потребителей, расположенных поблизости. Это позволяет добиться высокой эффективности использования топлива (до 90% от потенциальной энергии).

Глава 1. Обзор литературы

К объектам распределенной генерацией относятся те объекты электроэнергетики, которые находятся в непосредственной близости к конечному потребителю, вне зависимости от того, кто является владельцем электростанции. Выделяют три основных категории генерирующих объектов, которые попадают под определение распределенной генерации:

1. блок-станции, источники электрической и/или тепловой энергии, расположенные на территории или в непосредственной близости от потребителя электрической энергии и принадлежащими потребителю на правах собственности или праве аренды;
2. ТЭЦ;
3. газотурбинные и газопоршневые электростанции, а также электростанции на основе возобновляемых источников электроэнергии.

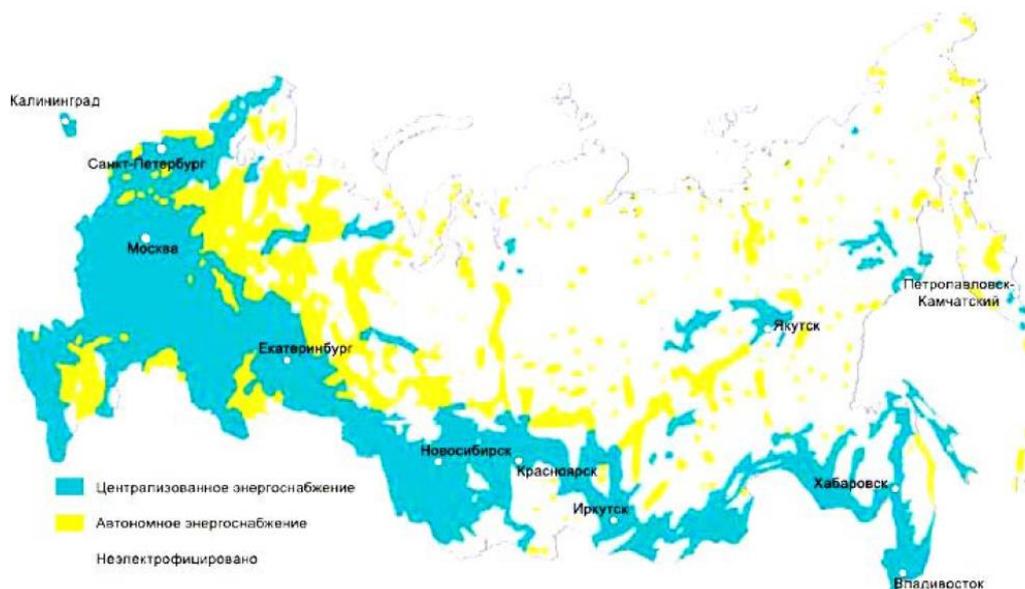


Рисунок 1.1 – Централизованное и автономное электроснабжение в России

Централизованное электроснабжение охватывает только 30% территории Российской Федерации. На оставшейся части проживает более 20 млн. человек, чья жизнедеятельность обеспечивается в основном средствами распределенной генерации. Это регионы с малой плотностью населения, суровыми

климатическими условиями, тяжелой и дорогой доставкой грузов, удаленные от центров электроснабжения. На этих территориях строительство крупных электростанций в одних случаях неоправданно с экономической точки зрения, а в других - невозможно по причине отсутствия средств на прокладку теплоцентралей и сооружение линий электропередачи [1].

Уход многих потребителей от исключительно централизованного электроснабжения – общемировая тенденция. Распределенная генерация выгодна не только её владельцам, но и для всей энергосистемы в целом.

По итогам 2009 года из 1,4 ГВт введенной мощности 17% (240 МВт) пришлось на объекты распределенной энергетики. По итогам 2010 г. из 3,2 ГВт введенной мощности на распределенную энергетику пришлось около 112 МВт или 4% от общего объема введенных мощностей. Падение доли распределенной энергетики объясняется вводом в 2010 году нескольких крупных генерирующих объектов, в числе которых энергоблок Ростовской АЭС мощностью 1 ГВт [1].

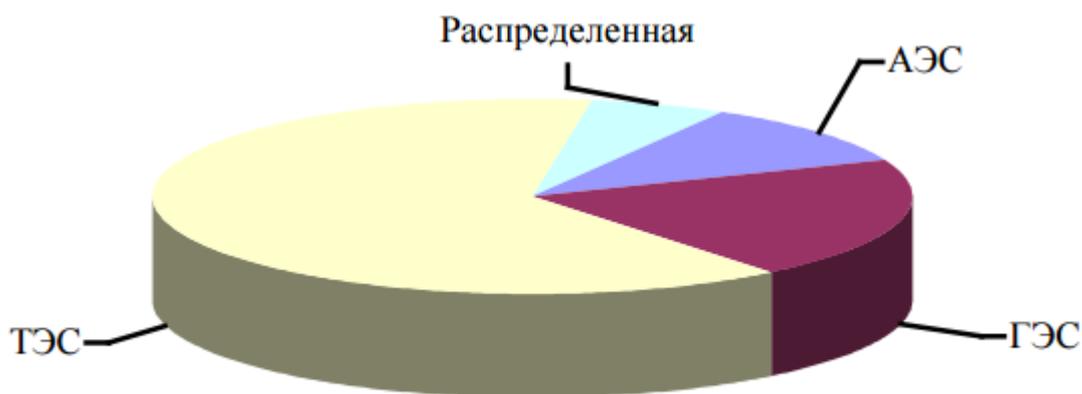


Рисунок 1.2 – Структура установленных электрических мощностей по России на начало 2013 г. [1]

Развитие малых газотурбинных электростанций происходит достаточно интенсивно. Так, к примеру, в странах ЕС рост суммарной мощности газотурбинных электростанций (прежде всего малой мощности) составил, начиная с 74 ГВт в 2000 г. до 91-135 ГВт в 2010 г. и прогнозируется 124-195 ГВт

к 2020 г. (зависит от энергетической политики стран ЕС), что составляет примерно 12% от суммарной установленной мощности стран ЕС в 2000 г., 13-18% - в 2010 г., 15-22% - в 2020 г. [3].

В пределах Российской Федерации уже в настоящее время малые газотурбинные электростанции показывают свою эффективность. Расширение сферы газификации и создание рынка высокоэкономичных, с коротким сроком сооружения, быстроремонтируемых установок малых газотурбинных электростанций обеспечивают их активное вовлечение в структуру генерирующих мощностей регионов страны. Так, к примеру, в Астраханской области при уровне суммарной генерирующей мощности в 1060 МВт планируется к вводу 550 МВт электрической мощности до 2020 г., из которых 65,5 МВт должны составить малые газотурбинные электростанции, а в перспективе суммарная мощность малых газотурбинных электростанций может достигнуть 185-200 МВт.

Оценки показывают, что в перспективе потенциальные возможности сооружения малых газотурбинных электростанций взамен устаревших котельных в городах и поселках могут составить суммарную электрическую мощность в 100 ГВт, количеством 12900 штук, средней единичной мощностью 7-8 МВт, а в максимальном варианте соответственно 175 ГВт, 84000 штук, средней единичной мощностью от 2 до 3 МВт. Реалистичные прогнозы дают в целом по стране от 25 до 35 ГВт к 2020 г. и от 35 до 50 ГВт к 2050 г. малых газотурбинных электростанций, т.е. до 10-15% от суммарной установленной мощности генерации [3].

Следует отметить, что в нашей стране в 2000 г. работали 11 установок на биомассе (523 МВт), 59 малых ГЭС в диапазоне мощностей от 0,5 до 30 МВт (суммарной мощностью 513 МВт), 2 геотермальные установки (23 МВт), около 100 мини-ГЭС мощностью менее 0,5 МВт (40 МВт) и 12 ветряных электростанций (суммарная мощность 7,2 МВт) [3]. Суммарная мощность всех перечисленных электростанций составляет всего 0,5 % установленной генерирующей мощности Российской Федерации.

Распределение по мощности вводимых ГТУ достаточно равномерно. С 2000 по 2012 год наблюдается следующая тенденция – 53% от общего объема поставок ГТУ оборудования для энергетики составляют установки мощностью от 10 до 25 МВт, 47% поставок приходится на оборудование мощностью менее 10 МВт [1].

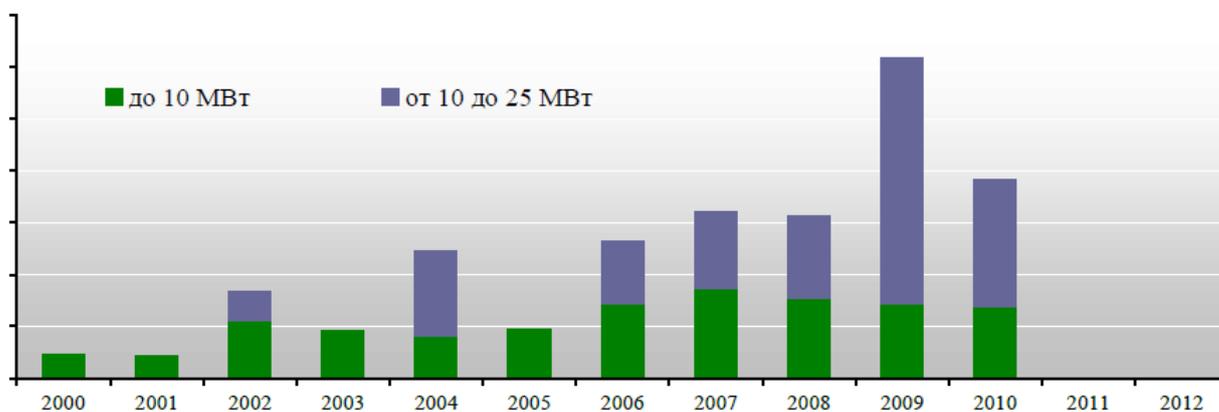


Рисунок 1.3– Динамика ввода ГТУ до 25 МВт в зависимости от мощности, МВт

Более 50% установленного оборудования мощностью до 25 МВт привозится из-за рубежа. В стоимостном выражении ввоз газотурбинных и газопоршневых установок в 2014 г. вырос по сравнению с 2008 г. в 2,3 раза. Суммарная мощность импортированных мощностей за последние 7 лет составила более 120 млрд. руб [5].

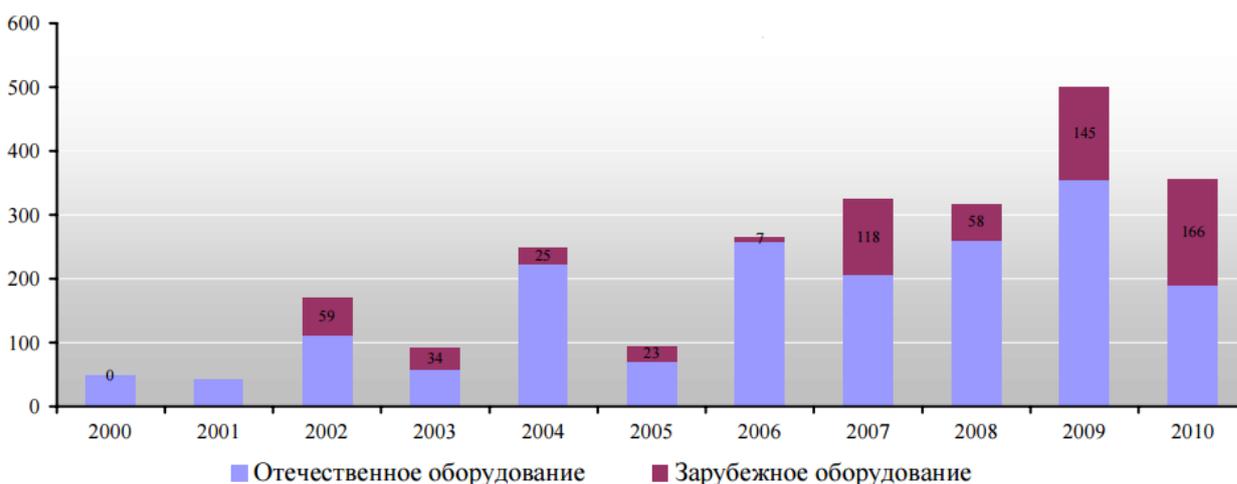


Рисунок 1.4 – Ввод в эксплуатацию ГТУ мощностью до 25 МВт в зависимости от происхождения оборудования в период с 2000 до 2010 года.

В виду низкой конкурентоспособности отечественных установок по технологическим и эксплуатационным параметрам большая доля импорта приходится на газопоршневые электростанции.

Таблица 1.1 – Ввезенные газопоршневые установки за первое полугодие 2013 г. по производителям

Товарный знак	Количество ввезенных электростанций	Мощность, кВА	Мощность, кВт	Суммарная стоимость ввезенного оборудования	Мощность одной ГПУ, кВт
GE	18	28220	22576	556971078	1254
CAT	23	40524	32419	358102712	1410
MAC	5	36250	29000	320300614	5800
Cummins	9	18000	14400	191016847	1600
AAggreko	13	17875	14300	185869103	1100
Elteco Global	4	7000	5600	130595340	1400
MTU Friedrichshafen	5	8500	6800	112614703	1360
MWM GmbH	4	6150	4920	87126733	1230
Schmitt Enertec	2	2500	2000	32531367	1000
FG Wilson	6	4500	3600	28579753	600
TEDOM	1	770	616	14563337	616
Guascor Group	1	1200	960	12006278	960
MAN	1	480	384	820141	384
DEUTZ	1	1250	1000	765807	1000
ИТОГО	93	173219	138575	2031863812	1490

Повышение эффективности использования энергоресурсов за счет производства электрической и тепловой энергии при использовании единого источника энергии [2]:

- Пропадает необходимость реконструкции и строительства новых электрических сетей;
- Снижаются потери в электрических сетях и перетоки реактивной мощности в системе;
- Более низкие финансовые риски по сравнению с объектами большой установленной мощности;
- Предсказуемые затраты на энергоснабжение;

- Повышение надежности и качества энергоснабжения для потребителей электрической энергии;
- Меньше затрат на расширение производства;
- Экономия на оплате технологического присоединения.

На сегодняшний день у распределенной энергетики со стороны законодательства есть три важные проблемы [4]:

- Нормативно-правовая база существенно отстает от развития распределенной генерации.
- Не отрегулированы отношения с сетевыми компаниями, определяющими порядок и форму технологического присоединения к электрическим сетям.
- Нет механизма взаимодействия со сбытовыми компаниями по вопросам реализации излишков электроэнергии.

Препятствия для развития распределенной генерации [2]:

- Высокие таможенные платежи за ввозимое импортное оборудование.
- Техническое регулирование и лицензирование при строительстве объектов распределенной генерации.

Объекты распределенной генерации являются опасными производственными объектами. Для их эксплуатации требуется подтверждение соответствия требованиям технического регламента о безопасности машин и оборудования, а также подтверждение соответствия требованиям по энергоэффективности электрооборудования. Кроме того, для эксплуатации объекта распределенной генерации требуется лицензии на эксплуатацию взрывопожароопасных и химически опасных производственных объектов (№ 99-ФЗ от 4 мая 2011 года).

- Трудности при присоединении к энергосистеме и оперативно-диспетчерском управлении электростанцией.
- Централизованное планирование.
- Отношение сетевых и генерирующих компаний к распределенной генерации.

Распределенная генерация приводит к снижению объемов продаж электроэнергии и мощности генерирующими компаниями, владеющими региональными электростанциями, потребителям электрической энергии, отсюда уменьшение доходов генерирующих компаний.

- Системный оператор

Системного оператор относится к строительству объектов распределенной генерации двойственно. С одной стороны, число объектов, которыми следует управлять увеличивается, а это добавляет затрат на персонал, программные средства и т.п. С другой стороны, распределенная генерация положительно влияет на надежность энергоснабжения.

Исходя из последних презентаций системного оператора складывается картина, что больших возражений со стороны системного оператора нет. Системный оператор требует только сведений о плановом производстве электроэнергии на малых (до 5 МВт) объектов генерации и плановом потреблении в местах их установки. Там, где установлен ряд объектов малой генерации общей мощностью 25 МВт и выше, системный оператор рекомендует учредить функцию агрегатора, который представлял бы данные о производстве и потреблении электрической энергии.

- Технические проблемы, связанные с распространением распределенной генерации.

Современная распределенная генерация — это, как правило, новое импортное оборудование, с новыми динамическими характеристиками и возможностями управления. Неоднозначно влияние распределенной генерации на качество электроэнергии по уровням напряжений, а также на генерацию высших гармоник в системе. Подключение источников распределенной генерации к распределительной сети увеличивает токи короткого замыкания, что может потребовать замены коммутационных аппаратов, изменения настроек релейных защит и автоматики. Развитие распределенной генерации усложняет оперативно-диспетчерское управление, а также систему релейной защиты и автоматики, а также противоаварийное управление. Многие из этих функций

переходят к персоналу, обслуживающему распределительные сети, который может с ними не справиться.

Глава 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Предпроектный анализ

4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Широкое распространение газотурбинные электростанции получили в добывающей промышленности. Обслуживание энергией горнодобывающих и перерабатывающих предприятий, нефтяных месторождений, предприятий газодобычи и транспортировки, все это места, где применение электростанций газотурбинного типа является экономически выгодным и удобным. Однако применение энергии газотурбинных электростанций не ограничивается только промышленными предприятиями. Энергоснабжение небольших поселков и жилых комплексов, расположенных вблизи мест добычи угля, газа или нефти, позволяет полностью ликвидировать зависимость от централизованных систем генерации и подачи электричества. Немаловажным фактором, побуждающим серьезно рассматривать переход на автономное энергообеспечение, является высокая безопасность комплексов малой энергетики.

Главный потенциальные потребитель – ООО «Газпром добыча Уренгой».

4.1.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

В качестве базового объекта конкурента выбираем ГТЭС «Урал-6000» производства АО «ОДК-Пермские моторы».

Таблица 4.1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки		Вес критерия	Баллы		Конкурентно-способность	
			Б ₁	Б ₂	К ₁	К ₂
1		2	3	4	6	7
Технические критерии оценки ресурсоэффективности						
1	Номинальная мощность	0.15	4	5	0.6	0.75
2	Уровень шума	0.15	4	5	0.6	0.75
3	КПД электроагрегата	0.15	5	4	0.75	0.6
4	Габариты	0.1	5	4	0.75	0.6
Экономические критерии оценки эффективности						
1	Цена	0.15	5	4	0.75	0.6
2	Расход газа	0.15	5	4	0.75	0.6
3	Предполагаемый срок эксплуатации	0.15	5	4	0.75	0.6
Итого		1			4.95	4.5

В таблице 6 под индексом 1 проводится оценка выбранной в проекте электростанции ГТД-6РМ, а под индексом 2 оценка конкурентной электростанции «Урал-6000».

По данным таблицы 4.1 можно сделать вывод о том, что целесообразнее использовать ГТЭС ГТД-6РМ с точки зрения технических критериев оценки ресурсоэффективности и экономических критериев оценки эффективности.

4.2 Планирование управления научно-техническим проектом

4.2.1 План проекта

Группа процессов планирования состоит из процессов, осуществляемых для определения общего содержания работ, уточнения целей и разработки последовательности действий, требуемых для достижения данных целей.

Таблица 4.2 – Перечень этапов, работ и распределения исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследования	2	Подбор материалов по теме исследования	Руководитель
	3	Изучение материалов по теме исследования	Инженер
	4	Выбор направления исследований	Инженер
	5	Календарное планирование работ по теме	Руководитель
Теоретическое исследование	6	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Инженер
	7	Выбор программных комплексов	Инженер
	8	Изучение программных комплексов	Инженер
	9	Контроль результатов работы	Руководитель
Экспериментальное исследование	10	Выбор оборудования электростанции	Инженер
	11	Проверка правильности выбора оборудования	Руководитель
	12	Расчет установившихся режимов	Инженер
	13	Проверка результатов расчетов	Руководитель
	14	Расчет динамической устойчивости	Инженер
	15	Проверка результатов расчетов	Руководитель
	16	Составления графического материала	Инженер
	17	Проверка правильности графического материала	Руководитель
	18	Заключение по выполненному разделу	Руководитель
Оформление отчета	19	Оформление отчета	Инженер
	20	Оценка итогов полученных результатов	Руководитель

4.2.2 Определение трудоемкости работ

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости используется следующая формула:

$$t_{ожi} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5} \quad (4.1)$$

где $t_{ожi}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

t_{mini} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

t_{maxi} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i}, \quad (4.2)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ожi}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

4.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

Календарное планирование обычно осуществляется с помощью построения планов-графиков проведения работ по каждому проекту. На практике они часто называются ленточными графиками Гантта. В линейном

(ленточном) графике производственный процесс делится на отдельные операции, изображаемые в виде полос в масштабе времени построчно, причем начало последующей операции совпадает с окончанием предыдущей. Последовательный или последовательно – параллельный набор всех работ по горизонтали позволяет определить продолжительность всего комплекса работ, а подсчет по вертикали – количество ежедневно занятых на работах персонала, техники, материальных ресурсов и т.д.

Для построения линейного графика выполнения работ составляем таблицу с временными показателями проведения работ.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (4.3)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (4.4)$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

Пример расчета работы №1.

$$t_{\text{ож}i} = \frac{3t_{\text{mini}} + 2t_{\text{max}i}}{5} = \frac{3 \cdot 3 + 2 \cdot 8}{5} = 5 \text{ чел} - \text{дней}; \quad (4.5)$$

$$T_{pi} = \frac{t_{\text{ож}i}}{Ч_i} = \frac{5}{1} = 5 \text{ дней}; \quad (4.6)$$

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 104 - 14} = 1.48; \quad (4.7)$$

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}} = 5 \cdot 1.48 \approx 7 \text{ дней}. \quad (4.8)$$

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе T_{ki} необходимо округлить до целого числа. Рассчитанные значения сводим в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 – Состав информации для построения календарного графика

Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях T_{pi}		Длительность работ в календарных днях T_{ki}	
	t_{min} , чел-дни		t_{max} , чел-дни		$t_{ож}$, чел-дни					
	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер
Составление и утверждение технического задания	3		8		5		5		7	
Подбор материалов по теме исследования	2		4		3		3		4	
Изучение материалов по теме исследования		2		4		3		3		4
Выбор направления исследований		1		3		2		2		3
Календарное планирование работ по теме	3		6		4		4		6	
Проведение теоретических расчетов и обоснований		1		3		2		2		3
Выбор программных комплексов		1		1		1		1		2
Изучение программных комплексов		2		4		3		3		4
Контроль результатов работы	2		4		3		3		4	
Выбор оборудования электростанции		2		4		3		3		4
Проверка правильности выбора оборудования	1		1		1		1		2	
Расчет установившихся режимов		2		4		3		3		4
Проверка результатов расчета	1		3		2		2		3	
Расчет динамической устойчивости		2		4		3		3		4

Продолжение таблицы 4.3

Проверка результатов расчета	1		3		2		2		3	
Составление графического материала		5		11		8		8		11
Проверка правильности графического материала	1		3		2		2		3	
Заключение по выполненному разделу	1		3		2		2		3	
Оформление отчета		1		3		2		2		3
Оценка итогов полученных результатов	2		4		3		3		4	

На основе таблицы 4.3 построим календарный план-график. График строится для максимального по длительности исполнения работ в рамках научно-исследовательского проекта на основе таблицы 2 с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней).

Таблица 4.4 – Календарный план-график

№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя	Т _{кi} , кал. дн.	Продолжительность выполнения работ										
				март		апрель			май					
				2	3	1	2	3	1	2	3			
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	7	■										
2	Подбор материалов по теме исследования	Руководитель	4		■									
3	Изучение материалов по теме исследования	Инженер	4			■								
4	Выбор направления исследований	Инженер	3				■							
5	Календарное планирование работ по теме	Руководитель	6					■						
6	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Инженер	3						■					
7	Выбор программных комплексов	Инженер	2							■				
8	Изучение программных комплексов	Инженер	4								■			
9	Контроль результатов работы	Руководитель	4									■		

Таблица 4.5 – Материальные затраты

№	Наименование изделия	Кол-во единиц изделия	Цена единицы изделия, руб.	Общая стоимость изделия, руб.
1	бумага листовая для офисной техники	1	350	350
2	ручка шариковая	2	30	60
3	тетрадь для записей	2	30	60
Итого				470руб

4.3.2 Специальное оборудование для научных работ

В данную статью включены все затраты, связанные с приобретением специального оборудования, необходимого для проведения работ по конкретной теме. Определение стоимости спецоборудования производилось по действующим прейскурантам, а также по договорной цене.

Таблица 4.6 - Расчет затрат по статье «Спецоборудование для научных работ»

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, тыс.руб.	Общая стоимость оборудования, тыс.руб.
1	Microsoft Office 2016	2	13.490	26.980
2	Autodesk AutoCAD 2017	2	19.305	38.610
3	RastrWin 3	2	100	200
Итого:				265.59

4.3.3 Основная заработная плата

В настоящую статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, рабочих макетных мастерских и опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы оплаты труда. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая

ежемесячно из фонда заработной платы. Расчет основной заработной платы сводится в таблицу 4.7.

Таблица 4.7 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	З _м , руб	З _{дн} , руб.	Т _р , раб. дн.	З _{осн} , руб.	З _{доп} , руб
Инженер	8065	268,8	42	11289,6	1354,8
Руководитель (доцент)	22000	733,3	36	26398,8	3167,9
Итого З _{зп}	54874,43 руб.				

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НИИ, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$Z_{зп} = (Z_{осн} + Z_{доп}) \cdot 1,3, \quad (4.9)$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата;

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата (12 % от $Z_{осн}$),

1,3 – коэффициент для г. Томска.

Основная заработная плата работников ТПУ рассчитывается на основании оклада в соответствии с занимаемой должностью.

4.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{внеб} = k_{внеб} \cdot (Z_{осн} + Z_{доп}), \quad (4.10)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Таблица 4.8 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	26398,8	3167,9
Инженер	11289,6	1354,8
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,3	
Итого	12663,3 руб.	

Отчисления в ПФР 22% - 9286,4 руб.

Отчисления в фонд соц. страхования 2,9% - 1224,1 руб.

Отчисления в фонд мед. страхования 5,1% - 2152,8 руб.

4.3.5 Формирование бюджета затрат

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Таблица 4.9 – Расчет бюджета затрат

Наименование статьи	Сумма, руб.
Материальные затраты НТИ	470
Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	265590
Затраты по заработной плате исполнителей	54874,43
Отчисления во внебюджетные фонды	12663,3
Бюджет затрат НТИ	333597,7

Продолжение таблицы 4.9

Накладные расходы (16%)	37066,4
Итого	370664,1

В итоге бюджет научного исследования составит 370664,1 руб.

4.4 Определение экономической эффективности

Показатели экономической эффективности проекта учитывают финансовые последствия его осуществления для предприятия, реализующего данный проект. В этом случае показатели эффективности проекта в целом характеризуют с экономической точки зрения технические, технологические и организационные проектные решения.

Стоимость строительства электростанции составляет 500\$ за кВт установленной мощности, что составит 275 млн. руб.

Потребление электроэнергии предприятием составляет 2187.5 МВт·ч в месяц, с учетом собственной генерации 125 МВт·ч в месяц.

Рассчитаем разницу затрат на электроснабжение предприятия.

Таблица 4.10 – Затраты предприятия на электроснабжение

Составляющие платы за ЭЭ	Тарифная ставка	Плата за ЭЭ без генерации, млн. руб./мес.	Плата за ЭЭ с собственной генерацией, млн. руб./мес.
Ставка за содержание сетей	828629.72 руб./МВт	2.9	0.165
Ставка на оплату технологического расхода потерь	63.00 руб./МВт·ч	0.138	0.008
Инфраструктурные платежи	2,68 руб./МВт·ч	0.006	0.0003
Сбытовая надбавка гарантирующего поставщика	64,52 руб./МВт·ч	0.141	0.008
Средневзвешенная одноставочная цена оптового рынка электроэнергии	1167.61 руб./МВт·ч	2.554	0.146
Итого		5,739	0,327

Получается, что плата предприятия за электроэнергию уменьшится на 5.412 млн. руб./мес.

Возврат вложенного капитала и возврат на капитал с учетом амортизации оборудования и налога на прибыль, которые вместе носят название «разрешенных платежей за мощность».

Примем срок эксплуатации электростанции 40 лет.

Амортизационные отчисления

$$A = \frac{C_{\Sigma ГТЭС}}{40 \cdot 12} = \frac{275}{480} = 0,572 \text{ млн. руб./мес.} \quad (4.11)$$

Рассчитаем затраты на генерацию электрической энергии

Таблица 4.11 – Затраты на генерацию

Статья расходов	Тарифная ставка	Затраты, млн. руб./мес
Топливо (Газ)	0,6 руб./м ³	0,498
УПЗ	160 тыс.руб./МВт	0,8
Амортизация	-	0,572
Итого		1,87

Сопоставление затрат предприятия на приобретение электроэнергии (без строительства электростанции) и затрат на выработку электроэнергии после ввода электростанции в эксплуатацию приведено на диаграмме (рисунок 4.1).

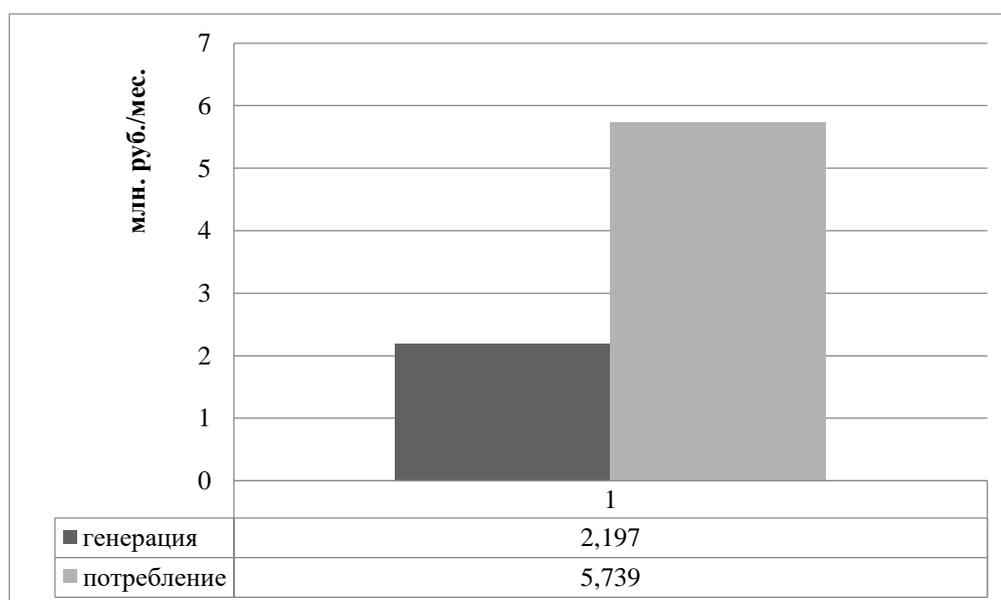


Рисунок 4.1 – Диаграмма ежемесячных затрат

Долгосрочный темп роста цен на электроэнергию и мощность – 7 % в год.

Долгосрочный темп роста цен на газ и водоснабжение –10 % в год.

Расчет экономической выгоды от строительства электростанции ведется по величине разницы между чистым дисконтированным доходом (NPV) при наличии электростанции и без нее. В расчете учитываются только статьи доходов и затрат, имеющие непосредственное отношение к рассматриваемому вопросу.

Таблица 4.12 – План денежных потоков

№	Показатель, млн.руб	Номер шага (периода) расчета (t)								
		0	1	2	3	4	5	6	7	8
1	Капитальные затраты	275	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Расходы на покупку ЭЭ без собственной генерации	5,739	71,54	76,71	85,25	88,20	94,57	101,41	108,74	116,6
3	Расходы на покупку ЭЭ с собственной генерацией	0	4,05	4,35	4,66	5,00	5,36	5,74	6,16	6,61
4	Топливо (попутный газ)	0	6,26	6,91	7,64	8,44	9,32	10,30	11,37	12,56
5	УПЗ	0	9,87	10,48	11,12	11,81	12,54	13,31	14,13	15,00
6	Амортизация	0,573	6,88	6,88	6,88	6,88	6,88	6,88	6,88	6,88
5	Расходы	281,3	27,05	28,61	30,3	32,12	34,09	36,23	38,54	41,05
6	Доход	0	71,54	76,71	85,25	88,20	94,57	101,41	108,74	116,6
7	Чистый доход	-281,3	44,52	48,1	51,96	56,08	60,48	65,18	70,20	75,55
8	Не дисконтированный денежный поток	-281,3	-236,83	-188,74	-136,78	-80,69	-20,214	44,969	115,17	190,723
9	Дисконтированный денежный поток	-281,3	-239,49	-199,11	-160,16	-122,63	-86,487	-51,708	-18,265	13,871

Чистый доход в 1 год

$$\text{ЧД} = Z_{\text{н}} - Z_{\text{сб}} = 71,54 - 27,05 = 44,52 \text{ млн. руб.}, \quad (4.12)$$

где $Z_{\text{н}}$ – доход в 1 год, млн. руб.;

$Z_{\text{сб}}$ – затраты в 1 год, млн. руб.

Сумма дисконтированных чистых доходов во 2 год

$$NPV = \sum_{t=1}^{T_p} ЧД(1 + E)^t = \frac{-281,3}{(1 + 0,12)^0} + \frac{44,52}{(1 + 0,12)^1} + \frac{48,1}{(1 + 0,12)^2} = \quad (4.13)$$
$$= -199,11 \text{ млн. руб.},$$

где $E = 12\%$ – ставка дисконтирования.

Внутренняя норма доходности за 20 лет

$$NPV = \sum_{t=1}^{T_p} ЧД(1 + E)^t = \frac{-281,3}{(1 + E)^0} + \frac{44,52}{(1 + E)^1} + \dots + \frac{175,02}{(1 + E)^{20}} = 0. \quad (4.14)$$

Получаем, что внутренняя норма доходности проекта составит 22%.

Индекс доходности проекта через 20 лет

$$ИД = 1 + \frac{ЧД}{К} = 1 + \frac{1951,38}{275} = 8,09. \quad (4.15)$$

Дисконтированный индекс доходности

$$ИДД = 1 + \frac{ЧДД}{ДК} = 1 + \frac{591,21}{275} = 3,15. \quad (4.16)$$

Срок окупаемости проекта определим графически

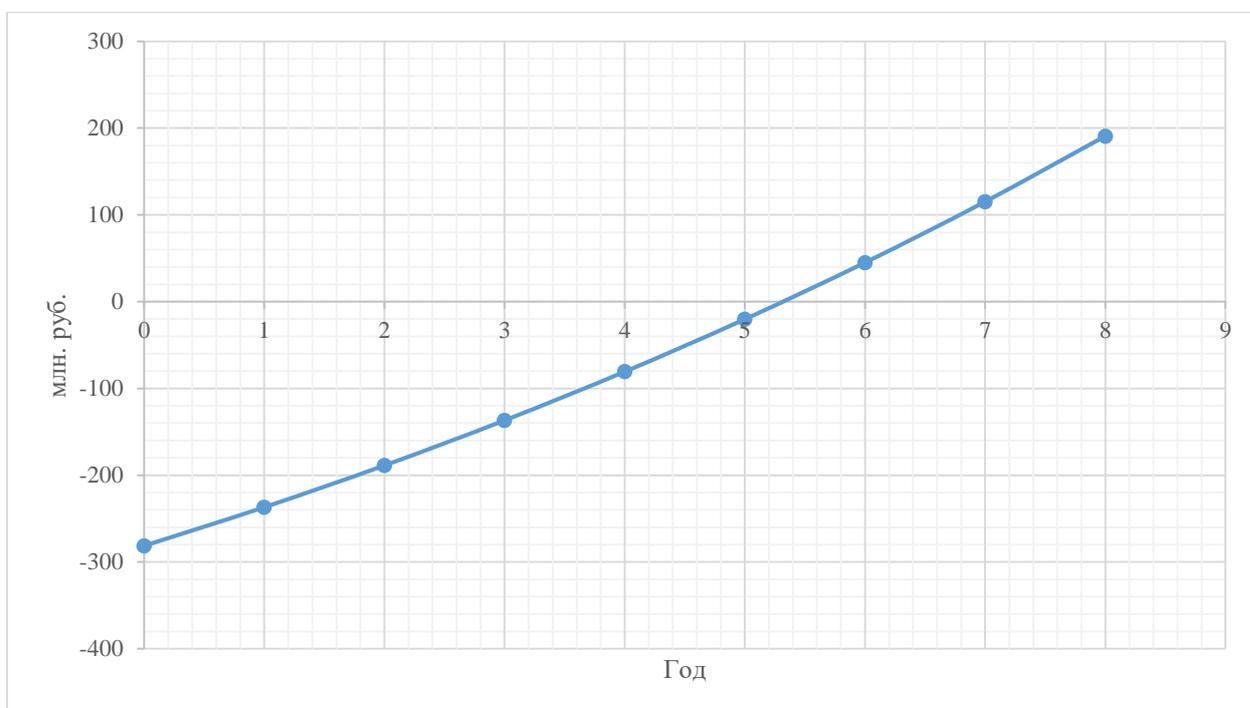


Рисунок 4.2 – Не дисконтированный денежный поток

Как видно из рисунка 4.2, не дисконтированный срок окупаемости составит примерно 5.3 года.

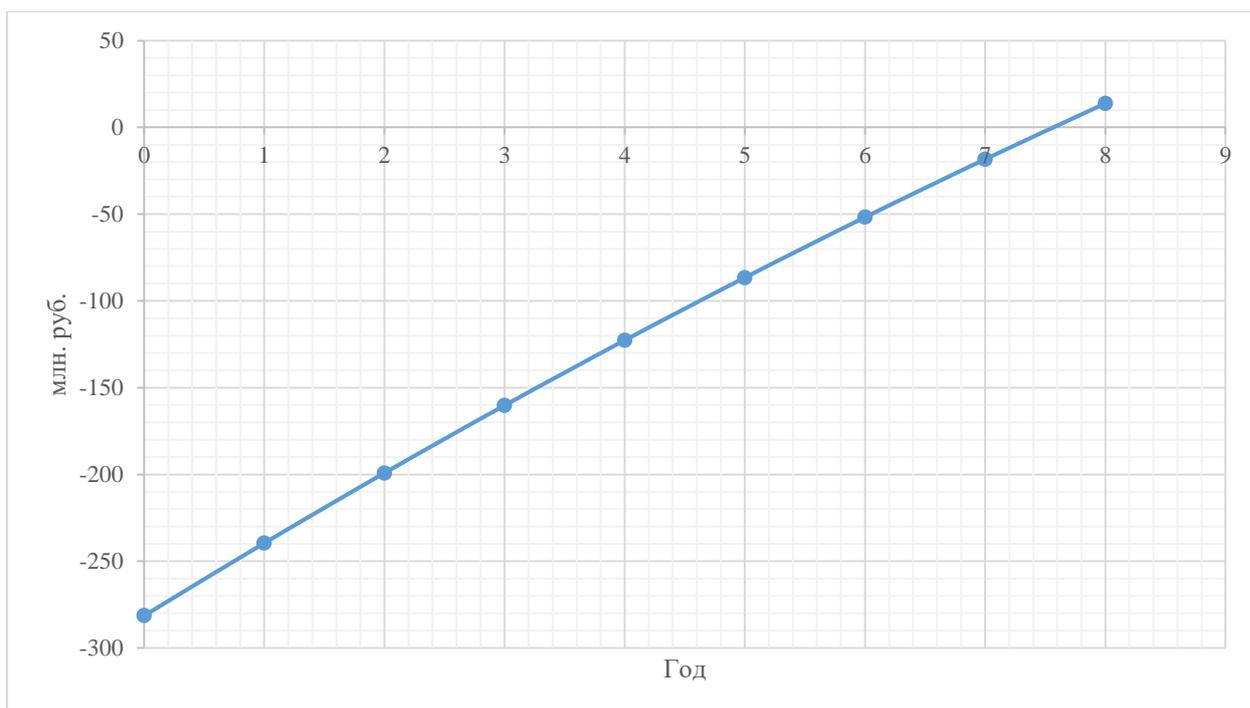


Рисунок 4.3 – Дисконтированный денежный поток

Как видно из рисунка 4.3, дисконтированный срок окупаемости составит примерно 7,5 лет.

4.5 Выводы

В результате проведенных расчетов можно сделать вывод что проект строительства ГТЭС для нефтегазодобывающего предприятия в условия крайнего севера является экономически эффективным, Срок окупаемости проекта без учета дисконтирования составит 5,3 года, а дисконтированный 7,5 лет. Внутренняя норма доходности за 20 лет составит 22%. Индекс доходности проекта составит 8,09 и дисконтированный 3,15.

Список публикаций студента

1. IV Международный молодежный форум «Интеллектуальные энергосистемы». Тенденции в изменении энергетического баланса в электроэнергетических системах будущего.