



РусГидро

**Заказчик: АО «ДГК»**

**ЗАКЛЮЧЕНИЕ (ОТЧЕТ)**

**по проведению публичного технологического и ценового  
аудита инвестиционного проекта, проектная документация по  
которому подлежит разработке «Реконструкция турбоагрегатов  
ст. №№ 7,8 Комсомольской ТЭЦ-2»**



Генеральный директор

д-р Берндт К.А



ООО «ЭФ-ТЭК»

Москва, 2019 г.

**ООО «ЭФ-ТЭК»**

РФ, 101000, г. Москва,  
Архангельский пер., д. 6, стр. 2  
Website: [www.ef-tek.pro](http://www.ef-tek.pro)  
Тел: +7-499-705-11-28  
Факс: +7-499-705-11-28  
E-mail: [info@ef-tek.pro](mailto:info@ef-tek.pro)

**Контактные лица:**

Главный специалист  
**Ершов Сергей Александрович**  
Тел: +7-499-705-11-28, доб. 538  
E-Mail: [es@ef-tek.pro](mailto:es@ef-tek.pro)

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ .....</b>	<b>5</b>
<b>ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ .....</b>	<b>6</b>
<b>1 ОПИСАНИЕ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА.....</b>	<b>10</b>
1.1 Цели и задачи инвестиционного проекта.....	10
1.2 Краткое описание инвестиционного проекта.....	10
1.3 Техничко-экономические показатели .....	14
1.4 Результаты предыдущих этапов технологического и ценового аудита .....	16
<b>2 АНАЛИЗ КАЧЕСТВА И ПОЛНОТЫ ПРЕДСТАВЛЕННОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ...17</b>	
2.1 Перечень представленной исходно-разрешительной документации на этапе технико-экономического обоснования .....	17
2.2 Анализ качества и полноты представленной документации .....	17
<b>3 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ АУДИТ .....</b>	<b>18</b>
3.1 Анализ основных технических и технологических решений .....	18
3.1.1 Анализ теплотехнических решений .....	18
3.1.2 Анализ архитектурно-строительных решений .....	29
3.1.3 Анализ решений по вентиляции и кондиционированию .....	31
3.1.4 Анализ решений по водоснабжению и водоотведению.....	32
3.1.5 Анализ электротехнических решений.....	34
3.1.6 Анализ решений по автоматизированной системе управления технологическими процессами (АСУ ТП) .....	39
3.1.7 Анализ экологических решений .....	41
3.1.8 Наличие ограничений на используемые технологии .....	42
3.1.9 Сроки и этапы реализации .....	43
3.2 Анализ обоснованности выбора конструктивных, технических и технологических решений .....	44
3.3 Анализ обоснованности выбора конструктивных, технических и технологических решений .....	44
3.4 Анализ соответствия принятых технических и технологических решений современному уровню развития технологий .....	44
3.5 Анализ возможности оптимизации принятых технических и технологических решений .....	44
3.6 Анализ основных технических и технологических рисков инвестиционного проекта.....	45

<b>4</b>	<b>ЦЕНОВОЙ АУДИТ .....</b>	<b>47</b>
4.1	ОЦЕНКА ЗАТРАТ НА РЕАЛИЗАЦИЮ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА .....	47
4.1.1	Исходные данные .....	47
4.1.2	Способ расчета стоимости строительства Объекта в ОБИН .....	48
4.1.3	Методика проведения ценового аудита .....	48
4.1.4	Сравнение удельных показателей с проектами-аналогами.....	49
4.1.5	Оценка стоимости оборудования на соответствие рыночным ценам .....	51
4.1.6	Анализ предоставленных исходных данных .....	52
4.1.7	Выводы.....	53
4.2	ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА.....	53
4.2.1	Анализ финансово-экономической модели и показателей экономической эффективности инвестиционного проекта .....	53
4.2.2	Анализ основных экономических рисков инвестиционного проекта .....	56
4.3	АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ОПТИМИЗАЦИИ СТОИМОСТНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ .....	58
<b>5</b>	<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>59</b>
5.1	ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ АУДИТ.....	59
5.1.1	Анализ решений по теплотехнической части.....	59
5.1.2	Анализ архитектурно-строительных решений .....	59
5.1.3	Анализ решений по вентиляции и кондиционированию .....	59
5.1.4	Анализ решений по водоснабжению и водоотведению.....	60
5.1.5	Анализ электротехнических решений.....	60
5.1.6	Анализ решений по автоматизированной системе управления технологическими процессами (АСУ ТП) .....	61
5.1.7	Анализ экологических решений .....	62
5.2	ЦЕНОВОЙ АУДИТ.....	63
5.2.1	Оценка затрат на реализацию инвестиционного проекта .....	63
5.2.2	Финансово-экономическая оценка инвестиционного проекта.....	63
<b>6</b>	<b>ВЫВОДЫ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО И ЦЕНОВОГО АУДИТА</b>	<b>64</b>

## **ВВЕДЕНИЕ**

Настоящий Отчет о проведения технологического и ценового аудита инвестиционного проекта, проектная документация по которому подлежит разработке «Проектно-изыскательские работы от 14.01.2019г. №9/ХГ-19 Реконструкция турбоагрегатов ст. №№7, 8 Комсомольская ТЭЦ-2» разработан в рамках Договора №0303-01 от 06.05.19.

Целью проведения технологического и ценового аудита инвестиционного проекта является экспертно-инженерная оценка целесообразности принятых технических и технологических решений, оценка сроков и графика реализации инвестиционного проекта, финансово-экономическая оценка инвестиционного проекта, идентификация основных рисков инвестиционного проекта.

## **ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ**

**Бизнес-план инвестиционного проекта** – документ, подготовленный по результатам проработки инвестиционного проекта, содержащий в структурированном виде информацию о проекте, описание практических действий по осуществлению инвестиций, включая график реализации проекта, обоснование экономической целесообразности, объема и сроков осуществления капитальных вложений, финансовую модель.

**Документация по Объекту** – проектно-сметная документация, соответствующая им договорная и исполнительная документация, акты приемки-сдачи работ, техническая документация и иная документация, в том числе предусмотренная действующими нормами и правилами оформления, осуществления работ в строительстве, включая документацию внестадийных предпроектных разработок.

**Заказчик** - технический заказчик, инициатор инвестиционного проекта или уполномоченное им лицо, инициатор проведения публичного технологического и ценового аудита инвестиционного проекта (АО «ДГК»).

**Заключение (Отчет) о проведении публичного технологического и ценового аудита инвестиционного проекта** – Заключение (Отчет), подготовленное Исполнителем по результатам проведения технологического и ценового аудита и подлежащее обязательному общественному обсуждению.

**Инвестиции** – денежные средства, иное имущество и права, имеющие денежную оценку, вкладываемые в объекты предпринимательской или иной деятельности в целях получения прибыли или достижения иного полезного эффекта.

**Инвестиционная деятельность** – вложение инвестиций и осуществление практических действий в целях получения прибыли или достижения иного положительного эффекта.

**Инвестиционная программа (далее - Программа)** - документ, состоящий из инвестиционных проектов, планируемых к реализации в установленные программой сроки, утвержденной в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 01.12.2009 г. №977 «Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики» для ПАО «Якутскэнерго».

**Инвестиционный проект** - комплекс взаимосвязанных мероприятий, предусматривающих создание нового Объекта (включая объекты недвижимости) или расширение, реконструкцию (модернизацию) действующего объекта, в том числе с целью получения последующего экономического эффекта от его эксплуатации.

**Исполнитель** - юридическое лицо, являющееся членом соответствующих саморегулируемых организаций и застраховавшее свою ответственность в соответствии с требованиями Федерального законодательства, соответствующее обязательным требованиям закупочной документации к исполнителю (ООО «ЭФ-ТЭК»).

**Источники финансирования** – средства и (или) ресурсы, используемые для достижения намеченных целей, включающие собственные и внешние источники.

**Капитальные вложения** – инвестиции в основной капитал (основные средства), в том числе затраты на новое строительство, расширение, реконструкцию и техническое перевооружение действующих предприятий, приобретение машин, оборудования, инструмента, инвентаря, проектно-изыскательские работы и другие затраты.

**Обоснование инвестиций** – документ прединвестиционной фазы проекта, содержащий цель инвестирования, данные о назначении и мощности объекта строительства; о номенклатуре выпускаемой продукции; месте (районе) размещения объекта с учетом принципиальных требований и условий Заказчика; оценку возможностей инвестирования и достижения намечаемых технико-экономических показателей (на основе необходимых исследований и проработок об источниках финансирования, условиях и средствах реализации поставленных целей).

**Общественное и экспертное обсуждение** – комплекс мероприятий, направленных на информирование общественности о результатах технологического и ценового аудита инвестиционных проектов ПАО «Якутскэнерго» с целью получения публичной оценки и принятия решений по рекомендациям Заказчиком.

**Объект(-ы) инвестиций** – основные фонды, образующиеся в результате нового строительства, расширения, реконструкции и технического перевооружения электросетевого комплекса, в которые осуществляются инвестиции ПАО «Якутскэнерго».

**Объект-аналог** – объект, характеристики, функциональное назначение, конструктивные решения и технико-экономические показатели которого максимально совпадают с проектируемым объектом.

**Проектная документация** – документация, разработанная в соответствии с требованиями постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».

**Публичный технологический аудит** инвестиционного проекта - проведение экспертной оценки обоснования выбора проектируемых технологических и конструктивных решений по созданию в рамках инвестиционного проекта объекта капитального строительства на их соответствие лучшим отечественным и мировым технологиям

строительства, технологическим и конструктивным решениям, современным строительным материалам и оборудованию, применяемым в строительстве, с учетом требований современных технологий производства, необходимых для функционирования объекта капитального строительства, а также эксплуатационных расходов на реализацию инвестиционного проекта в процессе жизненного цикла в целях повышения эффективности использования средств Заказчика, снижения стоимости и сокращения сроков строительства, повышения надежности электросетевых объектов и доступности электросетевой инфраструктуры.

**Реконструкция электросетевых объектов** – комплекс работ на действующих объектах электрических сетей (линиях электропередачи, подстанциях, распределительных и переключательных пунктах, технологически необходимых зданиях, коммуникациях, вспомогательных сооружениях, ремонтно-производственных базах) по их переустройству (строительству взамен) в целях повышения технического уровня, улучшения технико-экономических показателей объекта, условий труда и охраны окружающей среды.

**Сметная стоимость строительства** – сумма денежных средств, необходимая для строительства, реконструкции, капитального ремонта объектов капитального строительства.

**Сметная документация** – совокупность расчетов, составленных с применением сметных нормативов, представленных в виде сводки затрат, сводного сметного расчета стоимости строительства, объектных и локальных сметных расчетов (смет), сметных расчетов на отдельные виды работ и затрат.

**Строительство электросетевых объектов** – комплекс работ по созданию объектов электрических сетей (линий электропередачи, подстанций, распределительных и переключательных пунктов, технологически необходимых зданий, коммуникаций, вспомогательных сооружений, ремонтно-производственных баз) в целях получения новых производственных мощностей.

**Сценарные условия** – организационно-распорядительный документ, в соответствии, с положениями которого формируются выводы по расчетам экономической (коммерческой) эффективности инвестиционных проектов, для включения их в инвестиционную программу Общества.

**Технико-экономическое обоснование (ТЭО)** – изучение экономической выгоды, анализ и расчет экономических показателей создаваемого инвестиционного проекта.

**Технологический аудит** – проведение экспертной оценки обоснованности реализации проекта, выбора варианта реализации с точки зрения технологических



характеристик и трассировки, обоснования выбора проектируемых и утвержденных технологических и конструктивных решений по созданию объекта в рамках инвестиционного проекта, на их соответствие лучшим отечественным и мировым технологиям строительства, технологическим и конструктивным решениям, современным строительным материалам и оборудованию, применяемым в строительстве, с учетом требований современных технологий производства, необходимых для функционирования объекта инвестиций, а также эксплуатационных расходов в процессе жизненного цикла объекта в целях повышения эффективности использования инвестиционных средств, оптимизации стоимости и сроков строительства, повышения конкурентоспособности производства.

**Укрупненные стоимостные показатели (УСП), укрупненные нормативы цены (УНЦ)** – сметные нормативы, предназначенные для планирования инвестиций (капитальных вложений), оценки эффективности использования средств, направляемых на капитальные вложения и подготовки технико-экономических показателей в задании на проектирование. Представляют собой объем денежных средств, необходимый и достаточный для возведения объекта капитального строительства, рассчитанный на установленную единицу измерения (измеритель) в базисном или соответствующем уровне текущих цен.

**Ценовой аудит инвестиционного проекта** - проведение экспертной оценки стоимости объекта капитального строительства с учетом результатов технологического аудита инвестиционного проекта.

## **1 ОПИСАНИЕ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА**

### **1.1 Цели и задачи инвестиционного проекта**

#### **Вариант 1**

Разработка мероприятий по обеспечению продолжительной эксплуатации станции при существующих параметрах, путем замены оборудования турбинного отделения и вспомогательного оборудования станции.

#### **Вариант 2**

Реализация проекта позволит получить следующие результаты:

- гарантированное теплоснабжение в Центральном районе г. Комсомольска-на-Амуре;
- создается первый этап сейсмостойкого объекта генерации тепловой и электрической мощности, который единственный способен обеспечить теплоснабжение города при стихийном бедствии – землетрясении;
- увеличение электрической мощности на 10 МВт;
- улучшаются экологические показатели станции. Предусмотрено снижение потребления воды из реки Амур на 21000 кубических метров в час;
- снятие ограничения по выработке электроэнергии в летний период на ~60 МВт·ч за счет оборотного водоснабжения;
- снятие ограничений по подпитке тепловой сети за счет установки второго бака-аккумулятора.

### **1.2 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА**

Представленный для анализа ОБИН выполнен с целью определения оптимального по технико-экономическим показателям варианта.

Комсомольская ТЭЦ-2 является типовым объектом тепло- электроснабжения для малых и средних городов РФ с типовыми показателями (установленная тепловая мощность – 545 Гкал/ч; установленная электрическая мощность– 197,5 МВт). Задание заказчика на разработку документации также содержит стандартные положения о замене отслужившего срок оборудования на новое или реконструкции ТГ ст. №№7,8.

Ниже в таблице 1.1 приведены показатели по ТЭЦ в Дальневосточном регионе, стоимости строительства сооружений которых утверждены Главгосэкспертизой в 2017-2018 годах и могут быть применены как аналоги на стадии «обоснование инвестиций».

Таблица 1.1 - ТЭЦ в Дальневосточном регионе

№ п/п	Наименование станции	Эл. мощ. МВт	Тепл. Мощ. Гкал/ч	Топливо	Тип станции	Сметная стоимость в ц. 2000г. без НДС Млрд.руб
1	Комсомольская ТЭЦ-2	197,5	545	Уголь + Газ	ПСУ	****
2	Совгаванская ТЭЦ	126	200	Уголь	ПСУ	5,1
3	ГТУ ТЭЦ г. Владивосток	137,5	420	Газ	ГТУ + ПВК	2,231

Комсомольская ТЭЦ-2 имеет типовое основное оборудование и типовые проектные решения. Эксплуатация объекта осуществлялась с 1935 года с последовательным вводом новых очередей с новым оборудованием и наращиванием мощности. В настоящее время в эксплуатации находятся следующие очереди станции: 3-я (турбоагрегаты ст. №№5,6) и 4-я очереди (турбоагрегаты ст. №№7,8). Начало эксплуатации 4-й очереди станции (оси с 13 по 29 главного корпуса) -1972 год. В 1987 году осуществлен перевод работы основного оборудования ТЭЦ-2 на природный газ без изменения основных строительных решений. То есть станция имеет возможность работать как на угле, так и на газе.

Основной вид деятельности КТЭЦ-2 – производство и отпуск электрической и тепловой энергии.

Установленная тепловая мощность КТЭЦ-2 – 545 Гкал/ч.

Установленная электрическая мощность КТЭЦ-2 – 197,5 МВт.

Основным топливом для КТЭЦ-2 является уголь и природный газ. Мазут используется как растопочное топливо и для подсветки факела при работе на угле, в случае наличия ограничений по расходу газа.

Характеристика и технические данные энергетического оборудования представлены в таблицах 1.2, 1.3, 1.4, 1.5.

Таблица 1.2 – Котлоагрегаты

ст.№	Тип и марка	Завод-изготовитель	Рабочее давление, кгс/см <sup>2</sup>	Температура свежего пара, °С	Производительность, т/ч	Год ввода
4	БКЗ-160-100Ф	Барнаульский котельный	100	540	160	1963
5	БКЗ-160-100Ф	Барнаульский котельный	100	540	160	1963

ст.№	Тип и марка	Завод-изготовитель	Рабочее давление, кгс/см <sup>2</sup>	Температура свежего пара, °С	Производительность, т/ч	Год ввода
6	БКЗ-160-100Ф	Барнаульский котельный	100	540	160	1964
7	БКЗ-210-140Ф	Барнаульский котельный	140	560	210	1969
8	БКЗ-210-140Ф	Барнаульский котельный	140	560	210	1970
9	БКЗ-210-140Ф	Барнаульский котельный	140	560	210	1971
10	БКЗ-210-140Ф	Барнаульский котельный	140	560	210	1972

Таблица 1.3 – Паровые турбины

ст. №	Тип и марка	Завод изготовитель	Мощность, МВт	Год ввода в эксплуатацию
5	Т-27,5-90	ТМЗ	27,5	1963
6	ПТ-60-90	ЛМЗ	60	1964
7	Т-55-130	ТМЗ	55	1970
8	Т-55-130	ТМЗ	55	1970

Таблица 1.4 – Генераторы

ст. №	Тип и марка	Завод-изготовитель	Мощ., МВт	Ном. напряжение, кВ	Год ввода	Норм. срок службы, годы	Наработка в годах на 01.01.2017
5	ТВС-30	СЭТМ	30	6,3	1963	40	53
6	ТВФ-60-2	СЭТМ	70	6,3	1964	40	52
7	ТВФ-60-2	СЭТМ	70	6,3	1969	40	47
8	ТВФ-60-2	СЭТМ	70	6,3	1970	40	46

Таблица 1.5 – Трансформаторы

ст. №	Тип и марка	Завод-изготовитель	Ном. напряжение, кВ	Ном. мощность, МВА	Год ввода	Нормативный срок службы, годы	Наработка в годах на 01.01.2016
1Т	ТРДН-25000/110	Московский трансформаторный завод	6,3/110	25	1969	25	47
2Т	ТДТНГ-40500/110	Запорожский трансформатор	6,3/35/110	40,5	1969	25	47
6Т	ТДЦ-80000/110 У1	ABB УЭТМ	6,3/110	80	2004	25	12
7Т	ТД80000/110	ABB УЭТМ	6,3/110	80	1969	25	47
8Т	ТД-80000/110	ABB УЭТМ	6,3/110	80	1970	25	46

В ОБИН рассмотрены 2 варианта реконструкции турбоагрегатов ТЭЦ: «без проекта» и с увеличением мощности на основании технико-экономического сравнения эффективности инвестиций с различным составом оборудования, а именно:

**Вариант 1 «без проекта»** предполагает эксплуатацию турбин без реконструкции, капитальный ремонт турбоагрегатов ст. № 7, 8 и вспомогательного оборудования, включая электротехническую часть, с продлением срока эксплуатации.

На подготовительном этапе разработки ОБИН было проведено энергетическое обследование основного и вспомогательного оборудования ТЭЦ, результаты которого представлены в Отчете о проведении энергетического обследования основного и вспомогательного оборудования 3-ей и 4-ой очередей АО «ДГК» филиала «Хабаровская генерация» СП «Комсомольская ТЭЦ-2» (далее Отчет). Согласно Отчету и в соответствии с Техническим заданием, тепломеханической частью ОБИН предполагается выполнить следующие работы по реконструкции основного и вспомогательного оборудования ТЭЦ:

1. Реконструкция главного паропровода  $P=140$  кгс/см<sup>2</sup>  $T=560^{\circ}\text{C}$  котлоагрегатов ст. №№ 7 ÷ 10 и коллектора поперечной связи 4-ой очереди.

2. Реконструкция узла подпитки тепловой сети, с заменой охладителей подпиточной воды после деаэраторов, установкой второго бака-аккумулятора объемом 5000 м<sup>3</sup> с обвязкой трубопроводами, установкой насосов подпиточной воды с узлом регулирования.

**Вариант 2 реконструкции «с увеличением мощности»**, предполагает замену выработавших свой ресурс турбоагрегатов ст. № 7, 8 вместе со вспомогательным оборудованием и генератором.

На подготовительном этапе разработки ОБИН было проведено энергетическое обследование основного и вспомогательного оборудования ТЭЦ, результаты которого представлены в Отчете о проведении энергетического обследования основного и вспомогательного оборудования 3-ей и 4-ой очередей АО «ДГК» филиала «Хабаровская генерация» СП «Комсомольская ТЭЦ-2» (далее Отчет). Согласно Отчету и в соответствии с Техническим заданием, тепломеханической частью ОБИН предполагается выполнить следующие работы по реконструкции основного и вспомогательного оборудования ТЭЦ:

1. Замена турбоагрегатов ст. №№ 7, 8 со всем вспомогательным оборудованием и внутритурбинными трубопроводами, турбогенератором и главными паропроводами на ТГ ст. №№ 7, 8.

2. Установка двух новых кранов мостовых электрических грузоподъемностью 75/20 т взамен одного существующего.

3. Реконструкция узла подпитки тепловой сети, с заменой охладителей подпиточной воды после деаэраторов, установкой второго бака-аккумулятора объемом 5000 м<sup>3</sup> с обвязкой трубопроводами, установкой насосов подпиточной воды с узлом регулирования.

4. Перевод пиковых бойлеров ТГ ст. № 7, 8 в основной режим работы с нагревом сетевой воды от 70 до 120°С.

5. Перевод технического водоснабжения ТГ ст. №№ 5, 6, 7, 8 на обратную схему с установкой градирен.

6. Реконструкция системы химводоочистки подпиточной воды теплосети, с заменой осветлителей, распределительных лучей механических фильтров, очистных сооружений с повторным использованием очищенных стоков.

7. Реконструкция главного паропровода  $P=140$  кгс/см<sup>2</sup>  $T=560^{\circ}\text{C}$  котлоагрегатов ст. №№ 7 ÷ 10 и коллектора поперечной связи 4-ой очереди.

В соответствии с протоколом от 30.01.2019 «Предусмотреть замену главных паропроводов очереди 130 ата котельного цеха. Иную реконструкцию оборудования котельного цеха в проекте не предусматривать»

### 1.3 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ

Основные технико-экономические показатели инвестиционного проекта:

Таблица 1.6

Показатель	Вариант 1	Вариант 2
Установленная эл. мощность, МВт	110	120
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	184	188
Число часов использования установленной эл. мощности, час	3404	6500
Число часов использования установленной тепл. мощности, час	-	3626
Годовая выработка электроэнергии, млн. кВт*ч	437,6	780,0
Расход электроэнергии на с.н., млн. кВт*ч (%)	-	-
Годовой отпуск электроэнергии, млн. кВт*ч	365,9	652,2
Годовая выработка тепла, тыс. Гкал	-	-
Годовой расход тепла на с.н., тыс. Гкал	-	-
Годовой отпуск тепла, тыс. Гкал	643,6	699,4
Удельный расход условного топлива на отпуск эл. энергии, гут/кВт*ч	422,0	323,8
Годовой расход условного топлива на отпуск эл. энергии, тыс. тут	243,7	-
Удельный расход условного топлива на выработку тепл. энергии, кг/Гкал	138,6	136,2
Годовой расход условного топлива на выработку тепл. энергии, кгут/Гкал	-	-
Годовой расход условного топлива, тыс. тут	-	306,5
Годовой расход натурального топлива (природный газ с $Q_{нр}=8540$ ккал/кг), тыс. нм3	-	129,9
Годовой расход натурального топлива (уголь с $Q_{нр}=4180$ ккал/кг), тыс.тут	-	247,5
Годовой расход натурального топлива (мазут с $Q_{нр}=9600$ ккал/кг), тыс.тут	-	0,111

Аудитор отмечает, технико-экономические показатели представлены в полном объеме.

#### Оценка полной стоимости инвестиционного проекта

Капитальные вложения в реконструкцию Комсомольской ТЭЦ-2 были определены в ценах 1 квартала 2019г. без НДС. Объем капитальных вложений по вариантам представлен в Таблице 1.7.

Таблица 1.7 – Капитальные вложения по вариантам без НДС (млн. руб.)

Годы	2020	2021	2022	2023	2024	Итого
«Без проекта»	150,0	83,333	83,333	83,333	84,14	484,14
«с проектом»	1000	2250	2250	2250	864,39	8614,39
Прирост капвложений по отношению к варианту «без проекта» («с проектом» - «без проекта»)	850	2166,67	2166,6	2166,6	780,25	8130,26

Рассчитанные интегральные показатели экономической эффективности проекта реконструкции Комсомольской ТЭЦ-2 представлены в Таблице 1.8.

Таблица 1.8 – Показатели коммерческой эффективности варианта «с проектом»

Показатель	Ед. изм.	Значение
Чистый дисконтированный доход	млн. руб	- 6 091
Внутренняя норма доходности	%	нет
Индекс доходности	от. ед.	0,12
Простой срок окупаемости	лет	нет
Дисконтированный срок окупаемости	лет	нет

Полученные показатели эффективности не удовлетворяют критерию эффективности ( $ЧДД > 0$ ) при существующих тарифах на электрическую и тепловую энергию. Для увеличения эффективности проекта реконструкции т.а. №7 и 8 требуется пересмотр тарифов на электрическую и тепловую энергию от новых турбоагрегатов.

#### 1.4 РЕЗУЛЬТАТЫ ПРЕДЫДУЩИХ ЭТАПОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО И ЦЕНОВОГО АУДИТА

Не проводились

##### Выводы по разделу

1. Техничко-экономические показатели представлены не в полном объеме и отличаются от книги №2130-П.36.ТЧ.
2. Не представлены показатели коммерческой эффективности варианта «без проекта».



## **2 АНАЛИЗ КАЧЕСТВА И ПОЛНОТЫ ПРЕДСТАВЛЕННОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ**

### **2.1 ПЕРЕЧЕНЬ ПРЕДСТАВЛЕННОЙ ИСХОДНО-РАЗРЕШИТЕЛЬНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ НА ЭТАПЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО ОБОСНОВАНИЯ**

Для проведения технологического и ценового аудита Заказчиком представлена следующая документация:

- Пояснительная записка «Обоснование инвестиций в строительстве объекта. Реконструкция турбоагрегатов ст. №№7,8 Комсомольской ТЭЦ-2» с приложениями.
- Техническое задание на выполнение проектно-изыскательских работ по объекту «Реконструкция турбоагрегатов ст. №№7,8 Комсомольской ТЭЦ-2».
- Сводный сметный расчет.
- Расчет интегральных показателей эффективности проекта.
- Техничко-коммерческие предложения от поставщиков оборудования.

### **2.2 АНАЛИЗ КАЧЕСТВА И ПОЛНОТЫ ПРЕДСТАВЛЕННОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ**

Аудитор считает, что объем предоставленной документации на стадии «Обоснование инвестиций» (ОБИН) достаточен.

### **3 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ АУДИТ**

#### **3.1 АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ**

##### **3.1.1 Анализ теплотехнических решений**

###### **Вариант 1**

###### **Замена главных и растопочных паропроводов КА ст. №№ 7 ÷ 10 и коллектора поперечной связи 4-ой очереди**

В Обосновании инвестиций предлагается провести замену оставшихся участков трубопроводов, выработавших свой парк ресурс, и выполнить новый расчет трубопроводов острого пара КА ст. №№ 7 ÷ 10 и коллектора пара поперечной связи 4-ой очереди на прочность и самокомпенсацию, с учетом характеристик нового материала замененных участков и новых весовых нагрузок на ОПС. А также заменить опоры и подвески на указанных трубопроводах и отрегулировать пружины в соответствии с результатами расчета.

###### **Реконструкция узла подпитки теплосети**

На Комсомольской ТЭЦ-2 подпитка тепловых сетей производится осветленной и механически очищенной водой, поступающей с ВОС. В качестве исходной воды на ВОС используется часть циркуляционной воды. В отопительный период для получения осветленной подпиточной воды используется часть циркуляционной воды после конденсатора ТГ-6, а также после основных (ОП) и встроенных пучков (ВП) конденсаторов ТГ-7...8 с температурой 30 (±2) °С. Подача этой воды на ВОС осуществляется тремя насосами очищенной воды НВО-1...3 типа 300Д-90, установленными у конденсатора ТГ-6.

Режим работы системы подпитки теплосети противоречит требованиям НТД, что приводит к отклонениям от нормативных показателей качества подпиточной воды и недостаточному резерву оборудования для вывода в ремонт.

Необходимо выполнить реконструкцию узла подпитки теплосети, с заменой охладителей подпиточной воды после деаэраторов, установкой второго бака-аккумулятора объемом 5000 м<sup>3</sup> с обвязкой трубопроводами, установкой насосов подпиточной воды с узлом регулирования.

**Вариант 2****Замена турбоустановок ст. №№7,8**

В обосновании инвестиций к установке взамен физически и морально устаревших турбоустановок Т-55-130 предлагаются 3 варианта оборудования:

– паротурбинная установка типа Т-50/60-13/0,2 производства ОАО «Калужский турбинный завод» с генератором активной мощностью 63 МВт (с воздушным охлаждением, напряжением на клеммах 10,5 кВ и системой возбуждения) типа ТЗФ-63-2МУЗ производства ПАО «Силовые машины»;

– паровая турбина типа Т-65-130 ПАО «Силовые машины» с турбогенератором типа ТЗФП-80-2М (с воздушным охлаждением) мощностью 67-70 МВт, системой возбуждения типа СТС и ПТК САУ;

– турбина паровая типа Т-60-130 АО «Уральский турбинный завод» с турбогенератором.

Для сравнения в таблице 3.1 представлена стоимость оборудования по вариантам турбоустановок.

Таблица 3.1 – Стоимость оборудования по вариантам турбоустановок

Завод-изготовитель	Тип турбоустановки	Комплектность поставки	Цена (с учетом НДС), млн. руб. (1 комплект оборудования)
ОАО «Калужский турбинный завод»	Т-50/60-13/0,2	Комплектно с электрогидравлической системой управления, вспомогательным оборудованием, внутритурбинными трубопроводами, автоматизированной системой управления ПТК САУ и подогревателями сетевой воды, с генератором активной мощностью 63 МВт (с воздушным охлаждением, напряжением на клеммах 10,5 кВ и системой возбуждения) типа ТЗФ-63-2МУЗ производства ПАО «Силовые машины»	837
ПАО «Силовые Машины»	Т-65-130	Комплектно с электрогидравлической системой управления, вспомогательным оборудованием, внутритурбинными трубопроводами,	890

Завод-изготовитель	Тип турбоустановки	Комплектность поставки	Цена (с учетом НДС), млн. руб. (1 комплект оборудования)
		автоматизированной системой управления ПТК САУ и подогревателями сетевой воды, генератором типа ТЗФ-63-2МУЗ производства ПАО «Силовые машины», с турбогенератором типа ТЗФП-80-2М (с воздушным охлаждением) мощностью 67-70 МВт, системой возбуждения типа СТС и ПТК САУ	
АО «Уральский турбинный завод»	T-60-130	Информация будет представлена после получения данных от завода	Информация будет представлена после получения данных от завода

Установка турбоустановок предполагается в ячейках демонтируемых существующих турбин ст. №№ 7, 8.

Исходя из анализа технико-коммерческих предложений заводов-изготовителей турбоустановок, предпочтительным, на взгляд проектировщика, является предложение ОАО «Калужский турбинный завод» на одноцилиндровую паровую турбину Т-60-13/0,2, который представил наиболее полную комплектацию своей турбины, включающую генератор, внутритурбинное вспомогательное оборудование и трубопроводы, автоматизированную систему управления ПТУ и подогреватели сетевой воды.

При замене турбоагрегатов предполагается и реконструкция их главных паропроводов.

Техническое состояние паропроводов в настоящее время – удовлетворительное. Большое количество участков паропроводов давно выработали свой ресурс и были заменены (сведения по остаточному ресурсу трубопроводов острого пара на ТГ ст. № 7, 8 приведены в Отчете о проведении энергетического обследования основного и вспомогательного оборудования 3-ей и 4-ой очередей АО «ДГК» филиала «Хабаровская генерация» СП «Комсомольская ТЭЦ-2».

В Обосновании инвестиций предлагается провести замену оставшихся участков трубопроводов, выработавших свой парковый ресурс, и выполнить новый расчет трубопроводов острого пара на прочность и самокомпенсацию, с учетом характеристик нового материала замененных участков и новых весовых нагрузок на ОПС. А также

заменить опоры и подвески на указанных трубопроводах и отрегулировать пружины в соответствии с результатами расчета.

### **Замена мостового крана в турбинном цехе**

Обоснованием инвестиций для возможности установки турбоагрегатов при монтаже и проведения ремонтных работ на них предлагается установка двух новых мостовых кранов в турбинном цехе.

Согласно п. 6.10 ВНТП-81 «Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций» в турбинном отделении должны устанавливаться два крана независимо от числа турбоагрегатов. Грузоподъемность мостовых кранов турбинного отделения должна приниматься из расчета подъема самой тяжелой детали турбоагрегата, кроме статора генератора, для которого предусматривается бескрановый монтаж.

Самой тяжелой частью турбины, после статора, является конденсатор, масса которого (в транспортировочном виде) составляет около 86 тонн.

В настоящее время в машзале КТЭЦ-2 установлен один кран мостовой грузоподъемностью 75/20 т.

Взамен существующего крана к установке предлагаются два новых крана мостовых электрических двухбалочных опорных г/п 75/20 т, с управлением из кабины, пролетом 22 м, высотой подъема 18 м, производства ООО «ПФ «АСК». Краны рассчитаны на сейсмичность 7 баллов.

### **Реконструкция узла подпитки теплосети**

По результатам обследования существующего оборудования подпитки теплосети выявлено следующее:

1. Емкость БА № 3 примерно в 2 раза меньше нормативного значения, регламентированного п. 6.17 СП 124.13330.2012 Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети».

2. Требованиям п. 6.17 СП 124.13330.2012 и п. 4.11.9. Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (ПТЭ) также противоречит принятая на ТЭЦ практика зарядки БА обратной сетевой водой в ОП.

3. Вразрез с требованием п. 6.17 СП 124.13330.2012 в БА не предусмотрено непрерывное обновление воды. Застаивание в БА обратной сетевой воды, при отсутствии непрерывного потока, способствует насыщению воды кислородом и повышению коррозионного износа трубопроводов тепловых сетей.

4. Охладители подпиточной воды после деаэраторов подпитки теплосети, в связи с физическим износом, не обеспечивают охлаждения до 70°C и требуют замены.

5. Подпиточные насосы теплосети также имеют значительный физический износ и требуют замены.

Режим работы системы подпитки теплосети противоречит требованиям НТД, что приводит к отклонениям от нормативных показателей качества подпиточной воды и недостаточному резерву оборудования для вывода в ремонт.

Необходимо выполнить реконструкцию узла подпитки теплосети, с заменой охладителей подпиточной воды после деаэраторов, установкой второго бака-аккумулятора объемом 5000 м<sup>3</sup> с обвязкой трубопроводами, установкой насосов подпиточной воды с узлом регулирования.

К установке предлагаются варианты следующего оборудования для реконструкции узла подпитки:

1. Четыре насосных агрегата типа Delium D250-510A с электродвигателем А4-400ХК-8МУЗ производства АО «Гидромашсервис» производительностью 1232 м<sup>3</sup>/ч напором 79,5 м.

2. Один бак-аккумулятор емкостью 5000 м<sup>3</sup> производства ООО «Саратовский резервуарный завод» или ООО «ПП «Нефтегазмаш».

3. Пять водо-водяных теплообменников: кожухотрубные типа ПВ1 530х4-Г-1,0-4-УХЛ4 производства АО «Сарэнергомаш» или пластинчатые типа S62 производства ООО «Астера» или типа НН№100 производства АО «Ридан».

Аудитор отмечает, принятые технические решения соответствуют действующим нормативно-правовым актам Российской Федерации, нормативно-технической документации.

#### **Перевод пиковых бойлеров в основной режим**

Для замещения выбывающей тепловой мощности реконструируемых турбин ст. №№ 7, 8 на период демонтажа старых и монтажа новых турбин, предусматривается перевод пиковых бойлеров ТГ ст. 7, 8 в основной режим работы и установка дополнительных РОУ 13/3.

Для реконструкции пиковых бойлеров необходимо установить новые конденсатные насосы и дополнительно к пяти действующим пиковым бойлерам установить новый бойлер типа ПСВ-500-14-23 на месте шестого, выведенного из эксплуатации и демонтированного бойлера, в той же группе, в осях 28-29 рядах Б-Г.

К установке предлагается следующее оборудование:

1. Подогреватель типа ПСВ-500-14-23 с трубной системой повышенной надежности (ПСВ-500.354.00.00.000) площадью теплообмена 500 м<sup>2</sup> производства АО «Сарэнергомаш».

2. 4 конденсатных насоса типа КсВ 125-140-1 производительностью 125 м<sup>3</sup>/ч напором 140 м, с электродвигателем 5АМ250S2 У3 производства АО «Гидромашсервис».

3. 4 РОУ G=60 т/ч, Р1/Р2=1,4/0,3, t1/t2=300/160 °С (схема БКЗ.152941.0) производства ООО «Барнаульский котельный завод».

### **Реконструкция ХВО подпитки теплосети с повторным использованием очищенных стоков**

По результатам проведенного энергетического обследования основного и вспомогательного оборудования КТЭЦ-2 в существующей технологической схеме ВПУ отмечены следующие недостатки:

1. Ограничение работы ВПУ более чем в 2 раза – до 100 т/ч (относительно проектной производительности 210 т/ч) из-за плохой работы осветлителей по причине конструктивных недочетов и технического состояния, что приводит к снижению производительности осветлителей № 1 и № 2 до 40 и 60 т/ч соответственно.

2. Недостаточно надежная работа осветлителей ЦНИИ-3, в результате чего в коагулированной воде содержание соединений железа и алюминия периодически превышает нормативное значение;

3. Неплотности и неравномерное гидравлическое сопротивление в дренажных системах скорых фильтров ВОС в результате чего наблюдается перемешивание слоев фильтрующего материала с разной гидравлической крупностью, вынос фильтрующего материала и недостаточная отмывка фильтрующего материала от загрязнений;

4. Отсутствие системы сбора и повторного использования стоков на ВОС в результате чего отмечается высокий расход воды на собственные нужды и ограничение приема стоков в систему ГЗУ.

5. Недостаточный объем резервуаров чистой воды. Необходимый объем (по условию загрузки ТЭЦ) ориентировочно равен 3000 м<sup>3</sup> вместо имеющихся 1000 м<sup>3</sup> (2 бака по 500 м<sup>3</sup>), что сказывается на режиме работы водоочистки и, как следствие, ухудшении качества воды, особенно в летний период, когда нагрузки в дневное и ночное время резко отличаются: днем расход воды – до 1500 т/ч, а в ночное – 500-600 т/ч.

6. Высокий физический износ оборудования ВПУ и ВОС, что приводит к снижению качества очищенной воды. Действующие осветлители и водоочистные сооружения в химическом цехе введены в эксплуатацию более 40 лет назад, и в рамках дальнейшего развития станции необходимо провести реконструкцию систем.

Расчетная мощность водоподготовительных установок обессоливания и подготовки подпиточной воды теплосети Комсомольской ТЭЦ-2 приняты в соответствии с существующей производительностью:

обессоливающая установка – 210 т/час;

установка подпитки теплосети 1550 м<sup>3</sup>/ч.

#### **Схема предварительной очистки обессоливающей установки**

Для обеспечения необходимой производительности предочистки предусматривается установка 2-х новых осветлителей для коагуляции со взвешенным слоем осадка (в соответствии с СТО 7023842 27 100 013-2009 «Водоподготовительные установки и водно-химический режим ТЭС. Условия создания. Нормы и требования», пункт 5.1.3.) типа ВТИ-250 по ТУ 34-10-10544 для осветления воды в системе водоочистки ТЭС.

Предусматривается:

1. Установка 2-х осветлителей типа ВТИ-250И на свободной площадке рядом с существующими осветлителями с привязкой к существующему оборудованию.
  2. Установка насосов-дозаторов коагулянта и флокулянта с автоматическим регулированием дозирования и подачу реагентов в осветлитель с привязкой к существующему оборудованию.
  3. Подача сырой подогретой воды в осветлитель по существующей схеме.
  4. Подача коагулированной воды в существующие баки коагулированной воды.
  5. Обводная линия для отключения осветлителей из работы.
  6. Установка дополнительных баков и насосов коагулированной воды не предусматривается.
  7. Установка дополнительных мерников коагулянта и флокулянта не предусматривается.
  8. Замена и реконструкция осветлительных фильтров не предусматривается.
- Коагулированная вода после осветлителей ВТИ-250И направляется в существующие баки коагулированной воды и далее по существующей схеме на осветлительные фильтры.

После ввода в эксплуатацию новых осветлителей существующие осветлители – демонтируются.

#### **Схема подготовки подпиточной воды теплосети**



Для обеспечения надежной работы скорых фильтров ( $F=25 \text{ м}^2$ , 12 штук) и сокращения потерь воды на собственные нужды предлагается:

- реконструкция скорых фильтров водоочистных сооружений для подготовки подпиточной воды теплосети с заменой дренажных систем и заменой фильтрующей загрузки;
- организация системы сбора, повторного использования и системы сброса сточных вод от скорых фильтров водоочистных сооружений для повторного использования с максимальным расходом до 200 т/час с привязкой к существующему оборудованию.

Реконструкция скорых фильтров предусматривает устройство дренажно-распределительных систем для скорых фильтров с водной промывкой, включая распределительный коллектор и дренажный фильтр типа АФТ АПМ-ДФ производства ПП «Экополимер» (или аналогов).

Дренажный фильтр АФТ АПМ-ДФ предназначен для использования в дренажно-распределительных системах напорных и безнапорных фильтров с зернистой загрузкой, для установки в распределительные системы скорых безнапорных фильтров, напорных ионообменных или осветлительных фильтров с водяной и водовоздушной промывкой.

Для замены фильтрующего материала предлагается использовать песок гранодиоритовый в соответствии с ТУ 2164-001-22154361-00 «Песок гранодиоритовый для загрузки фильтров очистки воды. Технические условия» и ГОСТ Р 51641-2000 «Материалы фильтрующие зернистые».

Для организации системы повторного использования и системы сброса сточных вод от скорых фильтров водоочистных сооружений предлагается установка бака сбора и насосов промывочных вод от скорых фильтров с привязкой к существующему оборудованию.

Объем бака принимается из расчета приема промывочной воды не менее чем от 2 промывок, что составляет при часовом максимальном расходе промывочной воды 200 т/час (по данным ХЦ) и времени промывки 20 мин  $67 \times 2 = 134 \text{ м}^3$ . Предусматривается установка одного резервуара цилиндрического вертикального с коническим днищем  $V 250$  куб. м с коническим днищем типовой конструкции ЛВ-530.00.000-01.

Промывочные воды направляются в бак сбора промывочной воды в нижнюю часть, грубые примеси оседают и выводятся вместе с продувочной водой снизу конической части, частично осветленная вода из верхней части бака отводится в смесители с расходом пропорциональным расходу сырой воды, поступающей на очистку (до 10% от общего расхода).

Для подачи промывочной воды в смеситель устанавливаются насосы типа АХ100-65-400К с расходом до 50 м<sup>3</sup>/час.

**Замена главных и растопочных паропроводов КА ст. №№ 7 ÷ 10 и коллектора поперечной связи 4-ой очереди**

В Обосновании инвестиций предлагается провести замену оставшихся участков трубопроводов, выработавших свой парковый ресурс, и выполнить новый расчет трубопроводов острого пара КА ст. №№ 7 ÷ 10 и коллектора пара поперечной связи 4-ой очереди на прочность и самокомпенсацию, с учетом характеристик нового материала замененных участков и новых весовых нагрузок на ОПС. А также заменить опоры и подвески на указанных трубопроводах и отрегулировать пружины в соответствии с результатами расчета.

Аудитор считает, что обоснование замены главных и растопочных паропроводов КА ст. №№7÷10 и коллектора поперечной связи 4-ой очереди выполнено правильно.

**Система охлаждения (система технического водоснабжения)**

На Комсомольской ТЭЦ-2 в качестве исходной воды для водоподготовительной установки (ВПУ), водоочистных сооружений (подготовка подпиточной воды для тепловых сетей, технического и циркуляционного водоснабжения) используется вода из р. Амур. Система водоснабжения - прямоточная.

Исходная вода на техническое (гидрозолоудаление, газоохлаждение, маслоохлаждение и т.п.) и циркуляционное водоснабжение подается от береговой насосной станции № 2, оборудованной циркуляционными насосами типа Д6300×27 (ЦН-1...4), по напорным циркуляционным водоводам (правому и левому) Ду 1200 мм. Зимой необходимое водопотребление КТЭЦ-2 обеспечивается одним насосом, а летом – от двух до четырех, в зависимости от электрической мощности ТЭЦ по диспетчерскому графику.

Циркуляционная вода после конденсаторов отводится по сливным циркуляционным водоводам обратно в Амур.

На КТЭЦ-2 также имеется бывший брызгальный бассейн, уже давно используемый как источник запаса воды.

Установленная мощность Комсомольской ТЭЦ-2 составляет 197,5 МВт в летнем режиме работы. В настоящее время существуют ограничения максимальной нагрузки ТЭЦ в летний период, фактические ограничения составляют: в июне – 32,5 МВт; в июле – 56 МВт; в августе – 41,5 МВт. В зимний период при достаточных теплофикационных нагрузках на турбинах ограничения отсутствуют.

Согласно данным Технического отчета по обследованию системы технического водоснабжения станции с целью подтверждения ограничений мощности СП Комсомольской ТЭЦ-2 филиала «Хабаровская генерация» ОАО «Дальневосточная генерирующая компания» (Разработчик – ООО «НПО «ИРВИК», г. Москва, 2012) основными причинами ограничений мощности являются:

- недостаточная производительность циркуляционных насосов;
- неудовлетворительное техническое состояние циркуляционных насосов;
- ухудшение технического состояния конденсаторов паровых турбин.

Общая производительность насосов береговой станции составляет 25200 м<sup>3</sup>/ч при потребности в циркуляционной воде 29000 м<sup>3</sup>/ч. Фактическая суммарная подача четырех насосов (режим № 2) составляет 13700 м<sup>3</sup>/ч при среднем напоре 26,4 м. Уменьшение подачи по сравнению с паспортной характеристикой насосов составляет 12200 м<sup>3</sup>/ч.

Достаточный расход воды обеспечит установка 4-х дополнительных насосов Д6300, для размещения которых необходимо строительство новой циркуляционной.

Состояние циркуляционных трубопроводов КТЭЦ-2 оценивается как ограниченно-работоспособное. Согласно результатам измерительного контроля (представлены в Отчете о проведении энергетического обследования основного и вспомогательного оборудования 3-ей и 4-ой очередей АО «ДГК» филиала «Хабаровская генерация» СП «Комсомольская ТЭЦ»), стенки труб с наружной стороны повреждены обширной язвенной коррозией. Требуется замена циркуляционных водоводов.

Также требуется устройство новых металлических сливных трубопроводов от конденсаторов, заменяемых ТГ ст. № 7, 8 взамен существующих самотечных бетонных сливных лотков.

Существующая схема технического водоснабжения (далее – СТВ) противоречит требованиям природоохранного законодательства, наносит ущерб рыбному хозяйству р. Амур, т.к. циркуляционная вода после конденсаторов, сбрасываемая в настоящее время в Амур, имеет температуру около 30°C (в нарушение требований приказа Минсельхоза России от 13 декабря 2016 года № 552 «Об утверждении нормативов качества воды водных объектов рыбохозяйственного значения, в том числе нормативов предельно допустимых концентраций вредных веществ в водах водных объектов рыбохозяйственного значения»).

В соответствии с требованиями СП 90.13330.2012 Актуализированная редакция СНиП II-58-75 «Электростанции тепловые», система циркуляционного и технического водоснабжения на тепловых электростанциях должна обеспечивать бесперебойную подачу охлаждающей воды требуемых параметров и в необходимом количестве; предотвращение загрязнений оборудования (конденсаторы турбин, теплообменники,

трубопроводы) и выполнение требований охраны окружающей среды.

В настоящее время система технического водоснабжения и ее технологические элементы находятся в ограниченно работоспособном состоянии. С целью устранения ограничений мощности и повышения надежности и эффективности работы электростанции в целом, а также приведения в соответствие с требованиями норм и правил, целесообразно выполнить реконструкцию существующего оборудования и сооружений СТВ.

Для реконструкции существующей системы технического водоснабжения КТЭЦ-2 предлагается:

1. Установка новых циркуляционных насосов в новом здании циркуляционной.
2. Перевод существующей СТВ с прямоточной схемы водоснабжения на обратную, с охлаждением циркуляционной воды в шестисекционной вентиляторной градирне.
3. Замена существующих, физически изношенных, водоводов и прокладка новых циркуляционных трубопроводов.

Вариант охлаждения циркуляционной воды в башенных градирнях не рассматривался, ввиду отсутствия площадки для строительства двух башенных градирен.

Обоснованием инвестиций к установке предлагается следующее оборудование:

- 4 насосных агрегата типа Д6300-27-3 производительностью 6300 м<sup>3</sup>/ч напором 27 м, с электродвигателем А4-450У-8МУ3 производства АО «Гидромашсервис»;
- вентиляторная градирня Вента-3500 из шести секций общей производительностью 24000 м<sup>3</sup>/час производства ООО «НПО «Агростройсервис».

#### **Выводы:**

Принятые технические решения соответствуют действующим нормативно-правовым актам Российской Федерации, нормативно-технической документации, отраслевой документации, являются экономически-целесообразными, соответствуют современному уровню развития техники и технологий.

Аудитор отмечает, что представленные технико-коммерческие предложения заводов-изготовителей представлены не в полном объеме, отсутствует сервисное обслуживание по всем вариантам и ТКП АО «УТЗ».

### 3.1.2 Анализ архитектурно-строительных решений

Здание главного корпуса было введено в эксплуатацию очередями с I по IV очереди. Строительство IV очереди завершено в 1970г.

Здание главного корпуса представляет собой многопролетное здание каркасного типа. Главный корпус состоит из нескольких блоков, имеющих различные высотные отметки. Турбинное отделение (машзал) располагается в пролете L=24м, рядах А1, А-Б. с отметкой низа несущих конструкций покрытия (металлические двухскатные фермы с треугольной системой решетки) – 21,60м. Плиты покрытия - сборные железобетонные. Колонны по рядам А и Б сборные железобетонные двухветвевые. Стеновое ограждение-керамзитобетонные панели. Под машзалом имеется подвал на отм. минус 3,200м.

Турбоустановки ст.№№7,8 располагаются в помещении машзала главного корпуса в осях 13-29 и рядах А1, А - Б (IV очередь строительства).

#### **Вариант «без проекта»**

Данным вариантом реконструкции замена турбоагрегатов ст. №№7, 8 не предусматривается.

По результатам проведения обследования проектными решениями ОБИН предполагается выполнить ремонтные работы по устранению дефектов и восстановлению строительных конструкций здания главного корпуса (фундамент ст. №№ 7, 8, строительные конструкции котельного отделения, машзала, деаэрационного отделения помещения РУСН III и IV очередей строительства).

Аудитор отмечает, что по результатам обследования конструкции Главного корпуса, выполненного в феврале 2019 года специалистами АО «Ленгидропроект», выявлено что плиты покрытия в осях 2-3/Е, 19-20/Е, 3-4/А, 5-13/А, 21-23/А, колонны 13Б/Д, 16/Д-18/Д, 19А/Д, 22/Д, 25Д находятся в **аварийном состоянии**.

По результатам проведенной экспертизы промышленной безопасности, инв. №ЗС-0073-2016, принято решение о продлении срока безопасной эксплуатации здания турбинного отделения 3,4 очереди Главного корпуса Комсомольской ТЭЦ-2 до мая 2021 года, с учетом выполнения корректирующих мероприятий, изложенных в заключении.

По результатам обследования для дальнейшей эксплуатации мостового крана необходимо устранить дефекты кранового пути.

Аудитор отмечает, что работы по восстановлению несущих конструкций ГК осях 13-29 (IV очередь строительства) и приведению их к требованиям действующих норм проектными решениями ОБИН не предполагаются.

#### **Вывод:**

Решениями ОБИН для вариант «без проекта» не предполагается применение каких-либо передовых и прорывных решений в области энергетического строительства. Решения ОБИН направлены на решение текущих проблем действующей станции с целью поддержания работоспособного состояния несущих конструкций.

#### **Вариант «с увеличением мощности»**

Данным вариантом реконструкции предусматривается замена существующих турбоагрегатов ст.№№7,8 на новые проектные турбины мощностью 60МВт.

Проектными решениями ОБИН предусмотрена замена элементов строительных конструкций с улучшением показателей по современным требованиям (фундаменты под оборудование, обслуживающие площадки, опорно-подвесная система, и другие элементы строительных конструкций инженерных систем и оборудования в ячейке ТА).

Существующие фундаменты турбин подлежат демонтажу. Проектирование нового фундамента, его конструктивная схема и размеры верхнего строения фундаментов будут приняты в соответствии с заданием завода-изготовителя турбоагрегата, с учетом современных требований нормативно-технической документации, а также на основании расчетов с учетом сейсмичности 8 баллов.

Проектными решениями предусматривается реконструкция общих инженерных систем турбоагрегатов ст.№№7,8 с возведением соответствующих опорных конструкций.

Проектными решениями предусматриваются антисейсмические мероприятия включающие следующее:

- параллельно осям «А» и «Д» Главного корпуса на расстоянии от осей примерно 2 м выполняются фундаменты и сейсмостойкий внешний каркас, также новые сейсмостойкие колонны по осям Б и Г;
- железобетонный каркас внутренних осей Б, В, Г усиливается в узлах опирания перекрытий и в части фундаментов;
- перед производством СМР оборудование реконструируемых агрегатов в осях А-А1; Д-Е демонтируется, затем монтируется по проектным решениям.

Проведение работ по усилению конструкций котельного отделения предполагается выполнить на следующем этапе реконструкции ТЭЦ.

#### **Вывод:**

Предложенные в ОБИН решения по реконструкции существующих зданий и сооружений Комсомольской ТЭЦ-2 в рамках реконструкции турбоагрегатов ст. №№ 7,8, по мнению Аудитора, отвечают современным нормам и требованиям.

В целом информации, представленной в ОБИН достаточно для последующей разработки проектной документации.

### **3.1.3 Анализ решений по вентиляции и кондиционированию**

Проведен анализ предоставленной документации по титулу «Обоснование инвестиций в строительство объекта «Реконструкция турбоагрегатов ст. №№т 7,8 Комсомольской ТЭЦ-2» в следующем составе:

- 2130-ПЗ1. «Эксплуатация без реконструкции»;
- 2130-ПЗ2. «Замена турбоагрегатов с увеличением мощности»;
- 2131-ПЗ 3 «Комплексное обследование»;
- Техническое задание «Реконструкция турбоагрегатов ст. № 7, 8 Комсомольской ТЭЦ-2».

В блоке 4-ой очереди ТЭЦ выполнена вентиляция для следующих помещений:

- машинный зал 4-ой очереди (естественная вентиляция);
- помещения группового щита управления (ГрЩУ) котлами и турбинами 4-ой очереди приточная вентиляция);
- помещение главного щита управления (ГЩУ) (естественная вентиляция);
- помещений распредустройств РУСН 6 кВ 7-10 секции (приточная вентиляция);
- помещений РУСН 0,4 кВ 13-16 секции (приточная вентиляция).

В блоке 4-ой очереди ТЭЦ-2 выполнены системы кондиционирования для следующих помещений: ГрЩУ и ГЩУ.

Исполнитель отмечает, что система вентиляции и кондиционирования находится в неудовлетворительном состоянии.

#### **Вариант «без проекта»**

В данном варианте представлено описание существующей системы вентиляции и кондиционирования 4-ой очереди. Реконструкция системы вентиляции и кондиционирования не предусматривается.

#### **Вариант «с увеличением мощности»**

В Варианте 2 решения не представлены.

Вывод:

В ходе анализа решений по Варианту 1 «Эксплуатация без реконструкции» выявлено, что системы вентиляции и кондиционирования находятся в неудовлетворительном состоянии.

Решения по реконструкции системы вентиляции и кондиционирования представлены.

Аудитор отмечает, что:

- нарушены требования п. 2.2.15 ПТЭ - техническое состояние систем вентиляции и режимы их работы не обеспечивают нормируемые параметры воздушной среды для обеспечения эксплуатации станции;
- нарушены требования п. 4.7.5 ПТЭ в помещениях щитов управления, где расположены технические средства системы контроля и управления (АСУ ТП), температура должна быть не выше соответственно 25 °С.

### **3.1.4 Анализ решений по водоснабжению и водоотведению**

Проведен анализ предоставленной документации по титулу «Обоснование инвестиций в строительство объекта «Реконструкция турбоагрегатов ст. №№т 7,8 Комсомольской ТЭЦ-2» в следующем составе:

- 2130-П31. «Эксплуатация без реконструкции»;
- 2130-П32. «Замена турбоагрегатов с увеличением мощности»;
- 2131-П3 3 «Комплексное обследование»;
- Техническое задание «Реконструкция турбоагрегатов ст. № 7, 8 Комсомольской ТЭЦ-2».

#### **Вариант «без проекта»**

ТЭЦ оборудована следующими системами водоснабжения и водоотведения:

- система хозяйственно-питьевого водоснабжения;
- система технического водоснабжения;
- система хозяйственно-бытовой канализации;
- промышленно-ливневой канализации.

Источником водоснабжения ТЭЦ является р. Амур, р. Силенки (протока Амура), а также источником водоснабжения являются сети МУП «Горводоканал».

Сброс сточных вод осуществляется в водные объекты и в сети сторонних организация по договорам.



Нормативно-чистые воды (после охлаждения основного оборудования) сбрасываются на поверхность реки Амур по выпуску 1.

Производственные сточные воды (образующиеся в схеме очистки дымовых газов котлоагрегатов и по системе гидрозолоудаления) направляются в золоотвал, откуда после механической очистки (отстаивания) поступают в озеро Хорпы по выпуску 2.

Сброс промышленно-ливневых стоков (сброс ВПУ, ливневые и талые воды) осуществляется по двум выпускам: северный выпуск и южный выпуск в систему водоотведения ПАО «Амурский судостроительный завод».

Сброс хозяйственно-бытовых стоков ТЭЦ-2 осуществляется в сеть коммунальной канализации МУП «Горводоканал».

Согласно проводимому мониторингу загрязнений в сточных водах Комсомольской ТЭЦ-2 концентрация вредных веществ на выпусках превышает нормативные значения.

#### **Вариант «с увеличением мощности»**

В данном варианте производится реконструкция хозяйственно-бытовой канализации – предусматривается установка канализационных очистных сооружений, обеспечивающих очистку сточных вод до ПДК в соответствии с нормами МУП «Горводоканал», принимающих данные стоки.

Для промышленно-ливневой канализации предусматривается строительство очистных сооружений промышленно-ливневых сточных вод для каждого выпуска (Северного и Южного).

Также предусматриваются реконструкция системы технического водоснабжения с изменением схемы водоснабжения с прямоточной на оборотную, что позволит исключить влияние на естественную температуру водных объектов (возможен аварийный сброс в незначительном объеме), а также значительно сократить водопотребление ТЭЦ.

#### **Вывод:**

##### **Вариант «без проекта»**

В ходе анализа решений по Варианту 1 «Эксплуатация без реконструкции» выявлено, что перечень работ, планируемых по данному варианту включает в себя работы по реконструкции сетей водоснабжения и водоотведения.

Аудитор отмечает, что согласно проводимому мониторингу загрязнений в сточных водах Комсомольской ТЭЦ-2 концентрация вредных веществ на выпусках превышает нормативные значения, необходимо проведение работ по реконструкции системы водоотведения. В объем реконструкции системы водоотведения аудитор рекомендует

включить установку очистных сооружений (обеспечивающих доведение сточных вод до значений, не превышающих ПДК).

Разработанные в ОБИН мероприятия обеспечивают эксплуатацию станции в соответствии с нормами пожарной безопасности и экологии.

#### **Вариант «с увеличением мощности»**

Решения по Варианту 2 «Замена турбоагрегатов с увеличением мощности» отражают цель, поставленную в ОБИН в части снижения влияния на окружающую среду, и является наиболее предпочтительным перед вариантом 1.

Принятые технические решения в целом соответствуют действующим нормативно-правовым актам Российской Федерации, нормативно-технической документации, отраслевой документации, являются экономически-целесообразными, соответствуют современному уровню развития техники и технологий.

Аудитор, отмечает, что отсутствуют решения по пожаротушению трансформаторов 7Т и 8Т в соответствии с требованиями п. п. 4.2.214 ПУЭ и соответственно решения по системе отвода замасленных стоков.

#### **3.1.5 Анализ электротехнических решений**

Проведен анализ предоставленной документации по титулу «Обоснование инвестиций в строительство объекта «Реконструкция турбоагрегатов ст. №№т 7,8 Комсомольской ТЭЦ-2» в следующем составе:

- Обоснование инвестиций в строительство объекта. «Реконструкция турбоагрегатов ст. №№ 7,8 Комсомольской ТЭЦ-2» Раздел 1. Вариант 1 - Эксплуатация «без проекта» 2130-ПЗ1 Том 1;
- Обоснование инвестиций в строительство объекта «Реконструкция турбоагрегатов ст. №№ 7,8. Комсомольской ТЭЦ-2» Раздел 2. Вариант 2 - Замена турбоагрегатов с увеличением мощности 2130-ПЗ2 Том 2.

На Комсомольской ТЭЦ-2 установлены 4 турбогенератора. Выдача электрической мощности в энергосистему от турбогенераторов ст. №№ 6, 7, 8 осуществляется через повышающие блочные трансформаторы 110/6,3 кВ 6Т, 7Т, 8Т на шины ЗРУ-110 кВ далее в энергосистему по четырём ВЛ 110 кВ (С-83, С-84, С-85, С-86), а также с шин ОРУ-35 кВ по двум ВЛ 35 кВ (Т-160, Т-167). Турбогенератор ст. № 5 выдает электрическую мощность непосредственно на шины главного распределительного устройства генераторного напряжения 6,3 кВ (ГРУ-6кВ).

Связь между ЗРУ 110 кВ, ОРУ 35 кВ и ГРУ-6кВ осуществляется через трехобмоточный трансформатор связи 110/35/6,3 кВ 2Т. Вторая связь между ЗРУ 110 кВ и ГРУ-6кВ через трансформатор связи 110 кВ 1Т.

В настоящее время на 4-ой очереди КТЭЦ-2 установлены две турбоустановки Т-55-130 ст. №№ 7, 8. Одновальная паровая турбина Т-55-130 производства Уральского турбинного завода номинальной мощностью 55 МВт предназначена для непосредственного привода генератора переменного тока ТВФ-60-2, мощностью 60 МВт, с водородным охлаждением, напряжением на клеммах генератора 6300 В с возбудителем, сидящем на одном валу.

#### **Вариант «без проекта»**

Вариант «без проекта» предполагает эксплуатацию существующего электрооборудования без реконструкции с продлением срока эксплуатации. Электротехническое оборудование и системы в блоках турбогенераторов ст. № 7, 8 установлено 40-50 лет назад и выработало свой ресурс и не соответствуют современным нормам и правилам.

#### **Вывод:**

В настоящее время отсутствует какой-либо нормативный документ, регламентирующий процедуру продления ресурса разного рода электрооборудования и для принятия решения о дальнейшей эксплуатации существующего электрооборудования для продления срока эксплуатации необходимо более детальное обследование, с привлечением специализированных организаций.

По результатам проведения технического освидетельствования, как правило, комиссией принимается решение о продлении срока службы электротехнического оборудования. Критерием продления срока дальнейшей эксплуатации электротехнического оборудования является соответствие нормируемым параметрам состояния оборудования.

#### **Вариант «с увеличением мощности»**

Вариант реконструкции «с увеличением мощности», предполагает замену выработавших свой ресурс турбоагрегатов ст. № 7, 8 вместе со вспомогательным оборудованием и генератором.

При реконструкции на Комсомольской ТЭЦ-2 устанавливаются два синхронных турбогенератора типа ТЗФ-63-2 МУЗ с воздушным охлаждением, предназначенных для сопряжения с паровыми или газовыми турбинами, номинальной мощностью 63,5/78,5 МВт/МВА, 6,3кВ. Предлагается замена системы возбуждения на современную, основанную на микропроцессорной технике, быстродействующую тиристорную систему

самовозбуждения с цифровым автоматическим регулятором возбуждения сильного действия.

В ходе реконструкции турбоагрегатов ст.№ 7, 8 структура главной электрической схемы Комсомольской ТЭЦ-2 остается без изменений.

Представлены решения по системам, подлежащим реконструкции.

Перечень реконструируемых систем:

- Замена основного электротехнического оборудования энергоблоков ст.№ 7, 8, включая в каждом блоке непосредственно турбогенератор с системой возбуждения;
- Электрооборудование генераторного напряжения 6,3 кВ;
- Блочные трансформаторы 110/6,3, 80000 кВА на новые с сохранением основных характеристик;
- Трансформатор связи 110/6,3 кВ, 25000 кВА 1Т меняется на трансформатор 110/6,3 кВ, 40000 кВА.
- Коммутационное оборудование 110кВ в ячейках присоединения трансформаторов ст. № 7Т, 8Т, 1Т в ЗРУ-110 кВ;
- ОПН 110кВ для блоков №№7, 8 и трансформатора 1Т;
- Выключатели отпаяк генераторов на собственные нужды;
- Оборудование ГРУ -6 кВ в ячейке присоединения 1Т;
- Оборудование сети 6,3 и 0,4 кВ собственных нужд станции, обслуживающее блоки турбогенераторов ст. № 7, 8;
- Кабельное хозяйство 6кВ и 0,4кВ;
- Заземляющее устройство;
- Электроосвещение;
- Релейная защита и автоматика в части замены защит блочных трансформаторов 7Т, 8Т, трансформатора 1Т, генераторов ТГ-7, ТГ-8.

Вывод:

В представленной документации указано достаточно сведений (исходных данных) для разработки проектной документации и реализации проекта по техническому перевооружению и реконструкции турбоагрегатов ст.№ 7, 8 КТЭЦ-2 с использованием передовых технологий в производстве электроэнергии с учетом действующей электростанции. Представленные материалы позволяют в полной мере оценить возможность проведения реконструкции.

#### **Анализ схемы выдачи электрической мощности**

В представленном на экспертизу ОБИН «Обоснование инвестиций в строительство объекта «Реконструкция турбоагрегатов ст. №№ 7,8 Комсомольской ТЭЦ-2». Раздел 2. Вариант 2 - Замена турбоагрегатов с увеличением мощности 2130-П32 Том 2» описана существующая схема выдачи мощности Комсомольской ТЭЦ-2.

Выдача 197,5 МВт мощности турбогенераторов № 5, 6, 7, 8 КТЭЦ-2 в энергосистему региона осуществляется на напряжении 35 кВ через ОРУ-35 кВ и на напряжении 110 кВ посредством ЗРУ-110кВ.

Выдача мощности на напряжении 110кВ осуществляется по четырем ВЛ 110кВ:

- ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-1 — Комсомольская ТЭЦ-2 №1 (С-83);
- ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-1 — Комсомольская ТЭЦ-2 №2 (С-84);
- ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-2 — Т №1 (С-85);
- ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-2 — Т с отпайкой на ПС Парус (С-86).

Выдача мощности от ТЭЦ на напряжении 35 кВ осуществляется по двум ВЛ-35кВ:

- ВЛ 35 кВ Комсомольская ТЭЦ-2 — ЭТЗ с отпайкой на ПС Багерная (Т-160);
- ВЛ 35 кВ Комсомольская ТЭЦ-2 — ТН (Т-167).

В п. 3.1.2 ОБИН отмечено, что в рамках реконструкции турбоагрегатов ст. №7, 8 предусматривается:

1. Увеличение установленной мощности турбоагрегата ст.№7 (с заменой Т-55-130 на Т-60-130), увеличение установленной мощности турбоагрегата ст.№8 (с заменой Т-55-130 на Т-60-130). Таким образом, установленная мощность станции увеличивается со 197,5 до 207,5 МВт.

2. Состав отходящих ВЛ 35 и 110 кВ не меняется. Пропускная способность существующих ВЛ, по которым выдается электрическая мощность, вырабатываемая Комсомольской ТЭЦ-2, позволяет после увеличения установленной мощности станции выдавать в энергосистему дополнительной вырабатываемую мощность без реконструкции существующих ВЛ.

3. В рамках реконструкции также меняется на аналогичное следующее оборудование:

- оборудование блока генератор-трансформатор 7Т, 8Т, включая в каждом блоке пофазно-изолированные токопроводы 6,3 кВ главных и нейтральных выводов генератора, блочный трансформатор 110/6,3кВ, 80000 кВА, оборудование соответствующей ячейки ЗРУ-110кВ;

- трансформатор связи 110/6,3 кВ, 25000 кВА 1Т меняется на трансформатор 110/6,3 кВ, 40000 кВА. Мощность трансформатора увеличивается для обеспечения надежности схемы Комсомольской ТЭЦ-2 с учетом реализации в перспективе решений, изложенных в «Долгосрочной программе замещения выбывающих мощностей и развития энергосистем Дальнего Востока в зоне ответственности АО «РАО Энергетические системы Востока», АО «Институт Гидропроект», 2018 год.

В представленном на экспертизу ОБИН приведены главная электрическая схема Комсомольской ТЭЦ-2 (см. приложение 15 ОБИН), прогнозное развитие электросетей в районе строительства в краткосрочной и долгосрочной перспективе, вывод из эксплуатации и ввод в работу генераторов, мероприятия по модернизации генерирующего оборудования на электростанциях ОЭС Востока до 2028 года.

Для энергосистемы Хабаровского края и ЕАО в ОБИН приведены балансы мощности и электроэнергии, которые сформированы для уровней спроса на мощность и электроэнергию в соответствии с принятым развитием генерирующих мощностей.

В период до 2028 года в энергосистеме предусматривается вывод из эксплуатации 513 МВт (на Майской ГРЭС и Хабаровской ТЭЦ-1) и ввод 459 МВт (на Совгаванской ТЭЦ и на Хабаровской ТЭЦ-4).

Собственный максимум потребления энергосистемы Хабаровского края и ЕАО возрастет с 1702 МВт 2018 году до прогнозируемых 2010 МВт в 2028 году.

Электростанции энергосистемы Хабаровского края в период 2019-2028 гг. при принятом развитии генерирующих мощностей обеспечивают собственную потребность в мощности. Баланс мощности в период до 2028 года складывается со снижающимся избытком мощности 309,2-34,2 МВт (таблица 4.1.5 ОБИН).

Баланс электроэнергии в период до 2028 года (таблица 4.1.6 ОБИН) складывается с дефицитом 0,8-0,6 млрд кВт.ч, который покрывается из избыточных энергосистем ОЭС Востока (МДП в сечении Амурэнерго-Хабаровскэнерго составляет 1430 МВт). Годовая загрузка ТЭС характеризуется числом часов использования установленной мощности 4240 – 5420 часов/год.

Комсомольская ТЭЦ-2 работает по тепловому графику нагрузок с корректировкой по заданию диспетчера электрических нагрузок.

Выводы:

- Представленный на экспертизу ОБИН выполнен в соответствии с техническим заданием, решения по схеме выдачи мощности электростанции, принятые на данной стадии проектирования являются предварительными и подлежат уточнению и

корректировке на следующих стадиях проектирования после выполнения внестадийной работы по теме «Разработка схемы выдачи мощности».

### **3.1.6 Анализ решений по автоматизированной системе управления технологическими процессами (АСУ ТП)**

Проведен анализ предоставленной документации по титулу «Обоснование инвестиций в строительство объекта «Реконструкция турбоагрегатов ст. №№т 7,8 Комсомольской ТЭЦ-2» в следующем составе:

- 2130-П31. «Эксплуатация без реконструкции»;
- 2130-П32. «Замена турбоагрегатов с увеличением мощности»;
- 2131-П3 3 «Комплексное обследование»;
- Техническое задание «Реконструкция турбоагрегатов ст. № 7, 8 Комсомольской ТЭЦ-2».

#### **Вариант «без проекта»**

Турбоагрегаты со ст. №№ TA7 и TA8 оснащены устаревшими средствами контроля и управления, создание АСУ ТП ТЭЦ в данном варианте не предусматривается.

На стадии ОБИН предлагается при замене главного паропровода (котел ст. №№ 7÷10) и реконструкции узла подпитки (пункты 1.3; 1.4) обновить парк приборов КИПиА, при этом управление и контроль приборов организовать в существующих шкафах и пультах.

#### **Вариант «с увеличением мощности»**

При реконструкции блоков TA7-T7 и TA8-T8 предусматривается создание автоматизированной системы управления технологическими процессами (АСУТП), выполненной на базе современной микропроцессорной вычислительной техники.

Предусматривается АСУ ТП следующих объектов управления:

- 2 паротурбинные установки;
- 2 турбогенератора;
- 2 блочных трансформатора;
- ЗРУ 110кВ;
- РУСН 6 кВ (7-10 секций);
- РУСН 0,4кВ (13-16 секции).

#### **Вывод:**

#### **Варианту «без проекта»**

В ходе анализа решений по Варианту 1 «Эксплуатация без реконструкции» выявлено, что оборудование ТЭЦ оснащено устаревшими средствами контроля и управления, которые не соответствуют современному уровню развития техники и технологий, принятые на стадии ОБИН решения не позволят обеспечить достаточный уровень надежности и безопасности оборудования для обеспечения продолжительной эксплуатации станции. Поэтому Вариант 1 «Эксплуатации без реконструкции» аудитор считает недопустимым.

Аудитор отмечает, что:

- отсутствуют компоновки оборудования АСУ в соответствии с требованиями к ОБИН п. 5 Технического задания;
- необходимо дополнить решения ОБИН анализом функционирования, существующего АСУ ТЭЦ, его эффективности, указать необходимые мероприятия по развитию и совершенствованию АСУ;
- устранить противоречие в решениях – на стр.40 указано на необходимость управления 4-мя насосами горячего водоснабжения с АСУ ТП, а на стр. 64 указано на отсутствие системы АСУ ТП ТЭЦ.

#### **Вариант «с увеличением мощности»**

Решения по Варианту 2 «Замена турбоагрегатов с увеличением мощности» повысят надежность и безопасность при эксплуатации оборудования. Данный вариант является наиболее предпочтительным перед вариантом 1.

Принятые технические решения в целом соответствуют действующим нормативно-правовым актам Российской Федерации, нормативно-технической документации, являются экономически-целесообразными, соответствуют современному уровню развития техники и технологий, однако, аудитор считает, что принятые решения необходимо доработать с учетом требований отраслевой документации и требований технического задания.

Аудитор отмечает, что:

- отсутствуют компоновки оборудования АСУ ТП в соответствии с требованиями к ОБИН п. 5 Технического задания;
- схема в приложении 17 выполнена без учета специфики технологических процессов в составе АСУ ТП ТЭЦ - необходимо выделить АСУ ТП тепломеханической частью и АСУ ТП электротехнической частью и АСУ ТП общестанционного оборудования в соответствии с требованиями п. 4.3 СТО 70238424.27.100.010-2011;
- архитектура ЛВС АСУ ТП не учитывает территориальную распределенность локальных САУ;
- рекомендуется включить в состав решений ПТК технологической части установку пульта аварийного останова и синхронизации.



### **3.1.7 Анализ экологических решений**

Проведен анализ предоставленной документации по титулу «Обоснование инвестиций в строительство объекта «Реконструкция турбоагрегатов ст. №№т 7,8 Комсомольской ТЭЦ-2» в следующем составе:

- 2130-П31. «Эксплуатация без реконструкции»;
- 2130-П32. «Замена турбоагрегатов с увеличением мощности»;
- 2131-П3 3 «Комплексное обследование»;
- Техническое задание «Реконструкция турбоагрегатов ст. № 7, 8 Комсомольской ТЭЦ-2».

Производственная деятельность Комсомольской ТЭЦ-2 сопровождается выбросами загрязняющих веществ в атмосферный воздух, сбросами загрязняющих веществ в составе сточных вод, в поверхностные водные объекты, образованием отходов.

Согласно проводимому мониторингу загрязнений в сточных водах Комсомольской ТЭЦ-2 концентрация вредных веществ на выпусках превышает нормативные значения.

#### **Вариант «без проекта»**

В решениях по воздействию на окружающую среду приведено описание существующей экологической обстановки на ТЭЦ;

Мероприятия по снижению воздействию на окружающую среду не предусматриваются.

#### **Вариант «с увеличением мощности»**

В решениях по воздействию на окружающую среду включено:

- описание существующей экологической обстановки на ТЭЦ;
- оценка границ санитарно-защитной зоны;
- предварительная оценка воздействия реконструируемой ТЭЦ на окружающую среду.

В данном варианте производится реконструкция хозяйственно-бытовой канализации – предусматривается установка канализационных очистных сооружений, обеспечивающих очистку сточных вод до ПДК в соответствии с нормами МУП «Горводоканал», принимающих данные стоки.

Для промышленно-ливневой канализации предусматривается строительство очистных сооружений промышленно-ливневых сточных вод для каждого выпуска (Северного и Южного).

Также предусматриваются реконструкция системы технического водоснабжения с изменением схемы водоснабжения с прямоточной на оборотную, что позволит исключить влияние на естественную температуру водных объектов (возможен аварийный сброс в незначительном объеме), а также значительно сократить водопотребление ТЭЦ.

**Вывод:**

**Вариант «без проекта»**

Разработанные в ОБИН мероприятия обеспечивают эксплуатацию станции в соответствии с утвержденными экологическими нормами.

**Вариант «с увеличением мощности»**

Решения по Варианту 2 «Замена турбоагрегатов с увеличением мощности» отражают цель, поставленную в ОБИН в части снижения влияния на окружающую среду (в части реконструкции систем водоснабжения и водоотведения), и является наиболее предпочтительным перед вариантом 1, принятые решения соответствуют требованиям п. 13 Технического задания по составу и содержанию.

**3.1.8 Наличие ограничений на используемые технологии**

Наличие ограничений на используемые технологии:

- необходимость получения лицензий, разрешений, сертификатов надзорных органов для реализации инвестиционного проекта с выбранных технических решений;
- необходимость привлечения высококвалифицированных специалистов для реализации инвестиционного проекта;
- необходимость использования специфического специализированного оборудования.

Аудитор не усматривает ограничений на используемые в проекте технологии на данной стадии разработки инвестиционного проекта. Для реализации настоящего инвестиционного проекта, не требуется получения специальных разрешений и лицензий от надзорных органов, так как используемые технологии и работы являются типовыми для строительства генерирующего объекта.

При реализации инвестиционного проекта должны быть использованы специализированные проектные организации, организации по проведению изыскательских работ, а также строительно-монтажные организации, осуществляющие строительство объектов генерации. Отсутствует необходимость использования, специализированного

или специфического оборудования, без которого реализация Инвестиционного проекта невозможна.

### **3.1.9 Сроки и этапы реализации**

#### **Вариант «без проекта»**

Вариант «без проекта» предполагает эксплуатацию турбин без реконструкции, капитальный ремонт турбоагрегатов ст. № 7, 8 и вспомогательного оборудования, включая электротехническую часть, с продлением срока эксплуатации.

Календарный план реконструкции турбоагрегатов ст. №7, 8 представлен в разделе 3. Рисунок 3.1.

Согласно календарному плану капитальный ремонт турбоагрегатов №7 и №8, реконструкцию общих инженерных систем ТА №№7,8 в Главном корпусе и внутриплощадочных инженерных сетей и оборудования технологически связанных с ТА №№7,8 предполагается провести за 3,5 года в период с 1 кв.2020г по 3 кв.2023г.

#### **Вывод:**

По мнению Аудитора указанного в календарном графике периода (3,5 года), достаточно для выполнения комплекса работ по капитальному ремонту турбоагрегатов ст. № 7, 8 и вспомогательного оборудования.

#### **Вариант «с увеличением мощности»**

Календарный план реконструкции турбоагрегатов ст.№7,8 представлен в Приложении 36. (далее График).

Согласно Графику, работы по реконструкции турбоагрегата №7 проводится в период с 1 кв.2021 г. по 4 кв. 2022 г., реконструкция турбоагрегата №8 в период с 1 кв.2023 г. по 4 кв. 2024 г.

В Графике отражены основные позиции, определяющие длительность проведения работ по реконструкции турбоагрегата и вспомогательных систем.

Согласно графику, антисейсмические мероприятия по Главному корпусу запланированы на 2020 год, т.е. до начала работ по реконструкции турбоагрегата.

#### **Вывод:**

По мнению Аудитора, срока, определенного в ОБИН достаточно для выполнения комплекса работ по реконструкции турбоагрегатов ст. №№ 7, 8 Комсомольской ТЭЦ-2 и приведению существующих конструкций к действующим нормам и правилам.

В целом информации, представленной в Графике проведения работ по реконструкции Комсомольской ТЭЦ-2 достаточно для последующей разработки проектной документации.

### **3.2 АНАЛИЗ ОБОСНОВАННОСТИ ВЫБОРА КОНСТРУКТИВНЫХ, ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ**

Аудитор отмечает, что выбор основных конструктивных, технических и технологических решений будет определен на стадии разработки проектной документации, в соответствии с требованиями Положения о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, утвержденного постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 № 87.

### **3.3 АНАЛИЗ ОБОСНОВАННОСТИ ВЫБОРА КОНСТРУКТИВНЫХ, ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ**

Аудитор отмечает, что выбор основных конструктивных, технических и технологических решений будет определен на стадии разработки проектной документации, в соответствии с требованиями Положения о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, утвержденного постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 № 87.

### **3.4 АНАЛИЗ СООТВЕТСТВИЯ ПРИНЯТЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ СОВРЕМЕННОМУ УРОВНЮ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЙ**

Аудитор отмечает, что принятые технические и технологические решения на стадии подготовки и разработки проектной документации должны соответствовать современному уровню развития технологий, с определением возможных ограничений на используемые технологии и необходимостью использования уникального специализированного оборудования.

### **3.5 АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТИ ОПТИМИЗАЦИИ ПРИНЯТЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ**

Аудитор отмечает, что предварительно принятые технические и технологические решения должны корректироваться на дальнейших стадиях разработки инвестиционного проекта (разработки проектной документации).

### **3.6 АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РИСКОВ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА**

Возможны следующие основные технические и технологические риски инвестиционного проекта, которые свойственны рассматриваемой отрасли:

- темп модернизации оборудования и технологий;
- ошибки эксплуатационного персонала;
- выбор параметров;
- количество и квалификация специалистов;
- недостижения плановых технических параметров;
- увеличение сроков строительства.

Темп модернизации оборудования и технологий: риск связан с возможностью устаревания применяемых технологий и оборудования, неправильностью расчета сроков реализации проекта. Воздействие риска проявляется в вероятности морального устаревания оборудования, необеспечения требуемых показателей и характеристик.

Ошибки эксплуатационного персонала: риск связан с ошибками эксплуатационного персонала. Воздействие риска проявляется в увеличении эксплуатационных затрат, риске возникновения аварий, связанных с человеческим фактором.

Выбор параметров: риск связан с возможностью неправильного определения характеристик и параметров. Воздействие риска проявляется в увеличении капитальных затрат.

Количество и квалификация специалистов: риск связан с наличием необходимых специалистов для качественного и своевременного выполнения работ по монтажу и обслуживанию. Воздействие риска проявляется в увеличении капитальных и эксплуатационных затрат, срыве сроков реализации проекта.

Недостижение плановых технических параметров: риск связан с вероятностью выбора технических показателей и проектных решений, не позволяющих осуществить в полной мере цели инвестиционного проекта. Воздействие риска проявляется в необходимости корректировки проектных решений, увеличении капитальных затрат, появления «бросовых» работ.

Увеличение сроков строительства: риск связан с возможностью срыва сроков реализации инвестиционного проекта и угрозой реализации взаимосвязанных инвестиционных проектов. Воздействие риска проявляется в увеличении продолжительности реализации проекта, ухудшении финансово-экономических показателей в связи со смещением сроков начала получения доходов от реализации.

**Выводы по результатам технологического аудита:**

Принятые предварительные технические и технологические решения на стадии технико-экономического обоснования (для оценки первоначальной стоимости инвестиционного проекта) являются достаточно обоснованными.

## **4 ЦЕНОВОЙ АУДИТ**

### **4.1 ОЦЕНКА ЗАТРАТ НА РЕАЛИЗАЦИЮ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА**

#### **4.1.1 Исходные данные**

В качестве исходных данных по стоимости строительства Комсомолькой ТЭЦ-2 в ОБИН предоставлена сводная таблица стоимости и сводные сметные расчеты в ценах на 1 кв. 2019г. для двух вариантов.

Индексы пересчета сметной стоимости Министерства строительства на 1 квартал 2019 года. В качестве обоснования сметной стоимости представлены локальные сметы, объекты сметы и Сводный сметный расчет.

Индексы пересчета сметной стоимости (письмо Министерств строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ 1408-ЛС/09 от 22.01.2019 7581-ДВ/09 от 05.03.2019г.):

- $K_{смп}=8,36$ ;
- $K_{об}=4,61$ ;
- $K_{проект}=4,09 \cdot 1,19$ ;
- $K_{проч}=9,1$ .

Применен зональный коэффициент 1,1 N 188-пр 10 июля 2015 г. г. Хабаровск Об утверждении зональных коэффициентов перехода от первой зоны строительства (г. Хабаровск) к другим зонам строительства Хабаровского края.

Непредвиденные работы и затраты приняты в размере 10%.

Таблица 4.1 – Сметная стоимость вариантов строительства Комсомольской ТЭЦ-2

Наименование / варианты	Комсомольская ТЭЦ-2, тыс. руб. без НДС		
	Вариант 1	Вариант 2	
	Эксплуатация без реконструкции. Вариант 1	Замена турбоагрегатов ст.№№ 7, 8 с увеличением мощности. Турбоагрегаты КТЗ	Замена турбоагрегатов ст.№№ 7, 8 с увеличением мощности. Турбоагрегаты СМ
<b>Стоимость без внеплощадочных сооружений в том числе:</b>	<b>1 307 183</b>	<b>7 366 478</b>	<b>7 627 474</b>
Строительно-монтажные работы	669 476	3 707 437	3 707 447
Оборудование	556 312	3 172 526	3 417 787
Прочие	81 395	486 515	502 239

#### 4.1.2 Способ расчета стоимости строительства Объекта в ОБИН

Стоимость строительства определена на основе локальных смет по объектам-аналогам и ТКП заводов-производителей основного оборудования. Детализация максимальная. Качество объемов на основе которых сделаны локальные сметы оценить невозможно.

Расчеты произведены в базовых ценах с пересчетов в текущий уровень цен на 1 квартал 2019 г.

#### 4.1.3 Методика проведения ценового аудита

Методика проведения ТЦА на стадии ОБИН:

- 1) Сводный сметный расчёт проверяется на предмет соответствия структуры затрат в процентном соотношении статистике накопленной Аудитором по аналогичным объектам.
- 2) Проверяется правильность подведения итогов и перевод из базовых в текущие цены.
- 3) Проверяются удельная стоимость объектов (главный корпус, дымовая труба, электротехническое оборудование и т.д.) на предмет соответствия объёмов, заложенных в технической части, и их стоимости с применением действующих укрупненных нормативов, и объектов-аналогов.



4) Для объектов генерации электрической мощности проводится сравнение удельных показателей на 1 кВт установленной мощности с удельными показателями аналогичных объектов с учётом приведения затрат в сопоставимые условия: стоимость приводится без НДС, в пределах площадки строительства, без учёта внешних подключений, линейных объектов и внеплощадочных инженерных сетей.

5) Проводится сравнительный анализ соответствия рыночной стоимости основного оборудования.

6) Проводится анализ полноты состава затрат.

#### **4.1.4 Сравнение удельных показателей с проектами-аналогами**

В результате проверки сводных сметных расчетов выявлены опечатки в применении коэффициентов. Размер непредвиденных скорректирован до 3%. Был произведен перерасчет и Аудитором сформирована стоимость строительства. Сводные результаты приведены в Таблице ниже.

Таблица 4.2 – Сводные результаты пересчета стоимости и сравнения с объектами-аналогами, тыс. руб. без НДС

Варианты	Наименование затрат	ОБИН		Объект-аналог 1	
		Заявка на ТЦА	Руб/кВт	Стоимость строительства в ценах 2019 года	Приведенные капитальные затраты к базовому региону на 1 кв. 2019
		197,5 МВт		Приморская ГРЭС (Калининградская обл. ПСУ 195 МВт уголь)	
Вариант 2: замена турбоагрегатов с увеличением мощности КТЗ	<b>ИТОГО</b>	<b>7 366 478</b>	<b>61 387</b>	<b>39 911 528</b>	<b>204 675</b>
	СМР	3 707 437	30 895	17 489 260	89 689
	в том числе антисейсмические мероприятия	2 103 234			
	Оборудование	3 172 526	26 438	17 309 594	88 767
	Прочие	486 515	4 054	5 112 673	26 219
Вариант 2: замена турбоагрегатов с увеличением мощности СМ	<b>ИТОГО</b>	<b>7 627 474</b>	<b>63 562</b>	<b>39 911 528</b>	<b>204 675</b>
	СМР	3 707 447	30 895	17 489 260	89 689
	в том числе антисейсмические мероприятия	2 103 234			
	Оборудование	3 417 787	28 482	17 309 594	88 767
	Прочие	502 239	4 185	5 112 673	26 219

Большую часть (30%) от размера СМР составляют затраты на антисейсмические мероприятия.

Удельные показатели соизмеримы со строительством ПГУ.

#### 4.1.5 Оценка стоимости оборудования на соответствие рыночным ценам

При проведении ТЦА рассмотрены ТКП, предоставленные в составе ОБИН.

Таблица 4.3 – Анализ соответствия стоимости оборудования среднерыночному уровню цен

Наименование	Производитель	Год ТКП	Количество	Валюта	Цена 1 ед. тыс. руб.	Наименование	Цена 1 ед. тыс. руб.
Паровая турбина Т-50/60-13/0,2	ОАО "КТЗ"	2019	1	руб	837 000 000	Т-27/35-8,8	610 000 Р
Т-65-130	ПАО "Силовые машины"	2019	1	руб	685 000 000	Т-28/35 с ТГ 2019 год	449 170 Р
						Т-26/36 с ТГ	457 570 Р
						Т-40/50-8,8 УТЗ 2019	725 000 Р
ТДЦ-63000/110-У1	ОАО "Электrozавод"	2017	1	руб	46 100 000	ТДЦ-63000/110-У1	50 000 Р
ТДЦ-16000/110-У1	ОАО "Электrozавод"	2017	1	руб	20 600 000	ТДЦ-16000/110-У1	30 000 Р
ТЗФП-80-2М	ПАО "Силовые машины"	2019	1	руб	205 000 000		205 411 Р
Насосное оборудование Delium D300-460A	АО "Гидромашсервис"	2019	1	руб	3 234 960,00	Насосное оборудование	2 544 960
Подогреватель сетевой воды ПСВ-500-14-23	АО "Сарэнергомаш"	2019	1	руб	10 876 100,00	Подогреватель сетевой воды 500	10 298 800
Выключатель элегазовый колонковый ВГП-110П-40/2500 УХЛ1	АО "Электроаппарат"	2019	3	руб	2 250 000,00	Выключатель элегазовый колонковый 110 кВ	2 508 000
Трансформатор тока ТГФМ-110П		2019	9	руб	558 000,00	Трансформатор тока 110 кВ	690 000
Токопровод ТЗНЕ-20-7200-300УХ.Т11 (266 м)	ООО "Мосэлектросит"	2019	1	руб	32 190 000	Токопровод	31 920 000

#### 4.1.6 Анализ предоставленных исходных данных

Был произведен анализ представленной сметной документации для разработки ОБИН Комсомольской ТЭЦ 2. В результате проверки было установлено, что сметы были сформированы с применением следующих основных коэффициентов:

Обоснование	Наименование	Коэффициент (K/%)
Минстрой Хабаровский край. Приказ №188-пр от 10.07.2015г	Зональный коэффициент	1,1
МДС35 п.4.60.	Транспортные расходы	3%
Прил.2, Табл.2, п.5	Заготовительно-складские расходы	1,2%
Прил.2, Табл.2, п.1.2	Производство работ осуществляется в охранной зоне действующей воздушной линии электропередачи, вблизи объектов, находящихся под напряжением, внутри существующих зданий внутренняя проводка в которых не обесточена, если это приведет к ограничению действий рабочих в соответствии с требованиями техники безопасности	1,2
	Индекс пересчета сметной стоимости на оборудование	4,61
	Материалы (2019 год)	8,36
Прил.2, Табл.2, п.1.2	Производство работ осуществляется в помещениях эксплуатируемого объекта капитального строительства без остановки рабочего процесса предприятия, при этом: в зоне производства работ имеется один из перечисленных ниже факторов: движение транспорта по внутрицеховым путям; действующее технологическое или лабораторное оборудование, мебель и иные загромождающие помещения предметы.	1,35

Табл.3, п.3	Демонтаж оборудования, не пригодного для дальнейшего использования (предназначено в лом), с разборкой и резкой на части	0,5
-------------	---	-----

Замечаний к применению коэффициентов в сметной документации нет.

Проверить объемы на стадии ОБИН не представляется возможным.

#### 4.1.7 Выводы

В результате ценового аудита сформированы следующие заключения:

Уровень цен на оборудование соответствует среднерыночному уровню цен на оборудование. В результате проведения ТЦА были сформированы и отработаны замечания по технической части, и скорректирована стоимость соответственно. Проведённый анализ по объектам-аналогам при реконструкции не является показательным, ввиду урезанных объемов работ. Анализ сметной документации в разрезе правил ценообразования не выявил замечаний, однако объемы работ на стадии разработки ОБИН не могут быть подтверждены.

Большую долю строительно-монтажных работ составляет антисейсмические мероприятия, при оправданной технической возможности и необходимости данных мероприятий, стоимость определена достоверно. Выявленные замечания, не приводят к значительному снижению стоимости, на стадии ОБИН в рамках допустимой погрешности..

## 4.2 ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА

### 4.2.1 Анализ финансово-экономической модели и показателей экономической эффективности инвестиционного проекта

Оценка экономической эффективности проекта реконструкции турбоагрегатов ст. №№ 7,8 Комсомольской ТЭЦ-2 выполнена в соответствии с международными стандартами по оценке эффективности инвестиционных проектов и российскими нормативными документами.

Оценка эффективности проведена «приростным методом» (методом анализа изменений). В соответствии с международной практикой в качестве базы сравнения при оценке эффективности вариантов реконструкции принимается так называемая ситуация «без проекта». Это означает, что в случае реализации проекта реконструкции следует сравнивать показатели проекта с показателями действующего предприятия и их возможными изменениями без реализации проекта. Приростной метод основан на анализе

изменений (приращений), которые вносит проект реконструкции в показатели деятельности предприятия.

Расчеты проведены с помощью программного продукта «АЛТ-Инвест».

Ставки налогов приняты в соответствии с действующим на момент выполнения работы российским законодательством.

Основные макроэкономические параметры проекта приняты в соответствии с «Едиными сценарными условиями Группы РусГидро на период 2019-2044 гг.», утвержденными приказом ПАО «РусГидро» от 20.12.2018 №990 для оптимистического сценария, который совпадает с прогнозом МЭРТ.

При определении показателей эффективности реконструкции т.а.№7 и 8 схема финансирования не рассматривалась. Определялась эффективность проекта в целом. Ставка дисконтирования (WACC) в соответствии с ЕСУ принята равной 11,5%.

Тарифные ставки на электрическую энергию и мощность приняты в соответствии с Приказом ФАС № 1565/18 от 16.11.2018 г для генерирующего объекта Комсомольская ТЭЦ-2 на 2019 года (среднегодовые):

- тарифная ставка на электроэнергию — 1,4438 руб./кВт.ч
- тарифная ставка на мощность — 329 308,10 руб./МВт в месяц.

Тариф на тепловую энергию принят в соответствии с Постановлением Комитета по ценам и тарифам Правительства Хабаровского края №38/1 от 14.12.2018 «Тарифы на тепловую энергию (мощность) производимую в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии источниками тепловой энергии с установленной генерирующей мощностью производства электрической энергии 25 мегаватт и более акционерного общества "Дальневосточная генерирующая компания" (филиал "Хабаровская генерация") на 2019-2023 годы» в размере 721,12-769,10 руб./Гкал.

Рассматриваются два варианта замены:

- «с проектом», предусматривающий замену т.а.№7 и 8 с увеличением мощности. Оборудование ОАО «Калужский турбинный завод» (далее «с проектом» ОАО «КТЗ»)

- «с проектом», предусматривающий замену т.а.№7 и 8 с увеличением мощности. Оборудование ПАО «Силовые машины» (далее «с проектом» ПАО «СМ»).

Технико-экономические показатели по т.а. №7 и.№8 для вариантов «без проекта» и «с проектом» приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Техничко-экономические показатели т.а. №7 и 8

Наименование	Ед. изм.	«Без проекта»	«С проектом»	
			ОАО «КТЗ»	ПАО «СМ»
Установленная электрическая мощность	МВт	110,0	120,0	120,0
Установленная тепловая мощность	Гкал/час	184,0	188,1	190,0
Выработка электрической энергии	млн. кВт·ч	437,6	780,0	780,0
Выработка тепловой энергии	тыс. Гкал.	626,4	682,2	682,2
Удельный расход условного топлива:				
- на отпуск электрической энергии	г/кВт·ч	340,05	323,85	313,506
- на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	138,68	136,22	139,785

Объем капитальных вложений в ценах 2019 года без НДС представлен в Таблице 4-

2.

Таблица 4.2 – Распределение капвложений по годам в ценах 1 квартала 2019 года без НДС, млн. руб.

Годы	2020	2021	2022	2023	2024	Итого
«Без проекта»	416,67	416,67	333,33	140,51	0	1 307,18
«с проектом» ОАО «КТЗ»	1 583,33	2 500,00	1 666,67	1 250,00	366,48	7 366,48
«с проектом» ПАО «СМ»	1 666,67	2 500,00	1 750,00	1 333,33	377,47	7 627,47
Прирост капвложений по отношению к варианту «без проекта» («с проектом» - «без проекта»)						
ОАО «КТЗ»	1 166,66	2 083,33	1 333,34	1 109,49	366,48	6 059,30
ПАО «СМ»	1 250,00	2 083,33	1 416,67	1 192,82	377,47	6 320,29

Кроме того, в варианте «без проекта» учтены затраты на замену элементов турбин т.а. №7 и 8 в 2030-2031 годах в размере 944,76 млн. руб. в ценах 2019 года без НДС.

Полученные показатели эффективности проекта приведены в Таблице 4-3.

Таблица 4.3 – Показатели эффективности проекта

Показатель	Ед. изм.	ОАО «КТЗ»	ПАО «СМ»
Чистый дисконтированный доход	млн. руб	- 5 289	- 5 540
Внутренняя норма доходности	%	нет	нет
Индекс доходности	от. ед.	0,08	0,08
Простой срок окупаемости	лет	нет	нет
Дисконтированный срок окупаемости	лет	нет	нет

Результаты расчетов показывают, проект является неэффективным.

Также в работе выполнена оценка чувствительности проекта к изменению ставки дисконтирования, стоимости реконструкции, стоимости топлива и тарифов на произведенную продукцию.

Подбор тарифа на новую мощность вырабатываемую 7 и 8 турбоагрегатом показал, что при сохранении для варианта «без проекта» существующих тарифов и темпов роста тарифов, для окупаемости проекта реконструкции необходим тариф на новую мощность варианта «с проектом» без НДС порядка 746 000 руб./МВт в мес. (утвержденный тариф на 2019 год составляет 329308,1 руб./МВт в мес.).

В целом оценка эффективности выполнена достаточно корректно, у Аудитора замечания отсутствуют.

#### **4.2.2 Анализ основных экономических рисков инвестиционного проекта**

Исполнитель выполнил анализ основных экономических рисков проекта:

1. Операционный риск.
2. Инвестиционный риск.
3. Финансовый риск.
4. Риск недофинансирования.
5. Риск недостижения запланированной рентабельности.

##### **Операционный риск**

Риски увеличения операционных расходов по Проекту сверх запланированных величин могут проявиться в увеличении затрат на топливо за счет увеличения его расхода или роста цены топлива выше планируемого уровня. Также возможно увеличение затрат на ремонты, однако в связи с применением традиционного оборудования по которому имеется достаточно долгий опыт надежной эксплуатации данный риск можно считать достаточно низким.

Для варианта «без проекта» данный риск находится на достаточно высоком уровне в связи с большим сроком эксплуатации оборудования (почти в 2 раза больше нормативного) и всеми связанными с этим фактом последствиями.

##### **Инвестиционный риск:**

Основным инвестиционным риском Проекта является риск его реализации с потерей доходов инвестора (Заказчика).



Хабаровский край относится к неценовой зоне оптового рынка. Реализация электроэнергии и мощности осуществляется по регулируемым ценам (тарифам), устанавливаемым Федеральной антимонопольной службой. Таким образом, возврат инвестиций будет зависеть от величины установленных тарифов.

В силу того, что полученный расчетный тариф, обеспечивающий окупаемость проекта, существенно превышает установленный, что приведет к росту тарифов на электроэнергию в регионе, Аудитор оценивает инвестиционные риски как высокие.

**Финансовый риск:**

Выделяются отдельно инфляционный, валютный и налоговый риски.

Источником риска является различный инфляционный рост доходных и расходных компонентов денежного потока Проекта. Оценка эффективности выполнена для оптимистического сценария ПАО «РусГидро». При этом, в оптимистическом сценарии темп роста цен электроэнергию выше, чем на топливо, что увеличивает инфляционный риск.

Под валютным риском понимается опасность неблагоприятного снижения курса валюты: экспортер несет убытки при снижении курса национальной валюты по отношению к валюте платежа (так как он получит меньшую реальную стоимость), для импортера же валютные риски возникают, если повысится курс валюты цены по отношению к валюте платежа. Так как, в проекте предполагается использование российского оборудования данный риск является достаточно низким.

Однозначно отсутствует «экспортная» составляющая риска, так как реализация продукции осуществляется на территории РФ и оплачивается только в рублях.

Источник налогового риска – вероятность введения новых видов налогов и сборов, увеличение уровня ставок по существующим налогам и сборам, ошибки при оценке налогооблагаемой базы по проекту. Аудитор оценивает данный риск как низкий.

**Риск недофинансирования проекта:** связан с превышением объема финансовых потребностей, определенного в соответствии со сметной стоимостью, над объемом финансовых потребностей. Данный риск на стадии ОБИН достаточно высок, в связи с отсутствием детальных проработок и оценкой стоимости некоторых работ по объектам аналогам.

**Риск недостижения запланированной рентабельности:**

Показатели (коэффициенты) рентабельности отражают отношение чистой или операционной прибыли компании к тому или иному параметру ее деятельности (обороту, величине активов, собственному капиталу). Таким образом, основной источник риска не

достижения запланированной рентабельности – отклонение от ожидаемого уровня прибыли проекта.

К основным факторам риска отклонения от ожидаемого уровня прибыли можно отнести:

- снижение ожидаемого размера выручки;
- увеличение запланированного объема затрат.

Аудитор оценивает данный риск как достаточно высокий в связи с необходимым высоким уровнем тарифов на электроэнергию.

#### **4.3 Анализ возможностей оптимизации стоимостных показателей**

Исполнитель отмечает, что возможности по оптимизации стоимостных показателей будут определены по результатам разработки и утверждения проектно-сметной документации и прохождении экспертизы.

## **5 ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

### **5.1 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ АУДИТ**

#### **5.1.1 Анализ решений по теплотехнической части**

##### **Выводы:**

Принятые технические решения соответствуют действующим нормативно-правовым актам Российской Федерации, нормативно-технической документации, отраслевой документации, являются экономически-целесообразными, соответствуют современному уровню развития техники и технологий.

#### **5.1.2 Анализ архитектурно-строительных решений**

##### **Выводы по варианту «без проекта»:**

Решениями ОБИН для вариант «без проекта» не предполагается применение каких-либо передовых и прорывных решений в области энергетического строительства. Решения ОБИН направлены на решение текущих проблем действующей станции с целью поддержания работоспособного состояния несущих конструкций

##### **Выводы по варианту «с увеличением мощности»:**

Предложенные в ОБИН решения по реконструкции существующих зданий и сооружений Комсомольской ТЭЦ-2 в рамках реконструкции турбоагрегатов ст. №№ 7,8, по мнению Аудитора, отвечают современным нормам и требованиям.

В целом информации, представленной в ОБИН достаточно для последующей разработки проектной документации.

#### **5.1.3 Анализ решений по вентиляции и кондиционированию**

##### **Выводы:**

В ходе анализа решений по Варианту 1 «Эксплуатация без реконструкции» выявлено, что системы вентиляции и кондиционирования находятся в неудовлетворительном состоянии.

Решения по реконструкции системы вентиляции и кондиционирования не представлены.

Аудитор отмечает, что:

- нарушены требования п. 2.2.15 ПТЭ - техническое состояние систем вентиляции и режимы их работы не обеспечивают нормируемые параметры воздушной среды для обеспечения эксплуатации станции;
- нарушены требования п. 4.7.5 ПТЭ в помещениях щитов управления, где расположены технические средства системы контроля и управления (АСУ ТП), температура должна быть не выше соответственно 25 °С.

#### **5.1.4 Анализ решений по водоснабжению и водоотведению**

##### **Вариант «без проекта»**

В ходе анализа решений по Варианту 1 «Эксплуатация без реконструкции» выявлено, что перечень работ, планируемых по данному варианту включает в себя работы по реконструкции сетей водоснабжения и водоотведения.

Аудитор отмечает, что согласно проводимому мониторингу загрязнений в сточных водах Комсомольской ТЭЦ-2 концентрация вредных веществ на выпусках превышает нормативные значения, необходимо проведение работ по реконструкции системы водоотведения. В объем реконструкции системы водоотведения аудитор рекомендует включить установку очистных сооружений (обеспечивающих доведение сточных вод до значений, не превышающих ПДК).

Разработанные в ОБИН мероприятия обеспечивают эксплуатацию станции в соответствии с нормами пожарной безопасности и экологии.

##### **Вариант «с увеличением мощности»**

Решения по Варианту 2 «Замена турбоагрегатов с увеличением мощности» отражают цель, поставленную в ОБИН в части снижения влияния на окружающую среду, и является наиболее предпочтительным перед вариантом 1.

Принятые технические решения в целом соответствуют действующим нормативно-правовым актам Российской Федерации, нормативно-технической документации, отраслевой документации, являются экономически-целесообразными, соответствуют современному уровню развития техники и технологий.

#### **5.1.5 Анализ электротехнических решений**

##### **Выводы по варианту «без проекта»:**

В настоящее время отсутствует какой-либо нормативный документ, регламентирующий процедуру продления ресурса разного рода электрооборудования и для принятия решения о дальнейшей эксплуатации существующего электрооборудования для продления срока эксплуатации необходимо более детальное обследование, с привлечением специализированных организаций.

По результатам проведения технического освидетельствования, как правило, комиссией принимается решение о продлении срока службы электротехнического оборудования. Критерием продления срока дальнейшей эксплуатации электротехнического оборудования является соответствие нормируемым параметрам состояния оборудования.

#### **Выводы по варианту «с увеличением мощности»:**

Аудитор отмечает, что:

В представленной документации указано достаточно сведений (исходных данных) для разработки проектной документации и реализации проекта по техническому перевооружению и реконструкции турбоагрегатов ст.№ 7, 8 КТЭЦ-2 с использованием передовых технологий в производстве электроэнергии с учетом действующей электростанции. Представленные материалы позволяют в полной мере оценить возможность проведения реконструкции.

#### **Выводы по анализу решений схемы выдачи электрической мощности:**

Представленный на экспертизу ОБИН выполнен в соответствии с техническим заданием, решения по схеме выдачи мощности электростанции, принятые на данной стадии проектирования являются предварительными и подлежат уточнению и корректировке на следующих стадиях проектирования после выполнения внестадийной работы по теме «Разработка схемы выдачи мощности».

#### **5.1.6 Анализ решений по автоматизированной системе управления технологическими процессами (АСУ ТП)**

##### **Выводы по варианту «без проекта»:**

В ходе анализа решений по Варианту 1 «Эксплуатация без реконструкции» выявлено, что оборудование ТЭЦ оснащено устаревшими средствами контроля и управления, которые не соответствуют современному уровню развития техники и технологий, принятые на стадии ОБИН решения не позволят обеспечить достаточный уровень надежности и безопасности оборудования для обеспечения продолжительной эксплуатации станции. Поэтому Вариант 1 «Эксплуатации без реконструкции» аудитор считает недопустимым.

Аудитор отмечает, что:

- отсутствуют компоновки оборудования АСУ в соответствии с требованиями к ОБИН п. 5 Технического задания;
- необходимо дополнить решения ОБИН анализом функционирования, существующего АСУ ТЭЦ, его эффективности, указать необходимые мероприятия по развитию и совершенствованию АСУ;
- устранить противоречие в решениях – на стр.40 указано на необходимость управления 4-мя насосами горячего водоснабжения с АСУ ТП, а на стр. 64 указано на отсутствие системы АСУ ТП ТЭЦ.

#### **Выводы по варианту «с увеличением мощности»:**

Решения по Варианту 2 «Замена турбоагрегатов с увеличением мощности» повысят надежность и безопасность при эксплуатации оборудования. Данный вариант является наиболее предпочтительным перед вариантом 1.

Принятые технические решения в целом соответствуют действующим нормативно-правовым актам Российской Федерации, нормативно-технической документации, являются экономически-целесообразными, соответствуют современному уровню развития техники и технологий, однако, аудитор считает, что принятые решения необходимо доработать с учетом требований отраслевой документации и требований технического задания.

Аудитор отмечает, что:

- отсутствуют компоновки оборудования АСУ ТП в соответствии с требованиями к ОБИН п. 5 Технического задания;
- схема в приложении 17 выполнена без учета специфики технологических процессов в составе АСУ ТП ТЭЦ - необходимо выделить АСУ ТП тепломеханической частью и АСУ ТП электротехнической частью и АСУ ТП общестанционного оборудования в соответствии с требованиями п. 4.3 СТО 70238424.27.100.010-2011;
- архитектура ЛВС АСУ ТП не учитывает территориальную распределенность локальных САУ;
- рекомендуется включить в составе решений ПТК технологической части установку пульта аварийного останова и синхронизации.

### **5.1.7 Анализ экологических решений**

#### **Вариант «без проекта»**

Разработанные в ОБИН мероприятия обеспечивают эксплуатацию станции в соответствии с утвержденными экологическими нормами.

### **Вариант «с увеличением мощности»**

Решения по Варианту 2 «Замена турбоагрегатов с увеличением мощности» отражают цель, поставленную в ОБИН в части снижения влияния на окружающую среду (в части реконструкции систем водоснабжения и водоотведения), и является наиболее предпочтительным перед вариантом 1, принятые решения соответствуют требованиям п. 13 Технического задания по составу и содержанию.

## **5.2 ЦЕНОВОЙ АУДИТ**

### **5.2.1 Оценка затрат на реализацию инвестиционного проекта**

#### **Выводы:**

В результате ценового аудита сформированы следующие заключения:

Уровень цен на оборудование соответствует среднерыночному уровню цен на оборудование. В результате проведения ТЦА были сформированы и отработаны замечания по технической части, и скорректирована стоимость соответственно. Проведённый анализ по объектам-аналогам при реконструкции не является показательным, ввиду урезанных объемов работ. Анализ сметной документации в разрезе правил ценообразования не выявил замечаний, однако объемы работ на стадии разработки ОБИН не могут быть подтверждены.

Большую долю строительно-монтажных работ составляет антисейсмические мероприятия, при оправданной технической возможности и необходимости данных мероприятий, стоимость определена достоверно. Выявленные замечания, не приводят к значительному снижению стоимости, на стадии ОБИН в рамках допустимой погрешности.

### **5.2.2 Финансово-экономическая оценка инвестиционного проекта**

В целом оценка эффективности выполнена достаточно корректно, у Аудитора замечания отсутствуют.

## **6 Выводы по результатам технологического и ценового аудита**

Принятые предварительные технические и технологические решения на стадии технико-экономического обоснования (для оценки первоначальной стоимости инвестиционного проекта) являются достаточно обоснованными.