
ИНВЕСТИЦИОННЫЙ ПРОЕКТ

строительства Сургутской парогазовой электростанции

Настоящий Инвестиционный проект является собственностью ООО «Интертехэлектро – Новая генерация» и не подлежит размножению и передаче другим организациям и лицам без согласования ООО «Интертехэлектро – Новая генерация»

г. Москва, 2007 г.

ТИТУЛ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА

Раздел I. Общие сведения

Настоящий документ является описанием инвестиционного проекта «Сургутская парогазовая электростанция».

Инвестиционный проект разработан ООО «Интертехэлектро – Новая генерация».

Основание для разработки:

- § Распоряжение Правительства Ханты-Мансийского автономного округа – Югры (Тюменская область) от 19.12.2006 г. № 519-рп «О создании рабочей группы по вопросам реализации проекта новой генерации на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры»;
- § Закон Ханты-Мансийского автономного округа – Югры от 12.03.2004 г. № 6-оз «О поддержке инвестиционной деятельности органами государственной власти автономного округа на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры» (с изменениями от 01.11.2006 г.).

Расчеты финансового плана произведены при помощи программы «АЛЪТ-ИнвестTM 5.1».

Раздел II. Основные сведения для инвестора

Целью проекта является создание новых генерирующих мощностей на основе новейших высокотехнологичных технологий для обеспечения растущих потребностей Ханты-Мансийского автономного округа – Югры в электроэнергетических мощностях, в целях недопущения энергодефицита, для повышения надежности электроснабжения и создания возможности по подключению новых потребителей.

Основные финансовые характеристики инвестиционного проекта:

Размер инвестиционного капитала	- 13 720 117 тыс. рублей;
Расчетный годовой процент	- 9 %;
Срок жизни проекта	- 240 месяцев (20 лет);
Срок окупаемости (дисконтированный)	- 11,20 лет;
Отсрочка выплат	- 21 месяц с момента поступления денежных средств по кредиту;
Чистый дисконтированный доход	- 4 012 482 тыс. рублей;
Внутренняя норма рентабельности	- 20,5 %.

Владельцем инвестиционного проекта является ООО «Интертехэлектро – Новая генерация».

СОДЕРЖАНИЕ

ТИТУЛ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА.....	1
Раздел I. Общие сведения.....	1
Раздел II. Основные сведения для инвестора.....	1
ВВЕДЕНИЕ.....	4
Цель документа.....	4
Цель проекта.....	4
Основные подходы к разработке.....	4
Источники информации по проекту.....	4
Программные продукты, используемые для расчетов.....	4
Раздел 1. РЕЗЮМЕ ПРОЕКТА.....	5
1.1. Наименование проекта.....	5
1.2. Инициатор проекта.....	5
1.3. Цель проекта.....	5
1.4. Продукты проекта.....	5
1.5. Рынок проекта.....	5
1.6. Сроки реализации проекта.....	5
1.7. Стоимость проекта.....	5
1.8. Источники финансирования.....	5
1.9. Основные показатели эффективности проекта.....	6
Раздел 2. АНАЛИЗ РЫНКА И ПЛАН МАРКЕТИНГА.....	7
2.1. Описание отрасли (Электроэнергетика РФ).....	7
2.2. Анализ рынка продукции проекта.....	8
Состояние энергетической промышленности региона.....	10
2.3. План маркетинга.....	16
2.3.1. Стратегия маркетинга.....	16
Сбыт.....	16
Ценообразование.....	16
2.3.2. План продаж.....	16
Раздел 3. ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ПЛАН.....	17
3.1. Месторасположение.....	17
Описание местности.....	17
3.2. Технология производства.....	17
3.2.1. Общее описание.....	19
3.2.2. Экологические аспекты.....	19
3.3. Объемы производства.....	21
3.4. Себестоимость.....	22
Топливо.....	22
Расходы на оплату труда.....	22
Амортизация основных средств.....	24
Ремонты и обслуживание основных фондов.....	24
Аренда земли.....	24
Налог на имущество.....	24
Проценты по кредиту.....	25
Прочие расходы.....	25
Раздел 4. ИНВЕСТИЦИОННЫЙ ПЛАН.....	26
4.1. Объем инвестиций.....	26
4.2. Оборудование и другие основные фонды.....	26
4.3. Строительные работы.....	26
4.4.оборотный капитал.....	26
4.5. Прочие инвестиционные расходы.....	27
4.6. Список этапов.....	27
Раздел 5. ОРГАНИЗАЦИОННЫЙ ПЛАН.....	28
5.1. Организационно-правовая схема.....	28
5.2. Участники проекта.....	28
Раздел 6. ФИНАНСОВЫЙ ПЛАН.....	29

6.1. Валюта проекта	29
6.2. Инфляция	29
Индексация тарифов на электроэнергию и газ в 2007 году не производилась, т.к. в расчете применялись цены, установленные законодательно.	29
6.3. Налоги	29
6.4. Капитал проекта	29
Раздел 7. АНАЛИЗ ПРОЕКТА	30
7.1. Интегральные показатели эффективности	30
7.2. Анализ чувствительности.	30
Уровень тарифов на электрическую энергию	31
Стоимость топлива	33
Общие издержки.	34
Инвестиции в постоянные активы.	36
7.3. Анализ рисков	38
Раздел 8. ВЫВОДЫ	39
ПРИЛОЖЕНИЕ	40

ВВЕДЕНИЕ

Цель документа

Обоснование экономической эффективности, целесообразности финансирования и возможности реализации инвестиционного проекта «Сургутская ПГЭС».

Цель проекта

Создание новых генерирующих мощностей на основе новейших высокоэкономичных технологий для обеспечения растущих потребностей Ханты-Мансийского автономного округа – Югры в электроэнергетических мощностях, в целях недопущения энергодефицита, для повышения надежности электроснабжения и создания возможности по подключению новых потребителей.

Основные подходы к разработке

Все расчеты данного проекта произведены в основной валюте – рубли. Все цены, расходы и доходы, производимые на территории Российской Федерации даны с учетом (там, где это положено) налога на добавленную стоимость (НДС).

Источники информации по проекту

Материалы для расчетов основываются на информации, представленной ООО «Информационно-проектный центр – Новой генерации», ООО «Сервис – Новая генерация», Департаментами ООО «Интертехэлектро – Новая генерация».

Кроме того, в проекте была использована информация сайтов: РАО «ЕЭС России», ОАО «Тюменьэнерго», МРСК Урала и Волги; данных Минпромэнерго, МЭРТ, нормативно-правовые документы.

Программные продукты, используемые для расчетов

Расчеты финансового плана произведены при помощи программы «АЛЪТ-ИнвестTM 5.1».

Раздел 1. РЕЗЮМЕ ПРОЕКТА

1.1. Наименование проекта

В данном документе приводится описание инвестиционного проекта «Сургутская парогазовая электростанция».

1.2. Инициатор проекта

Основными направлениями деятельности компании являются проектно-инвестиционная деятельность и последующее управление энергетическими объектами (электростанциями и подстанциями).

1.3. Цель проекта

Создание новых генерирующих мощностей на основе новейших высокоэкономичных технологий для обеспечения растущих потребностей Ханты-Мансийского автономного округа – Югры в электроэнергетических мощностях, в целях недопущения энергодефицита, для повышения надежности электроснабжения и создания возможности по подключению новых потребителей.

1.4. Продукты проекта

В рамках проекта планируется отпуск электроэнергии для существующих потребителей Ханты-Мансийского автономного округа - Югры.

1.5. Рынок проекта

Строительство новых мощностей позволит:

- § обеспечить покрытие роста электронагрузок, связанных с вводом новых промышленных и гражданских объектов;
- § обеспечить качественное электроснабжение существующих потребителей;
- § повысить надежность электроснабжения потребителей ХМАО Тюменской области;
- § снизить себестоимость производства электрической энергии за счет применения современных парогазовых технологий;
- § улучшить экологическую обстановку в регионе;
- § дать время для проведения реконструкции существующих энергомощностей ОГК, ТГК.

1.6. Сроки реализации проекта

Длительность проекта – 240 месяцев (20 лет). Срок определен, исходя из времени выхода предприятия на полную мощность, срока предоставления и возврата кредита.

1.7. Стоимость проекта

Общая сумма инвестиций в проект составляет 13 720 117 тыс. рублей (все расходы включают НДС и таможенные пошлины).

1.8. Источники финансирования

Дата начала реализации проекта – 01.04.2007 г. Запуск предприятия планируется в 1 квартале 2010 года. Выход предприятия на проектную мощность планируется в 4 квартале 2010 года.

Валюта кредита – доллары США. Ставка кредита - 9%, с отсрочкой выплат процентов на 21 месяц, срок возврата кредита – 144 месяца (12 лет). Возврат кредита осуществляется равными частями ежеквартально. Выплата процентов по кредиту начинается с момента пуска первого блока станции (4 кв. 2010 г.), возврат основной части долга после пуска третьего блока (3 кв. 2011 г.).

1.9. Основные показатели эффективности проекта

Таблица 1.9.1.

Показатель	Значение
Ставка дисконтирования, (%)	12
Период окупаемости, лет	7,18
Дисконтированный период окупаемости, лет	11,2
Индекс прибыльности (PI), (%)	35
Чистый приведенный доход (NPV), тыс. руб.	4 012 482
Внутренняя норма рентабельности (IRR), (%)	20,5
Модифицированная внутренняя норма рентабельности (MIRR), (%)	16,2
Длительность, лет	20

Раздел 2. АНАЛИЗ РЫНКА И ПЛАН МАРКЕТИНГА

2.1. Описание отрасли (Электроэнергетика РФ)

Россия обладает мощной энергетической системой, созданной главным образом во времена бывшего СССР.

Атомные электростанции Российской Федерации относятся к ведению Минатома России (Министерство Российской Федерации по атомной энергии). Централизованное государственное управление девятью из десяти атомных станций России (включая пущенную в апреле 2001 года Ростовскую АЭС) осуществляет Государственное предприятие "Российский государственный концерн по производству электрической и тепловой энергии на атомных станциях" (концерн "Росэнергоатом"), образованное в 1992 г. Ленинградская АЭС, являясь самостоятельной эксплуатирующей организацией, подчинена непосредственно Минатому России.

Структурные преобразования в электроэнергетическом секторе в постсоветский период привели к созданию в 1992 году Российского акционерного общества энергетики и электрификации (РАО "ЕЭС России"). В его уставный капитал были переданы крупные тепловые электростанции мощностью 1000 МВт и выше, гидравлические электростанции мощностью 500 МВт и выше, магистральные высоковольтные линии электропередачи, формирующие Единую энергосистему Российской Федерации, центральное и региональные объединенные диспетчерские управления, научно-исследовательские и проектные организации, часть акций региональных акционерных обществ энергетики и электрификации (АО-энерго), образованных на базе региональных энергосистем. Помимо региональных акционерных обществ энергетики и электрификации (АО-энерго), ряд электростанций (30) акционировались как самостоятельные АО-электростанции.

Согласно статье 6 Федерального закона № 36-ФЗ от 1 апреля 2006 года, юридическим лицам и индивидуальным предпринимателям запрещается совмещение деятельности по передаче электрической энергии и оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике с деятельностью по производству и купле-продаже электрической энергии, а с даты окончания переходного периода реформирования электроэнергетики – группам лиц и аффилированным лицам в границах одной ценовой зоны оптового рынка. В то же время требования упомянутой статьи не распространяются на хозяйствующие субъекты, осуществляющие указанные в настоящей статье виды деятельности с использованием принадлежащих им на праве собственности или на ином предусмотренном федеральными законами оснований электростанций и иных объектов электроэнергетики, непосредственно связанных между собой и (или) с принадлежащими этим субъектам энергопринимающими устройствами, преимущественно для удовлетворения собственных производственных нужд.

Новый оптовый рынок электроэнергии и мощности (НОРЭМ), введенный Постановлением Правительства от 31.08.2006 г. № 529, предполагает преобразование регулируемого сектора рынка в сектор регулируемых договоров, в которых на начальном этапе будут зафиксированы 100% объемов электроэнергии, продаваемой и покупаемой участниками оптового рынка. Цена и объем электроэнергии по таким договорам будет фиксироваться Федеральной службой по тарифам (ФСТ). Также предполагается трансформация сектора свободной торговли в "рынок на сутки вперед", где будет определяться рыночная стоимость электроэнергии в результате конкурентного отбора заявок участников на объемы, не включенные в регулируемые договоры.

Либерализация сектора торговли электроэнергией запланирована с 2007 года и должна составить до 5-15% ежегодно. По экспертным оценкам в 2007 году рынок будет либерализован только на 5%, к 2009 году может увеличиться до 50%. К 2011 году в стране будет сформирована "полная либеральная модель энергорынка - целевая модель устройства рынка".

Исполнение прогнозных оценок относительно развития свободного рынка энергии и мощности на сегодняшний день всецело зависит от законодательной воли. Основная

проблема развития энергорынков — отсутствие нормативно-правовой базы. Рынок в принципе существует, но он неконкурентен и остается монопольным. Сценарии вхождения новых игроков на рынок могут различаться в зависимости от реализации государственной концепции реформирования в области электроэнергетики. Наиболее реалистичные прогнозы целесообразно основывать на оценках специалистов, активно участвующих в реализации реформы.

Динамика и структура производства электроэнергии в РФ.

В 2005 году на территории Российской Федерации было произведено 953 млрд.кВт.ч. Причем за последние два года объем производства электроэнергии в Российской Федерации увеличился на 3,8 % (таблица 2.1.1.)¹.

Таблица 2.1.1.

Вид электростанции	Установленная мощность, тыс.МВт			Произведено электроэнергии, млрд.Вт.ч		
	2003	2004	2005	2003	2004	2005
Всего по Российской Федерации в том числе:	216.0	216.6	219.2	916.0	932.0	953.0
ТЭС	148.1	148.4	149.5	608.0	609.0	629.0
ГЭС	45.2	45.5	45.9	158.0	178.0	175.0
АЭС	22.7	22.7	23.7	150.0	145.0	149.0

Общая тенденция роста спроса на электроэнергию прослеживается по всей стране, при этом важной особенностью этого роста является его неравномерность — как в региональном, так и в отраслевом разрезе. В ряде случаев такой рост уже привел к дефициту мощностей в условиях пика потребления в зимний период. Это Московская, Ленинградская, Тюменская энергосистемы.

2.2. Анализ рынка продукции проекта

Ханты-Мансийский автономный округ – Югра расположен в центральной части Западно-Сибирской равнины. На западе граничит с Республикой Коми и Свердловской областью, на востоке – с Красноярским краем, на севере – с Ямало-Ненецким автономным округом, на юго-востоке – с Томской областью. Территория округа составляет 534,8 тыс. км².

Округ находится в зоне с резко континентальным климатом.

Средняя многолетняя температура воздуха в январе составляет –24,2°С, в июле +18,4°С. Среднегодовой объем выпадения осадков – 400–550 мм.

По данным Федеральной Службы Государственной Статистики численность населения на 1 января 2005 года составила 1469 тыс. чел. Средняя плотность населения – 2,7 чел./км². В 2004 г. уровень зарегистрированной безработицы составил 2,8%.

Возрастная структура населения: к трудоспособному относится 71,7% населения, моложе трудоспособного возраста – 20,9 %, старше трудоспособного возраста – 7,4 %.

Ведущими отраслями промышленности являются топливная промышленность и электроэнергетика. Их удельный вес в объеме промышленного производства составляет 95,6%.

Доля отрасли в промышленном производстве составляет 89,9% (рис. 2.2.1.). В 2004 г. прирост производства в нефтедобывающей промышленности по сравнению с 2003 г. составил 9,7%, в газоперерабатывающей – 7,3%. На территории округа добычу нефти осуществляли 55 нефтегазодобывающих предприятий, в т.ч. 15 предприятий с иностранными инвестициями. Наиболее крупные предприятия: ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Тюменская нефтяная компания».

Ханты-Мансийский автономный округ является основным нефтегазоносным районом Российской Федерации. На его территории открыто 395 нефтяных и газонефтяных

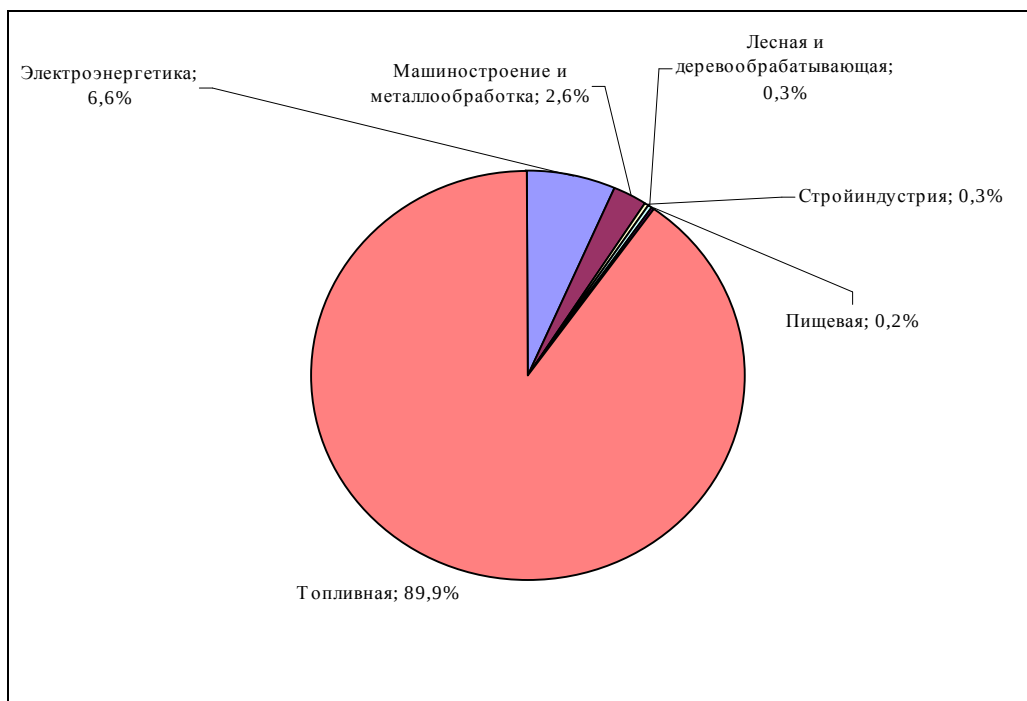
¹ По данным Госкомстата (официальное издание 2006 г.)

месторождений с запасами около 20 млрд. т. В разработке находится более 180 месторождений углеводородного сырья. По запасам природного газа Ханты-Мансийский автономный округ – Югра занимает второе место в Российской Федерации после Ямало-Ненецкого автономного округа. Наиболее крупные месторождения нефти и газа в округе – Самотлорское, Федоровское, Мамонтовское и Приобское.

Доля электроэнергетики в промышленном производстве составляет 6,6%.

Рисунок 2.2.1.

Отраслевая структура промышленного производства в 2004 году:



Для обеспечения поступательного развития промышленности Урала необходимо опережающее развитие энергетики. Тюменская область — один из наиболее динамично развивающихся регионов. По показателям экономического развития он занимает первые строчки среди субъектов Российской Федерации. Темпы роста энергопотребления по Тюменской энергосистеме сегодня одни из самых высоких, достигают 10, а по отдельным районам – 15 процентов в год. К сожалению, существующие возможности энергосистемы не в состоянии покрыть ожидаемый рост нагрузок. Так, в ноябре 2006 года был зафиксирован исторический максимум нагрузки - суммарная электрическая нагрузка в энергосистеме области составила 10 194 МВт, достигнув своего максимума.

По данным пресс-службы администрации Тюмени², уже к 2008–2010 годам Тюменская энергосистема будет испытывать дефицит в размере 700 мегаватт. Уже сейчас острый дефицит электроэнергии в значительной степени связан с ограниченными возможностями сетей. Таким образом, нужны новые генерирующие мощности.

С учетом намеченных уровней роста ВВП³, ожидаемых изменений государственного регулирования газовой и нефтяной промышленности (в частности, повышения внутренних цен на газ и др.), долгосрочных планов компаний при условии расширенного воспроизводства минерально-сырьевой базы (затраты на геолого-разведочные работы должны составлять не менее 6 - 10% объема конечных продаж нефти и газа) добыча газа к 2010 году может быть доведена до 681 млрд м³, в 2020 году - до 890 млрд м³, в 2030 году - до 910 млрд м³ в год с последующим поддержанием на этом уровне за счет ввода месторождений, прогнозируемых к открытию. Это позволяет удовлетворить внутренние потребности страны, обеспечить увеличение поставок в Европу, сформировать новые

² <http://www.rambler.ru/news/russia/ural/72/8474497.html>.

³ http://www.sibai.ru/index.php?option=com_content&task=view&id=427&Itemid=541

крупные экспортные направления - Китай и другие страны АТР, а также США. Годовая добыча нефти в стране может быть доведена в 2010 г. до 500 млн т, в 2020 г. - до 550 млн т, в 2030 г. - до 600 млн т, добыча в Западной Сибири составит в эти же годы 344,5, 350 и 355 млн т соответственно.

Состояние энергетической промышленности региона⁴

По приказу № 60 Минэнерго СССР от 3 мая 1979 года на базе расположенных в Тюменской области энергетических предприятий РЭУ «Свердловэнерго» была образована – Тюменская энергосистема. На сегодняшний день это крупнейший энергетический комплекс ОЭС Урала, который занимает ведущее место в Уральском энергообъединении. Энергосистема обеспечивает электрической и тепловой энергией потребителей Тюменской области и двух автономных округов: Ямало-Ненецкого и Ханты-Мансийского.

До начала 90-х годов развитие хозяйственного комплекса Тюменской области было подчинено реализации главной задачи – обеспечению максимально возможных объемов добычи углеводородного сырья, транспортировки нефти и газа за пределы области в европейскую часть страны и на экспорт. Тюменская энергосистема развивалась для обеспечения электроэнергией нефтяной и газовой промышленности Западно-Сибирского нефтегазового комплекса. За исключительно короткий срок электроэнергетика Тюменской области превратилась в крупнейший энергокомплекс, уступающий в России по мощности и выработке электроэнергии только Московской энергосистеме.

Установленная мощность:

Электроэнергия, распределяемая ОАО «Тюменьэнерго», вырабатывается генерирующими станциями Тюменской области, ХМАО-Югры, ЯНАО (суммарная установленная мощность электростанций »11 500 МВт), входящими в ОГК и ТГК (таблица 2.2.1.).

Таблица 2.2.1.

Установленная мощность крупнейших электростанций Тюменской области, ХМАО-Югры, ЯНАО.

Наименование генерирующей станции	Субъект ОРЭ	Установленная мощность, МВт
Сургутский энергорайон		
Сургутская ГРЭС-1	ОГК-2	3 280
Сургутская ГРЭС-2	ОГК-4	4 800
Тянская ГТЭС	-	19,5
Канитлорская ГТЭС	-	12
Лукьявинская ГТЭС	-	36
Лянторская ГТЭС-1	-	24
Лянторская ГТЭС-2	-	36
Биттемская ГТЭС	-	24
Руссинская ГТЭС	-	24
Нижневартовский район		
Нижневартовская ГРЭС	ОГК-1	1 600
Нефтеюганский энергорайон		
нет	-	-
Няганьский энергорайон		
Казымская ГТЭС-72	-	72
Когалымский энергорайон		
нет	-	-
Тюменская область		
Тюменская ТЭЦ-1	ОАО «Тюменская региональная генерирующая компания» (ТГК-10)	310
Тюменская ТЭЦ-2		755
Тобольская ТЭЦ		452
ЯНАО		
Уренгойская ГРЭС	ОГК-1	24

⁴ Схема расположения источников генерации в ХМАО-Югре представлена в Приложении №1.

Объём выработки электроэнергии генерирующими станциями за 2005 год.

Объём выработки электроэнергии субъектами ОРЭ (Тюменской области, ХМАО-Югры, ЯНАО) за 2005 г. составил 73 936,6 млн. кВт.ч (Таблица 2.2.2.), или 105,6 % от уровня 2004 г. Вся энергия вырабатывается на тепловых электростанциях.

Более 43 % выработки электроэнергии приходится на Сургутскую ГРЭС-2, около 32% на Сургутскую ГРЭС-1, суммарная выработка всех остальных генерирующих станций – около 25 %.

Таблица 2.2.2.

Показатель	ХМАО-Югра			Тюменская обл.			ЯНАО	ИТОГО по станциям за 2005 г.
	Сургутская ГРЭС-1	Сургутская ГРЭС-2	Нижневартовская ГРЭС	Тюменская ТЭЦ-1	Тюменская ТЭЦ-2	Тобольская ТЭЦ	Уренгойская ГРЭС	
Выработка электроэнергии (млн.кВт.ч)	22 992,3	31 936,1	9 325,4	2 884,2	4 286,5	2 340,8	171,3	73 936,6

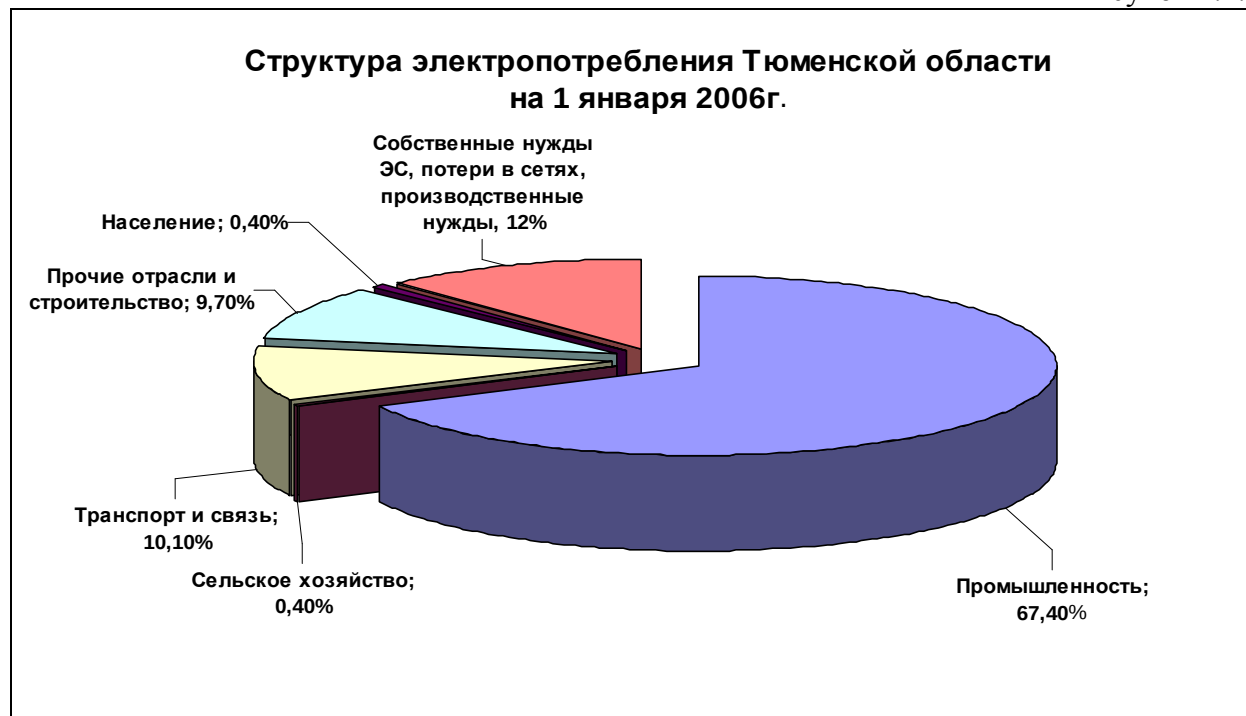
Выработка электроэнергии всеми генерирующими источниками Тюменской области, ХМАО-Югры, ЯНАО в 2005 г. составила⁵:

Ямало-Ненецкий АО	2 100 млн. кВт.ч	105 % от уровня 2004 г.
Ханты-Мансийский АО	66 400 млн. кВт.ч	107 % от уровня 2004 г.
Тюменская область	9 600 млн. кВт.ч	105 % от уровня 2004 г.

Потребители

Электропотребление хозяйственным комплексом и населением Тюменской области, ХМАО-Югры, ЯНАО в 2005 году составило 69 967,8 млн. кВт.ч (рис. 2.2.2.).

Рисунок 2.2.2.



⁵ По данным Госкомстата (официальное издание 2006 г.)

Большая часть электропотребления Тюменской области, ХМАО-Югре, ЯНАО приходится на промышленность, в натуральном выражении - 47 136 млн. кВт.ч, что составляет 67,4 % от общего потребления. Остальное потребление распределяется следующим образом:

Сельское хозяйство – 284,9 млн. кВт.ч, от общего потребления 0,4%;

Транспорт и связь – 7 062,0 млн. кВт.ч, от общего потребления 10,1%;

Прочие отрасли и строительство – 6 798 млн. кВт.ч, от общего потребления 9,7 %;

Население – 262, 0 млн. кВт.ч, от общего потребления 0,4 %

Собственные нужды ЭС, потери в сетях, производственные нужды – 8 424,9 млн. кВт.ч, от общего потребления 12,0 %.

В настоящее время состояние электрической отрасли Тюменской области характеризуется следующими основными аспектами:

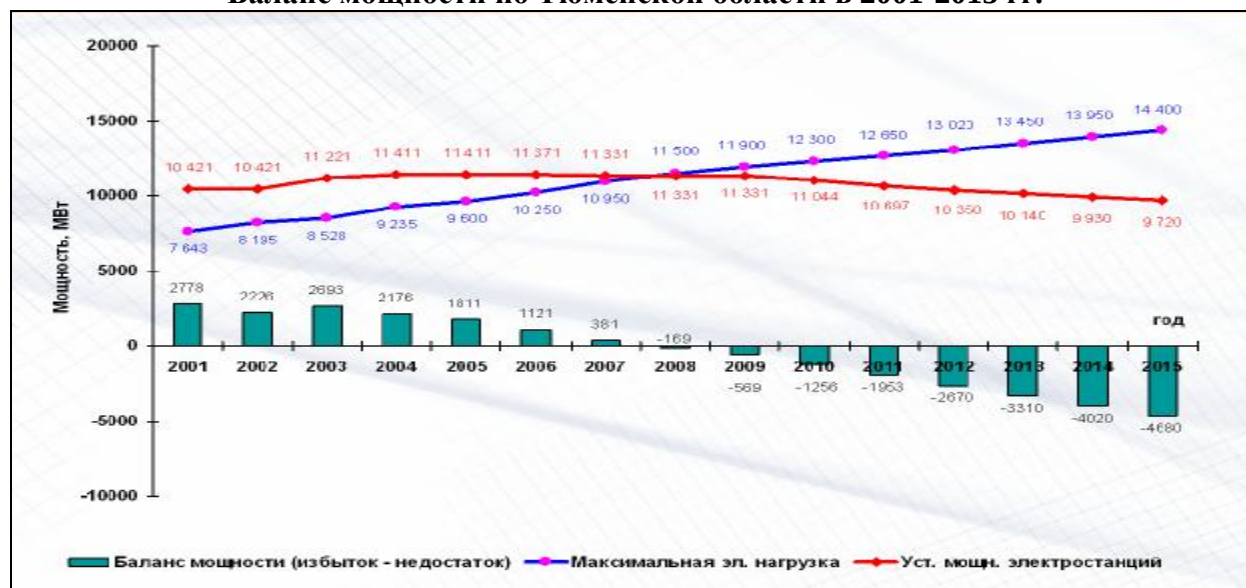
- стабильный рост энергопотребления;
- лавинообразно старение оборудования объектов Тюменской энергосистемы;
- нарастание дефицита электрической и тепловой энергии в регионах Тюменской энергосистемы в ближайшие годы.

Баланс мощности и план выбытия/пополнения энергомощности региона

Баланс мощности по Тюменской области в 2001 -2015 гг. по данным ОАО «Тюменьэнерго» приведен на рисунках 2.2.3.- 2.2.4.:

Рисунок 2.2.3.

Баланс мощности по Тюменской области в 2001-2015 гг.



Согласно заявленной мощности потребителей на 2007 гг. Тюменский регион к 2008 – 2009 гг. перестанет быть избыточным по выработке электроэнергии впервые за 20 лет, а дальнейший рост энергопотребления и выбывания мощностей делает ее дефицитной.

Отчётные и прогнозные уровни потребности в электроэнергии и электрической мощности по Тюменской энергосистеме по данным ОАО «Тюменьэнерго» приведены в таблицах 2.2.3.-2.2.4.

Таблица 2.2.3.

Отчетный уровень потребности в электроэнергии и мощности

год	2004	2005	2006
Факт			
Объем потребления, млн.кВт.ч.	65,7	70,0	73,5
Собственный максимум электрической нагрузки, МВт	9 235	9 600	10 194

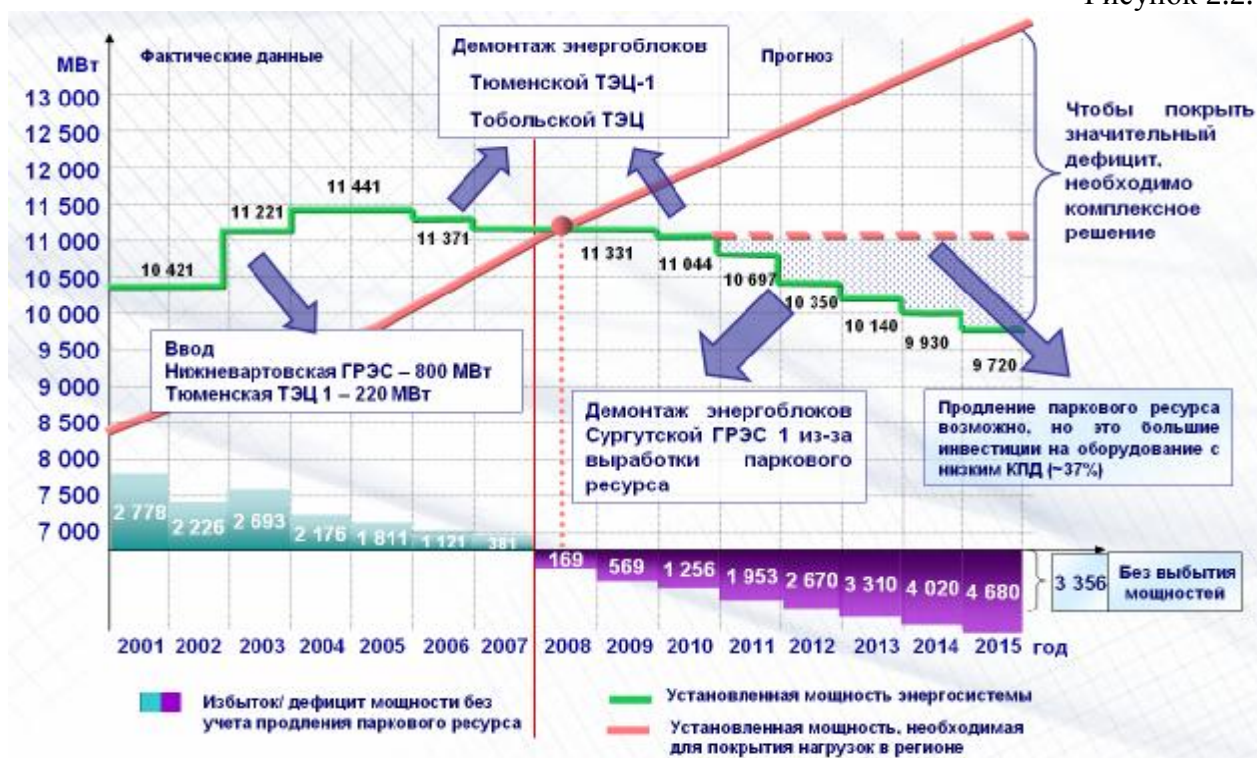
Таблица 2.2.4.

Прогнозный уровень потребности в электроэнергии и мощности

год	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
План									
Объем потребления, млн.кВт.ч.	77,3	81,2	85,4	88,52	93,0	97,78	102,7	108,0	112,6
Собственный максимум электрической нагрузки, МВт	10 950	11 500	11 900	12 300	12 650	13 020	13 450	13 950	14 400

Баланс энергетических мощностей в Тюменской энергосистеме без учета вводимых мощностей по данным ОАО «Тюменьэнерго».

Рисунок 2.2.4.



Вопросы перспективного развития электроэнергетики в субъектах Федерации Уральского федерального округа нашли отражение в принятом Решении заседания Совета при полномочном представителе Президента Российской Федерации в Уральском федеральном округе по вопросу «О развитии электроэнергетики в Уральском федеральном округе на период до 2010 года» от 03.04.06, подписанном П.М. Латышевым. Особое внимание уделено вопросам повышения надежности и недопущению дефицита электроэнергии в Тюменской энергосистеме.

По данным ОАО «Тюменьэнерго», ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «МРСК Урала и Волги», ОАО «ТГК-10» к 2010 г. дефицит установленной мощности электростанций только юга области составит 365 МВт; при минимальном прогнозируемом росте потребления после 2010 г. - ежегодно на 4,0%, при отсутствии строительства генерирующих мощностей, общий дефицит установленной мощности Тюменской области к 2015г. составит 4680 МВт.

При этом необходимо отметить, что фактический рост энергопотребления за период с 2000 по 2005г. превысил прогнозируемые показатели Энергетической стратегии России в среднем по стране в 1,5 раза, а по Тюменскому региону в 4,8 раза.

В связи с ростом нефтегазодобычи, согласно статистическим данным, среднегодовой рост потребления электроэнергии в регионе за период с 2001 по 2005 годы составил 8,7%, в том числе по ХМАО – от 6 до 8% ежегодно. По данным ОАО «Тюменьэнерго» по

состоянию на ноябрь 2006г. увеличение энергопотребления составило 10,4% к уровню аналогичного периода 2005г.

При этом значительная часть оборудования тепловых электростанций Тюменской энергосистемы выработала свой парковый ресурс. По данным годового отчета ОАО «Тюменьэнерго» за 2004г. превышение паркового ресурса турбогенераторов к 2010 г. составит примерно 20%. Учитывая высокий износ, на части генерирующих мощностей энергосистемы будет проводиться длительная и дорогостоящая реконструкция оборудования или демонтаж. Данные на период 2006 – 2015 гг. приведены в таблице 2.2.5.

Установленная мощность оборудования, отработавшего свой парковый ресурс и требующего демонтажа или реконструкции по данным ОАО «Тюменьэнерго»

Таблица 2.2.5.

Наименование станции	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Всего
Тюменская ТЭЦ-1	40	40			77	77	77				311
Тобольская ТЭЦ						60	60				120
Сургутская ГРЭС-1					210	210	210	210	210	210	1260
Итого	40	40			287	347	347	210	210	210	1691

Не смотря на то, что Ханты-Мансийский автономный округ – Югра является основным производителем электроэнергии для Тюменской области и частично Уральского региона, в условиях общего дефицита электроэнергии проблемы будут возникать и у потребителей на территории округа.

В конце июля Председатель Правления РАО «ЕЭС России» А.Б. Чубайс, Полномочный представитель Президента РФ в Уральском федеральном округе П.М. Латышев, Губернатор Тюменской области В.В. Якушев, Председатель Правительства ХМАО-Югры А.В. Филиппенко и Губернатор ЯНАО Ю.В. Неёлов подписали соглашение о взаимодействии по реализации мероприятий энергетических компаний для обеспечения надежного электроснабжения и создания условий по присоединению к электрическим сетям потребителей Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа-Югры, Ямало-Ненецкого АО. Стороны договорились взаимодействовать по совместной реализации мероприятий по строительству и реконструкции электроэнергетических мощностей для недопущения дефицита мощности и повышения надежности электроснабжения потребителей региона, а также в целях обеспечения возможности присоединения новых потребителей к электрическим сетям.

Совместным Соглашением с РАО «ЕЭС России» по вводу новых мощностей до 2010 г. предусматривается строительство новых источников генерации на основе механизма гарантирования инвестиций (в т.ч. по ХМАО – Нижневартовская ГРЭС – 800 МВт, Сургутская ГРЭС-2 – 800 МВт; ЯНАО – Надымская ТЭС – 250 МВт, Тарко – Салинская ТЭС – 600 МВт, Уренгойская ГРЭС – 218 МВт, Муравленковская ТЭС – 122 МВт, ПГЭС г. Ноябрьск – 120 МВт, Сугмутская ГТЭС – 60 МВт; Юг Тюменской области – Тюменская ТЭЦ-1 – 190 МВт), которые в силу достаточно долгого срока реализации таких проектов (5 лет) не обеспечивают в полной мере потребность ХМАО – Югра в электроэнергии, с учетом выбывания генерирующих мощностей, а также не решают вопросы надежности в локальных энергодефицитных узлах. Также было выявлено, что на момент подписания соглашения дефицит средств на финансирования мероприятий в части ОАО «Тюменьэнерго» составил 11 млрд.руб.

Описание состояния электрических сетей энергосистемы региона:

Слишком протяженные электрические сети ОАО «Тюменьэнерго» и Федеральной Сетевой Компании (Приложение №1), проходящие по малонаселенным труднодоступным территориям, чрезвычайно уязвимы как из-за природных воздействий (грозы, ветры, снегопады, гололед, лесные пожары), так и из-за невозможности препятствования преднамеренному выводу их из работы (расстрел изоляторов в сезон охоты, возможные

террористические акты), что обусловлено значительными трудностями организации охраны, - это не только увеличивает число отказов, но и затрудняет проведение восстановительных работ.

Предложение ООО «Интертехэлектро – Новая генерация» по улучшению состояния энергетики региона

Плановое развитие сетевого хозяйства и выполнение программы РАО «ЕЭС России» по вводу новых мощностей не решает в полном объеме проблемы надежного и бесперебойного энергоснабжения Тюменской области и ХМАО, которые возникли вследствие ускоренного, по сравнению с прогнозным, роста потребления во всех секторах экономики региона.

Программа строительства источников новой генерации средней мощности, приближенных непосредственно к потребителю, предлагаемая ООО «Интертехэлектро – Новая генерация» позволит в течение 2-3 лет реализовать проекты, дополняя программу РАО «ЕЭС России», срок выполнения которой рассчитан на 5 лет. Ввод в короткий срок новых мощностей позволяет снять остроту проблемы наиболее энергодефицитных зон и обеспечить реализацию проектов по программе РАО без значительных социальных коллизий.

Ввод новой мощности в Тюменской энергосистеме на период до 2010г. с учетом предложений ООО «Интертехэлектро – Новая генерация» по ХМАО-Югре приведен в таблице 2.2.6.

Таблица 2.2.6.

Наименование	2007	2008	2009	2010	2011	Всего	Инвестор	Механизм финансирования
В рамках Соглашения между РАО «ЕЭС» и субъектами РФ.								
ЯНАО								
Надымская ТЭС			250				Инвестиции, привлеченные ЯНАО	По конкурсу
Тарко – Салинская ТЭС				600			ОГК-5	Механизм гарантирования инвестиций
Уренгойская ГРЭС				218			ОГК-1	Механизм гарантирования инвестиций
Муравленковская ТЭС				122			Инвестиции, привлеченные ЯНАО	По конкурсу
ПГЭС г.Ноябрьск		120					ОАО «Газпром нефть» ИТЭ-НГ	Привлеченные инвестиции
Сугмутская ГТЭС	60						ОАО «Газпром нефть»	Собственные средства
ИТОГО	60	120	250	940		1370		
ХМАО								
Нижневартовская ГРЭС (расширение)				800			ОГК-1	Собственные и заемные средства.
Сургутская ГРЭС - 2 (расширение)				800			ОГК-4	Собственные и заемные средства.
ИТОГО				1600		1600		
Предложения ИТЭ – НГ по ХМАО-Югре								
Северная Приобская ПГЭ				341			ИТЭ-НГ	Проектное финансирование
Южная Приобская ПГЭ				185			ИТЭ-НГ	Проектное финансирование
Няганьская ПГЭ				61	61		ИТЭ-НГ	Проектное финансирование
Сургутская ПГЭ				114	227		ИТЭ-НГ	Проектное финансирование
ИТОГО				701	288	989		
ОБЩИЙ ИТОГ	60	120	250	3241	288	3959		

ИТЭ-НГ предлагает станцию мощностью 340,7 МВт с использованием парогазовой технологии, которая позволяет значительно повысить эффективность производства электроэнергии (КПД $\approx 48 - 52\%$).

Строительство Сургутской ПГЭ (339Вт) позволит в срок 2-3 года, до ввода мощностей РАО «ЕЭС России», обеспечить покрытие роста электрических нагрузок города.

2.3. План маркетинга

2.3.1. Стратегия маркетинга

Сбыт

Система распределения (продаж) в настоящее время выглядит следующим образом: генерация электроэнергии осуществляется ОГК и ТГК, транспортировка – по сетям ФСК, МРСК (РСК), муниципальным электросетям; сбыт – ОАО «Тюменская энергосбытовая компания». При образовании новой генерирующей компании схема продаж не изменится: электроэнергия генерируется на электростанции, транспортируется по сетям (возможен проект строительства сетей для передачи энергии), и поставляется через сбытовую компанию.

Генерация как электроэнергии будет соответствовать всем нормативам, требованиям и стандартам, принятым в Российской Федерации.

Контроль качества будет осуществляться в соответствии с принятой в России системой. Для того чтобы начать поставку электроэнергии, будет необходимо выполнить технические условия на присоединение к электрическим сетям.

Ценообразование

В настоящее время предельные уровни тарифов на электрическую и тепловую энергию, поставляемую энергоснабжающими организациями потребителям, включая предельные уровни тарифов для населения, устанавливаются Правительством Российской Федерации с выделением предельных уровней для населения ежегодно.

Органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов устанавливают тарифы на электро- и теплоэнергию, поставляемую энергоснабжающими организациями потребителям, в том числе населению, на очередной финансовый год в рамках указанных предельных уровней до принятия закона субъекта Российской Федерации «О бюджете субъекта Российской Федерации».

По оценочным данным, озвученных на заседании Правительства РФ от 30 ноября 2006 г. «Об обеспечении экономики страны электроэнергией и газом», с 1 января 2011 г. в Российской Федерации будет функционировать полноценный рынок энергии и мощности, цены на котором будут формироваться по законам спроса и предложения.

В рамках реализации Проекта расчет тарифа на электроэнергию будет закреплён в договоре энергоснабжения.

2.3.2. План продаж

Объем электроэнергии, планируемый к реализации, соответствует плану производства и представлен в таблице 3.3.1. Доход от реализации продукции отражен в отчете движения денежных средств (Приложение №6 таблица №2)

Раздел 3. ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ПЛАН

3.1. Месторасположение

Описание местности

Сургутскую ПГЭ планируется расположить в центральной части Западной Сибири.

Климат района резко континентальный с продолжительной снежной зимой и коротким летом. Рельеф равнинный, абсолютные отметки поверхности земли изменяются от 50,0 до 70,0 м. Район не сейсмичен.

Остальные характерные температуры наружного воздуха по СНиП 23-01-99:

- абсолютная минимальная -55°C;
- для проектирования систем отопления и вентиляции -47°C,
- среднезимняя температура -27,8°C;
- среднеотопительная -8,8°C;
- среднегодовая -3,1°C;
- среднелетняя 14,6 °C;
- средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее теплого месяца 22,6°C;
- абсолютная максимальная 34°C.

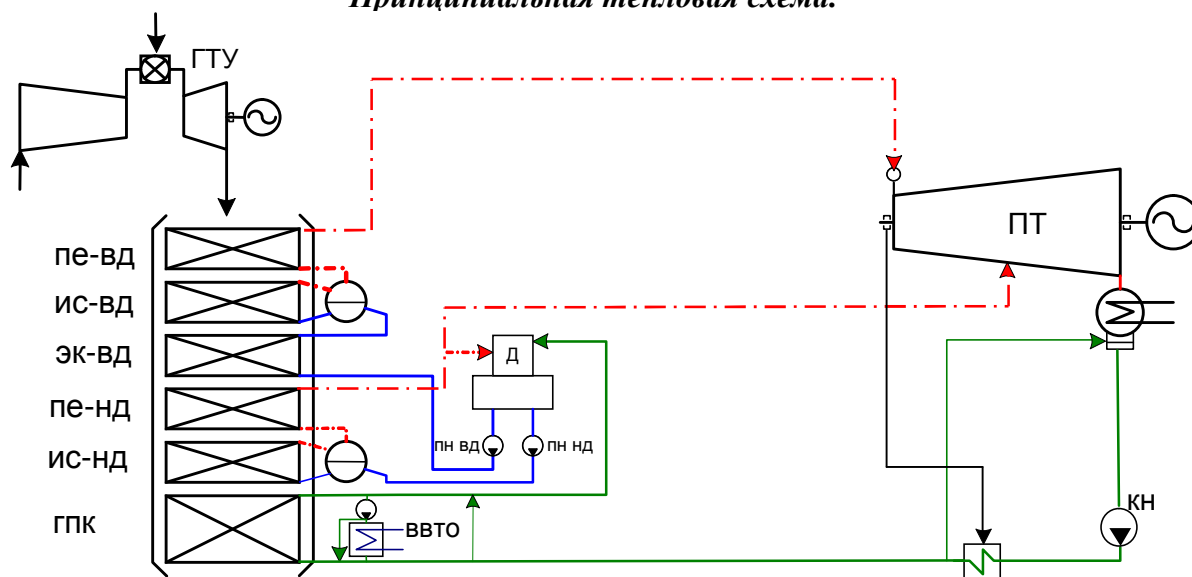
3.2. Технология производства

Из многих факторов, влияющих на выбор какой либо технологии, при производстве электроэнергии, наиболее важным является топливный. Анализ возможных технологий показал, что производство электроэнергии при сжигании природного газа наиболее эффективно на базе газотурбинных и парогазовых технологий. Строительство парогазовых и газотурбинных электростанций является общемировой тенденцией и обеспечивает повышение эффективности производства электроэнергии и снижение негативного воздействия на окружающую среду. Полномасштабное внедрение данных технологий в отечественную энергетику может служить одним из способов осуществить качественные изменения в отрасли.

Среди всех возможных тепловых схем ПГУ установка с котлами-утилизаторами – наиболее перспективная (ПГУ с КУ). ПГУ с КУ отличается относительной простотой тепловой схемы и высокой эффективностью производства электрической энергии. Электрический КПД по выработке электроэнергии современных парогазовых установок с котлами-утилизаторами мощностью $\approx 50-200$ МВт выше на 12-15% (аб.) традиционных паротурбинных блоков.

Сургутская ПГЭ строится на базе двух парогазовых конденсационных моноблоков мощностью 62 МВт. Принципиальная схема моноблока приведена на 3.2.1.

Рисунок 3.2.1.

Принципиальная тепловая схема.

где: **гту** – газотурбинная установка; **пе-вд** – пароперегреватель высокого давления, **ис-вд** – испаритель высокого давления; **эк-вд** – экономайзер высокого давления; **пе-нд** – пароперегреватель низкого давления; **ис-нд** – испаритель низкого давления; **гпк** – газовый подогреватель конденсата; **ввто** – водо-водяной теплообменник, **пн-вд** – питательный насос высокого давления; **пн-нд** – питательный насос низкого давления; **пт** – паровая турбина; **кн** – конденсационный насос.

В состав каждого моноблока входят:

- газотурбинная установка - 1 шт.;
- электрогенератор для ГТУ – 1 шт.;
- котел-утилизатор паровой – 1 шт.;
- паротурбинная установка – 1 шт.;
- электрогенератор для ПТУ – 1 шт.

Воздух через комплексное воздухоочистительное устройство попадает в компрессор ГТУ. Продукты сгорания ГТУ направляются в котел-утилизатор (КУ) двух давлений, где происходит утилизация большей части содержащейся в них теплоты.

Контур высокого давления КУ состоит из пароперегревателя, испарителя и экономайзера. Питательная вода из деаэратора, питательным насосом высокого давления (ПН-ВД) подается в экономайзер высокого давления (ЭК-ВД), где происходит ее подогрев. Из экономайзера вода поступает в барабан высокого давления, образующий вместе с испарительной поверхностью контур циркуляции, в котором происходит испарение воды. Далее пар из барабана высокого давления поступает в ПЕ-ВД.

Контур низкого давления КУ состоит из испарительной и пароперегревательной поверхностей нагрева. Основной конденсат после деаэратора за счет питательного насоса низкого давления (ПЕ-НД) поступает в испарительной поверхности НД затем насыщенный пар – в ПЕ-НД, где перегревается и затем направляется в соответствующую промежуточную точку паровой турбины.

Последней (хвостовой) поверхностью нагрева по ходу газов устанавливается газовый подогреватель конденсата (ГПК) для подогрева воды перед подачей в барабан-деаэратор. Для более глубокой утилизации уходящих газов в контур рециркуляции ГПК включен водо-водяной теплообменник (ВВТО), который служит для подогрева воды, направляемой на нужды электростанции.

Получаемый в контурах котлов-утилизаторов пар направляется в конденсационную паровую турбину.

В силу своей неэффективности в схемах ПГУ с котлами-утилизаторами система регенеративного подогрева конденсата и питательной воды отсутствует, что позволяет наиболее полно утилизировать в КУ теплоту газов, и дает возможность для дополнительной выработки электроэнергии в паровой турбине.

3.2.1. Общее описание

Показатели работы и тепловой экономичности ПГЭ приведены в таблице 3.2.1.

Таблица 3.2.1.

Среднегодовые и годовые технико-экономические показатели работы ПГЭ при выходе на проектную мощность

Показатель	Ед.изм.	Значение
Состав основного оборудования	тип	Три моноблока 1' КУ двух давлений 1' конденсационная ПТ
- газотурбинная установка		
- котел-утилизатор		
- паротурбинная установка		
Электрическая мощность ПГЭС, брутто (конденсационный режим при +15 °С)	МВт	340,7
Тепловая мощность ПГЭС, брутто (максимальная) собственные нужды	Гкал/ч	15,3
Количество выработанной энергии в год	тыс.МВт·ч	3119,8
Собственные нужды в год	тыс.МВт·ч	109,2
Количество отпущенной электроэнергии	тыс.МВт·ч	3010,6
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	104,5
Потребление тепла на собственные нужды ПГЭС	тыс.Гкал	104,5
Отпуск тепловой энергии от ПГЭС	тыс.Гкал	0,0
Годовой расход натурального топлива на ПГЭС	млн.нм ³	647,7
Годовой расход условного топлива на ПГЭС	тыс.тут	737,3
КИТ ПГЭС	%	54,0%
КПД по выработке электроэнергии ПГЭС	%	51,9%
КПД по отпуску электроэнергии ПГЭС	%	50,1%
Среднегодовой удельный расход натурального топлива на выработку электроэнергии	нм ³ /(кВт·ч)	0,208
Среднегодовой удельный расход натурального топлива на отпуск электроэнергии	нм ³ /(кВт·ч)	0,215
Среднегодовой расход условного топлива на выработанную электроэнергию	гут/(кВт·ч)	236,32
Среднегодовой расход условного топлива на отпущенную электроэнергию	гут/(кВт·ч)	244,89
Выбросы NO _x	т	559,09
Выбросы CO	т	340,41
Выбросы CO ₂	тыс. т	1171,99

3.2.2. Экологические аспекты

Оценка воздействия проектируемых объектов на окружающую природную среду проводится в соответствии с требованиями Законов РФ «Об охране окружающей среды», «Об экологической экспертизе», «Земельного кодекса», а также «Положением об оценке воздействий на окружающую среду в Российской Федерации» № 372 от 16.05.2000 г., и других нормативных федеральных и региональных документов.

Строительство любых техногенных сооружений оказывает прямое и косвенное воздействие на все компоненты окружающей природной среды: атмосферный воздух, поверхностные и подземные воды, рельеф, почвенно-растительный покров, животный мир. Основными источниками воздействия на окружающую среду являются – газотурбинные установки (основной и единственный крупный источник загрязнения атмосферы),

водоподготовительные установки, системы водоснабжения и канализации, различные источники образования отходов.

Оценка уровня загрязнения атмосферы. Газотурбинные установки - основной крупный источник загрязнения атмосферы. Загрязнение создаваемое вспомогательным оборудованием, очень невелико. По результатам расчетов по объектам-аналогам значения максимальных приземных концентраций по всем вредным веществам малы и находятся в пределах санитарных норм. Анализ расчетов рассеивания показал, что наибольший вклад в уровень загрязнения атмосферы вносят выбросы диоксида азота от газотурбинных установок. Завод-изготовитель газовых турбин гарантирует выполнение ГОСТа 29328-92 по концентрации оксидов азота в дымовых газах равной 30 мг/м³ при O₂=15%. Проектируемые предприятия относятся к 3 категории опасности по воздействию выбросов на атмосферный воздух.

Оценка воздействия на подземные и поверхностные воды. Предусматривается очистка нефтесодержащих и загрязненных сточных вод станции на собственных очистных сооружениях. После очистки большая часть вод возвращается в цикл станции.

Оценка воздействия на почвенно-растительный покров. Растительный покров региона строительства представлен северо-таёжными редкостойными сосново-лиственными лесами с участием кедра, ели и березы лесами. Места для строительства ПГЭ предполагается выбирать с учетом минимизации объемов вырубки лесных массивов, либо ее полного исключения. В процессе эксплуатации станции воздействие атмосферных загрязнителей на растительный покров отсутствует. При проведении строительных работ все работы должны проводиться с соблюдением земельного отвода.

Технические решения и природоохранные мероприятия должны соответствовать требованиям действующих законодательных актов, норм и правил России по взрывопожарной и экологической безопасности, по охране труда, технике безопасности, промышленной санитарии. При соблюдении указанных норм и правил строительство и эксплуатация проектируемых объектов не приведет к ухудшению экологической ситуации в районе работ.

Отходы производства и потребления.

Источниками образования отходов являются:

- § Наладка, ремонт и техническое обслуживание оборудования и трубопроводов;
- § Очистка поверхностей оборудования;
- § Подготовка природного газа;
- § Водоподготовка и очистные сооружения стоков;
- § Непроизводственная сфера деятельности персонала ПГЭ;
- § Пункт питания; уборка помещений.

Плата за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу рассчитывается согласно «Нормативам платы за выбросы в атмосферный воздух загрязняющих веществ стационарными источниками» (Постановление Правительства РФ от 12 июня 2003 г. № 344, с изменениями от 1 июля 2005 г.) и инструктивно-методическим указаниям по взиманию платы за загрязнение окружающей природной среды (утв. Минприроды РФ от 26 января 1993 г., с изменениями от 15 февраля 2000 г.)

Контроль загрязняющих выбросов в атмосферу.

Соответствие величин фактических выбросов из источников загрязнения атмосферы нормативным значениям необходимо проверять инструментальными методами. Рекомендуются организация пробных точек на дымовых трубах. Контроль за данными источниками рекомендуется проводить один раз в квартал инструментальными методами.

Мероприятия по снижению воздействия на поверхностные и подземные воды.

- стоки водоподготовительной установки направляются на узел нейтрализации или в качестве подпитки тепловых сетей;

- организация сбора производственных, бытовых, нефтесодержащих и ливневых стоков на очистные сооружения;
- организация сбора бытовых и производственных отходов в специально отведенных местах на площадках с изолирующим покрытием.

Таким образом, соблюдение технологии и запроектированных природоохранных мероприятий позволит исключить возможность загрязнения подземных и поверхностных вод.

Мероприятия по снижению воздействия на почвенно-растительный покров.

- организация сбора всех отходов и стоков электростанции;
- передача отходов специализированным организациям для вторичной переработки, утилизации либо размещения;
- использование для освещения ламп, не содержащих ртути (позволяет исключить образование на предприятии отходов 1 класса опасности);
- устройство дорог с твердым покрытием для проезда автотранспорта;
- своевременное проведение ремонта дорожных покрытий;
- проведение планировочных работ после завершения строительства для устранения искусственно созданных неровностей рельефа.

Мероприятия по охране животного мира.

- устройство ограждения из железобетонных панелей, исключающих проникновение представителей фауны на промышленную территорию;
- размещение резервуаров сбора хозяйственных и производственных сточных вод на производственной площадке;
- обеспечение герметичности сбора, хранения и транспортировки газообразного сырья и сточных вод объекта;
- организация специальных мест временного хранения отходов производства и жизнедеятельности персонала.

Техническая рекультивация нарушенных земель.

Технический этап рекультивации земель включает в себя:

- засыпку ям и траншей;
- выполаживание и укрепление откосов;
- планировка территории;
- создание эрозионно-устойчивых форм рельефа.

Биологическая рекультивация земель объединяет перечень работ по подготовке семенного и посадочного материала, посевной подготовке почвы, посеву трав, уходу за посевами, внесению удобрений. Комплекс работ по рекультивации выполняется согласно разработанным технологическим картам с соблюдением правил техники безопасности при производстве работ.

3.3. Объемы производства

План производства продукции представленный в таблице 3.3.1., отражает отпуск электроэнергии, зависящий от мощности и количества часов работы энергообъекта.

Таблица 3.3.1.

Объем производства продукции

Наименование вида продукции	Единица измерения	Интервалы планирования						
	(% освоения)	4 кв. 2010 г.	1 кв. 2011 г.	2 кв. 2011 г.	3 кв. 2011 г.	4 кв. 2011 г.	Итого 2011 г.	2012 – 2027 гг. (ежегодно)
Электроэнергия	млн.кВт.ч.	243,87	483,02	465,12	690,47	711,96	2350,58	2786,23
	%	33%	67%	67%	100%	100%	-	100%

Разница в выработке электроэнергии в 1 и 2 кварталах 2010 года возникает из-за разного количества часов работы блоков и выработки электроэнергии.

В таблице представлен ежегодный план объема реализации электроэнергии, при выходе электростанции на 100%-ную мощность.

При эксплуатации оборудования наиболее напряженным и критическим элементом электростанции являются газотурбинные установки, для которых производители рекомендуют строго определенный план и программу ремонтно-профилактических мероприятий. При этом план мероприятий для остального оборудования, котлов утилизаторов, паровых турбин, генераторов, электрооборудования и АСУ, общестанционных систем и пр. должен быть составлен на основе плана остановов ГТУ, дабы избежать дополнительных простоев энергоблоков.

В расчете заложен следующий цикл планового техобслуживания для каждого энергоблока:

- § через 8 000 часов эксплуатации с даты ввода – останов на 7 дней (168 часов);
- § через 16 000 часов эксплуатации с даты ввода – на 7 дней;
- § через 24 000 часов эксплуатации с даты ввода – на 14 дней (336 часов);
- § через 32 000 часов эксплуатации с даты ввода – на 7 дней;
- § через 40 000 часов эксплуатации с даты ввода – на 7 дней;
- § через 48 000 часов эксплуатации с даты ввода – на 27 дней (648 часов).

3.4. Себестоимость

Годовые затраты на функционирование энергообъекта и производство продукции представлены в таблице 3.4.1. (Приложения №№ 3-5).

Таблица 3.4.1.

Годовая себестоимость, без НДС

Статья затрат	(тыс. руб.)
Переменные затраты	
Топливо	701 348,72
Постоянные затраты	
Расходы на оплату труда, с учетом ЕСН	88 000,88
Амортизация основных средств	475 754,47
Ремонты и обслуживание основных фондов	534 913,48
Аренда земли	2 947,05
Налог на имущество	241 644,70
% по кредитам	816 539,39
Прочие расходы	35 779,46
Себестоимость продукции	2 896 928,14
Себестоимость 1 кВт.ч. электроэнергии, копеек	96,22

Данные показатели отражают годовую себестоимость, начиная с 2012 года, приведенную к настоящему времени.

Топливо

В качестве основного топлива в расчете принят природный газ. Цена газа определена согласно приказа ФСТ №338-Э/1 от 05.12.06г. «Об оптовых ценах на газ, добываемый ОАО «Газпром» и его аффилированными лицами, реализуемый потребителям Российской Федерации» для ХМАО с учетом стоимости услуг по транспортировке газа по газораспределительным сетям ХМАО и снабженческо-сбытовых услуг и равняется 1080 руб./1000 м³ без НДС.

Расходы на оплату труда

Численность работников предприятия состоит из:

- ü эксплуатационного персонала, работающего вахтовым методом на основе заключаемого договора с сервисной организацией (таблица 3.4.2.), с заработной платой, рассчитываемой по ставке возмещения (таблица 3.4.3);

Таблица 3.4.2.

№ п/п	Специалист	Кол - во по штату
I	Управление	
1	Технический директор - Главный инженер ПТЭС	1
2	Зам. технического директора	1
3	Инженер по документации	1
4	Секретарь - референт	1
	Итого управление:	4
II	Эксплуатация	
II - 1	Оперативный (сменный) персонал (5 вахт)	
1	Начальник смены станции (ДИС)	5
2	Старший машинист	5
3	Машинист 1 бл.	5
4	Машинист 2 бл.	5
5	Машинист 3 бл.	5
6	Машинист - обходчик 1 бл.	5
7	Машинист - обходчик 2 бл.	5
8	Машинист - обходчик 3 бл.	5
9	Маш. - обходчик в/о	5
10	Лаборант экспресс - лаборатории	5
11	Ст. ДЭС АСУ ТП	5
12	Деж. Инженер ЭТО	5
13	Ст. ДЭМ	5
	Итого:	65
	Всего персонала	69

Таблица 3.4.3.

ОБОСНОВАНИЕ СРЕДНЕЙ СТАВКИ ВОЗМЕЩЕНИЯ СПЕЦИАЛИСТА ПО КОНТРАКТУ

№ п/п	Наименование статьи	Доля статей в ставке возмещения, %	Средняя по персоналу Сумма, рублей
1	Средняя заработная плата	43,55%	41 000
	Средний оклад плюс премия 40 %		17 000
	Районный коэффициент, северная надбавка		24 000
2	Единый социальный налог, 26 %	11,32%	10 660
3	Итого зарплата с начислениями	54,87%	51 660
4	Материальные и прочие затраты, в т.ч.:	89,53%	38 000
4.1	Командировочные расходы	7,33%	6 900
	Суточные (из расчета 230 рублей в сутки в среднем на 30 дней в месяце)		
4.2	Транспортные расходы	12,96%	12 200
	Проезд (авиабилет)		200
4.3	Аренда жилья в общежитии	12,75%	12 000
	Из расчета место в общежитии на 1 человека 400 р. сутки		
	Подготовка и переподготовка персонала		2200
	Добровольное медицинское страхование		500
4.4	Расходы социального характера, страхование работников	2,97%	2 800
4.5	Расходы на банковское обслуживание	0,21%	200
	Из расчета 1 % от заработной платы за вычетом подоходного налога плюс 1 % от командировочных расходов		
4.6	Расходы на приобретение МБП и материалов	0,53%	500
4.7	Расходы по обеспечению санитарно-гигиенических и бытовых условий	0,32%	300
4.8	Расходы на охрану труда и технику безопасности	0,42%	400
	Приобретение спецодежды		
4.9	Общехозяйственные расходы, в т.ч.:	52,03%	48 984
	Итого затрат	144,40%	89 660
	Плановые накопления 5 %	4,76%	4 483
	Ставка возмещения	149,16%	94 143
	НДС 18 %	18,00%	16 946
	Ставка возмещения с НДС 18 %		111 089
	Количество рабочих часов в месяц =160		
	Стоимость человеко-часа с НДС 18 %		694

- ü обслуживающего персонала, работающего на постоянной основе. Данный персонал состоит из 6 человек административного персонала со среднемесячной заработной платой 45 000 рублей и 16 человек вспомогательного персонала со среднемесячной заработной платой 25 000 рублей.

Амортизация основных средств

Расчет затрат на амортизационные отчисления от остаточной стоимости запроектированных основных фондов необходим для определения предстоящего периода активного обновления основных фондов, а также сокращения затрат на осуществление капитального ремонта физически изношенных оборудования, транспортных средств и строительных конструкций. Начисление амортизации начинается с вводом объектов в эксплуатацию и предусматривается по так называемому принципу «линейной амортизации».

Распределение основных средств ПГЭ по амортизационным группам налогового или бухгалтерского учета после ввода ПГЭ в эксплуатацию с указанием сроков амортизации по каждой из групп приведено в таблице 3.4.4.

Таблица 3.4.4.

Амортизационные группы⁶

Амортизационные группы	Срок амортизации (лет)
<i>ОС со сроком амортизации до 15 лет</i>	
Проектные материалы	10
АСУ ТП	10
<i>ОС со сроком амортизации от 15 до 20 лет</i>	
Вспомогательное оборудование	15
Электротехническое оборудование	15
<i>ОС со сроком амортизации от 20 до 25 лет</i>	
Газовая турбина	20
Паровая турбина	20
<i>ОС со сроком амортизации свыше 25 лет</i>	
Котел-утилизатор паровой	30
Здания и сооружения	30

Ремонты и обслуживание основных фондов

Ремонт зданий и сооружений - это затраты на ремонт, стоимость которых определялась как 1,93% от стоимости данных активов исходя из "Нормативов затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств электростанций" принятыми РАО "ЕЭС России".

Затраты на сервисное обслуживание ГТУ приняты в размере 2\$ на кВтч электроэнергии, принятом как среднее значение по договору GE на сервисное обслуживание аналогичной установки.

Ремонт прочего оборудования определялся как 6,83% от стоимости данных активов исходя из "Нормативов затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств электростанций" принятыми РАО "ЕЭС России".

Аренда земли

Аренда земельного участка, площадью 135 000 м², определяется из расчета 21,83 рубля за м².

Налог на имущество

Налог на имущество рассчитан в соответствии с Налоговым Кодексом РФ по ставке 2,2%.

⁶ Классификация основных средств, включаемых в амортизационные группы (утв. Постановлением Правительства РФ от 1 января 2002 г. №1, с изменениями от 9 июля, 8 августа 2003 г.).

Проценты по кредиту

Кредитные средства привлекаются в иностранной валюте (доллары США). Стоимость кредита рассчитана, исходя из ставки 9%. Выплата процентов по кредиту начинается с момента пуска первого блока станции (4 кв. 2010 г.).

Прочие расходы

Прочие расходы предполагают некоторые общепроизводственные и общехозяйственные затраты.

Раздел 4. ИНВЕСТИЦИОННЫЙ ПЛАН

4.1. Объем инвестиций

Общий объем инвестиционных затрат за весь период жизни проекта составляет (Таблица 4.1.1.)

Таблица 4.1.1.

Объем инвестиционных затрат

№ п/п	Наименование инвестиций	Объем инвестиций
		тыс. руб.
1.	Оборудование и основные фонды	10 082 601
2.	Строительные работы	2 842 053
3.	Оборотный капитал	481 774
4.	Прочие инвестиционные расходы	313 690
	Итого:	13 720 117

В случае использования попутного газа в качестве основного топлива, сумма инвестиционных затрат увеличится на 2-5% от общего объема затрат за исключением оборотного капитала.

4.2. Оборудование и другие основные фонды

Объем необходимых капиталовложений на приобретение оборудования и других основных фондов распределенный в соответствии с календарным планом-графиком представлен в Таблице 4.2.1.

Таблица 4.2.1.

Распределение необходимых капиталовложений на приобретение оборудования и других основных фондов, тыс. руб. с НДС

	2008 год	2009 год	2010 год	Икв. - II кв. 2011г.	ИТОГО
Импортное	847 597	2 034 232	169 519		3 051 349
Отечественное	1 332 395	3 197 748	266 479		4 796 622
Монтажные работы			778 445	98 676	877 121
Пуско-наладочные работы			197 655	34 880	232 536
Электрические сети	616 694	461 944	46 335		1 124 973
Итого:	2 796 686	5 693 925	1 458 433	133 556	10 082 601

4.3. Строительные работы

Объем необходимых затрат на строительство распределенные по годам в соответствии с календарным планом-графиком представлен в Таблице 4.3.1.

Таблица 4.3.1.

Инвестиционные затраты на строительные работы, тыс. руб. с НДС

	2008 год	2009 год	2010 год	ИТОГО
Подготовительные работы	254			254
Общестроительные работы	1 112 371	1 213 495	101 125	2 426 990
Проектно-изыскательские работы	139 057	174 159	101 592	414 808
Итого:	1 251 682	1 387 655	202 716	2 842 053

4.4. Оборотный капитал

Потребность в оборотном капитале (Приложение №5, таблица №1) формируется, исходя из условий работы с покупателями и поставщиками, расчетов с бюджетом и персоналом.

Предполагается, что расчеты с поставщиками производятся в кредит с периодичностью 45 календарных дней в размере 100%; расчеты с потребителями производятся на условиях продажи в кредит на срок, равный 40 календарным дням, в 100%-ном размере.

Расчеты с бюджетом по налогам производятся в сроки, оговоренные НК РФ.
Расчеты с персоналом учитывают выплаты заработной платы 2 раза в месяц.

4.5. Прочие инвестиционные расходы

Прочие инвестиционные затраты (таблица 4.5.1.) включают собственные затраты и затраты по Договору на управление.

Таблица 4.5.1.

Прочие инвестиционные затраты, тыс. руб. с НДС

	тыс. руб.
Собственные затраты	117 896
Договор на управление с ИТЭ-НГ	195 794
Итого:	313 690

Собственные затраты – это такие затраты, как расходы на аренду земли до ввода станции в эксплуатацию, содержание рабочих на площадке и другие собственные затраты.

Договор на управление с ИТЭ-НГ предполагает осуществление услуг по управлению Обществом, таких как:

- осуществление руководства текущей деятельностью Общества;
- представление интересов Общества перед третьими лицами, а также органами государственной и муниципальной власти и любыми другими субъектами;
- ведение переговоров и совершение в пределах своей компетенции различных сделок;
- осуществление всех прав, вытекающих из пользования имуществом Общества;
- организация выполнения договорных обязательств Общества и иных обязательств, возникающих в силу законодательства;
- обеспечение выполнения решений Общего собрания участников Общества;
- организация в Обществе ведения бухгалтерского учета и необходимой финансовой отчетности, обеспечение их своевременного предоставления государственным органам и внебюджетным фондам в соответствии с требованиями законодательства;
- выполняет иные функции и обязательства, предусмотренные законодательством, учредительными документами Общества и Договором.

4.6. Список этапов

График выполнения инвестиционных работ по реализации Проекта отражен в Приложении №2.

Раздел 5. ОРГАНИЗАЦИОННЫЙ ПЛАН

5.1. Организационно-правовая схема

Для реализации строительства новой генерации на территории Ханты-Мансийского автономного округа - Югры предполагается учреждение **новой компании**.

Предполагается, что учредителями выступят: ООО «Интертехэлектро – Новая генерация» и Правительство ХМАО через ОАО «Югорская территориальная энергетическая компания», г. Ханты-Мансийск.

Размер уставного капитала: _____.

Доли учредителей:

§ ООО «Интертехэлектро – Новая генерация» - _____ %

§ ОАО «ЮТЭК» – _____ %.

Орган управления – Совет директоров.

Генеральный директор – Селиванов Олег Дмитриевич.

Год рождения	Должность	Образование, специальность, квалификация	Опыт работы в области (лет)
1951	Заместитель Генерального директора	Высшее, электрические станции, инженер – электрик	29
Основные достижения:			
Участие в проектах: - Сургутская ГРЭС-1 блок № 9-16 200 МВт; - Сургутская ГРЭС-2 блок № 1-3 800 МВт; - Нижневартовская ГРЭС блок № 2 800 МВт; - Тюменская ТЭЦ-1 блок № 1 220 МВт; - Челябинская ТЭЦ-3 блок № 2 200 МВт /реконструкция/; - внедрение /реконструкция систем управления энергоблоков/ АСУТП энергоблоков 800 МВт, 200 МВт			

5.2. Участники проекта

Участники проекта и схема их взаимодействия представлена на рисунке 5.2.1.

Рисунок 5.2.1.



Раздел 6. ФИНАНСОВЫЙ ПЛАН

6.1. Валюта проекта

Основная валюта проекта - рубль. Иностранная валюта – доллар США. Курс на момент начала проекта: 26,3 руб/дол.

Прогнозируемое снижение курса рубля по отношению к доллару представлено в таблице 6.1.1.

Таблица 6.1.1.

Прогнозируемые темпы снижения курса рубля (%)

2007 год	2008 год	2009 год	2010 год – до окончания реализации проекта
-1,00	-1,00	-1,00	-0,05

6.2. Инфляция

Индекс потребительских цен взят из прогноза министерства экономического развития и торговли РФ (МЭРТ) с корректировкой в сторону повышения. Прогнозирование роста заработной платы, тарифов на топливо и электрическую энергию осуществляется на основе прогноза Минпромэнерго и МЭРТ. Значения индексов представлены в таблице 6.2.1.

Таблица 6.2.1.

Индексы роста цен, %

Год	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Индекс потребительских цен	8,80	7,80	7,30	6,80	6,30	5,80	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
Газ	-	25,00	27,60	26,50	15,00	10,00	9,00	8,00	7,00	6,00	5,00	5,00
Электроэнергия	-	17,00	16,00	15,00	13,00	11,00	9,00	7,00	6,00	5,50	5,00	5,00
Заработная плата	8,80	7,80	7,30	6,80	6,30	5,80	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00

Индексация тарифов на электроэнергию и газ в 2007 году не производилась, т.к. в расчете применялись цены, установленные законодательно.

6.3. Налоги

Налогообложение учтено в соответствии с федеральным, региональным и местным законодательствами РФ (Таблица 6.3.1.).

Таблица 6.3.1.

Налоговое окружение

№	Наименование налога	Ставка, % или иная единица измерения
1	Налог на прибыль	24%
2	Налог на имущество	2,2%
3	Налог на добавленную стоимость	18%
3	Единый социальный налог, страхование	26,9%
4	Водный налог	306 руб./тыс.м3
5	Транспортный налог	75 руб./л.с.

6.4. Капитал проекта

Общая сумма капитальных вложений, участвующего в проекте, составляет 13 238 343 тыс. руб., из них:

собственные средства 30 %, 3 971 503 тыс. руб.;

заемные кредитные ресурсы 70 %, 9 266 840 тыс. руб.

Оборотный капитал, необходимый для реализации проекта финансируется полностью за счет заемных средств.

ООО «Интертехэлектро – Новая генерация» планирует привлечь кредит в размере 361 133 тыс. USD. Возврат кредита осуществляется равными частями ежеквартально. Выплата процентов по кредиту начинается с момента пуска первого блока станции (4 кв. 2010 г.), возврат основной части долга после пуска третьего блока (4 кв. 2011 г.). Погашение кредита предполагается в течение 12 лет до 3 кв. 2022 года включительно. Расчет процентов за использование заемных средств произведен по ставке 9 % годовых.

Раздел 7. АНАЛИЗ ПРОЕКТА

7.1. Интегральные показатели эффективности

При заложенном в расчетах уровне доходов и затрат проект необходимо признать как эффективный. Показатели эффективности рассматриваемого проекта представлены в таблице 7.1.1.

Таблица 7.1.1.

Интегральные показатели эффективности проекта.

Показатель	Значение
Ставка дисконтирования, (%)	12
Период окупаемости, лет	7,18
Дисконтированный период окупаемости, лет	11,2
Индекс прибыльности (PI), (%)	35
Чистый приведенный доход (NPV), тыс. руб.	4 012 482
Внутренняя норма рентабельности (IRR), (%)	20,5
Модифицированная внутренняя норма рентабельности (MIRR), (%)	16,2
Длительность, лет	20

Рассматриваемая инвестиционная идея характеризуется следующими показателями:

Длительность – срок жизни проекта, определяемый как длительность периода вложения средств плюс длительность того промежутка времени, в течение которого вложения приносят ощутимый эффект. Кроме того, в срок жизни проекта учитывает физический срок эксплуатации оборудования.

Срок окупаемости составляет 7,18 года с начала реализации проекта.

Дисконтированный срок окупаемости при ставке дисконтирования 12% годовых составляет 11,2 года.

Для проектов в сфере энергетики данные показатели окупаемости являются достаточно хорошими. В развитых странах запада приемлимым сроком окупаемости электростанции считается период в 20 лет.

Чистая текущая стоимость проекта (NPV) при ставке дисконтирования 12% годовых составляет 4 012 482 тыс. руб. Положительная величина NPV подтверждает целесообразность вложения средств в проект.

Внутренняя норма прибыли проекта (IRR) составляет 20,5%.

Доходность полных инвестиционных затрат, определяемая как отношение чистой текущей стоимости проекта (NPV) к дисконтированной величине инвестиционных затрат, составляет 35,0%.

7.2. Анализ чувствительности.

Цель проведения анализа чувствительности - установить границы изменения основных параметров, при котором проект сохраняет приемлемый уровень эффективности и финансовой состоятельности.

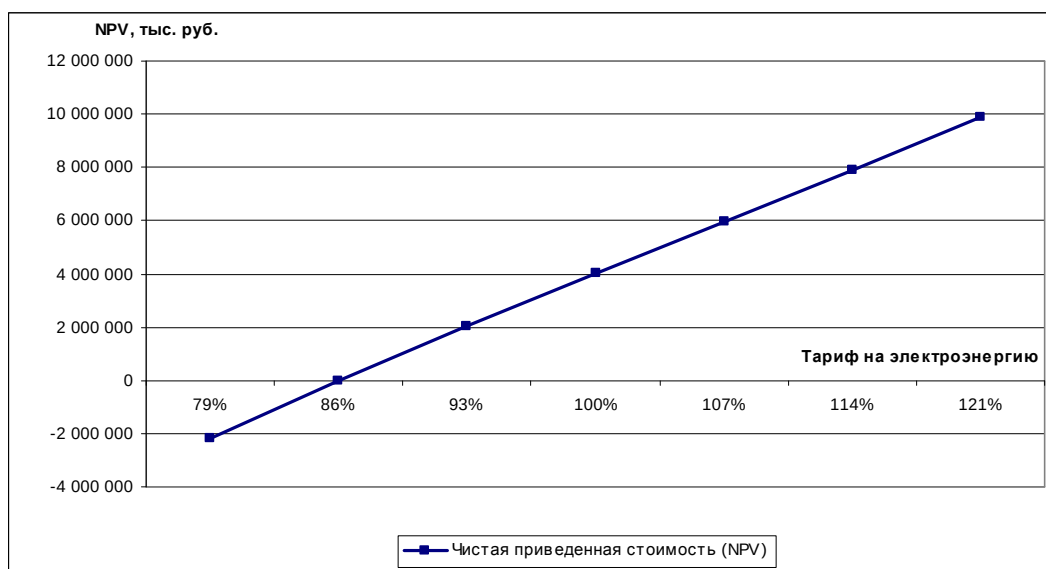
Уровень тарифов на электрическую энергию

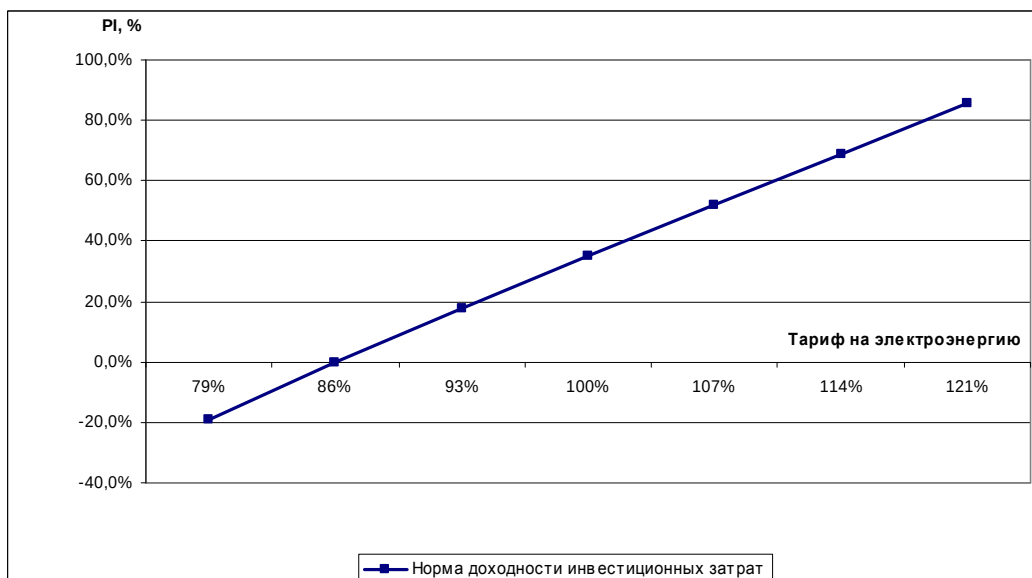
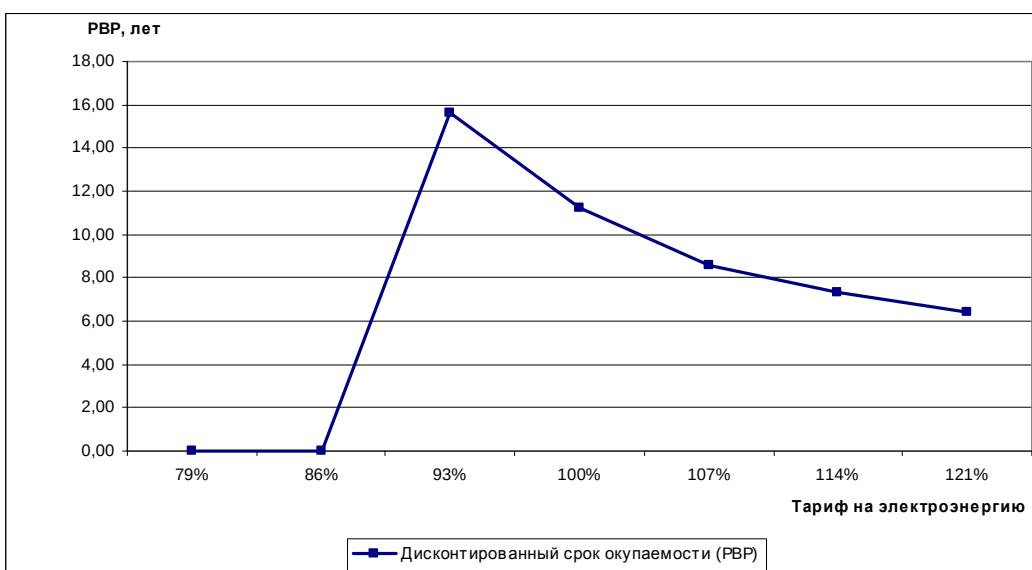
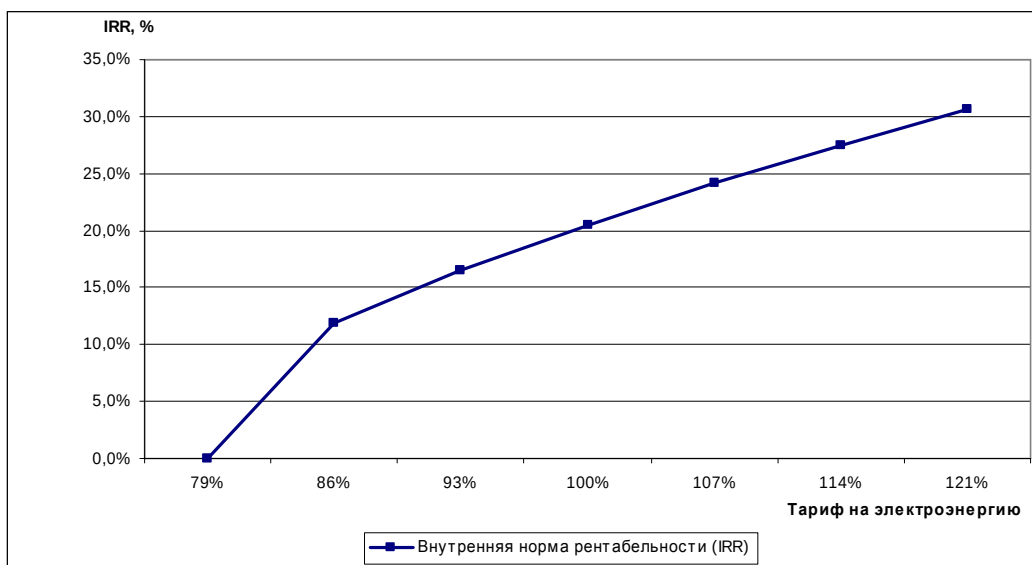
Таблица 7.2.1

**Значения основных показателей проекта
в зависимости от величины тарифа на электроэнергию**

Отклонение в величине тарифа на электроэнергию	79%	86%	93%	100%	107%	114%	121%
Результаты анализа:							
Чистая приведенная стоимость (NPV)	-2 172 044	-26 083	2 019 262	4 012 482	5 958 917	7 914 040	9 875 289
Внутренняя норма рентабельности (IRR)	нет	11,9%	16,5%	20,5%	24,1%	27,5%	30,7%
Дисконтированный срок окупаемости (PBP)	нет	нет	15,66	11,20	8,61	7,29	6,45
Норма доходности инвестиционных затрат	-19,1%	-0,2%	17,7%	35,0%	52,0%	68,9%	85,8%

Анализ чувствительности основных показателей проекта к изменению стоимости электрической энергии показывает, что снижение тарифа на электроэнергию более чем на 13% делает проект не эффективным. Поэтому необходимо внимательно относиться к заключению долгосрочных договоров на поставку электроэнергии. Графическое отображение зависимости показателей эффективности проекта от изменения тарифа на электроэнергию представлено на нижеследующих рисунках.





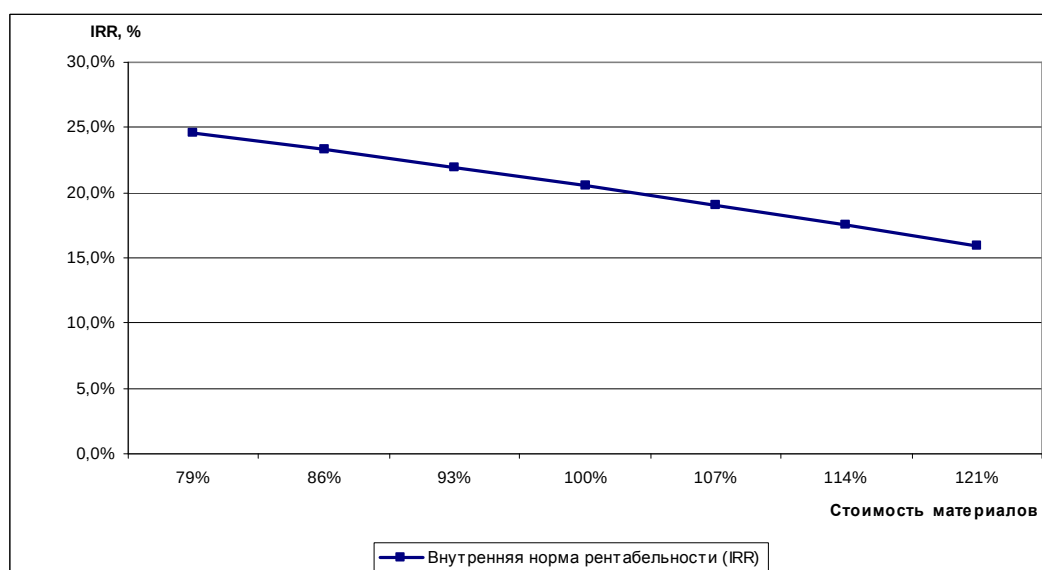
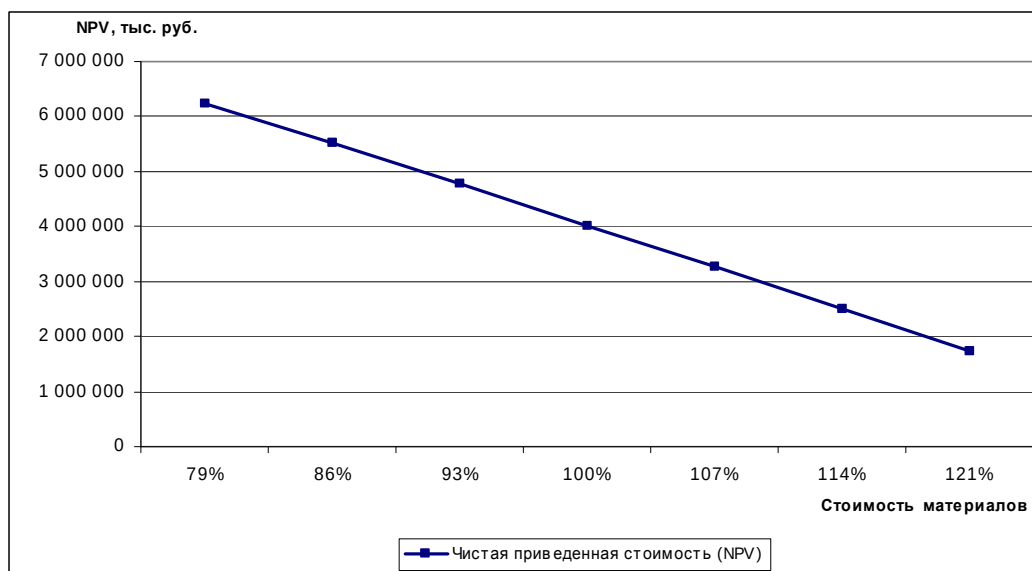
Стоимость топлива

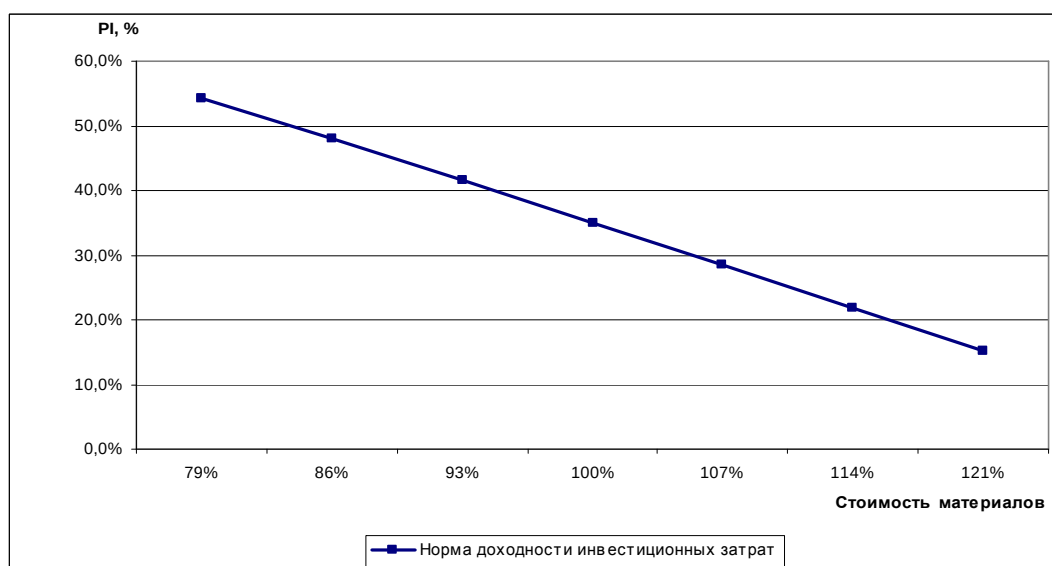
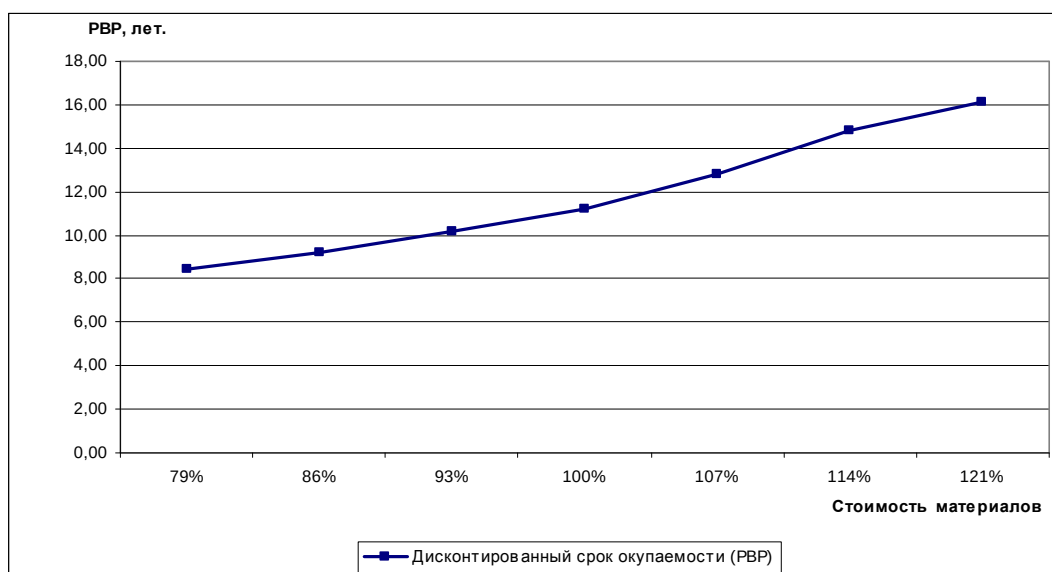
Таблица 7.2.2

Значения основных показателей проекта в зависимости от стоимости материалов

Отклонение в стоимости материалов	79%	86%	93%	100%	107%	114%	121%
Результаты анализа:							
Чистая приведенная стоимость (NPV)	6 237 134	5 511 241	4 763 240	4 012 482	3 258 413	2 499 747	1 733 362
Внутренняя норма рентабельности (IRR)	24,6%	23,3%	22,0%	20,5%	19,0%	17,5%	15,9%
Дисконтированный срок окупаемости (PBP)	8,41	9,20	10,17	11,20	12,81	14,79	16,13
Норма доходности инвестиционных затрат	54,3%	48,0%	41,6%	35,0%	28,5%	21,9%	15,2%

Анализ чувствительности основных показателей проекта к изменению стоимости топлива показывает, что проект менее чувствителен к изменению стоимости топлива, чем к изменению стоимости электрической энергии. При увеличении стоимости топлива на 21% проект остается эффективным. Норма доходности при этом равняется 15,2%, IRR равна 15,9%, что выше ставки дисконтирования равной 12%. Графическое отображение зависимости показателей эффективности проекта от изменения стоимости топлива представлено на нижеследующих рисунках.





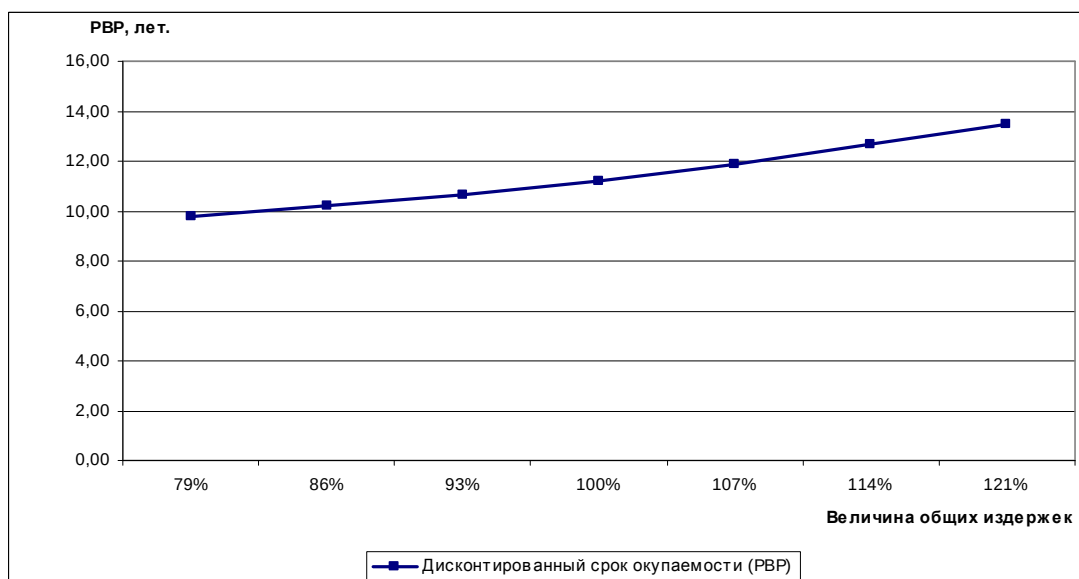
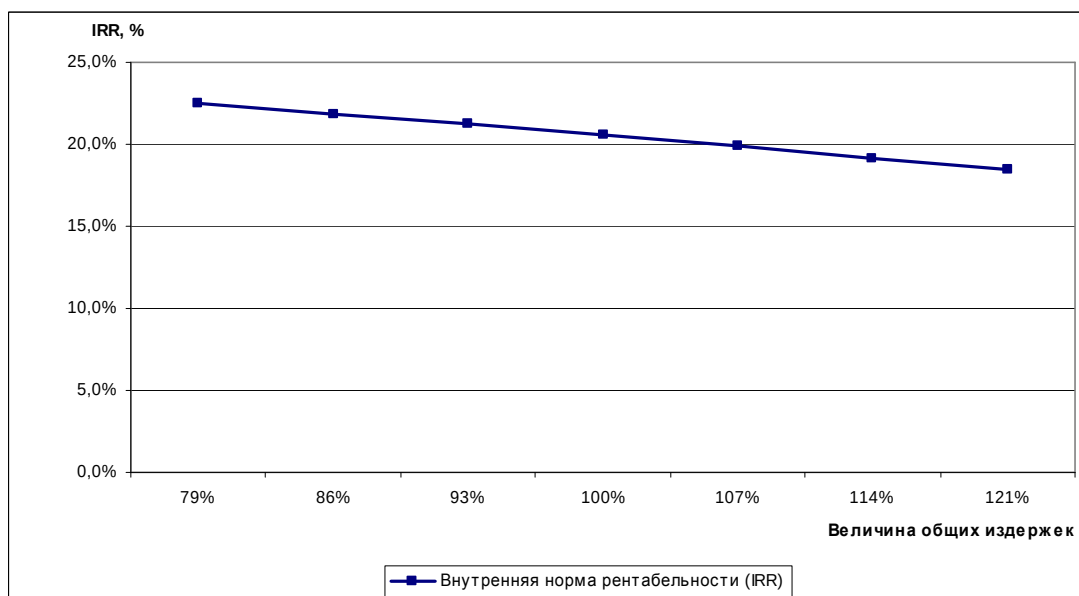
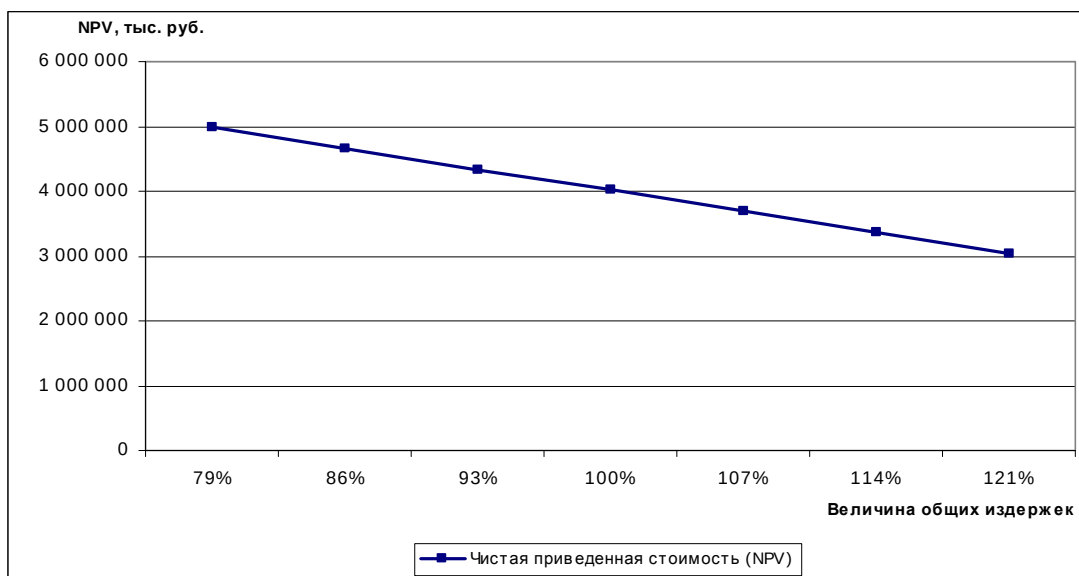
Общие издержки.

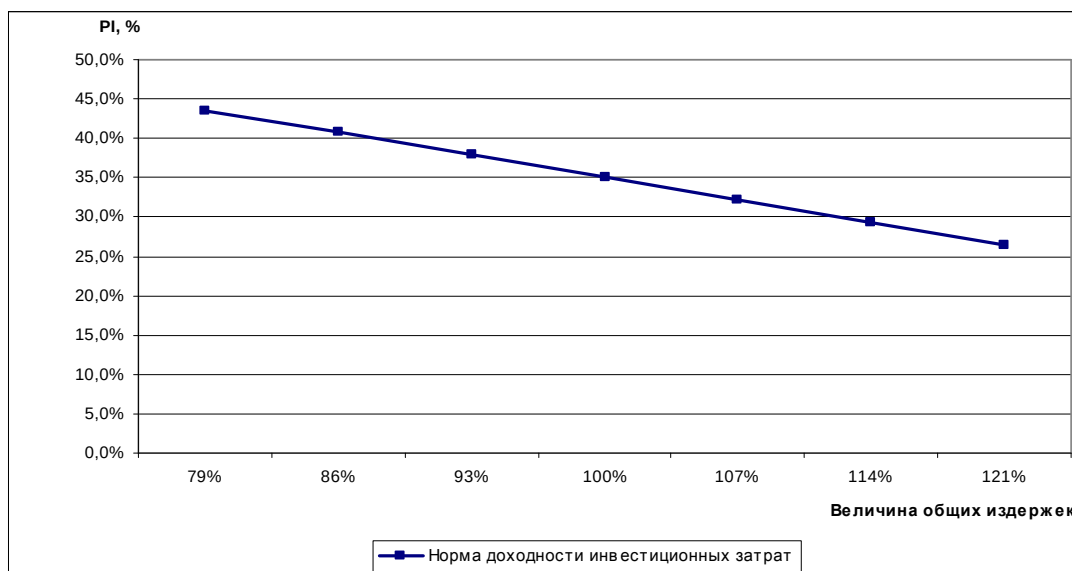
Таблица 7.2.3

Значения основных показателей проекта в зависимости от величины общих издержек

Отклонение величины общих издержек	79%	86%	93%	100%	107%	114%	121%
Результаты анализа:							
Чистая приведенная стоимость (NPV)	4 982 801	4 660 227	4 336 790	4 012 482	3 687 526	3 361 480	3 034 409
Внутренняя норма рентабельности (IRR)	22,5%	21,9%	21,2%	20,5%	19,9%	19,2%	18,5%
Дисконтированный срок окупаемости (РВР)	9,78	10,20	10,67	11,20	11,86	12,68	13,49
Норма доходности инвестиционных затрат	43,6%	40,7%	37,9%	35,0%	32,2%	29,3%	26,5%

К общим издержкам проекта относятся прямые (кроме затрат на топливо) и общие производственные затраты, административные и коммерческие затраты. Чувствительность основных показателей проекта к изменению величины общих издержек не высока. При увеличении общих издержек на 21% проект остается экономически эффективным. Графическое отображение зависимости показателей эффективности проекта от изменения стоимости топлива представлено на нижеследующих рисунках.





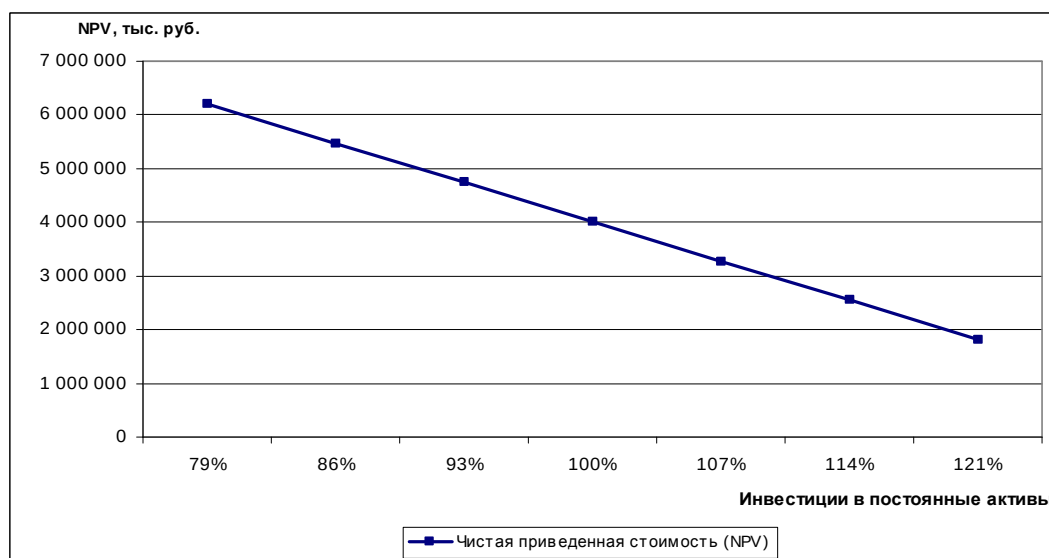
Инвестиции в постоянные активы.

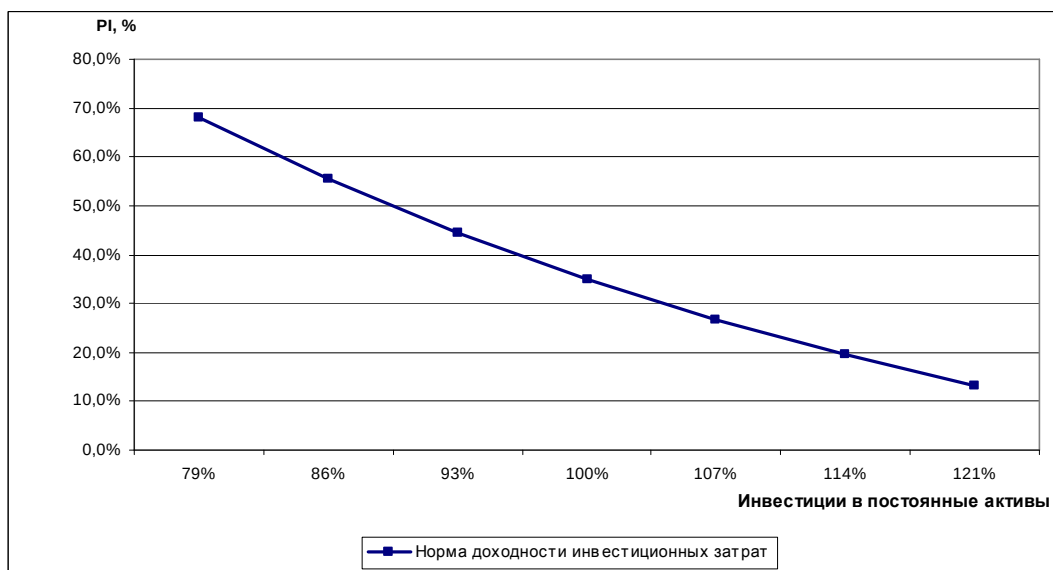
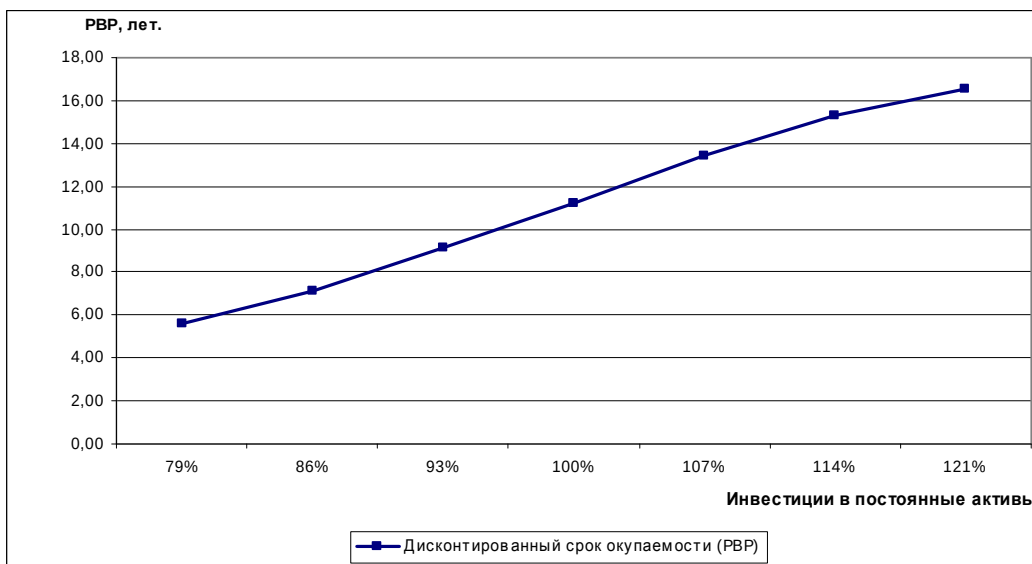
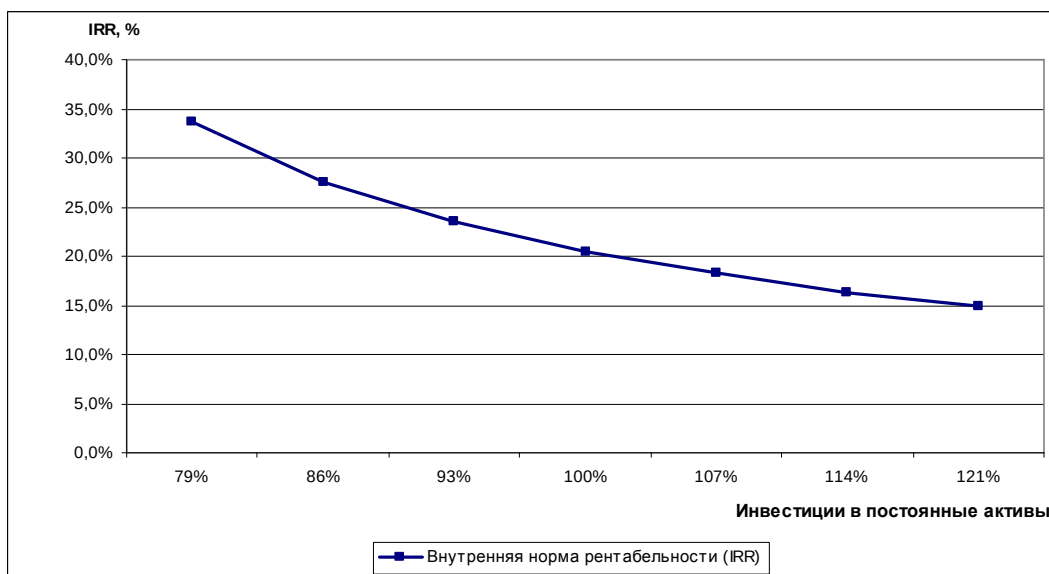
Таблица 7.2.4

Значения основных показателей проекта в зависимости от размера инвестиций в постоянные активы

Отклонение размера инвестиций в постоянные активы	79%	86%	93%	100%	107%	114%	121%
Результаты анализа:							
Чистая приведенная стоимость (NPV)	6 197 685	5 471 660	4 743 241	4 012 482	3 279 266	2 543 929	1 806 088
Внутренняя норма рентабельности (IRR)	33,7%	27,6%	23,5%	20,5%	18,2%	16,4%	14,9%
Дисконтированный срок окупаемости (PBP)	5,64	7,10	9,11	11,20	13,40	15,31	16,55
Норма доходности инвестиционных затрат	68,1%	55,4%	44,5%	35,0%	26,8%	19,5%	13,1%

Зависимость основных показателей проекта к изменению размера инвестиций в постоянные активы не высока. При увеличении общих издержек на 21% проект попрежнему можно считать эффективным. Норма доходности при этом равняется 13,1%, IRR – 14,9%, что выше ставки дисконтирования. Графическое отображение зависимости показателей эффективности проекта от изменения размера инвестиций в постоянные активы представлено на нижеследующих рисунках.





Анализ чувствительности показал, что эффективность проекта наиболее зависима от тарифа на электрическую энергию и наименьшее влияние на нее оказывает изменение величины общих издержек. Необходимо правильно оценить развитие рынка электроэнергии в РФ и в соответствии с этим заключить долгосрочный договор поставки электроэнергии.

7.3. Анализ рисков

План управления рисками проекта представлен в Приложении №7.

Раздел 8. ВЫВОДЫ

Строительство парогазовой электрической станции мощностью 340,7 МВт на базе газовых турбин является эффективным вложением финансовых средств.

Внутренняя норма доходности инвестиций (IRR) равна 20,5%.

Чистый дисконтированный доход равен 4 012 482 тыс. руб.

Принятая организационно-финансовая схема обеспечивает эффективную реализацию проекта и его стабильное финансовое состояние.

Проект является относительно устойчивым к возможным колебаниям стоимости топлива, общих издержек и капиталовложений. Реализация проекта обеспечивает устойчивую прибыль и позволяет обоснованно утверждать, что заемные средства, необходимые для инвестиций, будут своевременно возвращены. При этом необходимо отметить, что схема погашения кредита, применяемая в проекте трудно реализуема при заключении кредитного договора с российским банком. При невозможности заключения кредитного договора с иностранным банком, эффективность проекта может быть поставлена под сомнение.

ПРИЛОЖЕНИЕ