



Государственное автономное учреждение
города Москвы
«Московская государственная экспертиза»
(Мосгосэкспертиза)



КОМИТЕТ ГОРОДА МОСКВЫ
ПО ЦЕНОВОЙ ПОЛИТИКЕ
В СТРОИТЕЛЬСТВЕ И
ГОСУДАРСТВЕННОЙ
ЭКСПЕРТИЗЕ ПРОЕКТОВ

**Заключение о проведении публичного технологического и
ценового аудита инвестиционного проекта «Реконструкция ПС
220 кВ Биробиджан»
(Стадия проведения ТЦА – проектирование)**

Содержание

1 Введение.....	4
2 Термины и определения	5
3 Основание для проведения ТЦА	9
4 Описание инвестиционного проекта.....	10
4.1 Цели и задачи инвестиционного проекта	10
4.2 Краткое описание инвестиционного проекта.....	10
4.3 Техничко-экономические показатели	11
4.4 Результаты предыдущих этапов технологического и ценового аудита	11
5 Анализ необходимости реализации инвестиционного проекта.....	12
5.1 Анализ соответствия инвестиционного проекта заявленным целям.....	12
5.2 Анализ соответствия инвестиционного проекта стратегии развития электросетевого комплекса	12
5.3 Анализ наличия источников финансирования, графика реализации инвестиционного проекта.....	13
5.4 Анализ необходимости и достаточности принятых технико-экономических показателей	13
5.5 Анализ наличия возможных альтернативных вариантов реализации инвестиционного проекта.....	14
6 Анализ исходно-разрешительной и правоустанавливающей документации	17
6.1 Перечень представленной исходно-разрешительной и правоустанавливающей документации.....	17
6.2 Анализ достаточности исходно-разрешительной и правоустанавливающей документации.....	17
6.3 Анализ обоснованности выбора места размещения объекта	18
6.4 Анализ качества и полноты Технического задания.....	18
7 Анализ качества и полноты представленной документации.....	19
7.1 Перечень представленной документации.....	19
7.2 Анализ качества и полноты представленной документации.....	19
7.3 Анализ соответствия представленной документации требованиям Технического задания	19
7.4 Анализ соответствия представленной документации правоустанавливающей документации и техническим условиям	20
7.5 Анализ выполнения рекомендаций технологического и ценового аудита	20
8 Технологический аудит	21
8.1 Анализ основных технических и технологических решений.....	21
8.1.1 Схема присоединения к сети.....	21
8.1.2 Принципиальная электрическая схема	22
8.1.3 Компоновочные решения	23
8.1.4 Оборудование и материалы	24
8.1.5 Сроки и этапы реализации	24
8.2 Анализ обоснованности выбора конструктивных, технических и технологических решений.....	25

8.3 Анализ соответствия принятых технических и технологических решений действующим нормативно-правовым актам Российской Федерации, нормативно-технической документации, отраслевой документации	26
8.4 Анализ соответствия принятых технических и технологических решений современному уровню развития технологий	26
8.5 Анализ соответствия принятых технических и технологических решений требованиям энергоэффективности и экологичности объекта	26
8.6 Анализ возможности оптимизации принятых технических и технологических решений.....	26
8.7 Анализ основных технических и технологических рисков инвестиционного проекта.....	27
9 Ценовой аудит	29
9.1 Оценка стоимостных показателей.....	29
9.1.1 Анализ качества и полноты расчетов сметной стоимости	29
9.1.2 Анализ стоимости с использованием Укрупненных нормативов цены. 31	
9.1.3 Анализ стоимости с Использованием Укрупненных стоимостных показателей	34
9.1.4 Анализ стоимости с использованием объектов-аналогов.....	38
9.1.5 Сравнительный анализ укрупненных расчетных стоимостных показателей инвестиционного проекта.....	42
9.1.6 Сравнительный анализ стоимостных показателей на разных стадиях реализации инвестиционного проекта	43
9.2 Финансово-экономическая оценка инвестиционного проекта.....	44
9.2.1 Анализ финансово-экономической модели.....	44
9.2.2 Анализ показателей экономической эффективности	45
9.3 Анализ затрат на реализацию инвестиционного проекта.....	47
9.3.1 Анализ капитальных затрат	47
9.3.2 Анализ эксплуатационных затрат	49
9.4 Анализ возможностей оптимизации стоимостных показателей.....	49
9.5 Анализ основных экономических рисков инвестиционного проекта	51
9.6 Оценка рисков инвестиционного проекта	52
10 Заключение	55

1 Введение

Заключение о проведении публичного технологического и ценового аудита инвестиционного проекта «Реконструкция ПС 220 кВ Биробиджан» выполнено Государственным автономным учреждением города Москвы «Московская государственная экспертиза» (Мосгосэкспертиза) в рамках исполнения договора возмездного оказания услуг № 537612 от 14.12.2018 с Публичным акционерным обществом Федеральная Сетевая Компания (ПАО «ФСК ЕЭС»).

Технологический и ценовой аудит выполнен в соответствии с техническим заданием, являющимся приложением № 1.3 к договору возмездного оказания услуг № 537612 от 14.12.2018.

Целями проведения технологического и ценового аудита инвестиционного проекта «Реконструкция ПС 220 кВ Биробиджан» на стадии «Проектирование» являются:

- подтверждение эффективности инвестиционного проекта по критериям экономической и технологической целесообразности, а также окупаемости;

- разработка предложений по повышению эффективности инвестиционного проекта, в том числе оптимизация капитальных и операционных затрат, технических решений и сроков реализации инвестиционного проекта;

- анализ целесообразности реализации инвестиционного проекта;

- разработка предложений по оптимизации проекта по разным направлениям;

- анализ достаточности и избыточности надежности инвестиционного проекта;

- анализ рисков проекта и рекомендации по управлению ими.

Дата проведения технологического и ценового аудита – декабрь 2018 года. Результаты технологического и ценового аудита отражают текущее состояние инвестиционного проекта на указанный момент выполнения работ и могут утратить свою актуальность в ходе дальнейшей реализации проекта.

2 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 (ПАО «ФСК ЕЭС»).

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 – совокупность всех намечаемых к реализации или реализуемых ПАО «ФСК ЕЭС» инвестиционных проектов, утвержденная Министерством энергетики Российской Федерации.

Инвестиционный проект – комплекс мероприятий в отношении объекта (предполагаемого объекта) инвестиций инвестиционной программы, в том числе перечень документации, включающий Паспорт проекта. Содержание инвестиционного проекта включает в себя (в зависимости от этапа, на котором находится проект): обоснование необходимости реализации проекта, описание целей проекта, обоснование экономической и технологической целесообразности при выборе технических решений, необходимая проектная и иная документация (при наличии), разработанная в соответствии с законодательством Российской Федерации, в том числе нормативными актами органов исполнительной власти Российской Федерации, описание ресурсных и временных ограничений, критериев оценки результата проекта, сроков начала и завершения проекта, объема и

сроков осуществления инвестиций в основной капитал, а также описание практических действий по реализации проекта.

Исполнитель – независимая экспертная организация, осуществляющая технологический и ценовой аудит инвестиционных проектов (Мосгосэкспертиза).

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 «ФСК ЕЭС» 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 «ФСК ЕЭС».

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 и ценовой аудит (ТЦА) инвестиционного проекта – проведение в совокупности технологического и ценового аудита, результатом которых являются заключение Исполнителя, а также общественных обсуждений итогов технологического и ценового аудита.

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.

Сметные нормы – совокупность количественных показателей материалов, изделий, конструкций и оборудования, затрат труда работников в строительстве, времени эксплуатации машин и механизмов, установленных на принятую единицу измерения, и иных затрат, применяемых при определении сметной стоимости строительства.

Сметные нормативы – сметные нормы и методики применения сметных норм и сметных цен строительных ресурсов, используемые при определении сметной стоимости 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.

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 – проведение экспертной финансово-экономической оценки стоимости объекта инвестиций на ее соответствие нормативам, стоимости сопоставимых объектов, рыночным ценам с учетом результатов процедур технологического аудита инвестиционного проекта и сравнительного анализа стоимости проекта с аналогами и лучшими практиками, а также анализ изменения стоимости объекта на разных этапах проекта (в случае ее изменения по сравнению с предыдущим этапами).

3 Основание для проведения ТЦА

Перечень нормативно-правовых актов, являющихся основанием при выполнении работ:

– директивы представителям интересов Российской Федерации для участия в заседаниях советов директоров (наблюдательных советов) открытых акционерных обществ, включенных в перечень, утвержденный распоряжением Правительства Российской Федерации от 23.01.2003 № 91-р, согласно приложению, утвержденные Первым заместителем Председателя Правительства Российской Федерации И. Шуваловым 30.05.2013 № 2988-П13;

– стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.01.194-2014 «Технологический и ценовой аудит инвестиционных проектов ОАО «ФСК ЕЭС».

Дополнительно при выполнении работ использованы следующие документы:

– Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» (в ред. от 29.07.2018);

– Стратегия развития электросетевого комплекса Российской Федерации, утвержденная распоряжением Правительства РФ от 03.04.2013 № 511-р (в ред. от 29.11.2017);

– Схема территориального планирования Российской Федерации в области энергетики, утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 01.08.2016 № 1634-р (в ред. от 15.11.2017);

– Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2018-2024 годы, утвержденная приказом Минэнерго России от 28.02.2018 № 121;

– Инвестиционная программа ПАО «ФСК ЕЭС» на 2016-2020 годы, утвержденной приказом Минэнерго России от 18.12.2015 № 980 с изменениями, утвержденными приказом Минэнерго России от 28.12.2016 № 1432, в редакции приказа Минэнерго России от 27.12.2017 № 31@ (далее – Инвестиционная программа);

– Приказ Минэнерго России от 08.02.2016 № 75 «Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики»;

– Проект Приказа Минэнерго России «Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики» (в ред. от 11.05.2018) и др.

4 Описание инвестиционного проекта

4.1 Цели и задачи инвестиционного проекта

Цели и задачи реализации инвестиционного проекта «Реконструкция ПС 220 кВ Биробиджан» - повышение надежности внутрисистемного транзита мощности от каскада Зейско-Бурейских ГЭС к крупным сетевым потребителям, в том числе, тяговым подстанциям Транссибирской железнодорожной магистрали. Снятие технических ограничений по росту нагрузок электротяги Транссиба и присоединению новых потребителей. Снижение количества технологических нарушений и уменьшение недоотпуска электрической энергии потребителям.

4.2 Краткое описание инвестиционного проекта

Проект планируется реализовать в условиях, действующих энергообъектов без ограничений подачи электроэнергии потребителям. Для этого проектом предусматривается расширение существующей площадки подстанции.

ПС 220 кВ Биробиджан введена в эксплуатацию в 1965 году для электроснабжения потребителей Еврейской автономной области в том числе Электротехнической компании «Биробиджанский завод силовых трансформаторов», города Биробиджан. Через шины ОРУ 220 кВ ПС Биробиджан обеспечивается внутрисистемный транзит электрической мощности.

Реконструируемая ПС 220 кВ Биробиджан расположена в Еврейской автономной области, г. Биробиджан, ул. Кольцевая, 33.

В объем титула входит реконструкции ПС 220 кВ Биробиджан с переустройством заходов ЛЭП.

Стадия реализации инвестиционного проекта – проектирование.

Проектная документация по титулу «Реконструкция ПС 220 кВ Биробиджан» разработана в 2012 году ООО «Премьер-Энерго» на основании договора №12/01-195 от 25.01.2011 на выполнение ПИР с ОАО «ФСК ЕЭС».

Проектная документация получила положительное заключение государственной экспертизы:

– по проектной документации, включая сметы и результатам инженерных изысканий от 29.04.2013 №79-1-5-0004-13, выданное Управлением государственного строительного надзора и экспертизы Еврейской автономной области;

Представлен приказ №1062 от 26.11.2013 об утверждении проектно-сметной документация по титулу: «Реконструкция ПС 220 кВ Биробиджан».

4.3 Техничко-экономические показатели

Основные технико-экономические показатели инвестиционного проекта:

1. Номинальные напряжения – 220 кВ, 110 кВ, 10 кВ, 6 кВ;
2. Автотрансформаторы 220/110/10 кВ – 2х125 МВА;
3. Трансформаторы 110/35/6 кВ – 2х63 МВА;
4. РУ 220 кВ – открытое (ОРУ) с применением 7 комплектных коммутационных модульных ячеек с элегазовыми выключателями, выполнено по схеме 220-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин», с четырьмя линейными присоединениями;
5. РУ 110 кВ – крытое на 10 ячеек элегазовых выключателей (КРУЭ), выполненное по схеме 110-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» с пятью линейными присоединениями;
6. РУ 35 кВ – комплектное распределительное устройство (КРУ) на 8 ячеек с элегазовыми выключателями, выполненное по схеме 35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» с пятью линейными присоединениями;
7. РУ 6 кВ – комплектное распределительное устройство (КРУ) на 27 ячеек с вакуумными выключателями, выполненное по схеме 10(6)-1 «одна, секционированная выключателями, система шин» с девятнадцатью линейными выключателями;
8. Здание насосной, размером в плане 6,76х6,76 м;
9. Здание аппаратной маслохозяйства размером в плане 6,76х6,76м;
10. Здание проходной, размером в плане 6,76х6,76 м;
11. Здание гаража, размером в плане 12,78х13,78 м;
12. Совмещенное производственное здание (СПЗ), размером в плане 58,2х24,83 м;
13. Здание районных электрических сетей (РЭС), размером в плане 22,02х12,78 м;
14. Здание холодного склада, размером в плане 24х24 м;
15. Пожарный резервуар стальной горизонтальный цилиндрический объемом 50 и 100м³;
16. Маслосборник резервуар стальной горизонтальный цилиндрический объемом 75м³.

4.4 Результаты предыдущих этапов технологического и ценового аудита

Технологический и ценовой аудит инвестиционного проекта «Реконструкция ПС 220 кВ Биробиджан» ранее не проводился.

5 Анализ необходимости реализации инвестиционного проекта

5.1 Анализ соответствия инвестиционного проекта заявленным целям

Необходимость реализации инвестиционного проекта обоснована следующими документами:

1. Программа реновации основных фондов ОАО «ФСК ЕЭС» на 2010 – 2014;
2. Акт осмотра зданий и сооружений ПС 220 кВ Биробиджан от 07.05.2009;
3. Акт осмотра зданий и сооружений ПС 220 кВ Биробиджан от 24.06.2009;
4. Акт осмотра оборудования ПС 220 кВ Биробиджан от 15.09.2009;
5. Перечень дефектов оборудования ПС 220 кВ Биробиджан из оперативной справки за 30.03.2010;
6. Схемой и программой развития Единой энергетической системы России на 2018-2024 годы, утвержденной приказом Минэнерго России от 28.02.2018 № 121.

Исполнитель отмечает, что реализация инвестиционного проекта «Реконструкция ПС 220 кВ Биробиджан» позволит обеспечить повышение надежности электроснабжения потребителей Еврейской автономной области.

5.2 Анализ соответствия инвестиционного проекта стратегии развития электросетевого комплекса

Согласно «Стратегии развития электросетевого комплекса Российской Федерации», утвержденной в 2013 году, перед электросетевым комплексом стоят следующие стратегические приоритеты на долгосрочный период:

- обеспечение надежности энергоснабжения потребителей;
- обеспечение качества их обслуживания;
- развитие инфраструктуры для поддержания роста экономики России;
- конкурентоспособные тарифы на электрическую энергию для развития промышленности;
- развитие научного и инновационного потенциала электросетевого комплекса, в том числе в целях стимулирования развития смежных отраслей;
- привлекательный для инвесторов «возврат на капитал».

Стратегия предусматривает следующие основные целевые ориентиры для электросетевого комплекса:

1. Повышение надежности и качества энергоснабжения до уровня, соответствующего запросу потребителей, в том числе:
 - повышение качества обслуживания потребителей;
 - снижение недоотпуска электрической энергии;
 - снижение стоимости технологического присоединения.

2. Увеличение безопасности энергоснабжения.
3. Уменьшение зон свободного перетока электрической энергии.
4. Повышение эффективности электросетевого комплекса, в том числе:
 - повышение загрузки мощностей;
 - снижение удельных инвестиционных расходов на 30 процентов относительно уровня 2012 года;
 - снижение операционных расходов на 15 процентов относительно уровня 2012 года;
 - снижение величины потерь на 11 процентов по отношению к уровню 2012 года;
 - обеспечение конкурентного уровня тарифов для бизнеса;
 - снижение перекрестного субсидирования в сетевом тарифе;
 - снижение количества организаций, не соответствующих требованиям, установленным для квалифицированной сетевой организации.
5. Снижение количества территориальных сетевых организаций.

Исполнитель отмечает, что реализация инвестиционного проекта в целом соответствует целевым ориентирам «Стратегии развития электросетевого комплекса Российской Федерации» в части повышения надежности и качества электроснабжения, увеличения безопасности. Достижение стоимостных показателей стратегии в части повышения эффективности электросетевого комплекса рассматривается в п. 9.3.1.

5.3 Анализ наличия источников финансирования, графика реализации инвестиционного проекта

Финансирование инвестиционного проекта предусматривается за счет собственных средств ПАО «ФСК ЕЭС».

Согласно данным Инвестиционной программы ПАО «ФСК ЕЭС» на 2016-2020 годы, утвержденной приказом Минэнерго России от 18.12.2015 № 980 с изменениями, утвержденными приказом Минэнерго России от 27.12.2017 № 31@:

1. Объем финансирования – 2 537,62 млн руб. с НДС в прогнозных ценах соответствующих лет.
 2. Остаток освоения капитальных вложений на 01.01.2017 – 2 495,22 млн руб.
- Сроки реализации – с 2010 по 2021 годы.

5.4 Анализ необходимости и достаточности принятых технико-экономических показателей

Принятые технико-экономические показатели необходимы и достаточны для достижения поставленных целей.

Исполнитель отмечает, что принятая надежность инвестиционного проекта соответствует требованиям нормативных документов в части достаточности и избыточности.

5.5 Анализ наличия возможных альтернативных вариантов реализации инвестиционного проекта

Для принятия решения о выборе наиболее оптимального варианта реализации инвестиционного проекта разработаны основные технические решения (далее – ОТР).

В рамках ОТР по реконструкции ПС 220 кВ Биробиджан (том П2200343-01-195-ОТР2) выполнено:

- расчет электрических режимов и токов короткого замыкания;
- выбор схемы присоединения подстанции к энергосистеме;
- рассмотрение основных технологических и конструктивных решений;
- технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции;
- проработка поэтапной реконструкции рекомендуемого варианта;
- рассмотрение основных строительных решений;
- рассмотрение решений плавки гололеда.

В настоящее время на ПС 220/110/35/6 кВ «Биробиджан» принята следующая схема электрических соединений:

- ОРУ 220 кВ выполнено по типовой схеме 220-13Н «Две рабочие и обходная система шин» с четырьмя линейными присоединениями;
- ОРУ 110 кВ выполнено по типовой схеме 110-13Н «Две рабочие и обходная система шин» с пятью линейными присоединениями;
- ОРУ 35 кВ выполнено по типовой схеме 35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» с пятью линейными присоединениями;
- РУ 6 кВ выполнено по типовой схеме 10-1 «Одна, секционированная выключателями, система шин» с 21-им линейным присоединением.

Подстанция выполнена с двумя автотрансформаторами АДЦТН-63000/220/110/6-78У1, одним автотрансформатором АДТНГ-60000/220/110/6-У и двумя трансформаторами ТДТН-25000/110/35/6.

На стадии ОТР рассмотрены варианты реконструкции подстанции:

Вариант I:

- установка КРУЭ 220 кВ по нетиповой схеме «Две рабочие системы шин с подключением линейных ячеек к рабочим системам шин через два выключателя» с четырьмя линейными присоединениями;
- установка КРУЭ 110 кВ по нетиповой схеме «Две рабочие системы шин с подключением линейных ячеек к рабочим системам шин через два выключателя» с пятью линейными присоединениями;
- установка двух автотрансформаторов АДЦТН-125000/220/110/10 УХЛ1 и двух трансформаторов ТДТН-63000/110/35/6 УХЛ1 общей установленной мощностью 376 МВА;

- установка КРУЭ 35 кВ по типовой схеме 35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» с пятью линейными присоединениями;

- установка нового блочно-модульного здания ЗРУ 6 кВ;

- реконструкция подстанции 220/110/35/6 кВ «Биробиджан» без отвода земли;

- строительство нового здания ОПУ совмещенного со зданием КРУЭ 220, 110 кВ;

- переустройство заходов ВЛ 220, 110 и 35 кВ.

Вариант II:

- установка КРУЭ 220 кВ по нетиповой схеме «Две рабочие системы шин с подключением линейных ячеек к рабочим системам шин через два выключателя» с четырьмя линейными присоединениями;

- установка КРУЭ 110 кВ по нетиповой схеме «Две рабочие системы шин с подключением линейных ячеек к рабочим системам шин через два выключателя» с пятью линейными присоединениями;

- установка автотрансформаторов АДЦТН-125000/220/110/10 УХЛ1 и двух трехобмоточных силовых трансформаторов ТДТН-63000/110/35/6 УХЛ1 общей установленной мощностью 376 МВА;

- установка КРУЭ 35 кВ по типовой схеме 35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» с пятью линейными присоединениями;

- установка нового блочно-модульного здания ЗРУ 6 кВ;

- реконструкция подстанции 220/110/35/6 кВ «Биробиджан» с дополнительным отводом земли;

- строительство нового здания ОПУ совмещенного со зданием КРУЭ 220, 110 кВ;

- переустройство заходов ВЛ 220, 110 и 35 кВ.

Вариант III:

- реконструкция ОРУ 220 кВ с исключением обходной системы шин, ячейки обходного выключателя и установкой компактных элегазовых устройств. Схема примет вид по типовой схеме 220-13 «Две рабочие системы шин» с четырьмя линейными присоединениями;

- реконструкция ОРУ 110 кВ с исключением обходной системы шин, ячейки обходного выключателя и установкой компактных элегазовых устройств. Схема примет вид по типовой схеме 110-13 «Две рабочие системы шин» с четырьмя линейными присоединениями;

- установка двух автотрансформаторов АДЦТН-125000/220/110/10 УХЛ1 и двух трансформаторов ТДТН-63000/110/35/6 УХЛ1 общей установленной мощностью 376 МВ·А.

- реконструкция ОРУ 35 кВ без изменения типа схемы. Открытое РУ примет вид КРУМ 35 кВ с коридором обслуживания;

- установка нового блочно-модульного здания ЗРУ 6 кВ;

- реконструкция подстанции 220/110/35/6 кВ «Биробиджан» с дополнительным отводом земли;
- переустройство заходов ВЛ 220, 110 и 35 кВ;
- строительство нового здания ОПУ.

Исполнитель отмечает, что для сравниваемых вариантов I, II в РУ (КРУЭ) 220, 110 кВ приняты не типовые схемы с двумя выключателями на линейное присоединение без обоснований, что в свою очередь удваивает количество выключателей 220, 110 кВ на линейных присоединениях в отличие от типовых схем РУ 220, 110 кВ третьего варианта и ведет к значительному удорожанию этих вариантов.

В разработанных ОТР не обосновано отсутствует технико-экономическое сравнение реализации инвестиционного проекта на новой площадке и на существующей с сооружением ОРУ 220, 110 кВ с использованием элегазовых выключателей колонкового или бакового исполнения.

Исполнитель делает вывод, что принятый вариант реализации инвестиционного проекта с использованием компактных элегазовых устройств не обоснован по техническим и экономическим критериям.

Исполнитель рекомендует, выполнить технико-экономическое сопоставление рассмотренных вариантов реконструкции ПС 220 кВ Биробиджан с рассмотрением как приоритетного варианта – сооружение открытой подстанции 220 кВ, в том числе на новой площадке с сооружением ОРУ 220 кВ по схеме №220-9, ОРУ 110 кВ по схеме №110-9 с использованием элегазовых выключателей колонкового или бакового исполнения, установкой двух АТ 220/110/10 кВ единичной мощностью 125 МВА и двух трансформаторов 110/35/6 кВ единичной мощностью 63 МВА.

6 Анализ исходно-разрешительной и правоустанавливающей документации

6.1 Перечень представленной исходно-разрешительной и правоустанавливающей документации

Для проведения технологического и ценового аудита Заказчиком представлена следующая исходно-разрешительная и правоустанавливающая документация:

1. Техническое задание на разработку проектной документации по титулу «Реконструкция ПС 220 кВ Биробиджан», утвержденное первым заместителем генерального директора – главным инженером филиала ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Востока 11.06.2010 (далее – Техническое задание);
2. Корректирующее дополнение к заданию на проектирование по титулу «Реконструкция ПС 220 кВ Биробиджан», утвержденное первым заместителем генерального директора – главным инженером филиала ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Востока 04.09.2012;
3. Договор аренды земельного участка;
4. Градостроительные планы земельных участков № RU79301000-336 - RU79301000-349, утвержденные постановлениями мэрии г. Биробиджан от 12.12.2012 № 4957 - 4970;
5. Отчет по инженерно-геодезическим изысканиям том 14 (шифр П2200343-01-195-ИЗ1);
6. Отчет по инженерно-геологическим изысканиям том 15 (шифр П2200343-01-195-ИЗ2);

6.2 Анализ достаточности исходно-разрешительной и правоустанавливающей документации

Исходно-разрешительная и правоустанавливающая документация в целом получена в необходимом и достаточном объеме для реализации инвестиционного проекта, по составу соответствует требованиям п.6. ст. 48 Градостроительного кодекса Российской Федерации.

Исполнитель отмечает, что проектная документация по титулу «Реконструкция ПС 220 кВ Биробиджан» получила положительное заключение государственной экспертизы по проектной документации, включая смету и результаты инженерных изысканий от 29.04.2013 № 79-1-5-0004-13, выданное Управлением Государственного строительного надзора и экспертизы Еврейской автономной области.

В составе представленных на технологический и ценовой аудит результатов инженерных изысканий отсутствует том 16 «Отчет по инженерно-экологическим изысканиям том 16 (шифр П2200343-01-195-ИЗ3).

Одновременно с этим Исполнитель обращает внимание, что в проектной документации не приведены сведения государственного органа охраны объектов культурного наследия о наличии/отсутствии объектов

археологического наследия либо объектов, обладающих признаками объекта археологического наследия на земельном участке, отведенном под площадку реконструкции ПС 220 кВ «Биробиджан» (п.34.2 п.1 ст.9 Федерального закона «Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации от 25.06.2002 № 73-ФЗ).

6.3 Анализ обоснованности выбора места размещения объекта

Варианты размещения исследуемого инвестиционного проекта рассмотрены на первом этапе выполнения проектно-изыскательских работ.

Исполнитель отмечает, что в рамках инвестиционного проекта предусматривается реконструкция ПС 220 кВ Биробиджан с прирезкой прилегающей территории. Выбор варианта реализации инвестиционного проекта выполнен без технико-экономического сравнения вариантов сооружения подстанции на новой площадке.

6.4 Анализ качества и полноты Технического задания

В целом Техническое задание составлено качественно и необходимой полноты, требования к архитектурным, конструктивным, инженерно-техническим и технологическим решениям и основному технологическому оборудованию достаточны.

Исполнитель обращает внимание, что в Техническом задании указана необходимость определения ряда технических характеристик при выполнении проектной документации.

Выводы о достаточности исходно-разрешительной и правоустанавливающей документации

Исполнитель делает вывод, что исходно-разрешительная и правоустанавливающая документация в целом получена в необходимом и достаточном объеме для реализации инвестиционного проекта.

7 Анализ качества и полноты представленной документации

7.1 Перечень представленной документации

Для проведения технологического и ценового аудита Заказчиком представлена следующая документация:

1. Проектная документация по титулу «Реконструкция ПС 220 кВ Биробиджан» разработанная в 2012 году;

2. Положительное заключение государственной экспертизы по проектной документации, включая смету и результаты инженерных изысканий от 29.04.2013 №79-1-5-0004-13, выданное управлением государственного строительного надзора и экспертизы Еврейской автономной области;

3. Представлен приказ №1062 от 26.11.2013 об утверждении проектно-сметной документация по титулу: «Реконструкция ПС 220 кВ Биробиджан».

7.2 Анализ качества и полноты представленной документации

Проектная документация разработана в необходимом и достаточном объеме, по составу и содержанию соответствует требованиям Положения о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, утвержденного постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 № 87.

7.3 Анализ соответствия представленной документации требованиям Технического задания

Представленная документация соответствует требованиям Технического задания.

7.4 Анализ соответствия представленной документации правоустанавливающей документации и техническим условиям

Представленная проектная документация соответствует правоустанавливающей документации и техническим условиям.

Исполнитель отмечает, что проектная документация, включая смету и результаты инженерных изысканий по титулу «Реконструкция ПС 220 кВ Биробиджан» получила положительное заключение государственной экспертизы от 29.04.2013 № 79-1-5-0004-13.

7.5 Анализ выполнения рекомендаций технологического и ценового аудита

Технологический и ценовой аудит инвестиционного проекта «Реконструкция ПС 220 кВ Биробиджан» ранее не проводился.

Выводы о достаточности представленной документации

Исполнитель делает вывод, что представленная документация разработана в необходимом и достаточном объеме для реализации инвестиционного проекта.

8 Технологический аудит

8.1 Анализ основных технических и технологических решений

8.1.1 Схема присоединения к сети

Согласно заданию на проектирование по титулу «Реконструкция ПС 220 кВ Биробиджан», утвержденного первым заместителем генерального директора – главным инженером филиала ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Востока О.В. Гринько от 11.06.2010 и корректирующему дополнению к заданию на проектирование №48/5П от 04.09.2012 утвержденное первым заместителем генерального директора – главным инженером ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока О.В. Гринько необходимо выполнить следующий комплекс работ в рамках реализации инвестиционного проекта:

– Реконструкцию ПС 220 кВ Биробиджан;

Целью реконструкции рассматриваемых объектов является повышение надежности электроснабжения потребителей Еврейской автономной области, внутрисистемного транзита мощности от каскада Зейско-Бурейских ГЭС к крупным сетевым потребителям. Снятие технических ограничений по росту нагрузок электротяги Транссиба и присоединению новых потребителей. Снижение количества технологических нарушений и уменьшение недоотпуска электрической энергии потребителям.

Схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше ОЭС Востока на 2018 – 2024 годы в районе рассматриваемого объекта представлена на рис. 1.

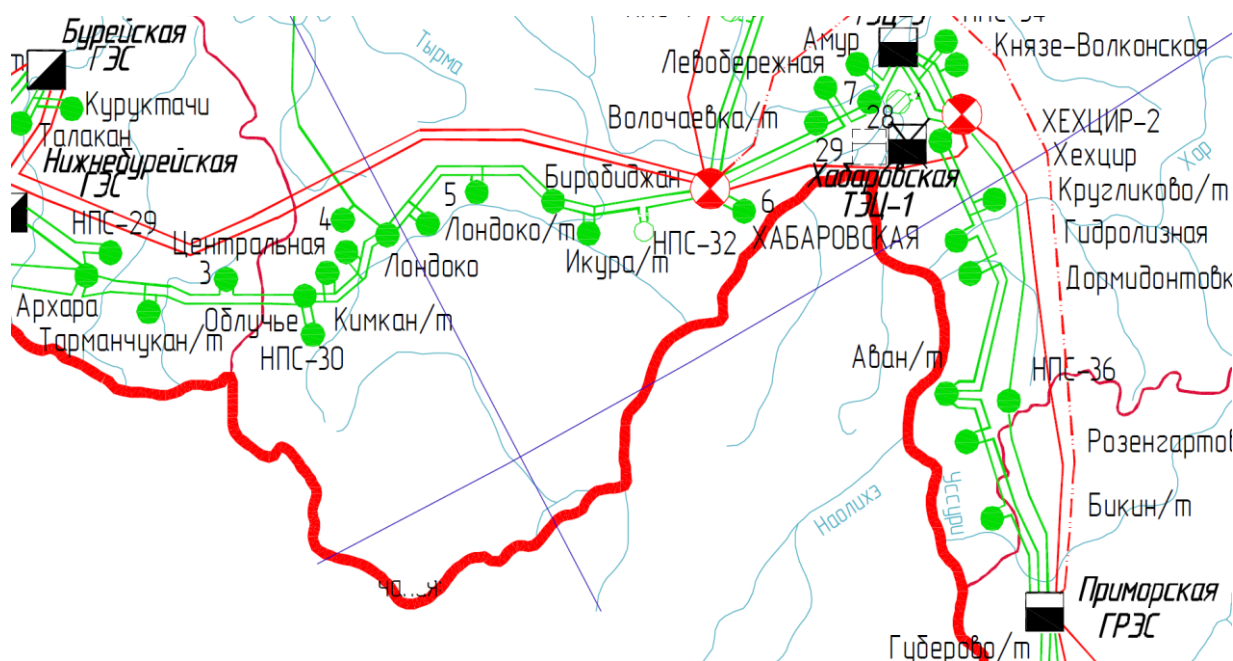


Рисунок 1 – Схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше ОЭС Востока на 2018 – 2024 годы в районе рассматриваемого объекта

Исполнитель отмечает, что схема присоединения к сети соответствует заявленным целям и задачам.

8.1.2 Принципиальная электрическая схема

На ПС 220 кВ Биробиджан предусматривается строительство следующих распределительных устройств:

ОРУ 220 кВ.

Схема РУ № 220-9 – «Одна рабочая секционированная выключателем система шин», с подключением:

– ВЛ 220 кВ Хабаровская – Биробиджан №1;

– ВЛ 220 кВ Хабаровская – Биробиджан №2;

– ВЛ 220 кВ Биробиджан – Лондоко №1;

– ВЛ 220 кВ Биробиджан – Лондоко №2.

– двух автотрансформаторов АТ-1, АТ-2 220/110/10 кВ единичной мощностью 125 МВА.

КРУЭ 110 кВ.

Схема РУ № 110-9 – «Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин» с подключением:

– ВЛ 110 кВ Биробиджан – СК;

– ВЛ 110 кВ Биробиджан – БВС;

– ВЛ 110 кВ Биробиджан – БКЗ – Дальсельмаш;

– ВЛ 110 кВ Биробиджан – БКЗ – Дальсельмаш;

– ВЛ 110 кВ Биробиджан – СК.

– двух трансформаторов Т-3, Т-4 110/35/6 кВ единичной мощностью 63 МВА;

КРУ – 35 кВ.

Схема – №35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» с подключением:

– Биробиджан – БЗСТ;

– Биробиджан – МК;

– Биробиджан – ТЭЦ;

– Биробиджан – ТЭЦ;

– Биробиджан - ЖБИ.

КРУ – 6 кВ.

Схема РУ №10-1 «одна, секционированная выключателями, система шин».

Исполнитель отмечает, что принятые в проектной документации принципиальные электрические схемы распределительных устройств соответствуют требованиям Технического задания, требованиям нормативных документов и СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения».

8.1.3 Компоновочные решения

Исполнение ПС 220 кВ Биробиджан – Открытая установка РУ 220 кВ силовых автотрансформаторов, трансформаторов и закрытая установка РУ 110 кВ, 35 кВ, 6 кВ, трансформаторов собственных нужд.

Компоновка и конструкция открытого распределительного устройства 220 кВ обеспечивает возможность проведения ремонта и технического обслуживания оборудования с применением автокранов, гидроподъемников или телескопических вышек преимущественно без снятия напряжения с соседних присоединений, а также подъезд передвижных лабораторий к оборудованию для проведения профилактических работ.

Компоновка КРУЭ 110 кВ выполняется с расположением ячеек в один ряд. Проходы для обслуживания предусмотрены с двух сторон. Для проведения ремонта и технического обслуживания оборудования 110 кВ предусматривается установка кран-балки.

Компоновка КРУ 35 кВ выполняется с расположением ячеек в один ряд. Проходы для обслуживания предусмотрены с двух сторон.

Компоновка КРУ 6 кВ выполняется с расположением ячеек в два ряда. Проходы для обслуживания предусмотрены с двух сторон.

На подстанции сооружаются:

1. Совмещенное производственное здание (СПЗ), двухэтажное с кабельным полуэтажом, кирпичное, размером 58,2х24,83 м;

2. Здание насосной, одноэтажное с кирпичными несущими стенами толщиной 380 мм, размером 6,76х6,76 м;

3. Здание аппаратной маслохозяйства, одноэтажное с кирпичными несущими стенами толщиной 380 мм, размером 6,76х6,76 м;

4. Здание проходной, одноэтажное с кирпичными несущими стенами толщиной 380 мм, размером 6,76х6,76 м;

5. Здание районных электрических сетей (РЭС), двухэтажное с кирпичными несущими стенами толщиной 510 мм, размером 22,02х12,78 м;

6. Здание холодного склада, одноэтажное каркасное здание, размером 24х24 м;

7. Здание гаража, одноэтажное с кирпичными несущими стенами толщиной 510 мм, размером 12,78х13,78 м;

8. Пожарный резервуар, стальной горизонтальный цилиндрический объемом 50 и 100 м³;

9. Маслосборник резервуар, стальной горизонтальный цилиндрический объемом 75 м³.

Исполнитель отмечает, что принятые компоновочные решения соответствуют требованиям Технического задания, требованиям нормативных документов, современному уровню развития технологий. Компоновочные решения приняты с учетом перспективного развития и выполняемых параллельно титулов.

8.1.4 Оборудование и материалы

Основное оборудование, предполагаемое к установке на ПС 220 кВ Биробиджан в рамках реализации данного титула, следующее:

1. Два автотрансформатора 220/110/10 кВ с единичной мощностью 125 МВА;
2. Два трансформатора 110/35/6 кВ с единичной мощностью 63 МВА;
3. ОРУ 220 кВ на 7 комплектных коммутационных модульных ячеек с элегазовыми выключателями;
4. КРУЭ 110 кВ на 10 ячеек;
5. КРУ 35 кВ на 8 ячеек;
6. КРУ 6 кВ на 27 ячеек;
7. Ограничители перенапряжения 220 кВ – 6 шт.;
8. ВЧ заградитель 220 кВ – 14 шт.;
9. Концевые муфты 110 кВ – 12 шт.;
10. ВЧ заградитель 110 кВ – 7 шт.;
11. Ограничители перенапряжения 110 кВ – 27 шт.;
12. Провод сталеалюминевый АС-330/39 – 450 м;
13. Провод сталеалюминевый АС-500/27 – 1400 м;
14. Кабель силовой 110 кВ СПЭ (1x500RMS/60) – 0,5 км;
15. Кабель силовой 110 кВ СПЭ (1x1200RMS/60) – 0,8 км;
16. Кабель силовой: СПЭ 1x500RM/35, $U_n=35$ кВ – 1,5 км;
17. Кабель силовой: СПЭ 3x150 RM/25, $U_n=35$ кВ – 1,5 км;
18. Токоограничивающий реактор: $U_n=10$ кВ, $X_p=0,1$ Ом, $I_n=4000$ –6 шт.;
19. Реактор компенсации емкостных токов сети с плавным регулированием тока: $U_n=6$ кВ, $P_n=300$ кВА – 2 шт.

Проектируемое оборудование выбрано и проверено по номинальным параметрам, термической и динамической стойкости к токам короткого замыкания, с учетом климатического исполнения.

Исполнитель отмечает, что принятые технические требования к основному оборудованию обоснованы и соответствуют Техническому заданию и современному уровню развития технологий.

8.1.5 Сроки и этапы реализации

Срок реализации инвестиционного проекта 2010 – 2021 годы (11 лет). Отмечается необоснованное увеличение срока реализации инвестиционного проекта.

В Инвестиционной программе ПАО «ФСК ЕЭС» указаны сроки реализации титула – с 2011 по 2021 годы. Техническое задание на разработку проектной документации утверждено 11.06.2010 первым заместителем генерального директора – главным инженером ф-ла ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока. Договор на разработку ПД № 12/01-195 заключен 25.01.2011г.

Проектная документация разработана в 2012 году и получила положительное заключение государственной экспертизы в 2013 году.

Реконструкцию объекта «ПС 220 кВ Биробиджан» предусматривается выполнить в один этап.

Согласно «Проекту организации строительства» (шифр П2200343-01-195-ПОС) расчетный срок реконструкции ПС 220 кВ Биробиджан составляет 16 месяцев, что подтверждено положительным заключением государственной экспертизы от 29.04.2013 № 79-1-5-0004-13 и не превышает нормативных значений Раздела 1. Электроэнергетика СНиП 1.04.03-85* «Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений», часть II.

Отмечается, что Заданием на проектирование установлен срок завершения разработки проектной документации – 2012 год и начало СМР по Р и ТПР подстанции. Установленные сроки не соблюдены.

Представленный на рассмотрение График реализации инвестиционного проекта в составе паспорта инвестиционного проекта (Раздел 6.1.) не содержит полной информации о сроках всех промежуточных этапов реализации.

Исполнитель отмечает, что согласно представленному на рассмотрение укрупненному сетевому графику сооружения объекта с января 2015 по февраль 2019 года ведется корректировка проектной документации, а срок ввода объекта в эксплуатацию перенесен на конец 2024. Необходимость корректировки не подтверждена обосновывающими документами.

Исполнитель отмечает, что реализация инвестиционного проекта в указанные в инвестиционной программе ПАО «ФСК ЕЭС» сроки (до 2021 г.) является осуществимой. Срок реализации инвестиционного проекта 2010 – 2021 годы (11 лет) является необоснованно завышенным. Согласно СТО 56947007-29.240.121-2012 «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35-1150 кВ» общий срок реализации данного инвестиционного проекта не должен превышать 48 месяцев (≤ 4 года).

8.2 Анализ обоснованности выбора конструктивных, технических и технологических решений

На стадии разработки ОТР не рассмотрены варианты сооружения ОРУ 220, 110 кВ на действующей подстанции включая варианты с прирезкой территории, а также вариант сооружения открытой ПС 220 кВ Биробиджан на новой площадке.

Исполнитель отмечает, что выбор основных конструктивных, технических и технологических решений не обоснован по техническим и экономическим критериям.

Исполнитель рекомендует, выполнить технико-экономическое сопоставление рассмотренных вариантов реконструкции ПС 220 кВ Биробиджан с рассмотрением как приоритетного варианта с сооружением открытой подстанции 220 кВ с использованием элегазовых выключателей

колонкового или бакового исполнения и типовых схем РУ 220, 110 кВ, в том числе на новой площадке.

8.3 Анализ соответствия принятых технических и технологических решений действующим нормативно-правовым актам Российской Федерации, нормативно-технической документации, отраслевой документации

В целом принятые технические и технологические решения соответствуют действующим нормативно-правовым актам Российской Федерации, нормативно-технической документации, отраслевой документации.

8.4 Анализ соответствия принятых технических и технологических решений современному уровню развития технологий

Исполнитель отмечает, что принятые технические и технологические решения соответствуют современному уровню развития технологий, ограничения на используемые технологии отсутствуют, необходимость использования уникального специализированного оборудования отсутствует.

8.5 Анализ соответствия принятых технических и технологических решений требованиям энергоэффективности и экологичности объекта

Согласно Федеральному закону от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» энергетическая эффективность электроэнергетики – отношение поставленной потребителям электрической энергии к затраченной в этих целях энергии из невозобновляемых источников.

Показатели энергетической эффективности электросетевого комплекса определяются электрическими характеристиками устанавливаемого оборудования (в частности, электрическое сопротивление проводов).

Мероприятия предотвращения воздействия на окружающую среду предусмотрены в соответствии с требованиями СТО 56947007-29.240.10.248-2017 «Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ», СТО 56947007-29.240.10.028-2009 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока высшим напряжением 35-750 кВ».

Исполнитель отмечает, что принятые технические и технологические решения соответствуют требованиям энергоэффективности и экологичности объекта.

8.6 Анализ возможности оптимизации принятых технических и технологических решений

В качестве оптимизации технических и технологических решений рекомендуется рассмотреть вариант реализации инвестиционного проекта с сооружением ОРУ 220, 110 кВ, в том числе на новой площадке с

использованием элегазовых выключателей колонкового или бакового исполнения и отказом от варианта с применением комплектных коммутационных модульных ячеек с элегазовыми выключателями в ОРУ 220 кВ и от КРУЭ 110 кВ.

Потенциальный резерв экономии стоимости реализации варианта с сооружением ОРУ 220, 110 кВ, в том числе на новой площадке с использованием элегазовых выключателей колонкового или бакового исполнения оценивается до 633,9 млн. руб. с НДС в ценах 4 кв. 2012 г.

Исполнитель отмечает, что остальные технические и технологические принятые решения, принятые в проектной документации, оцениваются как оптимальные, возможностей для оптимизации не выявлено.

8.7 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;
- недостижение 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.

Результаты оценки рисков приведены в п. 9.6.

Выводы по результатам технологического аудита

Принятые технические и технологические решения соответствуют действующим нормативно-правовым актам Российской Федерации, нормативно-технической документации, отраслевой документации, соответствуют современному уровню развития технологий, соответствуют требованиям энергоэффективности и экологичности объекта.

Исполнитель рекомендует, для снижения стоимости строительства, рассмотреть вариант реализации инвестиционного проекта на новой площадке, либо на существующей, с сооружением ОРУ 220, 110 кВ с использованием элегазовых выключателей колонкового или бакового исполнения.

9 Ценовой аудит

9.1 Оценка стоимостных показателей

9.1.1 Анализ качества и полноты расчетов сметной стоимости

Сметная стоимость проекта «Реконструкция ПС 220 кВ Биробиджан» составляет 412,0 млн. руб. без НДС в базисных ценах на 01.01.2000 г. и 2 537,6 млн. руб. с НДС в текущих ценах 4 кв. 2012 г., согласно представленному на рассмотрение сводному сметному расчету (далее ССР) и объектным сметным расчетам (далее ОС).

Сметная документация получила положительное заключение государственной экспертизы Управления государственного строительного надзора и экспертизы Еврейской автономной области от 29.04.2013 г. № 79-1-5-0004-13.

Локальные сметы (далее – ЛС) составлены базисно-индексным методом с применением:

– федеральных сметных нормативов ГЭСН, ФЕР-2001, ФЕРМ-2001, ФЕРП-2001, ФЕРР-2001, ТСЦ, ФССЦ,

– прайс-листов и коммерческих предложений на материалы и оборудование.

Накладные расходы определены в процентах от фонда оплаты труда рабочих строителей и механизаторов по видам строительных и монтажных работ, согласно «Методическим указаниям по определению величины накладных расходов в строительстве» (МДС 81-33.2004).

Сметная прибыль определена в процентах от фонда оплаты труда рабочих строителей и механизаторов по видам строительных и монтажных работ, согласно «Методическим указаниям по определению величины сметной прибыли в строительстве» (МДС 81-25.2001).

Затраты при производстве строительно-монтажных работ в зимнее время и снегоборьбу определены по сборнику ГСН-81-05-02-2007.

Резерв средств на непредвиденные работы и затраты определен согласно МДС 81-35.2004 в размере 3%.

Затраты на добровольное страхование, в том числе строительных рисков определены согласно Письму Госстроя России от 18.07.2002 г. № НЗ-3942/07.

Объектные сметные расчеты составлены в базовом уровне цен на 01.01.2000 г.

Сводный сметный расчет стоимости строительства составлен в трех уровнях цен: базисном на 01.01.2000 г., текущем в ценах на 4 кв. 2012 г., прогнозном в ценах на 2 кв. 2017 г.

Для пересчета использованы следующие индексы:

1. Согласно Приказу ПАО «ФСК ЕЭС» №800 от 21.12.2012 г.:

– строительные работы (по подстанции) – 7,91;

– монтажные работы (по подстанции) – 8,78;

- строительно-монтажные работы (по воздушным линиям) – 6,43;
 - для строительно-монтажных работ (по кабельным линиям) – 7,14;
2. Согласно письму Госстроя от 03.12.2012 г. N 2836-ИП/12/ГС:
- оборудование – 3,82;
 - прочие работы и затраты – 7,53;
 - проектные работы – 3,53;
 - изыскательские работы – 3,59.

Расчет сметной стоимости в прогнозных ценах выполнен с учетом индекса-дефлятора на 2 кв. 2017 г. в размере 1,407 согласно письму Министерства Регионального развития РФ от 27.04.2011 №8600-АК/Д14.

Отмечаются следующие затраты, включенные в главы 9-10 ССР, размер которых обоснован внутренними документами:

- пусконаладочные работы «в холостую» сметной стоимостью 103,0 млн. руб. без НДС в текущих ценах 4 кв. 2012 г. определены согласно Приказу ПАО «ФСК ЕЭС» от 10.04.2006 г. № МА/22/118;

- затраты на первичную техническую инвентаризацию, регистрацию прав на недвижимое имущество и изготовление документов кадастрового и технического учета сметной стоимостью 3,0 млн. руб. без НДС в текущих ценах 4 кв. 2012 г. определены согласно Приказу ПАО «ФСК ЕЭС» №725 от 26.11.2012 г.;

- строительный контроль сметной стоимостью 80,7 млн. руб. без НДС в текущих ценах 4 кв. 2012 г. определены согласно Приказу ПАО «ФСК ЕЭС» №467 от 05.08.2011 г.

Указанные затраты составляют 186,7 млн. руб. без НДС в текущих ценах 4 кв. 2012 г.

С учетом положительного заключения государственной экспертизы от 29.04.2013 г. № 79-1-5-0004-13 сметная документация оценивается как соответствующая действующим нормативам в области сметного нормирования и ценообразования.

В сводном сметном расчете для пересчета затрат на строительно-монтажные работы в текущий уровень цен 4 кв. 2012 г. использовались индексы пересчета согласно Приказу ПАО «ФСК ЕЭС» №800 от 21.12.2012 г.

Обращаем внимание что, в соответствии с Методическими рекомендациями по разработке индексов изменения сметной стоимости строительства (утверждены Приказом Минстроя России от 09.02.2017 г. № 84/пр), расчет индексов изменения сметной стоимости осуществляется уполномоченным подведомственным Минстрою России государственным учреждением в разрезе всех субъектов Российской Федерации. Размеры индексов изменения сметной стоимости, их назначение и область применения сообщаются письмом Минстроя России в разрезе субъектов Российской Федерации. Рекомендуются при актуализации сметной документации по проекту «Реконструкция ПС 220 кВ Биробиджан» производить пересчеты затрат на основании писем Минстроя России на текущую дату. При использовании

индексов пересчета по приведению стоимости затрат на строительномонтажные работы в текущий уровень цен 2018 г. снижение сметной стоимости строительства оценивается в объеме до 152,1 млн. руб. с НДС.

9.1.2 Анализ стоимости с использованием Укрупненных нормативов цены

Исполнитель выполнил расчет стоимости реализации проекта на основании сборника «Укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства», утвержденного приказом Минэнерго №75 от 08.02.2016 (табл. 1).

Таблица 1 – Расчет стоимости реализации проекта с использованием укрупненных нормативов цены в уровне цен I кв. 2015 г.

№ п/п	Наименование работ	Расценка сборника УНЦ*	Количество, ед.	Единица измерения	Стоимость единицы, тыс. руб.	Стоимость всего, тыс. руб.
1	Ячейка выключателя ОРУ 220 кВ элегазовый	В1-03	7	шт.	28 880	202 160
2	Ячейки выключателя 110 кВ КРУЭ	В1-02	10	шт.	16 543	165 430
3	Ячейки выключателя 35 кВ КРУ	В1-01	8	шт.	5 010	40 080
4	Ячейки выключателя 6 кВ КРУ, ЗРУ	В2-01	27	шт.	1 660	44 820
5	Ячейки автотрансформатора 220/110/10 кВ 125 МВА	Т1-09-6	2	шт.	97 977	195 954
6	Ячейки трансформатора 110/35/6 кВ 63 МВА	Т1-06-3	2	шт.	45 007	90 014
7	Подготовка и благоустройство территории	Б1-08	26867	кв. м	3	70 767
8	Постоянная часть ПС 220 кВ	31-03	1	ед.	223 094	223 094
9	ПИР ПС 220 кВ	П1-05	1	ед.	118 611	118 611
10	Итого стоимость в ценах 2015 г. без НДС	-	-	-	-	1 150 939

Примечание: * – Укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства (утверждены приказом Минэнерго России от 08.02.2016 г. № 75).

Примененные нормативы цены не учитывают следующие виды затрат:
– затраты, связанные с оформлением прав на земельный участок;

– компенсационные затраты, связанные с выполнением технических условий по переустройству сооружений и коммуникаций инфраструктуры при пересечении;

– затраты на автоматизированную информационно-измерительную систему коммерческого учета электроэнергии.

Стоимость указанных затрат согласно представленной смете на строительство составляет 7,9 млн. руб. в ценах 2012 года без НДС.

Таким образом, стоимость реализации проекта на основании УНЦ оценивается в 1 367,5 млн руб. с НДС в ценах 2015 года (табл.2).

Таблица 2 – Расчет стоимости реализации проекта с использованием укрупненных нормативов цены в уровне цен I кв. 2015 г.

Показатель	Стоимость, тыс. руб.
Стоимость по УНЦ, без НДС	1 150 930
Стоимость затрат, не учтенных УНЦ, без НДС	7 931
Стоимость всего, без НДС	1 158 861
Стоимость всего, с НДС	1 367 455

Стоимость реализации проекта на основании УНЦ в текущем уровне цен 2012 года, с учетом накопленного индекс-дефлятора, оценивается в 1 230,7 млн. руб. с НДС.

Пересчет стоимости реализации проекта в прогнозный уровень цен (до 2021 г.) выполнен с учетом графика реализации проекта в инвестиционной программе ПАО «ФСК ЕЭС» (утверждена приказом Минэнерго России от 18.12.2015 г. № 980 с изменениями, внесенными приказами Минэнерго России от 28.12.2016 г. № 1432 и от 27.12.2017 г. №31@) на основе индексов-дефляторов по виду экономической деятельности «Инвестиции в основной капитал (капитальные вложения)», согласно прогнозу Минэкономразвития России (табл. 3).

Таблица 3 – Расчет стоимости реализации проекта с использованием укрупненных нормативов цены в уровнях цен различных лет

Годы прогнозируемого периода	Стоимость в ценах соответствующих лет, тыс. руб.	Накопленный индекс-дефлятор
до 2015 года (включительно)	27 739	1,07
2016 год	912	1,14
2017 год	215	1,18

2018 год	188 821	1,24
2019 год	586 819	1,30
2020 год	731 138	1,36
2021 год	281 473	1,42
ВСЕГО	1 817 117	-

Примечание: * – Прогноз индексов дефляторов и индексов цен производителей по видам экономической деятельности до 2024 г. / Минэкономразвития России.
URL: <http://economy.gov.ru/minec/activity/sections/macro/201801101>.

Стоимость реализации проекта в прогнозном уровне цен составляет 1 817,1 млн. руб. с НДС.

Исполнитель сопоставил представленные данные о стоимости реализации проекта с расчетом на основе укрупненных нормативов цены (табл. 4).

Таблица 4 – Сопоставление заявленной стоимости реализации проекта и расчетного объема финансовых потребностей

Расчет стоимости реализации проекта	Стоимость строительства, тыс. руб. с НДС		Источник информации
	в текущем уровне цен 2012 г.	в прогнозном уровне цен	
Объем финансовых потребностей	1 230 654	1 817 117	расчет Исполнителя (на основе укрупненных нормативов цены)
Оценка полной стоимости инвестиционного проекта	-	2 537 620	инвестиционная программа ПАО «ФСК ЕЭС», утверждена Приказом Минэнерго России от 18.12.2015 г. № 980 с изменениями, внесенными приказами Минэнерго России от 28.12.2016 г. № 1432 и от 27.12.2017 г. №31@
Сметная стоимость	2 537 619	-	Сметная стоимость согласно ССР

Полная стоимость инвестиционного проекта, установленная в инвестиционной программе ПАО «ФСК ЕЭС» (утверждена приказом Минэнерго России от 18.12.2015 г. № 980 с изменениями, внесенными приказами Минэнерго России от 28.12.2016 г. № 1432 и от 27.12.2017 г. №31@), превышает объем финансовых потребностей, определенный на основе УНЦ в прогнозном уровне цен.

Превышение сметной стоимости, согласно ССР, над объемом финансовых потребностей, определенным на основе УНЦ в текущем уровне цен, оценивается в объеме 1 307,0 млн. руб. с НДС.

В соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 12.11.2016 г. № 1157 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике», инвестиционные программы, предусматривающие строительство объектов электроэнергетики, утверждаются при условии не превышения объема финансовых потребностей, необходимых для реализации проекта, над объемом финансовых потребностей, определенным в соответствии с укрупненными нормативами цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики.

Исполнитель отмечает, что полная стоимость инвестиционного проекта превышает объем финансовых потребностей, определенный на основе УНЦ.

9.1.3 Анализ стоимости с использованием Укрупненных стоимостных показателей

Оценка стоимости по удельным стоимостным показателям основана на оценке среднестатистических стоимостных показателей по сопоставимым проектам с последующим укрупненным расчетом стоимости рассматриваемого проекта.

Исполнитель провел анализ стоимости с использованием «Сборника укрупненных показателей стоимости линий электропередачи и подстанций напряжением 35-750 кВ ОАО «ФСК ЕЭС»» (приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 09.07.2012 г. № 385, приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 21.10.2014 г. № 477). Указанный сборник внесен в федеральный реестр сметных нормативов, подлежащих применению при определении сметной стоимости объектов капитального строительства, строительство которых финансируется с привлечением средств федерального бюджета (приказ Минстроя России от 06.10.2014 г. № 597/пр).

В основе определения указанных укрупненных показателей стоимости лежат данные сводных сметных расчетов стоимости строительства по 41 реализованному инвестиционному проекту ПАО «ФСК ЕЭС». В данную выборку включены проекты строительства, реконструкции, расширения и технического перевооружения объектов капитального строительства (подстанций) и линейных объектов (кабельных и воздушных линий) номинальной мощностью от 110 до 750 кВ в различных регионах Российской Федерации.

Расчет на основе укрупненных стоимостных показателей осуществлен в следующих уровнях цен:

- базисный уровень цен на 01.01.2000 года;
- текущий уровень цен 4 кв. 2012 г.

Результаты оценки стоимости реализации проекта представлены в табл. 5.

Таблица 5 – Расчет стоимости реализации проекта с использованием укрупненных стоимостных показателей* в базисном уровне цен

№ п/п	Наименование работ	Количество, ед.	Единица измерения	Стоимость единицы, тыс. руб. без НДС	Стоимость всего, тыс. руб. без НДС
1	Ячейки выключателя ОРУ 220 кВ	7	шт.	21 096	147 672
2	Ячейки выключателя 110 кВ	10	шт.	11 675	116 750
3	Ячейки выключателя 35 кВ	8	шт.	1 200	9 600
4	Ячейки выключателя 6 кВ	27	шт.	570	15 390
5	Ячейки автотрансформатора 220/110/10 кВ 125 МВА	2	шт.	30 990	61 980
6	Ячейки трансформатора 110/35/6 кВ 63 МВА	2	шт.	12 418	24 836
7	Постоянная часть ПС 220 кВ	1	ед.	34 147	34 147
8	Демонтаж ячейки выключателя 220 кВ	8	шт.	15,8	126
9	Демонтаж ячейки выключателя 110 кВ	11	шт.	4,3	47
10	Демонтаж ячейки выключателя 35 кВ	8	шт.	2,5	20
11	Демонтаж ячейки автотрансформатора 220/110/10 кВ	3	шт.	72,9	219
12	Демонтаж ячейки автотрансформатора 110/35/6 кВ	2	шт.	48,9	98
13	Затраты, сопутствующие строительству**	23,23 %	% от п. 1-12	-	95 449
14	Регионально-климатические условия	9,00%	% от п. 1-13	-	45 570
Итого стоимость в ценах 2001 г.		-	-	-	551 904

Примечания: * – Укрупненные показатели стоимости линий электропередачи и подстанций напряжением 35-750 кВ (утверждены приказами ОАО «ФСК ЕЭС» от 09.07.2012 г. № 385, от 21.10.2014 г. № 477).

** – Затраты, сопутствующие строительству, соответствуют перечню затрат по главам 1, 8, 9, 10, 12 сводного сметного расчета.

В расчете стоимости реализации проекта на основе укрупненных стоимостных показателей не учтены:

- затраты, связанные с оформлением прав на земельный участок;
- компенсационные затраты, связанные с выполнением технических условий по переустройству сооружений и коммуникаций инфраструктуры при пересечении.

Стоимость указанных затрат согласно представленной смете на строительство составляет 7,9 млн. руб. в ценах 2012 года без НДС.

Оценка стоимости строительства в текущем уровне цен с учетом доли расходов на строительные-монтажные работы, оборудование, проектно-изыскательские и прочие работы приведена в табл. 6.

Таблица 6 – Оценка стоимости строительства ПС 220 кВ в текущем уровне цен 4 кв. 2012 г.

Стоимость строительства	Стоимость в базисном уровне цен, тыс. руб. без НДС	Доля расходов	Индексы приведения* в текущий уровень цен	Стоимость в текущем уровне цен, тыс. руб. без НДС
СМР	121 419	22,0%	7,21	875 430
Оборудование	367 016	66,5%	3,82	1 402 001
Прочие	27 595	5,0%	7,53	207 792
ПИР	35 874	6,5%	3,53	126 634
<i>ВСЕГО</i>	551 904	100,0%	-	2 611 858

Примечание: * – Индексы приведения в текущий уровень цен приведены согласно письму Минстроя России от 03.12.2012 г. №2836-ИП/12/ГС.

Стоимость строительства в текущем уровне цен 4 кв. 2012 г. оценивается в сумме 2 611,9 млн. руб. без НДС.

Таким образом, стоимость реализации проекта на основании УСП с учетом затрат, не учтенных УСП, оценивается в 3 091,4 млн руб. с НДС в текущем уровне цен 4 кв. 2012 г. (табл.7).

Таблица 7 – Расчет стоимости реализации проекта с использованием УСП в уровне цен 4 кв. 2012 г.

Показатель	Стоимость, тыс. руб.
Стоимость по УСП, без НДС	2 611 858
Стоимость затрат, не учтенных УСП, без НДС	7 931
Стоимость всего, без НДС	2 619 788

Стоимость всего, с НДС	3 091 350
------------------------	-----------

Пересчет стоимости реализации проекта в прогнозный уровень цен (до 2021 года) выполнен с учетом графика реализации проекта в инвестиционной программе ПАО «ФСК ЕЭС» (утверждена приказом Минэнерго России от 18.12.2015 № 980 с изменениями, внесенными приказами Минэнерго России от 28.12.2016 № 1432 и от 27.12.2017 №31@) на основе индексов-дефляторов по виду экономической деятельности «Инвестиции в основной капитал (капитальные вложения)», согласно прогнозу Минэкономразвития России (табл. 8).

Таблица 8 – Расчет стоимости реализации проекта с использованием укрупненных нормативов цены в уровнях цен различных лет

Годы прогнозируемого периода	Стоимость в ценах соответствующих лет, тыс. руб.	Накопленный индекс-дефлятор
2015 год	78 980	1,27
2016 год	2 443	1,35
2017 год	576	1,40
2018 год	505 765	1,47
2019 год	1 571 819	1,54
2020 год	1 958 386	1,61
2021 год	753 938	1,68
ВСЕГО	4 871 908	-

Стоимость строительства в уровне цен различных лет оценивается в сумме 4 871,9 млн. руб. с НДС.

Сравнительный анализ заявленной стоимости реализации проекта с оценкой Исполнителя приведен в табл. 9.

Таблица 9 – Сравнительный анализ стоимости реализации проекта

Уровень цен	Оценка Заказчика, млн руб.		Оценка* Исполнителя, млн руб.		Разница в оценке Исполнителя и Заказчика, млн руб.	Разница в оценке Исполнителя и Заказчика, %
	полная стоимость (согласно инвестиционной программе)	сметная стоимость	объем финансовых потребностей по укрупненным нормативам цены (УНЦ)	стоимость по аналогам (УСП)		
Базовый уровень цен (без НДС)	-	412	-	552	-	-
Текущий уровень цен, 2012 (с НДС)	-	2 538	1 231	3 091	554	22%
Прогнозный уровень цен, до 2021 (с НДС)	2 538	-	1 817	4 872	2 334	92%

Примечания: * – оценка Исполнителем стоимости реализации проекта выполнена на основе следующих методических документов:

УНЦ – укрупненные нормативы цены, утверждены приказом Минэнерго России от 08.02.2016 г. № 75;

УСП – укрупненные стоимостные показатели, утверждены приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 21.10.2014 г. № 477;

Стоимость строительства в текущем уровне цен, оцененная на основе расчета по укрупненным стоимостным показателям, на 22% выше сметной стоимости, согласно ССР по этапам строительства.

Стоимость строительства в прогнозном уровне цен, оцененная на основе расчета по укрупненным стоимостным показателям, на 92% выше полной стоимости строительства, определенной согласно инвестиционной программе ПАО «ФСК ЕЭС».

Исполнитель отмечает недостаточность денежных средств для финансирования рассматриваемого титула в объеме, заложенном на его реализацию в инвестиционной программе.

9.1.4 Анализ стоимости с использованием объектов-аналогов

Анализ стоимости инвестиционного проекта с использованием объектов-аналогов выполнен следующими методами:

- методом регрессионного моделирования;
- методом парного сравнения.

Анализ осуществлен с использованием данных аналогичных проектов из Инвестиционной программы ПАО «ФСК ЕЭС» с учетом заключений экспертизы проектной документации и отчетов по результатам проведения технологического и ценового аудита (информация размещена на

официальном сайте компании: http://www.fsk-ees.ru/about/tekhnologicheskii_i_tsenovoy_audit/).

Критерии подбора аналогов:

- класс напряжения (на стороне высшего напряжения) – 220 кВ;
- трансформаторная мощность – имеется;
- установка выключателей РУ – 110 кВ;
- установка выключателей РУ – 220 кВ;
- проектная документация – разработана;
- положительного заключения экспертизы по сметам – имеется.

1. Сравнение с аналогами методом регрессионного моделирования.

Перечень объектов-аналогов, удовлетворяющих критериям отбора, представлен в табл. 10.

Таблица 10 – Перечень объектов-аналогов

№ п/п	Наименование проекта
1	ВЛ 220 кВ Февральская – Рудная с ПС 220 кВ Рудная
2	ВЛ 220 кВ Благовещенская – Тамбовка (Журавли) – Варваровка с ПС 220 кВ Тамбовка (Журавли)
3	Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 220/110/35/10 кВ Староминская
4	Комплексная реконструкция ПС 220/110/35/6 кВ Смоленск-1 (с заменой трансформаторной мощности 125 МВА)
5	Комплексная реконструкция и техническое перевооружение ПС №20 Чесменская СПб
6	Реконструкция ПС 220/110/35/10 кВ «Тында»
7	Строительство двух одноцепных ВЛ 220 кВ НПС-15 – НПС-14 с ПС 220 кВ при НПС-15 (ВСТО-1)
8	ПС 220 кВ Артем с заходами ЛЭП 220 кВ Владивосток – Волна
9	ПС 220 кВ «Амур»

Зависимой переменной по аналогам с учетом технико-экономических показателей рассматриваемого проекта выступает сметная стоимость без учета затрат по главе 1 сводного сметного расчета (затраты на подготовку территории) и без затрат на строительство воздушных и кабельных линий при их наличии в объектах-аналогах.

Регрессионная модель, построенная по результатам анализа, характеризуется высоким значением коэффициента детерминации: R-квадрат – 0,94.

Ошибка аппроксимации модели – 27%.

По результатам анализа выявлены следующие факторы регрессионной модели, демонстрирующие оптимальные показатели статистической значимости:

- трансформаторная мощность (МВА);
- выключатель 220 кВ (шт);
- выключатель 110 кВ (шт).

В соответствии с полученным регрессионным уравнением сформирована модель аналога, факторные показатели которого соответствуют ТЭП объекта «Реконструкция ПС 220 кВ Биробиджан». Расчетная стоимость модели аналога с учетом ошибки аппроксимации лежит в пределах от 1 963,2 до 3 415,4 млн. руб. с НДС в текущих ценах 2012 г.

Сметная стоимость строительства рассматриваемого объекта, согласно сметной документации, составляет 2 537,6 млн. руб. с НДС в текущих ценах 4 кв. 2012 г. Стоимость строительства рассматриваемого объекта без учета затрат по главе 1 сводного сметного расчета и без затрат на строительство воздушных и кабельных линий составляет 2 453,1 млн. руб. с НДС в текущих ценах 4 кв. 2012 г.

Таким образом, заявленные стоимостные показатели рассматриваемого проекта находятся в пределах границы стоимостного интервала, полученного методом регрессионного анализа аналогов.

2. Сравнение с аналогами методом парного сравнения.

Дополнительным критерием подбора прямых аналогов выступает трансформаторная мощность ПС – от 300 до 400 МВА.

В качестве прямых объектов-аналогов выбраны следующие проекты:

- «ПС 220 кВ Артем с заходами ЛЭП 220 кВ Владивосток – Волна» (аналог 1);
- «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 220 кВ Темпы» (аналог 2).

Приведение рассматриваемого объекта и объектов-аналогов к сравнению было выполнено в следующем порядке:

- из сметной стоимости всех объектов исключены затраты по 1 главе сводных сметных расчетов;
- из сметной стоимости объектов исключены затраты на КВЛ (при наличии);
- сметная стоимость всех объектов приведена в текущий уровень цен 2012 г. с использованием индексов-дефляторов;
- в объектах-аналогах проведена стоимостная корректировка количества выключателей 220 кВ;
- в объектах-аналогах проведена стоимостная корректировка количества выключателей 110 кВ;
- в объектах-аналогах проведена стоимостная корректировка по мощности трансформатора с классом напряжения по стороне ВН 220 кВ;
- в объектах-аналогах проведена стоимостная корректировка по мощности трансформатора с классом напряжения по стороне ВН 110 кВ.

Результаты анализа методом парного сравнения представлены в табл. 11.

Таблица 11 – Анализ методом парного сравнения

№ п/п	Параметр	Рассматриваемый проект	Аналоги	
			Аналог 1	Аналог 2
1	Сметная стоимость в текущем уровне цен, тыс. руб. без НДС	2 150 524	1 328 557	3 667 076
2	Стоимость затрат по 1 главе ССР в текущем уровне цен без НДС, тыс. руб.	71 654	93 093	65 709
3	Стоимость КВЛ в текущем уровне цен без НДС, тыс. руб.	0	113 158	0
4	Стоимость без учета 1 главы и КВЛ в текущем уровне цен без НДС, тыс. руб.	2 078 870	1 122 306	3 601 367
5	Год составления сметной документации	4 кв. 2012 г	4 кв. 2015	2 кв. 2013
6	Корректировка сметной стоимости по дате, тыс. руб. без НДС	2 078 870	1 237 153	4 760 341
7	Суммарная трансформаторная мощность, МВА	376	330	400
8	Мощность трансформатора 220 кВ, МВА	250	250	400
9	Корректировка по мощности трансформатора 220 кВ	0	0	-251 042
10	Мощность трансформатора 110 кВ, МВА	126	80	0
11	Корректировка по мощности трансформатора 110 кВ	0	61 209	167 658
12	Выключатель 110 кВ, шт.	10	9	16
13	Корректировка по количеству выключателей 110 кВ*	0	78 813	-472 881
14	Выключатель 220 кВ, шт.	7	4	17
15	Корректировка по количеству выключателей 220 кВ*	0	297 662	-992 206
16	Расчетная стоимость без учета 1 главы и КВЛ с учетом корректировок в текущем уровне цен	2 078 870	1 674 837	3 211 871

	2012 г без НДС, тыс. руб.			
17	Расчетная стоимость без учета 1 главы и КВЛ с учетом корректировок в текущем уровне цен 2012 г с НДС, тыс. руб.	2 453 066	1 976 308	3 790 007

Примечание: * – стоимость выключателей 220 кВ и 110 кВ рассчитана на основании УСП в текущем уровне цен 2012 г.

Расчетная стоимость аналогов с учетом корректировок лежит в пределах от 1 976,3 до 3 790,0 млн. руб. с НДС в текущих ценах 2012 г.

Сметная стоимость строительства рассматриваемого объекта, согласно сметной документации, составляет 2 537,6 млн. руб. с НДС в текущих ценах 4 кв. 2012 г. Стоимость строительства рассматриваемого объекта без учета затрат по главе 1 сводного сметного расчета и без затрат на строительство воздушных и кабельных линий составляет 2 453,1 млн. руб. с НДС в текущих ценах 4 кв. 2012 г.

Таким образом, заявленные стоимостные показатели рассматриваемого проекта находятся в пределах стоимостного интервала, полученного методом парного сравнения с аналогами.

По результатам анализа стоимости проекта с использованием объектов-аналогов отмечается, что стоимость строительства объекта сопоставима со стоимостью строительства аналогичных проектов.

9.1.5 Сравнительный анализ укрупненных расчетных стоимостных показателей инвестиционного проекта

Стоимостные показатели рассматриваемого проекта в текущих ценах 4 кв. 2012 г. представлены следующими значениями:

– сметная стоимость строительства согласно сводному сметному расчету (далее – данные ССР) – 2 537 618 тыс. руб. с НДС в текущих ценах 4 кв. 2012 г.;

– стоимость, рассчитанная на основании сборника УНЦ (далее – данные по УНЦ) – 1 230 654 тыс. руб. с НДС в текущих ценах 4 кв. 2012 г.;

– стоимость, рассчитанная на основании сборника УСП (далее – данные по УСП) – 3 091 350 тыс. руб. с НДС в текущих ценах 4 кв. 2012 г.

Сравнительный анализ стоимостных показателей проекта представлен в табл. 12.

Таблица 12 – Сравнительный анализ укрупненных стоимостных показателей проекта, тыс. руб.

№	Наименование работ и затрат	Данные ССР	Данные по УНЦ	Отклонение данных ССР от данных по УНЦ	Данные по УСП	Отклонение данных ССР от данных по УСП
1	Строительство ПС	1 537 431	864 695	672 736	2 277 431	-740 000
2	ПИР	82 197	106 663	-24 467	126 634	-44 438
3	Затраты, не учитывающие УНЦ и УСП	7 931	7 931	-	7 931	-
4	Прочие и непредвиденные затраты	522 966	63 638	459 327	207 792	315 174
5	Итого без НДС	2 150 524	1 042 927	1 107 597	2 619 788	-469 264
6	НДС	387 094	187 727	199 367	471 562	-84 468
7	Всего с НДС	2 537 619	1 230 654	1 306 965	3 091 350	-553 731

На основании проведенного анализа сметная стоимость строительства объекта превышает средние отраслевые показатели по виду работ «Прочие и непредвиденные затраты» – в среднем на 387,3 млн. руб. без НДС.

9.1.6 Сравнительный анализ стоимостных показателей на разных стадиях реализации инвестиционного проекта

Сравнительный анализ стоимостных показателей на разных стадиях реализации инвестиционного проекта выполнен с использованием следующих материалов:

– Основные технические решения по проекту «Реконструкция ПС 220 кВ Биробиджан» (далее – ОТР);

– «Инвестиционная программа ПАО «ФСК ЕЭС»», утвержденная приказом Минэнерго России от 27.12.2017 №31@ «Об утверждении изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «ФСК ЕЭС», утвержденную приказом Минэнерго России от 18.12.2015 № 980» (далее – инвестиционная программа);

– проектная документация по инвестиционному проекту «Реконструкция ПС 220 кВ Биробиджан» (далее – сметная документация).

Сравнение данных о стоимости реализации рассматриваемого инвестиционного проекта на основе вышеперечисленных материалов представлено в табл. 13.

Таблица 13 – Стоимость реализации инвестиционного проекта

№ п/п	Источник	Стоимость проекта в прогнозном уровне цен, млн. руб. с НДС
1	ОТР	1 927,4*
2	Сметная документация	2 537,6**
3	Инвестиционная программа	2 537,6

Примечания: * – год текущих цен в расчете ОТР не указан;

**– в ценах 4 кв. 2012 г.

Оценить причину изменения стоимости при формировании проектной документации по сравнению со стоимостью, определенной в ОТР, не представляется возможным ввиду отсутствия в расчете ОТР указания периода, на который был выполнен расчет.

9.2 Финансово-экономическая оценка инвестиционного проекта

Представленные на технологический и ценовой аудит документы Заказчика не содержат материалы по финансово-экономической оценке рассматриваемого проекта.

В качестве экономического обоснования реализации проекта рекомендуется представить на аудит материалы предпроектной разработки: финансовую модель, технико-экономическое обоснование.

9.2.1 Анализ финансово-экономической модели

Финансово-экономическая модель не представлена.

В соответствии с действующими в электроэнергетике нормативно-правовыми актами стоимость услуг ПАО «ФСК ЕЭС» по передаче электроэнергии включает следующие элементы:

– стоимость услуг по передаче электрической энергии на содержание объектов электросетевого хозяйства (определяется тарифами и подключенной мощностью потребителей);

– стоимость нормативных технологических потерь электрической энергии (определяется тарифами и подключенной мощностью потребителей).

При этом государственное регулирование цен обеспечивает экономически обоснованную доходность инвестированного капитала (Федеральный закон «Об электроэнергетике» от 26.03.2003 № 35-ФЗ, Постановление Правительства Российской Федерации «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» от 29.12.2011 № 1178).

Расчет тарифов основан на оценке необходимой валовой выручки сетевой организации (приказ ФСТ России «Об утверждении методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке» от 06.08.2004 № 20-э/2). Тариф изменяется пропорционально росту расходов сетевой организации и обратно пропорционально объему передаваемой

электроэнергии и подключенной мощности энергопринимающих устройств потребителей.

В данной ситуации величина тарифа после реализации инвестиционного проекта в зависимости от конкретных обстоятельств (величины капитальных вложений, увеличения расходов сетевой организации, роста передаваемой электроэнергии и т.д.) может как увеличиться, так и уменьшиться. В связи с этим оценка величины тарифа в прогнозном периоде на основе инфляционного индексирования представляется некорректной.

Поскольку тариф определяется достижением нормативно установленной доходности, то расчет денежных потоков по отдельно взятому инвестиционному проекту, не позволяет оценить реальную эффективность данных инвестиций в целом для сетевой организации.

По данной причине провести оценку инвестиционного проекта на основе его финансовой модели в отрыве от данных о денежных потоках всей сетевой организации не представляется возможным.

Исполнитель отмечает неприменимость методов финансового моделирования отдельных инвестиционных проектов для оценки их экономической эффективности для сетевой организации в условиях действующего порядка ценообразования в электроэнергетике.

9.2.2 Анализ показателей экономической эффективности

Проект, реализация которого связана со снижением тарифа за услуги передачи электроэнергии, представляется экономически эффективным, поскольку снижает нагрузку на потребителей. В соответствии с этим анализ экономической эффективности рассматриваемого проекта основан на оценке изменения указанного тарифа.

В соответствии с методологией ценообразования в области регулируемых тарифов в электроэнергетике Исполнитель провел оценку изменения необходимой валовой выручки по результатам реализации рассматриваемого проекта.

Необходимая валовая выручка определяется по следующей формуле (приказ ФСТ России «Об утверждении методических указаний по регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала» от 30.03.2012 № 228-э):

$$НВВ = Р + ВК + ДК + \text{ДельтаЭОР} + \text{ДельтаЭП} + \text{ДельтаНВВ},$$

где:

НВВ – необходимая валовая выручка;

Р – расходы, связанные с производством и реализацией продукции;

ВК – возврат инвестированного капитала;

ДК – доход на инвестированный капитал;

ДельтаЭОР – экономия операционных расходов;

ДельтаЭП – экономия от снижения технологических потерь;

ДельтаНВВ – величина изменения необходимой валовой выручки, производимого в целях сглаживания тарифов.

При этом размер инвестированного сетевой организацией капитала корректируется на величину платы за технологическое присоединение.

Ежегодные расходы, связанные с производством и реализацией продукции, оцениваются в размере 7,1% (см. п. 9.3.2).

Суммы, включаемого в необходимую валовую выручку возврата инвестированного капитала, определяется с учетом срока его возврата в течение 35 лет (приказ ФСТ России от 30.03.2012 г. № 228-э) – 2,9% от капитальных вложений.

Норма доходности на инвестированный капитал с 2015 г. установлена в размере 10% (приказ ФСТ России «Об утверждении нормы доходности инвестированного капитала для расчета тарифов на услуги по передаче электрической энергии по Единой национальной (общероссийской) электрической сети» от 21.11.2014. № 2049-э).

Плата за технологическое присоединение новых потребителей по рассматриваемому проекту не определена.

Прочие аргументы (экономия операционных расходов, экономия от снижения технологических потерь, величина изменения необходимой валовой выручки, производимого в целях сглаживания тарифов) не зависят от реализации отдельно взятого проекта.

Таким образом, в связи с реализацией рассматриваемого проекта величина необходимой валовой выручки электросетевой организации увеличится ориентировочно на 20,0% от суммы капитальных вложений по данному проекту, скорректированных на величину платы за технологическое присоединение (при наличии такой платы в рамках рассматриваемого проекта). С учетом расчета стоимости капитальных вложений, выполненного Исполнителем по укрупненным стоимостным показателям, необходимая валовая выручка сетевой организации увеличится ориентировочно на 832,9 млн руб.

В соответствии с приказом ФАС России от 19.12.2017 г. №1748/17 с 01.07.2018 г. ставка тарифа на услуги по передаче электрической энергии на содержание объектов электросетевого хозяйства, входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть, составляет 173 164,15 руб. за 1 МВт*мес.

Объем подключенной нагрузки в результате реализации рассматриваемого проекта не определен.

С учетом действующей ставки тарифа и предположительного отсутствия прироста нагрузки действительный годовой доход не изменится.

Поскольку тариф устанавливается на уровне, обеспечивающем нормативную доходность инвестированного капитала, прирост годового дохода сетевой организации и прирост ее необходимой валовой выручки должны быть равны друг другу. Отсюда можно сделать вывод, что реализация проекта предположительно окажет повышающее воздействие на

формирование тарифа по передаче электроэнергии в будущем, что определяет относительно низкую экономическую эффективность реализации проекта для потребителей.

Более точная оценка влияния проекта на размер тарифа за услуги передачи электроэнергии требует учета влияния факторов, не связанных с реализацией рассматриваемого проекта.

Исполнитель отмечает, что проект характеризуется отсутствием выраженной экономической эффективности для потребителей.

9.3 Анализ затрат на реализацию инвестиционного проекта

9.3.1 Анализ капитальных затрат

Сметная стоимость объекта «Реконструкция ПС 220 кВ Биробиджан» составляет 2 537,6 млн. руб. с НДС в текущих ценах 4 кв. 2012 г.

Исполнитель провел расчет стоимости реализации проекта с показателями средних инвестиционных затрат 2012 года с учетом директивного снижения на 30% (в соответствии со «Стратегией развития электросетевого комплекса Российской Федерации», утвержденной Распоряжением Правительства Российской Федерации от 03.04.2013 № 511-р). Средние фактические удельные инвестиционные затраты в 2012 г. указаны в табл. 14.

Таблица 14 – Средние фактические удельные инвестиционные затраты в 2012 г

Удельный показатель	Средние инвестиционные затраты в 2012 г., млн руб. без НДС
на 1 км линий электропередачи	21,79
на 1 МВА трансформаторной мощности	4,99

Источник: «Отчет об оценке снижения затрат на единицу выпускаемой продукции по инвестиционным проектам ПАО «ФСК ЕЭС», введенным в эксплуатацию в 2015 году» / ООО «ПрайсвогтерхаусКуперс Консультирование». 2016.

Трансформаторная мощность в результате реализации рассматриваемого проекта составит 376 МВА.

Длина линий электропередач в результате реализации рассматриваемого проекта не изменится.

В соответствии с данными технико-экономическими показателями выполнен расчет предельной стоимости проекта в ценах 2012 г. без учета директивного снижения (табл. 15).

Таблица 15 – Расчет предельной стоимости проекта в ценах 2012 г. без учета директивного снижения

Объект строительства	Технико-экономический показатель		Стоимость, млн. руб. без НДС	
	значение по проектной документации	единица измерения	удельная (на 1 единицу измерения)	общая
линии электропередачи	0,0	км линий электропередачи	21,79	0,0
подстанция	376	МВА трансформаторной мощности	4,99	1 876,2
ВСЕГО	-	-	-	1 876,2

Таким образом, предельная стоимость проекта в ценах 2012 г. без учета директивного снижения составляет 1 876,2 млн руб. без НДС.

Таким образом, стоимость рассматриваемого проекта с учетом индексов-дефляторов на прогнозный период превышает уровень цен 2012 года (рис.2).

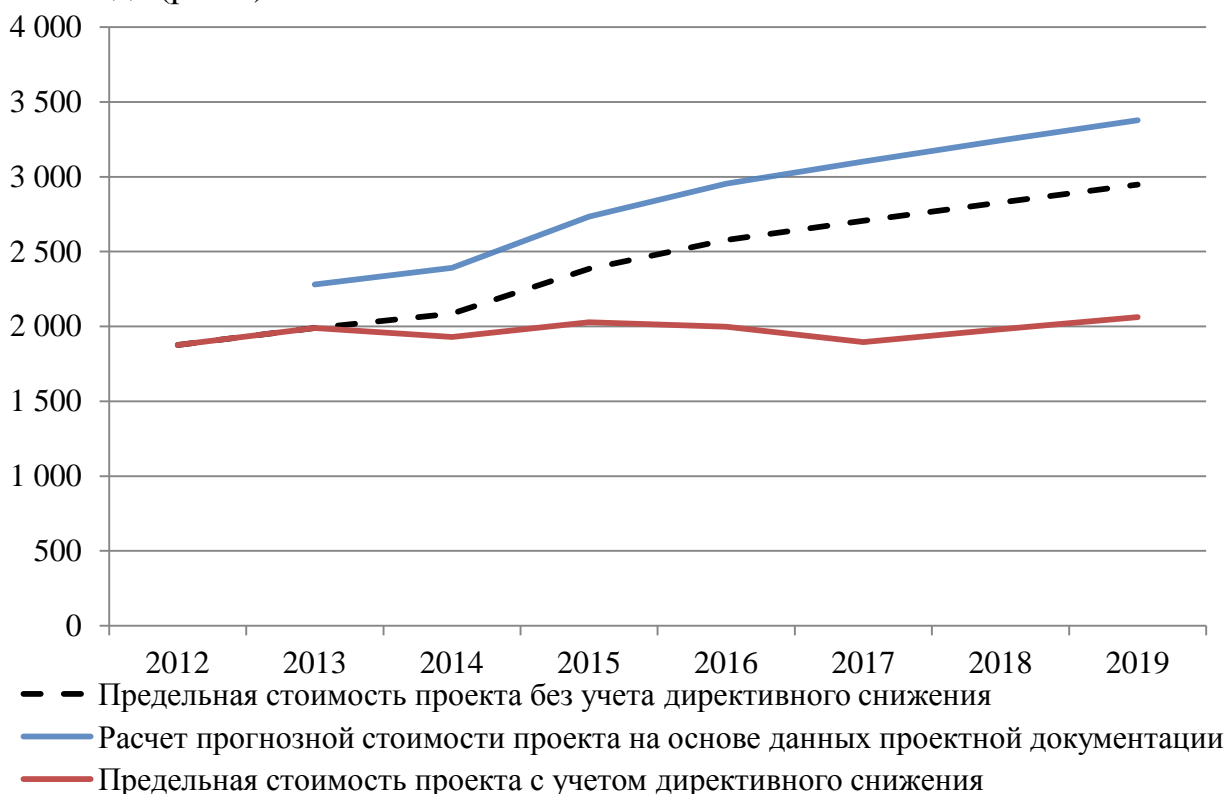


Рисунок 2 – Расчет предельной стоимости проекта с учетом директивного снижения, млн. руб. без НДС (по данным сводных сметных расчетов по этапам строительства)

Стоимостные показатели проекта не достигают целевых показателей «Стратегии развития электросетевого комплекса Российской Федерации» по снижению капитальных затрат

9.3.2 Анализ эксплуатационных затрат

Ежегодные расходы, связанные с услугами передачи электроэнергии, для рассматриваемого проекта могут быть оценены следующим образом:

Расходы, связанные с услугами передачи электроэнергии, на объектах капитального строительства (подстанциях):

- расходы на обслуживание объекта капитального строительства – 2,0% от капитальных вложений (Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. М., 2012);
- расходы на ремонт – 2,9% от капитальных вложений;
- налог на имущество – 2,2% от капитальных вложений.

Расходы, связанные с услугами передачи электроэнергии, на линейных объектах (воздушных линиях электропередач):

- расходы на обслуживание объекта капитального строительства – 0,4% от капитальных вложений;
- расходы на ремонт – 0,4% от капитальных вложений;
- налог на имущество – 2,2% от капитальных вложений.

Таким образом, ежегодные расходы, связанные с услугами передачи электроэнергии, могут быть оценены в размере 7,1% от капитальных вложений по подстанции и 3,0% по линиям электропередач

9.4 Анализ возможностей оптимизации стоимостных показателей

Локальные сметные (далее ЛС) расчеты составлены согласно сборникам федеральных единичных расценок (ФЕР, ФЕРм-2001) в редакции 2017 г. Стоимость материалов, отсутствующих в сметно-нормативной базе ФЕРм-2001, принята по прайс-листам в текущем уровне цен с пересчетом в базисный уровень цен 2001 года (на 01.01.2000 г.) методом «обратного счета».

Выборочно проведен конъюнктурный анализ стоимости следующего оборудования, стоимость которого в локальных расчетах принята по прайс-листу:

- автотрансформатор 220/110/10 кВ, 125 МВА (табл. 16);
- трансформатор 110/35/6 кВ, 63 МВА (табл. 17).

Таблица 16 – Конъюнктурный анализ стоимости автотрансформатора

Показатели сравнительного анализа	Заявленные стоимостные показатели	Конъюнктурный анализ Мосгосэкспертизы
Поставщик	ООО «Тольяттинский трансформатор»	ОАО «Запорожтрансформатор»
Источник информации	Коммерческое предложение от 17.05.2012 г.	Коммерческое предложение от 19.08.2011 г.
Цена с НДС, тыс. руб. за 1 шт. по КП	68 000	92 000
Цена с НДС, тыс. руб. за 1 шт. в текущих ценах 2012 г.	68 000	97 520

Стоимость автотрансформатора, принятая в локальных сметных расчетах на основе коммерческого предложения, не превышает стоимости по данным конъюнктурного анализа Мосгосэкспертизы.

Таблица 17 – Конъюнктурный анализ трансформатора

Показатели сравнительного анализа	Заявленные стоимостные показатели	Конъюнктурный анализ Мосгосэкспертизы
Поставщик	ОО «Тольяттинский трансформатор»	ООО «Тольяттинский трансформатор»
Источник информации	Коммерческое предложение от 17.05.2012 г.	Коммерческое предложение от 19.08.2011 г.
Цена с НДС по данным, тыс. руб. за 1 шт. по КП	35 000	26 700
Цена с НДС по данным, тыс. руб. за 1 шт. в текущих ценах 2012 г.	35 000	28 302

Стоимость трансформатора, принятая в локальных сметных расчетах на основе коммерческого предложения, выше стоимости по данным конъюнктурного анализа Мосгосэкспертизы.

Стоимость приобретения рассмотренного оборудования в целом не превышает стоимость, оцененную в ходе конъюнктурного анализа.

С учетом выявленной возможности оптимизации технических и технологических решений (см. п. 8.6) оптимизация сметной стоимости при рассмотрении варианта реализации инвестиционного проекта на новой площадке с сооружением ОРУ 220, 110 кВ с использованием элегазовых выключателей колонкового или бакового исполнения и отказом от варианта с применением комплектных коммутационных модульных ячеек с элегазовыми выключателями в ОРУ 220 кВ и от КРУЭ 110 кВ оценивается до 633,9 млн. руб. с НДС в ценах 4 кв. 2012 г.

9.5 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: зависит от операционной деятельности ПАО «ФСК ЕЭС» в целом, и не будет иметь значительного влияния от одного инвестиционного проекта в масштабах реализации инвестиционной программы развития электросетевого комплекса.

Инвестиционный риск: инвестирование рассмотренного проекта предполагается в полном объеме за счет собственных средств, полученных от оказания услуг по передаче электроэнергии по электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» согласно установленным тарифам.

Финансовый риск: выделяются отдельно инфляционный и валютный риски. Инфляционный риск в рассматриваемом проекте оказывает основное влияние на величину эксплуатационных расходов, что обуславливает необходимость индексации тарифов на услуги ПАО «ФСК ЕЭС» в долгосрочной перспективе. Валютный риск связан с опасностью неблагоприятного повышения курса валюты для импортера оборудования, повышение курса валюты цены по отношению к валюте платежа. С учетом доли оборудования в рассматриваемом инвестиционном проекте валютный риск оценивается как высокий (рис. 3).

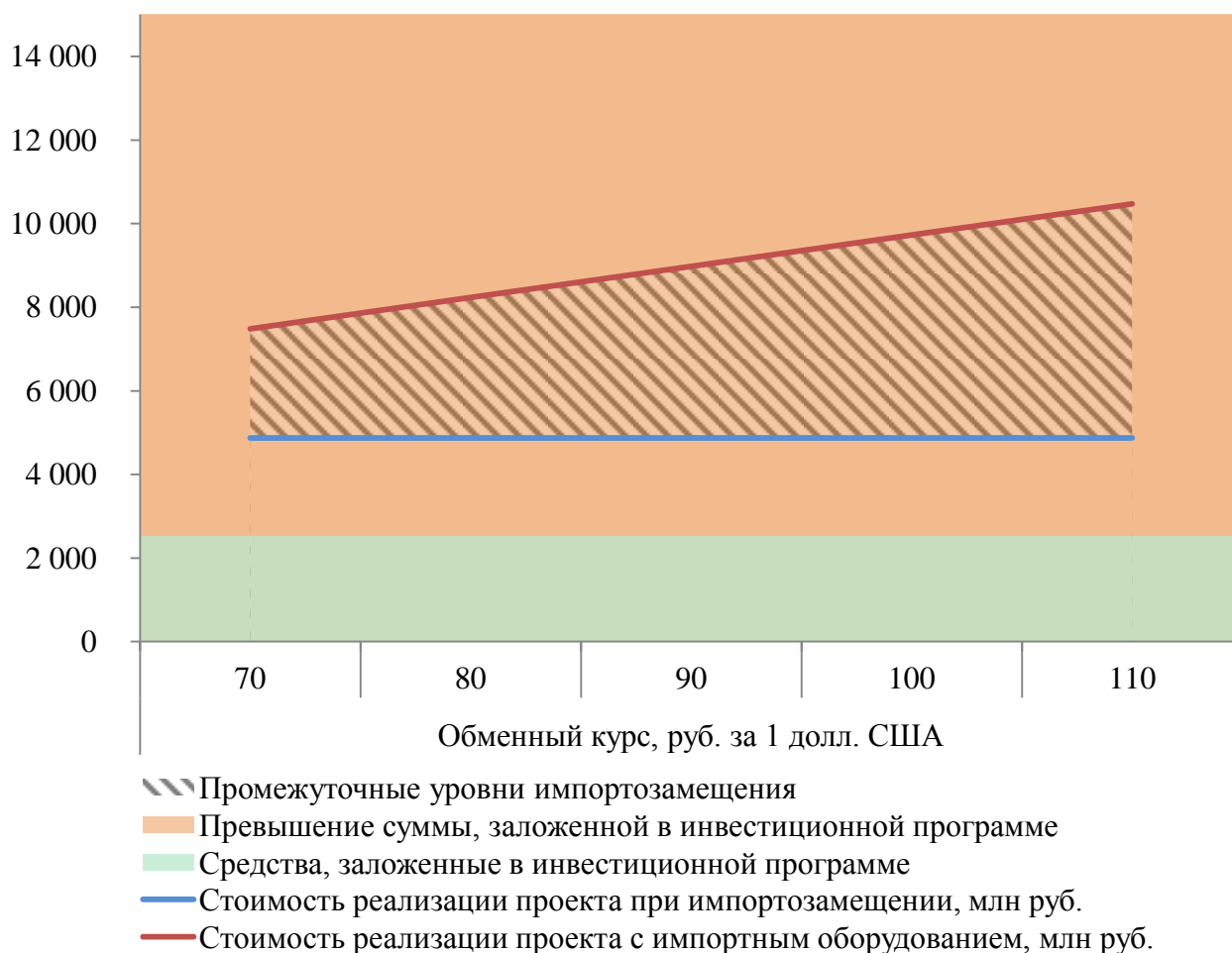


Рисунок 3 – Оценка валютного риска

Риск недофинансирования проекта: связан с превышением объема финансовых потребностей, определенного в соответствии со сметной стоимостью строительства (согласно разработанной проектной документации), над объемом финансовых потребностей, определенным в соответствии с укрупненными нормативами цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики (утверждаются Министерством Энергетики Российской Федерации). Риск оценивается как умеренный.

Риск недостижения запланированной рентабельности: основным стоимостным фактором, формирующим плановую выручку проекта, является цена (тариф) за услуги передачи электрической энергии. Финансирование данного проекта предполагается за счет РAB-тарифа, в который закладываются затраты на создание объекта и эксплуатационные затраты на его содержание.

9.6 Оценка рисков инвестиционного проекта

Исполнителем выполнен анализ и оценка идентифицированных рисков по интегральному показателю с учетом вероятности наступления и степени

воздействия каждого риска. Рассматриваемые риски отнесены к одной из 3-х степеней угроз.

Результаты оценки представлены на рисунке 4.

Параметры возникновения рисков		Воздействие				
		отсутствует	незначительное	умеренное	значительное	критическое
Вероятность рискового события	почти невозможное (менее 1%)	<ul style="list-style-type: none"> Риск недостижения запланированной рентабельности 	<ul style="list-style-type: none"> Финансовый риск 		<ul style="list-style-type: none"> Риск избыточности/недостаточности предлагаемых технических параметров в сравнении с прогнозируемым спросом 	
	маловероятное (менее 5%)		<ul style="list-style-type: none"> Операционный риск Риск недостижения плановых технических параметров Риск увеличения сроков реализации проекта 		<ul style="list-style-type: none"> Валютный риск Технологический риск 	
	возможное (от 5 до 75%)			<ul style="list-style-type: none"> Риск недофинансирования 	<ul style="list-style-type: none"> Экономический риск 	
	вероятное (более 75%)					
	ожидаемое (более 90%)					

Рисунок 4 – Результаты оценки рисков инвестиционного проекта

10 Заключение

Исходно-разрешительная и правоустанавливающая документация получена в необходимом и достаточном объеме для реализации инвестиционного проекта.

Технические и технологические решения соответствуют действующим нормативно-правовым актам Российской Федерации, нормативно-технической документации, отраслевой документации, соответствуют современному уровню развития технологий, соответствуют требованиям энергоэффективности и экологичности объекта.

В качестве оптимизации технологических решений при условии отсутствия документов, обосновывающих необходимость установки в ОРУ 220 кВ комплектных коммутационных модульных ячеек с элегазовыми выключателями и КРУЭ 110 кВ, рекомендуется исключить данные решения из инвестиционного проекта с заменой на сооружение ОРУ 110, 220 кВ с использованием элегазовых выключателей колонкового или бакового исполнения.

Оптимизация технических и технологических решений позволит снизить стоимость инвестиционного проекта на сумму до 633,9 млн. руб. с НДС в ценах 4 кв. 2012 г.

Риски оцениваются как умеренные.

Полная стоимость инвестиционного проекта, в соответствии с инвестиционной программой, превышает объем финансовых потребностей, определенный на основе УНЦ.

Стоимость строительства объекта сопоставима со стоимостью строительства аналогичных проектов.

Реализация проекта характеризуется отсутствием выраженного положительного экономического эффекта для потребителей.

В целом рассматриваемый инвестиционный проект оценивается как целесообразный.

Начальник Отдела
технологического и ценового аудита

А.Н. Соколов

Государственный эксперт-инженер
Отдела технологического и ценового
аудита

А.В. Завозин

Государственный эксперт-конструктор
Отдела технологического и ценового
аудита

О.В. Богущкая

Государственный эксперт-конструктор
Отдела технологического и ценового

В.В. Ивакин

аудита

Государственный эксперт-экономист
Отдела технологического и ценового
аудита

М.М. Пугачёв

Государственный эксперт-экономист
Отдела технологического и ценового
аудита

А.Г. Саврицкий

Заведующий сектором оценки
экономической эффективности проектов
и обоснованности инвестиций
Главный специалист-сметчик сектора
оценки экономической эффективности
проектов и обоснованности инвестиций

А.И. Евстафьев

В.Е. Кадуйский