



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
«Строительство ПС 500 кВ Нижнеангарская
трансформаторной мощностью 668 МВА (501 МВА и 167 МВА)
и СКРМ 180 Мвар, строительство одноцепной ВЛ 500 кВ Усть-
Кут – Нижнеангарская и заходов ВЛ 220 кВ Северобайкальская
– Кичера и ВЛ 220 кВ Северобайкальская – Ангоя на ПС 500 кВ
Нижнеангарская ориентировочной протяженностью 290,5 км с
расширением ПС 500 кВ Усть-Кут на одну линейную ячейку
500 кВ и установкой СКРМ 50 Мвар (2x25 Мвар)»
(Стадия проведения ТЦА – ТЭО)**

Содержание

1 Введение.....	4
2 Термины и определения	6
3 Основание для проведения ТЦА	10
4 Описание инвестиционного проекта.....	11
4.1 Цели и задачи инвестиционного проекта	11
4.2 Краткое описание инвестиционного проекта.....	11
4.3 Техничко-экономические показатели	11
4.4 Результаты предыдущих этапов технологического и ценового аудита	12
5 Анализ необходимости реализации инвестиционного проекта.....	13
5.1 Анализ соответствия инвестиционного проекта заявленным целям.....	13
5.2 Анализ соответствия инвестиционного проекта стратегии развития электросетевого комплекса	14
5.3 Анализ наличия источников финансирования, графика реализации инвестиционного проекта.....	15
5.4 Анализ необходимости и достаточности принятых технико-экономических показателей	15
5.5 Анализ наличия возможных альтернативных вариантов реализации инвестиционного проекта.....	15
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	17
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	19
7.5 Анализ выполнения рекомендаций технологического и ценового аудита	19
8 Технологический аудит	20
8.1 Анализ основных технических и технологических решений.....	20
8.1.1 Схема присоединения к сети.....	20
8.1.2 ВЛ 500 кВ Усть-Кут – Нижнеангарская	21
8.1.3 Заходы ВЛ 220 кВ	26
8.1.4 ПС 500 кВ Нижнеангарская	27
8.1.5 Сроки и этапы реализации	31
8.2 Анализ обоснованности выбора конструктивных, технических и технологических решений.....	33

8.3 Анализ соответствия принятых технических и технологических решений действующим нормативно-правовым актам Российской Федерации, нормативно-технической документации, отраслевой документации	33
8.4 Анализ соответствия принятых технических и технологических решений современному уровню развития технологий	33
8.5 Анализ соответствия принятых технических и технологических решений требованиям энергоэффективности и экологичности объекта	33
8.6 Анализ возможности оптимизации принятых технических и технологических решений.....	34
8.7 Анализ основных технических и технологических рисков инвестиционного проекта.....	34
9 Ценовой аудит	37
9.1 Оценка стоимостных показателей.....	37
9.1.1 Анализ качества и полноты расчетов сметной стоимости	37
9.1.2 Анализ стоимости с использованием Укрупненных нормативов цены. 37	
9.1.3 Анализ стоимости с использованием Укрупненных стоимостных показателей	41
9.1.4 Анализ стоимости с использованием объектов-аналогов.....	45
9.1.5 Сравнительный анализ стоимостных показателей на разных стадиях реализации инвестиционного проекта	48
9.2 Финансово-экономическая оценка инвестиционного проекта.....	48
9.2.1 Анализ финансово-экономической модели.....	48
9.2.2 Анализ показателей экономической эффективности	49
9.3 Анализ затрат на реализацию инвестиционного проекта.....	51
9.3.1 Анализ капитальных затрат	51
9.3.2 Анализ эксплуатационных затрат	53
9.4 Анализ возможностей оптимизации стоимостных показателей	54
9.5 Анализ основных экономических рисков инвестиционного проекта	54
9.6 Оценка рисков инвестиционного проекта	55
10 Заключение	57

1 Введение

Заключение о проведении публичного технологического и ценового аудита инвестиционного проекта «Строительство ПС 500 кВ Нижнеангарская трансформаторной мощностью 668 МВА (501 МВА и 167 МВА) и СКРМ 180 Мвар, строительство одноцепной ВЛ 500 кВ Усть-Кут – Нижнеангарская и заходов ВЛ 220 кВ Северобайкальская – Кичера и ВЛ 220 кВ Северобайкальская – Ангоя на ПС 500 кВ Нижнеангарская ориентировочной протяженностью 290,5 км с расширением ПС 500 кВ Усть-Кут на одну линейную ячейку 500 кВ и установкой СКРМ 50 Мвар (2x25 Мвар)» (далее – «Строительство ПС 500 кВ Нижнеангарская») 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 № 1.1 к договору возмездного оказания услуг № 537612 от 14.12.2018.

Целями проведения технологического и ценового аудита инвестиционного проекта на стадии «Технико-экономическое обоснование» являются:

- изучение экономической выгоды, анализ и расчет экономических показателей создаваемого инвестиционного проекта;
- оценка затрат на инвестиционный проект и его результатов;
- анализ срока индивидуальной окупаемости проекта (здесь и далее – расчет (прогноз) окупаемости производится без учета окупаемости путем возврата и дохода на капитальные вложения в рамках долгосрочного тарифного регулирования);
- подтверждение эффективности инвестиционного проекта по критериям экономической и технологической целесообразности, в том числе с учетом анализа проектов-аналогов, возможных альтернатив, включая развитие генерации, а также спроса;
- обоснованность реализации проекта в целом с учетом его жизненного цикла (экономическое обоснование инвестиционного проекта, обоснование инвестиций и финансовых решений, технических и технологических решений по сравнению с альтернативными, организационной схемы реализации инвестиционного проекта, целевых технико-экономических показателей, установленных на этапе «ТЭО» инвестиционного проекта, на предмет его реализации);
- предложения по оптимизации подхода к реализации проекта;
- анализ достаточности и избыточности надежности инвестиционного проекта
- анализ рисков проекта и рекомендации по управлению ими.

Главной задачей при проведении ТЦА на стадии ТЭО является оценка затрат на инвестиционный проект и его результатов, анализ срока окупаемости проекта.

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 «Публичный технологический и ценовой аудит инвестиционных проектов ПАО «ФСК ЕЭС» (в ред. от 23.08.2017).

Дополнительно при выполнении работ использованы следующие документы:

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

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

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

– «Инвестиционная программа ПАО «ФСК ЕЭС» на 2016-2020 годы», утвержденная приказом Минэнерго России от 18.12.2015 № 980 с изменениями, утвержденными приказом Минэнерго России от 27.12.2017 № 31@;

– Схема территориального планирования Российской Федерации в области энергетики, утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 10.11.2018 № 2447-р;

– 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

Цель реализации инвестиционного проекта «Строительство ПС 500 кВ Нижнеангарская» – усиление межсистемных связей Иркутск – Бурятия, повышение надежности электроснабжения БАМа.

4.2 Краткое описание инвестиционного проекта

Задание на проектирование по титулу «ВЛ 500 кВ Усть-Кут – Нижнеангарская с ПС 500 кВ Нижнеангарская с заходами ВЛ 220 кВ» было утверждено 30.05.2011 № 47/4п. Договор на выполнение проектных работ был заключен с ОАО «ДЭСП» 04.07.2013 № 3967.

Дополнение № 1 к заданию на проектирование «ВЛ 500 кВ Усть-Кут – Нижнеангарская с ПС 500 кВ Нижнеангарская с заходами ВЛ 220 кВ» утверждено 16.02.2018 № 9/4п и предусматривает изменение наименования инвестиционного проекта и изложение исходного задания на проектирование в новой редакции. Договор на разработку основных технических решений, проектной, рабочей и закупочной документации заключен с ООО УК «РусЭнергоМир» 20.09.2018 № 528627.

Дополнением № 1 к заданию на проектирование предусматривается строительство ПС 500 кВ Нижнеангарская и ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут, реконструкцию ПС 500 кВ Усть-Кут в части присоединения проектируемой ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут и установки СКРМ и реконструкцию ВЛ 220 кВ Ангоя – Новый Уоян и Кичера – Новый Уоян в части организации заходов на проектируемую ПС 500 кВ Нижнеангарская.

Стадия реализации инвестиционного проекта – технико-экономическое обоснование.

Основные технические решения находятся в стадии разработки и утверждения.

Проектная документация не разрабатывалась.

4.3 Техничко-экономические показатели

Основные технико-экономические показатели инвестиционного проекта:

– ПС 500 кВ Нижнеангарская:

1. Вид строительства – новое строительство.
2. Номинальные напряжения подстанции – 500/220/НН кВ.
3. Количество и мощность силовых трансформаторов – одна автотрансформаторная группа 500/220/НН кВ мощностью 3x167 МВА с резервной фазой 167 МВА, предусматривается резерв для установки второй автотрансформаторной группы 500/220/НН кВ мощностью 3x167 МВА.

4. Количество и мощность шунтирующих реакторов – один шунтирующий реактор 500 кВ мощностью 3х60 Мвар, два управляемых шунтирующих реактора 220 кВ мощностью 63 Мвар каждый.

5. РУ 500 кВ – количество присоединяемых ВЛ 500 кВ – 1, резерв – 3.

6. РУ 220 кВ – количество присоединяемых ВЛ 220 кВ – 4, резерв – 4.

– ПС 500 кВ Усть-Кут:

1. Вид строительства – реконструкция в части присоединения ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут.

2. РУ 500 кВ – количество присоединяемых ВЛ 500 кВ – 1 (по настоящему титулу).

– ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут:

1. Вид строительства – новое строительство.

2. Номинальное напряжение – 500 кВ.

3. Количество цепей – одна.

4. Длина трассы – ориентировочно 465 км.

– ВЛ 220 кВ Ангоя – Новый Уоян:

1. Вид строительства – реконструкция в части захода на ПС 500 кВ Нижнеангарская с образованием ВЛ 220 кВ Нижнеангарская – Ангоя и ВЛ 220 кВ Нижнеангарская – Новый Уоян II цепь.

2. Номинальное напряжение – 220 кВ.

3. Количество цепей – две.

4. Длина трассы – ориентировочно 10 км.

– ВЛ 220 кВ Кичера – Новый Уоян:

1. Вид строительства – реконструкция в части захода на ПС 500 кВ Нижнеангарская с образованием ВЛ 220 кВ Нижнеангарская – Кичера и ВЛ 220 кВ Нижнеангарская – Новый Уоян I цепь.

2. Номинальное напряжение – 220 кВ.

3. Количество цепей – две.

4. Длина трассы – ориентировочно 10 км.

4.4 Результаты предыдущих этапов технологического и ценового аудита

Технологический и ценовой аудит инвестиционного проекта «Строительство ПС 500 кВ Нижнеангарская» ранее не проводился.

5 Анализ необходимости реализации инвестиционного проекта

5.1 Анализ соответствия инвестиционного проекта заявленным целям

Исполнитель отмечает, что реализация инвестиционного проекта «Строительство ПС 500 кВ Нижнеангарская» обеспечивает выполнение заявленных целей: усиление межсистемных связей Иркутск – Бурятия, повышение надежности электроснабжения БАМа.

Реализация проекта предусмотрена «Схемой и программой развития Единой энергетической системы России на 2018-2024 годы», утвержденной приказом Минэнерго России от 28.02.2018 № 121.

Объекты включены в Схему территориального планирования Российской Федерации в области энергетики, утвержденную распоряжением Правительства Российской Федерации от 01.08.2016 № 1634-р.

Необходимость строительства объектов подтверждена Комплексным планом модернизации и расширения магистральной инфраструктуры на период до 2024 года, утвержденным распоряжением Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р, в целях обеспечения энергоснабжения проекта по увеличению пропускной способности трубопроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий Океан I» и трубопроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий Океан II», комплексного проекта по развитию газо-транспортной инфраструктуры «Сила Сибири», проекта расширения пропускной способности Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей (первый этап), Удоканского горно-обогатительного комбината, присоединение Западного и Центрального энергорайонов Республики Саха (Якутия) к Единой энергетической системе России.

Строительство объектов предусматривается заключенными договорами на технологическое присоединение от 30.12.2016 № 50/16-ТП-М2 с Открытым акционерным обществом «Иркутская электросетевая компания» на максимальную мощность 22,95 МВт и от 17.04.2017 № 662/ТП/УУЭВП-170911/В-Сиб с Открытым акционерным обществом «Российские железные дороги» на максимальную мощность 102,26 МВт, получены заявки на технологическое присоединение от Общества с ограниченной ответственностью «Иркутская нефтяная компания» на максимальную мощность приема из электрических сетей 65,0 МВт и выдачи в электрические сети 144 МВт.

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 – 11 471,73 млн руб. с НДС в прогнозных ценах соответствующих лет.

2. Остаток освоения капитальных вложений на 01.01.2017 – 11 147,54 млн руб. с НДС в прогнозных ценах соответствующих лет.

3. Сроки реализации – с 2011 по 2021 годы.

Исполнитель обращает внимание, что технические показатели инвестиционного проекта «Строительство ПС 500 кВ Нижнеангарская» откорректированы, что потребует внесения соответствующих изменений в инвестиционную программу.

Исполнитель обращает внимание на требуемый срок ввода объекта в эксплуатацию, указанный в Схеме и программе развития Единой энергетической системы России на 2018-2024 годы, утвержденной приказом Минэнерго России от 28.02.2018 г. № 121, – 2019 год.

5.4 Анализ необходимости и достаточности принятых технико-экономических показателей

Исполнитель отмечает, что 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.

Исполнитель отмечает, что основные технико-экономические показатели претерпели изменения в ходе реализации инвестиционного проекта.

5.5 Анализ наличия возможных альтернативных вариантов реализации инвестиционного проекта

Альтернативные варианты реализации инвестиционного проекта «Строительство ПС 500 кВ Нижнеангарская» рассматривались в части выбора трассы ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут и места расположения ПС 500 кВ Нижнеангарская.

Базовый вариант размещения объекта (трасса ВЛ 500 кВ проходит в основном вдоль действующей ВЛ 220 кВ с размещением проектируемой ПС 500 кВ вблизи г. Северобайкальск), при котором часть трассы ВЛ 500 кВ и ПС 500 кВ располагаются на территории Центральной экологической зоны

Байкальской природной территории (ЦЭЗ БПТ) был разработан АО «ДЭСП» в 2013 году.

В связи с наличием законодательных ограничений на проектирование и строительство объектов в ЦЭЗ БПТ были рассмотрены альтернативные варианты трасс:

1. Трасса ВЛ 500 кВ проходит в основном вдоль действующей ВЛ 220 кВ по территории ЦЭЗ БПТ с размещением проектируемой ПС 500 кВ вблизи г. Северобайкальск, с выделением 2-х этапов для возможности начала строительства объекта.

2. Трасса ВЛ 500 кВ проходит в основном вдоль действующей ВЛ 220 кВ по территории ЦЭЗ БПТ с размещением проектируемой ПС 500 кВ вблизи п. Новый Уоян, с выделением 3-х этапов строительства для возможности начала строительства объекта.

3. Трасса ВЛ 500 кВ проходит в обход территории ЦЭЗ БПТ и горного массива (через г.Киренск).

4. Трасса ВЛ 500 кВ проходит в основном вдоль действующей ВЛ 220 кВ с размещением проектируемой ПС 500 кВ вблизи пгс. Кунерма (не доходя до территории ЦЭЗ БПТ). Данный вариант имеет наименьшую протяженность 225 км, однако размещение ПС 500 кВ на данном участке дает наихудший результат по потокораспределению и электрических режимов, наиболее удален от центра нагрузок и не обеспечивает достижение заявленных целей и решение задач.

5. Трасса ВЛ 500 кВ проходит частично вдоль существующего транзита 220 кВ, частично в обход территории ЦЭЗ БПТ, с размещением площадки ПС 500 кВ в пгт. Новый Уоян.

Исполнитель отмечает, что принятый к дальнейшей реализации вариант 5 является вынужденным в силу законодательных ограничений (Федеральный закон от 01.05.1999 №94-ФЗ «Об охране озера Байкал»).

Выводы о необходимости, обоснованности и целесообразности реализации инвестиционного проекта

Исполнитель делает вывод, что реализация инвестиционного проекта в целом необходима, обоснована и целесообразна.

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. Задание на проектирование «ВЛ 500 кВ Усть-Кут – Нижнеангарская с ПС 500 кВ Нижнеангарская с заходами ВЛ 220 кВ» № 47/4п, утвержденное Первым Заместителем Председателя Правления ОАО «ФСК ЕЭС» 30.05.2011.

2. Дополнение № 1 к заданию на проектирование «ВЛ 500 кВ Усть-Кут – Нижнеангарская с ПС 500 кВ Нижнеангарская с заходами ВЛ 220 кВ» № 9/4п, утвержденное Заместителем Председателя Правления – главным инженером ПАО «ФСК ЕЭС» 16.02.2018 (далее – Техническое задание).

3. Протокол совещания по рассмотрению дополнительного варианта размещения объектов по титулу: «ВЛ 500 кВ Усть-Кут - Нижнеангарская с ПС 500 кВ Нижнеангарская с заходами ВЛ 220 кВ» в части минимизации прохождения через охранные зоны лесного фонда о. Байкал от 01.12.2017.

4. Материалы инженерных изысканий в составе основных технических решений, выполненные ООО «Сибирская геотехническая служба» в 2018 году (шифр 3493-ОТР.ИЗ).

5. Материалы выбора и согласований в составе основных технических решений, выполненные ИП Крупин Дмитрий Сергеевич в 2018 году (шифр 3493-ОТР.МВ).

6. Электрические расчеты балансов и режимов, выполненные филиалом АО «НТЦ ФСК ЕЭС» – СибНИИЭ в 2018 году (шифр 3493-ЭЭС).

6.2 Анализ достаточности исходно-разрешительной и правоустанавливающей документации

Требования к составу и объему материалов на рассматриваемой стадии устанавливаются Техническим заданием и оцениваются как достаточные.

Исполнитель отмечает, что подготовка и оформление исходно-разрешительной документации будут выполнены на последующих стадиях реализации инвестиционного проекта.

6.3 Анализ обоснованности выбора места размещения объекта

В рамках инвестиционного проекта рассмотрены 5 вариантов с выбором места размещения ПС 500 кВ Нижнеангарская и трассы ВЛ 500 кВ Усть-Кут – Нижнеангарская.

Сейсмичность площадки размещения ПС 500 кВ Нижнеангарская составляет 10 баллов по карте ОСР-97-В.

Исполнитель отмечает, что принятый вариант реализации оценивается как обоснованный с технологической точки зрения и является единственным из предлагаемых вариантов, который не нарушает требования Федерального закона от 01.05.1999 № 94-ФЗ «Об охране озера Байкал».

6.4 Анализ качества и полноты Технического задания

Исполнитель отмечает, что 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 представленная документация является достаточной для данной стадии реализации инвестиционного проекта, исходно-разрешительная и правоустанавливающая документация будет подготовлена на последующих стадиях реализации после согласования варианта.

7 Анализ качества и полноты представленной документации

7.1 Перечень представленной документации

Для проведения технологического и ценового аудита Заказчиком представлена следующая документация:

1. Материалы основных технических решений, выполненные филиалом АО «НТЦ ФСК ЕЭС» – СибНИИЭ в 2018 году (шифр 3493-ОТР).

7.2 Анализ качества и полноты представленной документации

Материалы основных технических решений представлены в необходимом и достаточном объеме, предусматривают рассмотрение альтернативных вариантов технических решений.

Проектная документация на данной стадии реализации не разрабатывалась.

7.3 Анализ соответствия представленной документации требованиям Технического задания

Основные технические решения разработаны в соответствии с требованиями Технического задания.

7.4 Анализ соответствия представленной документации правоустанавливающей документации и техническим условиям

Правоустанавливающая документация и технические условия будут подготовлены на последующих стадиях реализации после выбора варианта реализации.

7.5 Анализ выполнения рекомендаций технологического и ценового аудита

Технологический и ценовой аудит инвестиционного проекта «Строительство ПС 500 кВ Нижнеангарская» ранее не проводился.

Выводы о достаточности представленной документации

Исполнитель делает вывод, что представленная документация является достаточной для данной стадии реализации инвестиционного проекта.

8 Технологический аудит

8.1 Анализ основных технических и технологических решений

8.1.1 Схема присоединения к сети

Сооружение ВЛ 500 кВ Усть-Кут – Нижнеангарская и ПС 500 кВ Нижнеангарская осуществляется на территории северо-восточной части ОЭС Сибири, которая включает в себя часть энергосистемы Иркутской области (Братский, Усть-Илимский, Бодайбинский энергорайоны) и Северо-Байкальский участок (зона БАМ) энергосистемы Республики Бурятия и энергосистемы Забайкальского края. В настоящее время электроснабжение региона осуществляется от энергосистемы Иркутской области по транзиту 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Коршуниха – Киренга – Северобайкальск – Таксимо – Чара, проходящего вдоль трассы БАМ и ВЛ 220 кВ (в габаритах 500 кВ) Усть-Илимская ГЭС – Якурим (ВЛ-574). На участке от Усть-Илимской ГЭС до ПС 220 кВ Таксимо транзит сформирован в двухцепном исполнении с подвеской на одни опоры. На участке Таксимо – Куанда – Чара в работе находится одна цепь 220 кВ, ВЛ 110 кВ Таксимо – Чара (ТТ-72), выполненная в габаритах 220 кВ, нормально отключена со стороны ПС 220 кВ Чара.

В настоящее время ОЭС Сибири и ОЭС Востока работают отдельно, точка раздела меняется в зависимости от схемно-режимной ситуации и располагается на подстанциях транзита 220 кВ Таксимо – Тында, в нормальной схеме раздел выполнен на ВЛ 220 кВ Хани – Чара со стороны ПС 220 кВ Хани. Протяженность электрической сети 220 кВ по трассе от Усть-Илимской ГЭС до ПС 220 кВ Чара составляет порядка 1250 км, что ограничивает ее пропускную способность не по токовым нагрузкам, а по статической устойчивости в узлах нагрузки.

Основным потребителем, запитанными от электрической сети зоны БАМ является Восточно-Сибирская железная дорога.

На перспективу развитие экономики рассматриваемого региона запланировано за счет расширения существующих и подключения новых потребителей тяговых подстанций ОАО «РЖД» на Северо-Байкальском участке БАМ, предприятий золотодобывающей отрасли в Бодайбинском энергорайоне, нефтеперекачивающих станций ООО «Транснефть-Восток», энергопринимающих устройств ООО «Иркутская нефтяная компания» и пр., что требует усиления существующей электрической сети. Также на территории ЭС Забайкальского края (северный участок) планируется строительство объектов внешнего электроснабжения Удоканского горно-металлургического комбината.

Схема сети 220 кВ и выше района представлена на рис. 1.



Рисунок 1 – Схема сети 220 кВ и выше района расположения объекта

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

8.1.2 ВЛ 500 кВ Усть-Кут – Нижнеангарская

8.1.2.1 Выбор трассы и протяженность ВЛ

На стадии ОТР рассмотрены три варианта прохождения трассы проектируемой ВЛ 500 кВ. Варианты трасс рассматривались по следующим критериям:

- особенности рельефа по трассам;
- наличие пересечений по трассам ВЛ (естественных препятствий и искусственных сооружений);
- наличие поселков, городов, дач и прочих жилых зон;
- минимальной протяженностью трасс ВЛ.

Вариант № 1.

Проектируемая ВЛ 500 кВ проходит по территории Северо-Байкальского района Республики Бурятия, Усть-Кутского МР, Киренского МР, Казачинско-Ленского МР Иркутской области. Линия проходит в обход центральной экологической зоны озера Байкал с северной стороны.

Началом проектируемой ВЛ 500 кВ являются портал проектируемой ПС 500 кВ Нижнеангарская, расположенной вблизи п. Новый Уоян. От подстанции линия проходит в северо-восточном направлении в обход Верхнеангарского хребта до реки Правая Мама, где меняет направление на западное и следует в сторону г. Усть-Кут. У реки Ния трасса ВЛ 500 кВ меняет свое направление на северо-восточное и следует параллельно

автомобильной дороге до реки Лена, где трасса меняет направление вновь на западное и следует до ПС 500 кВ Усть-Кут, расположенная в районе г. Усть-Кут.

Протяженность трассы – 479,34 км.

Вариант № 2.

Проектируемая ВЛ 500 кВ проходит по территории Северо-Байкальского района Республики Бурятия, Усть-Кутского МР, Киренского МР, Казачинско-Ленского МР Иркутской области. Линия проходит параллельно проектируемой автомобильной дороге, в обход центральной экологической зоны озера Байкал с северной стороны. Началом проектируемой ВЛ 500 кВ являются портал проектируемой ПС 500 кВ Нижнеангарская, расположенной вблизи п. Новый Уоян. От подстанции линия проходит в северо-восточном направлении в обход Верхнеангарского хребта до реки Правая Мама, где меняет направление на западное и следует в сторону Усть-Кута. Проходя Хребет Ажиткан в пойме реки Миня, трасса меняет направление на юго-западное до поселка Магистральный, пересекает р. Киренга в районе острова Суховской, железную и автомобильную дороги. Обойдя поселок с юга, трасса меняет направление на северо-западное и следует параллельно существующим ВЛ 220 кВ до реки Лена, где трасса меняет направление вновь на западное и следует до реконструируемой ПС 500 кВ Усть-Кут, расположенная в районе г. Усть-Кут. По пути следования проектируемая трасса ВЛ 500 кВ пересекает следующие водотоки: р. Ангара, р. Прав. Мама, р. Лев. Мама, р. Майгунда, р. Бол. Чуя, р. Чая, р. Абчада, р. Большая Миня, р. Миня, р. Киренга и др.

Протяженность трассы – 527,2 км.

Вариант № 3.

Проектируемая ВЛ 500 кВ проходит по территории Северо-Байкальского района Республики Бурятия, Усть-Кутского МР, Киренского МР, Казачинско-Ленского МР Иркутской области. Началом проектируемой ВЛ 500 кВ являются портал проектируемой ПС 500 кВ Нижнеангарская, расположенной вблизи п. Новый Уоян. От подстанции линия проходит в северо-восточном направлении до р. Верхняя Ангара, пересекает ее, поворачивает на запад и следует вдоль железной дороги до Северобайкальска, откуда меняет направление на западное. От хребта Суринского траса поворачивает на северо-запад и следует до п. Магистральный, обходя его с юго-востока и следуя параллельно ВЛ 220 кВ до реки Лена, где меняет направление на западное и следует до реконструируемой ПС 500 кВ Усть-Кут, расположенная в районе г. Усть-Кут.

Протяженность трассы – 454 км.

К дальнейшей реализации рекомендован вариант № 1 прохождения проектируемой ВЛ 500 кВ. Протяженность – 479,34 км, трасса содержит 85 углов поворота. Данный вариант имеет меньшую протяжённость, является более экономичным, оптимальным с точки зрения получения согласований, ТУ, оформления разрешения на строительство, оформления прав собственности на земельные участки.

Трасса проектируемой ВЛ 500 кВ пересекает ряд инженерных сооружений и естественных преград: автомобильные дороги различных категорий, ВЛ различных классов напряжений, железные дороги. По пути следования проектируемая трасса ВЛ 500 кВ пересекает более 130 водотоков различного порядка.

Исполнитель отмечает, что выбранный вариант трассы обоснован.

Исполнитель рекомендует рассмотреть возможность или обосновать невозможность прохождения трассы ВЛ 500 кВ от ПС 500 кВ Нижнеангарская в северо-западном направлении вдоль р. Анамакит к р. Левая Мама, уменьшение протяженности трассы составит около 50 км.

8.1.2.2 Технологические и конструктивные решения линейного объекта

Выбор сечений электрических проводников выполнен по допустимому нагреву, экономической плотности тока и по условиям короны. К подвеске на проектируемой ВЛ 500 кВ в рамках ОТР рекомендован провод сечением не менее $3 \times 300 \text{ мм}^2$ по алюминию. Рассмотрено 5 типов проводов: сталеалюминевый провод марки АС; компактированный провод марки АСк2у, высокопрочный сталеалюминиевый провод марки АСВП 295/44, компактированный провод из алюминиевого сплава марки АААС-Z, компактированный из алюминия с сердечником из стальной проволоки, плакированной алюминием, марки АСПк 300/39. По результатам технико-экономического сравнения рекомендуются к применению провода нового поколения, ввиду одинаковых технических характеристик габаритные пролеты с их применением идентичны.

Предусматривается 5 полных циклов транспозиции проводов, длина каждого из циклов транспозиции ориентировочно составит 96 км.

Защита ВЛ от прямых ударов молнии осуществляется грозозащитным тросами, установленным по всей длине линии. Угол защиты не более 25 градусов. В качестве грозозащитного троса рассмотрено применение следующих марок: грозотрос марки 11,0-МЗ-В-ОЖ-Н-Р по СТО 71915393-ТУ062-2008 либо ГТК20-0/70-11,1/87 по ТУ 3500-007-63976268-2011. Ввиду одинаковых характеристик тросов габаритные пролёты с их применением идентичны. Предусматривается подвеска двух грозозащитных тросов на всем протяжении линии.

Мероприятия по плавке гололеда и установке устройств сигнализаторов образования гололеда не предусматриваются. Для контроля гололёдообразования на проектируемой ВЛ 500 кВ предусматривается установка системы раннего обнаружения гололёдообразования.

Изоляция предусматривается стеклянная. В целях обеспечения защиты поддерживающей гирлянды изоляторов от загрязнения продуктами жизнедеятельности птиц, проектом предусматривается установка птицевозащитных устройств на траверсы промежуточных опор и одного

изолятора аэродинамической формы (или других аналогов птицевозащитных устройств).

Типы опор определялись с учётом марки подвешиваемых проводов, количества монтируемых цепей, напряжения ЛЭП, номенклатуры изготавливаемых опор и условий прохождения трассы.

На стадии ОТР были рассмотрены следующие варианты промежуточных опор: ПБ2, ПБ4 – промежуточные одноцепные опоры portalного типа на оттяжках по типовому проекту 3.407-106; Р2 – промежуточная свободстоящая одноцепная опора по типовому проекту 3.407-106; П500н-1, П500н-3 – промежуточные одноцепные опоры portalного типа на оттяжках новейшей унификации; ПС500н-3 – промежуточная свободстоящая одноцепная опора новейшей унификации; 2МП500-3В – одноцепная многогранная опора по проекту 20017ТМ-Т.23 ОАО «СевЗап НТЦ»; ПБ500-5Н – одноцепная железобетонная portalная опора с внутренними перекрестными связями по рабочему проекту 7073ТМ-Т3. По результатам технико-экономического сравнения рекомендуются к применению опоры новейшей унификации типа П500н-1, П500н-3 и ПС500н-1 (на участках с косогорностью) и их модификаций, которые позволяют снизить металлоемкость ВЛ на 21-49%. Обоснование эффективности применения опор новейшей унификации приводятся в отчете о НИОКР «Разработка унифицированных стальных решетчатых опор ВЛ 220-500 кВ и железобетонных фундаментов опор ВЛ 220-500 кВ по ПУЭ-7» (договор № ОПС-15/01 от 02.12.2015). В соответствии с Протоколом технического совещания в ПАО «ФСК ЕЭС» от 23.03.2016 по вопросу внедрения результатов НИОКР проектируемая ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут включена в перечень объектов внедрения, поэтому опоры новейшей унификации рассматриваются для применения на проектируемой ВЛ 500 кВ в приоритетном порядке.

На опорах ВЛ предусматривается установка жёстких анкерных линий (ЖАЛ) по 1-й штуке на каждую промежуточную опору и по три штуки на каждую трёхстрочную анкерную опору.

Для закрепления рекомендуемых опор рассматриваются следующие варианты фундаментов: грибовидные подножки по серии 3.407-115; железобетонные сваи по серии 3.407.9-146; металлические винтовые сваи по ТУ 5264-008-69050276-2013. Для промежуточных и анкерно-угловых опор рекомендуется использовать железобетонные грибовидные фундаменты по серии 3.407-115 и свайные железобетонные фундаменты по серии 3.407.9-146.

Исполнитель отмечает, что принятые технические требования к основному оборудованию обоснованы и соответствуют Техническому заданию, современному уровню развития технологий, предусмотрено в основном применение материалов отечественного производства.

8.1.2.3 Большие переходы

Трасса проектируемой ВЛ 500 кВ пересекает судоходные реки Лена, Киренга и Верхняя Ангара с образованием 3-х больших переходов.

Основными критериями выбора места больших переходов являются:

- переход должен находиться за пределами русла и поймы реки (согласно п.10.5 НТП ВЛ СТО 56947007-29.240.55.192-2014);
- минимальная длина переходного пролёта;
- отсутствие заболоченной местности.

Схема всех переходов принята К-П-П-К, длины переходов составляют 1500-1600 м.

При разработке основных технических решений больших переходов рассматриваются провода следующих марок: марки ТАССР; марки АСВП; марок АС, АСк2у, АСТ и ААССРЗ. Количество проводов в фазе – 2.

Защита ВЛ от прямых ударов молнии осуществляется двумя грозозащитными тросами, установленным по всей длине перехода. Угол защиты не более 25 градусов. В качестве первого грозотроса используется трос со встроенным оптическим кабелем марки ОКГТ на 24 оптических волокна типа G.652. В качестве второго грозозащитного троса предлагается использовать грозотрос марки 22,5-МЗ-В-ОЖ-Н-Р по СТО 71915393-ТУ062-2008 либо ГТК20-0/300-22,6/360 по ТУ 3500-007-63976268-2011.

На стадии ОТР были рассмотрены следующие варианты переходных и концевых опор: ПП500-1/88 – переходные одноцепные Т-образные опоры ВЛ 500 кВ с горизонтальным расположением проводов и анкерным креплением средней фазы по рабочим чертежам проекта № 9674тм-том 6; К500-1+6 – концевые одноцепные трехстоечные опоры по рабочим чертежам проекта № 9674тм-том 7; ПП500н-1/88 - новые переходные одноцепные Т-образные опоры ВЛ 500 кВ с горизонтальным расположением проводов и анкерным креплением средней фазы, разрабатываемые в рамках НИОКР «Разработка стальных решётчатых опор больших переходов ВЛ 220-500 кВ по ПУЭ-7»; К500н-1+5 – новые концевые одноцепные трехстоечные опоры, разрабатываемые в рамках НИОКР «Разработка стальных решётчатых опор больших переходов ВЛ 220-500 кВ по ПУЭ-7». По результатам технико-экономического сравнения рекомендуются к применению опоры новейшей унификации типа ПП500н-1/88 и К500н-1+5 и их модификаций, которые позволяют снизить металлоемкость ВЛ на 16-29%.

Для опор большого перехода выполняется дневная маркировка и световое ограждение.

Установка опор больших переходов предусматривается на фундаменты из забивных железобетонных свай по серии 3.407.9-146, объединенных металлическим ростверком.

Исполнитель отмечает, что принятые технические требования к основному оборудованию обоснованы и соответствуют Техническому

заданию, современному уровню развития технологий, предусмотрено в основном применение материалов отечественного производства.

8.1.3 Заходы ВЛ 220 кВ

8.1.3.1 Выбор трассы и протяженность ВЛ

Реконструкции подлежат две существующие ВЛ 220 кВ:

- ВЛ 220 кВ Ангоя – Новый Уоян;
- ВЛ 220 кВ Кичера – Новый Уоян.

Реализация заходов осуществляется врезкой в существующую двухцепную ВЛ 220 кВ Ангоя – Новый Уоян и ВЛ 220 кВ Кичера – Новый Уоян от опоры № 422 до опоры № 426 (нумерация опор принята условно) ответвления до ПС 500 кВ Нижнеангарская с постановкой новых одноцепных опор.

В результате реконструкции ВЛ 220 Ангоя – Новый Уоян преобразуется в ВЛ 220 кВ Нижнеангарская – Ангоя и ВЛ 220 кВ Нижнеангарская - Новый Уоян 2 цепь, ВЛ 220 кВ Кичера – Новый Уоян преобразуется в ВЛ 220 кВ Нижнеангарская – Кичера и ВЛ 220 кВ Нижнеангарская - Новый Уоян 1 цепь.

Длина демонтируемого двухцепного участка 1,7 км. Общая длина проектируемых одноцепных участков 7,4 км.

Исполнитель рекомендует с целью оптимизации проектных решений рассмотреть вариант реализации с применением двухцепных опор, что позволит уменьшить металлоемкость заходов ВЛ 220 кВ и ширину полосы отвода.

8.1.3.2 Технологические и конструктивные решения линейного объекта

Марка провода на существующих ВЛ – АС 300/39. При реконструкции выполняется подвес аналогичного провода.

Грозотрос на существующих ВЛ – АС 70/72. При реконструкции принят трос аналогичной марки. ВЧ-связь по реконструируемым ВЛ 220 кВ организована по фазным проводам.

Волоконно-оптический кабель ОКСН на существующей ВЛ при реконструкции может быть заменён на аналогичный кабель.

Плавка гололёда на проектируемой ВЛ 220 кВ не предусматривается.

Изоляция на участках реконструкции принимается стеклянная, аналогично изоляции существующих ВЛ 220 кВ. Предусматривается установка птицезащитных устройств на траверсы промежуточных опор и одного изолятора аэродинамической формы (или других аналогов птицезащитных устройств).

Рекомендуется использовать прессуемую арматуру для подвески и ремонта проводов. В качестве защиты от вибрации на проводах и грозотросах используются гасители вибрации.

На стадии ОТР рассмотрены следующие основные варианты с применением промежуточных опор типа: П220-3т – промежуточная свободностоящая одноцепная опора по типовому проекту 3.407-100; П220н-1.1т – промежуточная свободностоящая одноцепная опора новейшей унификации; ПМ220-7ф – одноцепная стальная многогранная опора по рабочей документации 09.004-КМД. Наименьшая металлоемкость на 1 км линии достигается при применении опор новой унификации П220н-1.1т.

Для технико-экономического сравнения рассмотрены следующие варианты фундаментов опор ВЛ: унифицированные грибовидные подножки по серии 3.407-115; фундаменты из стальной трубы, оснащенные фланцами и опорными подпятниками, для установки многогранных опор. На участках реконструкции в качестве фундаментов опор предлагается использовать унифицированные грибовидные фундаменты по серии 3.407-115.

Исполнитель отмечает, что принятые технические требования к основному оборудованию обоснованы и соответствуют Техническому заданию, современному уровню развития технологий, предусмотрено в основном применение материалов отечественного производства.

8.1.4 ПС 500 кВ Нижнеангарская

8.1.4.1 Выбор места размещения

Рассмотрены три варианта размещения объекта в непосредственной близости от поселка городского типа Новый Уоян.

По первому варианту площадка проектируемой ПС 500 кВ Нижнеангарская расположена за Западной границей пгт. Новый Уоян, вдоль автомобильной дороги на пос. Уоян.

По второму варианту площадка проектируемой ПС 500 кВ Нижнеангарская расположена в пределах территории пгт. Новый Уоян в северо-западной части вблизи железнодорожной магистрали и автодороги.

По третьему варианту площадка проектируемой ПС 500 кВ Нижнеангарская расположена за северо-западной границей пгт. Новый Уоян, на значительном удалении от автомобильных дорог.

К дальнейшей реализации предполагается вариант № 1.

8.1.4.2 Принципиальная электрическая схема

Проектными решениями приняты следующие схемы распределительных устройств на подстанции:

– ОРУ 500 кВ – по схеме «Блок линия – трансформатор с двумя выключателями» с перспективой развития до схемы № 500-6Н «Треугольник» и затем до № 500-16 «Трансформатор – шины с полуторным присоединением линий»;

– ОРУ 220 кВ – по схеме № 220-13 «Две рабочие системы шин» (в перспективном развитии);

– ЗРУ 10 кВ – по схеме № 10-1 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин».

На ПС 500 кВ Нижнеангарская предусматривается установка одной групп однофазных автотрансформаторов 500/220/10 кВ с резервной фазой.

Предусматривается возможность установки второй автотрансформаторной группы в перспективе, с сохранением резервной фазы.

Для питания потребителей собственных и хозяйственных нужд подстанции (до установки автотрансформаторной группы АТ-1 и в качестве второго источника до установки АТ-2 в перспективе) осуществляется трехфазным масляным двухобмоточным трансформатором 220/10 кВ мощностью 10 МВА.

Предусматривается установка четырех трансформаторов собственных нужд 10/0,4 кВ и одного резервного трансформатора собственных нужд 10/0,4 кВ мощностью 630 кВА каждый. Для резервного электроснабжения особо ответственных потребителей собственных нужд на ПС 500 кВ Нижнеангарская устанавливается дизельная электростанция (ДГУ № 1) мощностью 500 кВт, снабженная топливным баком (устанавливается в блок-боксе ДГУ), обеспечивающим продолжительность работы без дозаправки в течение не менее 12 часов. Для подключения резервного трансформатора собственных нужд (РТСН) от стороннего источника (отпайка от ВЛ 10 кВ от ПС 220 кВ Новый Уоян фидер У1 «Старый Уоян»), на подстанции предусматривается установка отдельного комплектного распределительного устройства КРУН 10 кВ.

Для питания потребителей ремонтно-производственной базы устанавливается БКТП 10/0,4 кВ с двумя трансформаторами мощностью 630 кВА каждый.

Исполнитель отмечает, что представленная принципиальная электрическая схема подстанции 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».

8.1.4.3 Компоновочные решения

Компоновочные решения по размещению зданий и сооружений приняты с учетом обеспечения наиболее благоприятных заходов воздушных линий 500, 220 кВ на площадку подстанции, расположением подъездных автодорог.

Рассмотрены два варианта выполнения компоновки ПС. В обоих вариантах распределительные устройства 500 кВ и 220 кВ выполнены в виде ОРУ, но с применением различных компоновочных решений ОРУ 500 кВ.

По варианту № 1 предлагается компоновка ОРУ 500 кВ по схеме № 500-16 с продольным расположением оборудования в один ряд. Компоновка выполнена на основе типовых решений 0032-НИОКР.500,

выполненных ЗАО «Роспроект» в 2013 году, с учетом решений типовой серии 407-03-558.90.

По варианту № 2 предлагается компоновка ОРУ 500 кВ по схеме «500 – 1б» с продольным расположением оборудования в два ряда. Компоновка выполнена на основе типовых решений 407-03-558.90, выполненных Северо-западным отделением института «Энергосетьпроект» в 1990 году.

Для дальнейшей реализации рекомендован вариант компоновки № 1, имеющий при незначительном увеличении занимаемой площади следующие преимущества: возможность присоединения реакторных групп 500 кВ на каждую ВЛ 500 кВ, а также совмещения резервной фазы шунтирующих реакторов для каждой пары ВЛ 500 кВ (при необходимости); наглядность расположения полуторных цепочек; возможность перехода от начального этапа и до полного развития при минимальном объеме строительно-монтажных работ и без организации временных связей на шинных опорах.

Открытое распределительное устройство 220 кВ на ПС 500 кВ Нижнеангарская выполнено по нетиповой схеме «Две рабочие системы шин с подключением трансформаторов через два выключателя» с однорядным расположением выключателей (с гибкой ошиновкой), с перспективой перехода к типовой схеме № 220-13» после установки автотрансформатора АТ-2. При разработке компоновочных решений по ОРУ 220 кВ применены материалы типового проекта 6298тм («ОРУ 220 кВ Типовые проектные решения»), разработанного в 2011 году.

Для заходов воздушных линий напряжением 500 кВ на ОРУ устанавливаются анкерно-угловые опоры. Для заходов воздушных линий напряжением 220 кВ на ОРУ предусматривается установка приемных ячеек порталов.

Силовые автотрансформаторы устанавливаются в центральной части площадки подстанции. Автотрансформаторы, трансформаторы и реакторы устанавливаются непосредственно на фундамент без кареток (катков) и рельс.

Автотрансформаторы и реакторы напряжением 500 кВ оснащаются установками водяного пожаротушения. Между фазами шунтирующих реакторов 500 кВ устанавливаются огнезащитные перегородки.

На территории подстанции предусматриваются следующие здания и сооружения:

- здание общеподстанционного пункта управления (ОПУ);
- здание релейного щита (РЩ);
- здания закрытого распределительного устройства 10 кВ (ЗРУ 10 кВ), с КРУ 10 кВ и токоограничивающим реактором 10 кВ;
- здание блочной комплектной двух трансформаторной подстанции с двумя трансформаторами мощностью по 630 кВА каждый (БКТП 10/0,4);
- здания насосных над артскважинами № 1 и № 2;
- здание насосной пожаротушения № 3 с противопожарными резервуарами;

- здание объединенное проходная с зданием вспомогательного назначения;
- здания блок-контейнера с ДГУ № 1;
- комплекс зданий объектов маслохозяйства;
- маслосборники объемом 65 м³ и 250 м³;
- здания переключения задвижек;
- резервуары накопители бытовых стоков;
- очистные сооружения;
- открытый склад материалов;
- КРУН 10 кВ резервного питания собственных нужд.

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.

Исполнитель рекомендует рассмотреть необходимость выполнения присоединения ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут в соседнюю ячейку ОРУ 500 кВ с целью исключения пересечения ВЛ 500 кВ при строительстве ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Кодар.

8.1.4.4 Оборудование

Распределительное устройство 500 кВ выполнено с применением следующего оборудования:

- группа однофазных автотрансформаторов мощностью 3x167 МВА с резервной фазой;
- группа однофазных шунтирующих реакторов мощностью 3x60 Мвар с резервной фазой;
- разъединители горизонтально-поворотные однополюсные с одним и двумя заземляющими ножами, с электродвигательными приводами для оперирования главными и заземляющими ножами;
- трансформаторы тока выносные (с внутренней бумажно-масляной изоляцией);
- трансформаторы напряжения емкостные (с внутренней бумажно-масляной изоляцией);
- ограничители перенапряжений нелинейные ОПН;
- выключатели элегазовые колонковые однополюсные с пофазным управлением, с пружинным приводом (вместо колонковых выключателей могут быть применены баковые выключатели со встроенными трансформаторами тока);
- заземлители однополюсные с электродвигательными приводами для оперирования заземляющими ножами.

В состав открытого распределительного устройства 220 кВ входит 9 ячеек с выключателями. Распределительное устройство 220 кВ выполнено с применением следующего оборудования:

- два управляемых шунтирующих реактора мощностью 63 Мвар каждый;
- разъединители горизонтально-поворотные трехполюсные и однополюсные с заземляющими ножами, с электродвигательными приводами для оперирования главными и заземляющими ножами;
- трансформаторы напряжения емкостные (с внутренней бумажно-масляной изоляцией);
- трансформаторы тока (тип изоляции определяется по результатам проведения тендерных процедур по выбору поставщика оборудования);
- нелинейные ограничители перенапряжений ОПН;
- выключатели элегазовые колонковые трехполюсные с пружинным приводом (вместо колонковых выключателей могут быть применены баковые выключатели со встроенными трансформаторами тока);
- заземлители трехполюсные с электродвигательными приводами для оперирования заземляющими ножами.

В составе распределительного устройства 10 кВ предусмотрено 22 ячейки (16 ячеек с выключателями). Комплектное распределительное устройство 10 кВ выполнено с применением следующего оборудования:

- выключатели вакуумные с пружинными приводами на выкатных элементах;
- трансформаторы тока с литой изоляцией;
- трансформаторы напряжения антирезонансные с литой изоляцией;
- нелинейные ограничители перенапряжений типа ОПН-10 кВ.

Для обеспечения резервного питания собственных нужд ПС предусмотрена установка комплектного закрытого распределительного устройства наружной установки 10 кВ (КРУН). В составе КРУН предусмотрено 3 ячейки (1 ячейка с выключателями).

Проектируемое оборудование выбрано по номинальным параметрам, термической и динамической стойкости к токам короткого замыкания, по климатическому исполнению.

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

8.1.5 Сроки и этапы реализации

Согласно Инвестиционной программе ПАО «ФСК ЕЭС» сроки реализации титула – с 2011 по 2021 годы.

По состоянию на 2018 год проектная документация находится в стадии разработки, основные технические решения – на согласовании.

Строительство объекта «Строительство ПС 500 кВ Нижнеангарская» предусматривается выполнить в пять этапов:

1. Строительство РУ 220 кВ ПС 500 кВ Нижнеангарская.
2. Реконструкция ВЛ 220 кВ Ангоя – Новый Уоян (АУ-38), ВЛ 220 кВ Кичера – Новый Уоян (КУ-37) с образованием новых линий: ВЛ 220 кВ Нижнеангарская – Ангоя; ВЛ 220 кВ Нижнеангарская – Кичера; ВЛ 220 кВ Нижнеангарская – Новый Уоян I цепь; ВЛ 220 кВ Нижнеангарская – Новый Уоян II цепь.
3. Строительство РУ 500 кВ ПС 500 кВ Нижнеангарская с установкой АТ 500/220 кВ мощностью 501 МВА и резервной фазой 167 МВА.
4. Строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут.
5. Строительство РПБ.

Ориентировочная продолжительность строительства ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут, с учетом вахтового метода производства работ, определена в объеме 30 месяцев. Ориентировочная продолжительность сооружения заходов ВЛ 220 кВ на ПС 500 кВ Нижнеангарская, с учетом вахтового метода производства работ, составит 4 месяца.

Согласно СТО 56947007-29.240.121-2012 «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35-1150 кВ»:

- продолжительность выбора, согласования и утверждения трассы ВЛ – 10 месяцев;
- продолжительность выбора, согласования и утверждения площадки ПС – 7 месяцев;
- продолжительность выполнения изысканий по трассе ВЛ – 12 месяцев;
- срок от ЗП до начала строительства ВЛ 500 кВ – 30-44 месяцев, срок строительства ВЛ 500 кВ – 10-40 месяцев;
- срок от ЗП до начала строительства ПС 500 кВ – 35-42 месяца, срок строительства ПС 500 кВ – 30-48 месяцев.

Согласно п. 8 Раздела 1. Электроэнергетика СНиП 1.04.03-85* «Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений», часть I: «Продолжительность строительства комплекса ВЛ со специальными переходами и электрическими подстанциями устанавливается по наибольшей норме продолжительности строительства одного из объектов комплекса – линии, перехода или подстанции».

Общий срок реализации проекта с учетом усложняющих условий при параллельной реализации этапов ориентировочно составит 60-84 месяцев (5-7 лет).

Исполнитель отмечает, что реализация инвестиционного проекта в указанные сроки является неосуществимой, указанные сроки оцениваются как недостаточные, риск срыва сроков оценивается как очень высокий.

8.2 Анализ обоснованности выбора конструктивных, технических и технологических решений

Исполнитель отмечает, что основные конструктивные, технические и технологические решения технически возможны.

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

Исполнитель отмечает, что принятые технические и технологические решения разработаны на основании действующих нормативно-правовых актов 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, потери холостого хода, потери короткого замыкания трансформаторов, электрическое сопротивление проводов).

– Мероприятия предотвращения воздействия на окружающую среду предусмотрены в соответствии с требованиями СТО 56947007-29.240.55.192-2014 «Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ» и СТО 56947007-29.240.10.248-2017 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС)».

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

8.6 Анализ возможности оптимизации принятых технических и технологических решений

Исполнитель отмечает, что принятые технические и технологические решения в целом оптимальны.

Рекомендуется рассмотреть возможность или обосновать невозможность прохождения трассы ВЛ 500 кВ от ПС 500 кВ Нижнеангарская в северо-западном направлении вдоль р. Анамакит к р. Левая Мама, уменьшение протяженности трассы составит около 50 км.

Рекомендуется рассмотреть необходимость выполнения присоединения ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут в соседнюю ячейку ОРУ 500 кВ с целью исключения пересечения ВЛ 500 кВ при строительстве ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Кодар.

Рекомендуется с целью оптимизации проектных решений рассмотреть вариант реализации с применением двухцепных опор, что позволит уменьшить металлоемкость заходов ВЛ 220 кВ и ширину полосы отвода.

Рекомендуется рассмотреть возможность отказа от установки управляемых шунтирующих реакторов 220 кВ мощностью 63 Мвар каждый на ПС 500 кВ Нижнеангарская. Согласно представленных расчетов режимов установка указанных УШР необходима только с целью одностороннего включения ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут со стороны ПС 500 кВ Нижнеангарская.

8.7 Анализ основных технических и технологических рисков инвестиционного проекта

Выявлены следующие основные технические и технологические риски инвестиционного проекта:

- надежность оборудования;
- сложность технологий;
- уровень автоматизации;
- темп модернизации оборудования и технологий;
- ошибки эксплуатационного персонала;
- количество и квалификация специалистов;
- выбор оборудования и параметров, недостаточность/ избыточность решений;
- недостижение плановых технических параметров;
- увеличение сроков строительства.

Надежность оборудования: риск связан с отказоустойчивостью применяемого оборудования, нормативным сроком эксплуатации оборудования, качеством программного обеспечения. Воздействие риска проявляется в увеличении эксплуатационных затрат, риске возникновения аварий, связанных с отказом оборудования.

Сложность технологий: риск связан с необходимостью применения дорогостоящего оборудования, отсутствием или уникальностью

оборудования. Воздействие риска проявляется в увеличении капитальных затрат при реализации проекта.

Уровень автоматизации: риск связан с возможностью отказа программного обеспечения, необходимостью обеспечения резервирования и ручного управления. Воздействие риска проявляется в увеличении капитальных затрат при реализации проекта, риске возникновения аварий, связанных с отказом оборудования.

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 оборудования и параметров: риск связан с возможностью неправильного выбора оборудования, 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, возможностью получения штрафных санкций.

Специфические риски инвестиционного проекта заключаются в необходимости выполнения реконструкции объекта без возможности вывода его из эксплуатации. Воздействие риска проявляется в увеличении продолжительности реализации проекта, усложнении организационно-технологических схем ведения работ, необходимости выделения очередей строительства.

Результаты оценки рисков приведены в п. 9.6.

Выводы по результатам технологического аудита

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

Выявлены возможности оптимизации технических решений.

9 Ценовой аудит

9.1 Оценка стоимостных показателей

9.1.1 Анализ качества и полноты расчетов сметной стоимости

Рассматриваемый инвестиционный проект находится на стадии ТЭО. Сметная документация на момент рассмотрения проекта не разработана. Стоимость реализации проекта представлена в Основных технических решениях и рассчитана только в части линии электропередачи.

Согласно тому 3493-ОТР.ВЛ2 «Основные технические решения. Строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут. ВЛ 500 кВ» стоимость реализации выбранного заявителем варианта трасы ЛЭП составляет 12 982 280 тыс. рублей.

При расчете стоимости заявителем учитывались затраты на провод, промежуточные опоры и анкерные опоры. В расчете учтены стоимость как оборудования, так и строительно-монтажных работ. В стоимость опор включены фундаменты к ним.

Исполнитель отмечает, что в стоимость реализации проекта не включены следующие затраты:

- объекты ПС;
- временные здания и сооружения;
- строительство больших переходов;
- аварийный запас на ВЛ;
- устройство вдольтрассовых проездов;
- доставка материалов до места строительства;
- оформление землеустроительных документов;
- переустройство пересекаемых сооружений;
- вырубку просеки;
- подготовку территории строительства;
- прочие работы и затраты;
- непредвиденные расходы;
- содержание службы застройщика-заказчика;
- проектно-изыскательские работы.

Оценить качество и полноту расчетов сметной стоимости не представляется возможным ввиду отсутствия на данном этапе проектной документации.

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 России №75 от 08.02.2016.

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

№ п/п	Наименование работ	Расценка сборника УНЦ*	Стоимость строительства			
			Кол-во, ед.	Единица измерения	Стоимость единицы, тыс. руб.	Стоимость всего, тыс. руб.
1	ВЛ 500 кВ Нижнеангарская - Усть-Кут (Иркутская область)	Л1-40-9	188	км	23 133	4 349 004
2	ВЛ 500 кВ Нижнеангарская - Усть-Кут (Р. Бурятия)	Л1-04-9	293	км	20 258	5 935 594
3	Проектно-изыскательские работы ВЛ 500 кВ	ПЗ-28; ПЗ-29	481	км	273 249	273 249
4	ПИР Большие переходы в рамках ВЛ 500кВ	П4-03	3	км	15 182	45 546
5	Заходы ВЛ 220 кВ	Л1-04-5	7,4	км	13 939	103 149
6	Проектно-изыскательские работы ВЛ 220 кВ	ПЗ-14; ПЗ-15	7,4	км	26 426	26 426
7	Демонтаж ВЛ 220 кВ	Д1-04-2	1,7	км	880	1 496
	Всего стоимость ВЛ в ценах 2015 г. без НДС					10 734 464
8	Ячейка автотрансформатора 500/220/10 кВ 3*167 МВА	T2-05-4	1,33	шт	245 728	326 818
9	Шунтирующий реактор 500 кВ 3*60 Мвар	P1-08-2	1,33	шт	116 749	155 276
10	Ячейка выключателя 500 кВ ОРУ, элегазовый	B1-05	3	шт	79 382	238 146
11	Ячейка автотрансформатора 220/10 кВ 10 МВА	T1-04-4	1	шт	39 123	39 123
12	Ячейка выключателя 220 кВ ОРУ, элегазовый	B1-03	10	шт	28 880	288 800
13	Ячейка выключателя 10 кВ	B2-01	17	шт	1 660	28 220

№ п/п	Наименование работ	Расценка сборника УНЦ*	Стоимость строительства			
			Кол-во, ед.	Единица измерения	Стоимость единицы, тыс. руб.	Стоимость всего, тыс. руб.
	КРУ, вакуумный					
14	Постоянная часть ПС	31-05	1	шт	481 440	481 440
15	Подготовка и благоустройство территории	Б1-10	58891	кв. м	2,634	155 119
16	ПИР на ПС 500 кВ	П1-07	1	шт	178 829	178 829
	Всего стоимость ПС в ценах 2015 г. без НДС					1 891 771
	Итого стоимость в ценах 2015 г. без НДС	-	-	-	-	12 626 235

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).

Указанные нормативы 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.

Таким образом, стоимость реализации проекта на основании УНЦ оценивается в 14 898 957 тыс. руб. с НДС. Расчет представлен в таблице 2.

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

Показатель	Стоимость, тыс. руб.
Стоимость по УНЦ, без НДС	12 626 235
Стоимость затрат, не учтенных УНЦ, без НДС	0
Стоимость всего, без НДС	12 626 235
Стоимость всего, с НДС	14 898 957

Стоимость реализации проекта в текущих ценах 2018 года на основании УНЦ оценивается в 18 770 600 тыс. руб. с НДС, из них на ПС – 2 812 373 тыс. руб. с НДС и на ВЛ – 15 958 227 тыс. руб. с НДС.

Пересчет стоимости реализации проекта в прогнозный уровень цен (до 2021 г.) выполнен 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)	-	1,07
2016 год	577 696	1,16
2017 год	-	1,20
2018 год	674 292	1,26
2019 год	4 013 553	1,32
2020 год	9 835 899	1,38
2021 год	5 340 679	1,44
ВСЕГО	20 442 120	

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>.

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

Таблица 4 – Сопоставление принятых показателей стоимости реализации проекта

Расчет стоимости реализации проекта	Стоимость строительства, тыс. руб. с НДС		Источник информации
	в текущем уровне цен	в прогнозном уровне цен	
Объем финансовых потребностей	18 770 600	20 442 120	расчет Исполнителя
Оценка полной стоимости инвестиционного проекта	-	11 471 730	Инвестиционная программа ПАО «ФСК ЕЭС» на 2017-2020 гг. (приказ Минэнерго России от 27.12.2017 г. № 31@)
Стоимость согласно ОТП	12 982 280	-	ОТП

Стоимость реализации инвестиционного проекта, установленная в основных технических решениях, значительно меньше объема финансовых потребностей, определенного на основе УНЦ.

Полная стоимость инвестиционного проекта, установленная в инвестиционной программе ПАО «ФСК ЕЭС», значительно ниже объемов финансовых потребностей, определенных на основе УНЦ.

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 непревышения 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.

Стоимость строительства согласно ОТП не превышает объем финансовых потребностей, определенный в соответствии с укрупненными нормативами цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики. Однако исполнитель отмечает, что стоимость строительства согласно ОТП рассчитана только для линий электропередач без затрат на строительство подстанции.

9.1.3 Анализ стоимости с использованием Укрупненных стоимостных показателей

Исполнитель выполнил расчет стоимости реализации проекта на основании показателей укрупненной (удельной) 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 лежит сводный сметный расчет 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.

Базисными показателями УСП не учтены затраты, связанные с оформлением земельного участка (постоянный и временный отвод, плата за землю при изъятии (выкупе), арендная плата, выплата земельного налога в период строительства) и компенсационные выплаты при отводе земель.

Расчет методом сравнения с аналогами на основе укрупненных стоимостных показателей осуществлен в следующих уровнях цен:

- базисный уровень цен на 01.01.2000 года;
- текущий уровень цен 4 кв. 2018 года.

Результаты оценки стоимости реализации проекта представлены в таблице 5.

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

№п/п	Наименование работ	Стоимость строительства			
		Кол-во	Единица измерения	Стоимость единицы, тыс. руб.	Стоимость тыс. руб.
ПС 500 кВ Нижнеангарская					
1	Ячейка автотрансформатора 500/220/10 кВ 3*167 МВА	1,33	шт	81 265	108 082
2	Шунтирующий реактор 500 кВ 3*60 Мвар	1,33	шт	28 600	38 038
3	Ячейка выключателя 500 кВ ОРУ, элегазовый	3	шт	28 814	86 442
4	Ячейка автотрансформатора 220/10 кВ 10 МВА	1	шт	18 800	18 800
5	Ячейка выключателя 220 кВ ОРУ, элегазовый	10	шт	14 698	146 980
6	Ячейка выключателя 10 кВ КРУ, вакуумный	4	шт	163	652
7	Ячейка выключателя 10 кВ КРУ, вакуумный	13	шт	163	2 119
8	ТОР 10 кВ 1000А	1	шт	466	466
9	Постоянная часть затрат**	1	шт	130 983	130 983
10	Затраты, сопутствующие строительству	24,18%	% от п. 1-9	-	128 774
11	Регионально-климатические условия	9%	% от п. 1-10	-	59 520
	Итого стоимость в ценах на 01.01.2000 г. без НДС	-	-	-	720 856
ВЛ 500 кВ Нижнеангарская - Усть-Кут					
12	ВЛ 500 кВ Нижнеангарская - Усть-Кут (Иркутская область)	481	км	1 935	930 735
13	Рубка просеки	454	км	389	176 606
14	Болотистые трассы	70	км	1,053	169 693
15	Горные условия	70	км	1,012	163 085
16	Сооружение большого перехода	3	шт	38 877	116 631
17	Затраты, сопутствующие строительству	22,98%	% от п. 12-16	-	357 741
18	Регионально-климатические условия	9%	% от п. 12-17	-	172 304
	Итого стоимость в ценах на 01.01.2000 г. без НДС	-	-	-	2 086 795
Заходы ВЛ 220 кВ					
19	Заходы ВЛ 220кВ	7,4	км	1 485	10 989
20	Демонтаж ВЛ 220 кВ 2 цепи	1,7	км	12,2	21

№п/п	Наименование работ	Стоимость строительства			
		Кол-во	Единица измерения	Стоимость единицы, тыс. руб.	Стоимость тыс. руб.
21	Демонтаж опор	43,52	т	2,3	100
22	Затраты, сопутствующие строительству	22,98%	% от п. 19-21	-	2 553
23	Регионально-климатические условия	9%	% от п. 19-22	-	1 230
	Итого стоимость в ценах на 01.01.2000 г. без НДС	-	-	-	14 893

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).

** – Постоянная часть затрат включает: общеподстанционный пункт управления, системы РЗА и кабельные связи, устройство собственных нужд подстанции и щит постоянного тока с АБ, внутримплощадочные водоснабжение, канализацию и подъездные дороги, средства внутренней связи, противопожарный водопровод, систему охранного видеонаблюдения, наружное освещение, ограждение и проч.

*** – 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 земельного участка (постоянный и временный отвод, плата за землю при изъятии, арендная плата, выплата земельного налога в период строительства) и компенсационные выплаты при отводе земель.

Оценка стоимости строительства в текущем уровне цен с учетом доли расходов на строительно-монтажные работы, оборудование, проектно-изыскательские и прочие работы приведена в таблицах 6-7.

Таблица 6 – Оценка стоимости строительства ПС в текущем уровне цен

Наименование	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	165 797	23,0%	8,35	1 384 405
Оборудование	439 722	61,0%	4,58	2 013 928
Прочие	63 435	8,8%	9,03	572 821
ПИР	51 902	7,2%	3,83	198 783
ВСЕГО	720 856	100,0%	-	4 169 937

Примечание: Индексы приведения в текущий уровень цен приведены согласно письму Минстроя России от 15.11.2018 № 45824-ДВ/09

Таблица 7 – Оценка стоимости строительства ВЛ в текущем уровне цен

Наименование	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	1 702 367	81,0%	8,35	14 214 765
Прочие	241 694	11,5%	9,03	2 182 498
ПИР	157 627	7,5%	3,83	603 710
ВСЕГО	2 101 688	100,0%	-	17 00 972

Примечание: Индексы приведения в текущий уровень цен приведены согласно письму Минстроя России от 15.11.2018 № 45824-ДВ/09

Стоимость строительства в текущем уровне цен оценивается в сумме 24 981 673 тыс. руб. с НДС, из них по ПС – 4 920 526 тыс. руб. с НДС, по ВЛ – 20 061 147 тыс. руб. с НДС

Стоимость строительства в уровне цен соответствующих лет реализации проекта оценивается в сумме 26 950 550 тыс. руб. с НДС (табл. 8).

Таблица 8 – Оценка финансирования в уровне цен соответствующих лет

Годы прогнозируемого периода	Стоимость в ценах соответствующих лет, тыс. руб.	Накопленный индекс-дефлятор*
2016 год	770 943	1,00
2017 год	0	1,00
2018 год	899 852	1,00
2019 год	5 356 138	1,05
2020 год	13 126 133	1,10
2021 год	7 127 204	1,14
ВСЕГО	27 280 270	

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>

Сравнительный анализ заявленной стоимости реализации проекта с оценкой Исполнителя приведен в таблице 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)	стоимость (согласно ОТП)	объем финансовых потребностей по укрупненным нормативам цены (УНЦ)	стоимость по аналогу (УСП)		
Базовый уровень цен (без НДС)	-	-	-	2 823	-	-
Текущий уровень цен, 2018 (с НДС), всего, в т.ч.	-	12 982	18 771	24 982	11 999	92%
- по ПС	-	-	2 813	4 920	-	-
- по ВЛ	-	12 982	15 958	20 061	-	-
Прогнозный уровень цен, 2021 (с НДС)	11 472	-	20 442	27 280	15 809	138%

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 сопоставления с укрупненными стоимостными показателями, почти в 2 раза больше стоимости строительства, определенной в основных технических решениях.

Существенная разница объясняется отсутствием затрат на строительство подстанции в расчете стоимости, а также отсутствием в основных технических решениях сопутствующих затрат, отраженных в разделе 9.1.1.

Стоимость строительства в прогнозном уровне цен, оцененная на основе сопоставления с аналогами, больше полной стоимости строительства, определенной в инвестиционной программе ПАО «ФСК ЕЭС» на 138 %.

Исполнитель отмечает предположительную 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 с использованием объектов-аналогов основан на следующих альтернативных методологических подходах:

- парное сравнение с прямыми аналогами по полной стоимости строительства;

- парное сравнение с прямыми аналогами по удельным стоимостным показателям;

- укрупненная оценка стоимости по удельным стоимостным показателям сопоставимых проектов – при отсутствии прямых аналогов.

Подбор прямых аналогов рассматриваемого проекта основан на соблюдении следующих критериев:

- технико-экономические показатели аналога (номинальное напряжение, мощность, длина ВЛ, территория расположения и т.п.) должны совпадать с рассматриваемым проектом;

- состав строительно-монтажных работ аналога должен совпадать с рассматриваемым проектом;

- стоимость строительства аналога должна быть определена достоверно;

- технические и технологические решения аналога не должны быть устаревшими.

В соответствии с этим проектная документация аналога должна иметь положительное заключение государственной экспертизы. При этом отбор аналога должен учитывать период его ввода в эксплуатацию, который, предположительно, не должен быть ранее 2005-2007 гг. Поскольку проекты строительства в отрасли электросетевого хозяйства отличаются большим разнообразием типовых проектных решений, состава работ и местных природно-климатических условий, указанные критерии отбора не позволяют установить прямых аналогов рассматриваемого проекта.

Провести сопоставление по показателю полной и удельной стоимости строительства с прямыми аналогами в полной степени не представляется возможным.

Исполнителем осуществлено сравнение с аналогами по удельным стоимостным показателям. Ввиду того, что в основных технических решениях осуществлен расчет только в части строительства линии электропередачи, сравнение с аналогами проведено по удельному показателю стоимости одного километра линии электропередачи.

Критерии подбора аналогов:

- класс напряжения ВЛ – 500 кВ;

- сечение провода – 300 мм. кв;

- тип опор – решетчатые;

- проектная документация – разработана;

- положительное заключение экспертизы по сметам – имеется.

В качестве аналогов выбраны следующие проекты:

- ВЛ 500 кВ Чугуевка – Лозовая – Владивосток с ПС 500 кВ Лозовая, Приморский край (аналог 1);

- ВЛ 500 кВ Трачуковская – Кирилловская, Тюменская область, Ханты-Мансийский округ – Югра (аналог 2);

– ВЛ 500 кВ Холмогорская – Муравленковская – Тарко-Сале с ПС 500 кВ Муравленковская, Ямало-Ненецкий автономный округ (аналог 3).

С целью сравнения рассматриваемого объекта с объектами-аналогами из стоимости всех объектов исключены строительно-монтажные работы, оборудование и прочие затраты, не связанные со строительством линий электропередач.

Кроме того, из стоимости объектов аналогов исключены затраты на временные здания и сооружения, вырубку просеки, подготовку территории строительства, оформление землеустроительных документов и прочие сопутствующие строительству затраты, так как данные затраты не учтены при расчете затрат по рассматриваемому проекту.

Результаты анализа представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Сравнение стоимости реализации проекта с аналогами

Наименование проекта	Рассматриваемый проект	Аналог 1	Аналог 2	Аналог 3
Напряжение ЛЭП	500 кВ	500 кВ	500 кВ	500 кВ
Сечение провода	300 кв. мм.	300 кв. мм.	300 кв. мм.	300 кв. мм.
Тип опор	Решётчатые	Решётчатые	Решётчатые	Решётчатые
Длина линий электропередачи, км	488,4	313	141	212
Стоимость проекта, тыс. руб., в текущих ценах	12 982 280,00	11 122 905,69	5 422 939,75	9 765 649,49
Стоимость проекта, тыс. руб., в ценах 2018 года*	12 982 280,00	21 891 416,10	9 418 103,46	16 960 154,73
Стоимость 1км ЛЭП, тыс. руб.	26 581,24	69 940,63	66 795,06	80 000,73
Стоимость проекта за исключением затрат на элементы ПС и сопутствующие затраты, тыс. руб., в ценах 2018 года	12 982 280,00	10 861 599,59	5 576 236,93	6 412 730,66
Стоимость 1км ЛЭП за исключением затрат на элементы ПС, тыс. руб.	26 581,24	34 701,60	39 547,78	30 248,73

Примечания: * – с учетом приведения к уровню цен 2018 г. на основе индексов-дефляторов.

Стоимость реализации одного километра линии электропередачи в рассматриваемом проекте составляет 26 581,24 тыс. рублей с НДС в ценах 2018 года. Данный показатель ниже, чем у аналогичных объектов.

При этом отмечается, что в основных технических решениях не учтена стоимость строительства больших переходов, а в рассматриваемом проекте планируется сооружение трех больших переходов.

9.1.5 Сравнительный анализ стоимостных показателей на разных стадиях реализации инвестиционного проекта

Анализ изменений сметной стоимости объекта капитального строительства и его мощности на разных стадиях реализации инвестиционного проекта, а также причин данных изменений, не проводился ввиду того, что проект находится на стадии ТЭО.

9.2 Финансово-экономическая оценка инвестиционного проекта

9.2.1 Анализ финансово-экономической модели

Финансово-экономическая модель проекта не представлена.

Представленные на технологический и ценовой аудит документы Заказчика не содержат финансово-экономической модели либо иных материалов по финансово-экономической оценке рассматриваемого проекта.

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 г. № 35-ФЗ, Постановление Правительства Российской Федерации «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» от 29.12.2011 г. № 1178).

Тарифы устанавливаются ежегодно. 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 г. № 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 г. № 228-э):

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

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;

В - величина распределяемых в целях сглаживания изменения тарифов исключаемых необоснованных доходов и расходов, выявленных в том числе по результатам проверки хозяйственной деятельности регулируемой организации, учитываемых экономически обоснованных расходов, не учтенных при установлении регулируемых цен (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% от капитальных вложений по подстанции и 3,0% – по линиям электропередач (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 г. № 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 подстанции и 15,9% – по линиям электропередач. С учетом результатов расчета УСП (см. п. 9.1.3), необходимая валовая выручка сетевой организации увеличится ориентировочно на 3 496 млн руб.

В соответствии с приказом ФСТ России от 09.12.2014 г. № 297э-3 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 подключаемой нагрузки в результате реализации рассматриваемого проекта увеличивается на 125 МВт согласно договорам на технологическое подключение №662/ТП от 17.04.2017 и № 50/16-ТП-М2 от 30.12.2016.

С учетом действующей ставки тарифа и возможности прироста нагрузки прирост действительного годового дохода составит ориентировочно 260 млн. руб., что меньше оцениваемого прироста необходимой валовой выручки. Следовательно, при сохранении ставки тарифа на указанном уровне доходность сетевой организации уменьшится.

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 в будущем, что определяет 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 отсутствие выраженной экономической эффективности реализации проекта для потребителей.

9.3 Анализ затрат на реализацию инвестиционного проекта

9.3.1 Анализ капитальных затрат

Предполагаемая стоимость строительства линий электропередачи в составе рассматриваемого проекта составляет 12 982,28 млн руб. с НДС в текущих ценах 4 кв. 2018 г., согласно тому 3493-ОТР.ВЛ2 «Основные технические решения. Строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут. ВЛ 500 кВ».

Полная стоимость инвестиционного проекта составляет 11 471,73 млн руб. с НДС в ценах соответствующих лет, согласно инвестиционной программе ПАО «ФСК ЕЭС на 2017-2020 гг. (приказ Минэнерго России от 27.12.2017 г. № 31@).

Исполнитель отмечает расхождение данных о стоимости реализации проекта в основных технических решениях и в инвестиционной программе ПАО «ФСК ЕЭС».

Исполнитель провел сравнение 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» (утверждена Распоряжением Правительства Российской Федерации от 03.04.2013 г. № 511-р)). Средние фактические удельные инвестиционные затраты в 2012 г. указаны в табл. 11.

Таблица 11 – 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 «ПрайсвоटरхаусКуперс Консультирование». 2016.

В результате реализации рассматриваемого проекта:
– трансформаторная мощность составит 668 МВА.

– длина линий электропередач составит 488,4 км.

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

Таблица 12 – 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	488,4	км линий электропередачи	21,79	10 642,24
подстанция	668	МВА трансформаторной мощности	4,99	3 333,32
ВСЕГО	-	-	-	13 975,56

Таким образом, предельная стоимость проекта в ценах 2012 г. без учета директивного снижения составляет 13 975,56 млн руб. без НДС.

Стоимость капитальных затрат в текущем уровне цен согласно ОТП по объектам строительства представлена следующими показателями:

- стоимость линии электропередачи – 11 002,0 млн. руб. без НДС;
- стоимость подстанции – отсутствует.

В рассматриваемом проекте целесообразно проводить сравнительный анализ только в части линии электропередачи.

Таким образом, стоимость рассматриваемого проекта на основе расчета, представленного в основных технических решениях, с учетом индексов-дефляторов на прогнозный период не превышает уровня цен 2012 г. (рис. 2).



Рисунок 2 – Расчет предельной стоимости проекта с учетом директивного снижения в части ВЛ, млн руб.

Стоимостные показатели проекта также 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:

1. 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.

2. Расходы, связанные с услугами передачи электроэнергии, на линейных объектах (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

Возможности оптимизации стоимостных показателей не выявлены.

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. Ввиду применения в основном отечественного оборудования валютный риск оценивается как маловероятный и оказывающий незначительное воздействие на проект.

Риск недофинансирования проекта: исполнитель отмечает существенную недостаточность денежных средств для финансирования рассматриваемого титула в объеме, заложенном на его реализацию в инвестиционной программе. Риск недофинансирования оценивается как ожидаемый и оказывающий критическое воздействие на проект. Рекомендуются при корректировке инвестиционной программы изменить стоимость реализации проекта с учетом не только линии электропередачи, но и сооружения подстанции.

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 рис. 3.

Параметры возникновения рисков		Воздействие				
		отсутствует	незначительное	умеренное	значительное	критическое
Вероятность рискового события	почти невозможное	<ul style="list-style-type: none"> Риск недостижения запланированной рентабельности 	<ul style="list-style-type: none"> Инфляционный риск 		<ul style="list-style-type: none"> Риск избыточности / недостаточности предлагаемых технических параметров в сравнении с прогнозируемым спросом 	
	маловероятное		<ul style="list-style-type: none"> Операционный риск Риск недостижения плановых технических параметров Валютный риск 		<ul style="list-style-type: none"> Технологический риск 	
	возможное				<ul style="list-style-type: none"> Экономический риск (риск недостижения положительного экономического эффекта для потребителя) 	
	вероятное				<ul style="list-style-type: none"> Риск увеличения сроков реализации проекта 	
	ожидаемое					<ul style="list-style-type: none"> Риск недофинансирования

Рисунок 3 – Результаты оценки рисков инвестиционного проекта

10 Заключение

Технические и технологические решения оцениваются в целом как технически возможные.

Выявлены возможности для оптимизации проектных решений.

Риски оцениваются как умеренные за исключением рисков увеличения сроков реализации проекта и недофинансирования, которые могут оказать значительное и критическое влияние на проект соответственно.

Стоимость реализации проекта в соответствии с основными техническими решениями не превышает уровня цен аналогов.

Реализация проекта характеризуется отсутствием выраженного положительного экономического эффекта для потребителей.

Инвестиционный проект оценивается как целесообразный.

Начальник Отдела
технологического и ценового аудита

А.Н. Соколов

Государственный эксперт-конструктор
Отдела технологического и ценового
аудита

О.В. Богуцкая

Государственный эксперт-конструктор
Отдела технологического и ценового
аудита

В.В. Ивакин

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

А.И. Евстафьев

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

В.Е. Кадуцкий