



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
«Комплексное техническое перевооружение и реконструкция
ПС 500 кВ Сименс (ПС 500 кВ Пахра)»
(Стадия проведения ТЦА – Проектирование)**

Содержание

1 Введение.....	4
2 Термины и определения	5
3 Основание для проведения ТЦА	9
4 Описание инвестиционного проекта.....	10
4.1 Цели и задачи инвестиционного проекта	10
4.2 Краткое описание инвестиционного проекта.....	10
4.3 Техничко-экономические показатели	11
4.4 Результаты предыдущих этапов технологического и ценового аудита	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	13
5.3 Анализ наличия источников финансирования, графика реализации инвестиционного проекта.....	14
5.4 Анализ необходимости и достаточности принятых технико-экономических показателей	14
5.5 Анализ наличия возможных альтернативных вариантов реализации инвестиционного проекта.....	15
6 Анализ исходно-разрешительной и правоустанавливающей документации	16
6.1 Перечень представленной исходно-разрешительной и правоустанавливающей документации.....	16
6.2 Анализ достаточности исходно-разрешительной и правоустанавливающей документации.....	18
6.3 Анализ обоснованности выбора места размещения объекта	18
6.4 Анализ качества и полноты Технического задания.....	18
7 Анализ качества и полноты представленной документации.....	19
7.1 Перечень представленной документации.....	19
7.2 Анализ качества и полноты представленной документации.....	19
7.3 Анализ соответствия представленной документации требованиям Технического задания	19
7.4 Анализ соответствия представленной документации правоустанавливающей документации и техническим условиям	20
7.5 Анализ выполнения рекомендаций технологического и ценового аудита	20
8 Технологический аудит	21
8.1 Анализ основных технических и технологических решений.....	21
8.1.1 Схема присоединения к сети.....	21
8.1.2 Принципиальная электрическая схема	24
8.1.3 Компоновочные решения	27
8.1.4 Оборудование	29
8.1.5 Сроки и этапы реализации	30
8.2 Анализ обоснованности выбора конструктивных, технических и технологических решений.....	30

8.3 Анализ соответствия принятых технических и технологических решений действующим нормативно-правовым актам Российской Федерации, нормативно-технической документации, отраслевой документации	31
8.4 Анализ соответствия принятых технических и технологических решений современному уровню развития технологий	31
8.5 Анализ соответствия принятых технических и технологических решений требованиям энергоэффективности и экологичности объекта	31
8.6 Анализ возможности оптимизации принятых технических и технологических решений.....	32
8.7 Анализ основных технических и технологических рисков инвестиционного проекта.....	32
9 Ценовой аудит	34
9.1 Оценка стоимостных показателей.....	34
9.1.1 Анализ качества и полноты расчетов сметной стоимости	34
9.1.2 Анализ стоимости с использованием Укрупненных нормативов цены.	35
9.1.3 Анализ стоимости с использованием объектов-аналогов.....	40
9.1.4 Сравнительный анализ стоимостных показателей на разных стадиях реализации инвестиционного проекта	45
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.....	50
9.3.1 Анализ капитальных затрат	50
9.3.2 Анализ эксплуатационных затрат	51
9.4 Анализ возможностей оптимизации стоимостных показателей.....	51
9.5 Анализ основных экономических рисков инвестиционного проекта	52
9.6 Оценка рисков инвестиционного проекта	53
10 Мониторинг на стадии строительства . Ошибка! Закладка не определена.	
10.1 Анализ договоров подряда со строительными и монтажными организациями	Ошибка! Закладка не определена.
10.2 Анализ исходно-разрешительной документации на строительство	Ошибка! Закладка не определена.
10.3 Анализ фактических сроков реализации инвестиционного проекта	Ошибка! Закладка не определена.
10.4 Мониторинг формирования первичной и отчетной документации по объекту	Ошибка! Закладка не определена.
10.5 Выборочная проверка исполнительной документации	Ошибка! Закладка не определена.
10.6 Анализ обоснованности изменений технических и технологических решений, изменений сметной стоимости объектов капитального строительства.....	Ошибка! Закладка не определена.
10.7 Выборочная проверка журналов учета выполненных работ КС-6, КС-6а, актов КС-2, справок КС-3, товарных накладных ТОРГ-12 на соответствие проектной и рабочей документации, заключенным договорам	Ошибка! Закладка не определена.

11 Заключение 56

1 Введение

Заключение о проведении публичного технологического и ценового аудита инвестиционного проекта «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ Сименс (ПС 500 кВ Пахра)» 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 № 1.2 к договору возмездного оказания услуг № 537612 от 14.12.2018.

Целями проведения технологического и ценового аудита инвестиционного проекта «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ Сименс (ПС 500 кВ Пахра)» на стадии «Проектирование» являются:

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

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

- анализ целесообразности реализации инвестиционного проекта;

- разработка предложений по оптимизации проекта по разным направлениям;

- анализ достаточности и избыточности надежности инвестиционного проекта;

- анализ рисков проекта и рекомендации по управлению ими.

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

2 Термины и определения

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

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

Заказчик – технический заказчик, инициатор инвестиционного проекта или уполномоченное им лицо, инициатор проведения публичного технологического и ценового аудита инвестиционного проекта (ПАО «ФСК ЕЭС»).

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Реконструкция электросетевых объектов – комплекс работ на действующих объектах электрических сетей (линиях электропередачи, подстанциях, распределительных и переключательных пунктах,

технологически необходимых зданиях, коммуникациях, вспомогательных сооружениях, ремонтно-производственных базах) по их переустройству (строительству взамен) в целях повышения технического уровня, улучшения технико-экономических показателей объекта, условий труда и охраны окружающей среды.

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

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

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

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

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

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

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

Укрупненные стоимостные показатели (УСП), укрупненные нормативы цены (УНЦ) – сметные нормативы, предназначенные для

планирования инвестиций (капитальных вложений), оценки эффективности использования средств направляемых на капитальные вложения и подготовки технико-экономических показателей в задании на проектирование. Представляют собой объем денежных средств, необходимый и достаточный для возведения объекта капитального строительства, рассчитанный на установленную единицу измерения (измеритель) в базисном или соответствующем уровне текущих цен.

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

3 Основание для проведения ТЦА

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

– постановление Правительства РФ от 30.04.2013 № 382 «О проведении публичного технологического и ценового аудита крупных инвестиционных проектов с государственным участием и о внесении изменений в некоторые акты правительства Российской Федерации»;

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

– стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.01.194-2014 «Технологический и ценовой аудит инвестиционных проектов ПАО «ФСК ЕЭС» (в редакции приказа ПАО «ФСК ЕЭС» от 23.08.2017 № 340).

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).

4 Описание инвестиционного проекта

4.1 Цели и задачи инвестиционного проекта

Цель реализации инвестиционного проекта «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ Сименс (ПС 500 кВ Пахра)» – реконструкция и техническое перевооружение подстанции в связи с неудовлетворительным состоянием основного и вспомогательного оборудования, снижающим эксплуатационные качества и надежность объекта. Реализация проекта позволит обеспечить надежное электроснабжение Московской области, возможность подключения новых потребителей.

4.2 Краткое описание инвестиционного проекта

ПС 500 кВ Пахра построена и введена в эксплуатацию в 1963 году.

ПС 500 кВ Пахра расположена на территории Подольских электрических сетей и является частью системообразующей сети ОЭС Центра. Подольские электросети обеспечивают электроснабжением Подольский, Домодедовский, Троицкий, Чеховский и Серпуховской районы Московской области.

Площадка ПС 500 кВ Пахра расположена в Домодедовском районе Московской области. На существующей подстанции установлены:

- два автотрансформатора напряжением 220/110 кВ мощностью 125 МВА каждый (АТ-1, год ввода 1964 г. и АТ-2, год ввода 1970 г.);
- два автотрансформатора напряжением 500/110 кВ мощностью 250 МВА каждый (АТ-3, год ввода 1977 г. и АТ-4, год ввода 2001 г.);
- синхронный компенсатор мощностью 50 Мвар.

ПС 500 кВ Пахра – открытая подстанция. Распределительное устройство на стороне 500 кВ выполнено по схеме № 500-15 «трансформатор-шины с присоединением линий через два выключателя», РУ 220 кВ – по схеме № 220-13 «две рабочие и обходная система шин», РУ 110 кВ – по схеме № 110-14 «две рабочие секционированные выключателями и обходная система шин с двумя обходными и двумя шиносоединительными выключателями».

Необходимость реконструкции ПС 500 кВ Пахра вызвана моральным и физическим износом существующего оборудования и необходимостью обеспечения надежного электроснабжения существующих и перспективных потребителей.

Техническое задание на проектирование утверждено в 2007 году.

Договор на выполнение проектных работ заключен в 2008 году с ОАО «Институт «Энергосетьпроект».

Основные технические решения разработаны в 2009 году и утверждены в 2010 году.

Проектная документация по данному титулу первоначально была разработана в 2011 году ОАО «Институт «Энергосетьпроект». Проектная документация и результаты инженерных изысканий получили положительное заключение ФАУ «Главгосэкспертиза России» от 02.03.2012 № 169-12/ГГЭ-7677/02.

В 2013 году утверждено задание на корректировку проектной документации. В 2014 году заключен договор на корректировку проектной документации с ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС».

В 2017 году утверждено дополнение к заданию на корректировку проектной документации, предусматривающее выделение 4 этапов строительства.

В 2017 году заключен договор на поставку оборудования, выполнение работ и услуг с ООО «Энергетическое строительство».

Проектная документация по 1 этапу строительства разработана ООО «Энергетическое строительство» в 2017 году и получила положительное заключение ФАУ «Главгосэкспертиза России» от 23.04.2018 № 437-18/ГГЭ-7677/02 по технической части и заключение негосударственной экспертизы ООО «ПБ № 1» от 07.09.2018 № 6-2-1-0108-18.

Проектная документация по 2-4 этапам строительства разработана ОАО «ВНИИР» по договору с ООО «Энергетическое строительство» в 2018 году.

4.3 Техничко-экономические показатели

Основные технико-экономические показатели инвестиционного проекта:

– Реконструкция ПС 500 кВ Пахра:

1. Номинальные напряжения подстанции – 500/220/110/10 кВ.
2. Тип подстанции – закрытая.
3. Количество и мощность силовых трансформаторов – два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 250 МВА каждый (I этап строительства), два автотрансформатора 500/220/10 кВ мощностью 500 МВА каждый (II этап строительства), два трансформатора 220/10-10 кВ мощностью 100 МВА каждый (III этап строительства).
4. РУ 500 кВ – КРУЭ по схеме № 500-15 «Трансформаторы-шины с присоединением линий через два выключателя», количество присоединяемых линий – 3 (II этап строительства).
5. РУ 220 кВ – КРУЭ по схеме № 220-17 «Полуторная схема» с секционированными системами шин, количество присоединяемых линий – 6, предусматривается резервное место для присоединения 4 линий (I этап строительства).
6. РУ 110 кВ – КРУЭ по схеме № 110-13 «Две рабочие системы шин» с двумя секционными выключателями, количество присоединяемых линий –

16, предусматривается резервное место для присоединения 1 линии (III этап строительства).

7. РУ 10 кВ – ЗРУ по схеме № 10-2 «Две одиночные секционированные выключателем системы шин» в объеме двух секций, количество присоединяемых линий – 10 (I этап строительства), в объеме двух секций, количество присоединяемых линий – 10 (III этап строительства).

8. РУСН 10 кВ – ЗРУ по схеме № 10-1 «Одна, секционированная выключателями, система шин», количество линейных присоединений – 10 (I этап строительства).

9. Количество и мощность трансформаторов собственных нужд – четыре трансформатора 10/0,4 кВ мощностью 1000 кВА каждый (I этап строительства), два трансформатора 10/0,4 кВ мощностью 1000 кВА каждый (II этап строительства), два трансформатора 10/0,4 кВ мощностью 1000 кВА каждый (III этап строительства).

10. Количество и мощность дизель-генераторной установки – одна ДГУ 0,4 кВ мощностью 1125 кВА (I этап строительства).

11. Здание ЗВН для нужд Домодедовского РМЭС – 1 (IV этап строительства).

12. Площадь участка – 18,0 га.

– перезаводы воздушных линий:

1. ВЛ 500 кВ (II этап строительства) – 0,5 км (ориентировочно).

2. КЛ 500 кВ (II этап строительства) – 1,2 км (ориентировочно, 3 фазы).

3. ВЛ 220 кВ (I этап строительства) – 0,271 км.

4. КЛ 220 кВ (I этап строительства) – 2,40 км (3 фазы), 0,37 км (3 фазы токопровод 1000 А), 1,12 км (3 фазы, временная перемычка).

5. ВЛ 110 кВ (III этап строительства) – 0,8 км (ориентировочно).

6. КЛ 110 кВ (I, II, III этап строительства) – 0,9 км (3 фазы, I этап строительства, временная перемычка), 0,9 км (ориентировочно, 3 фазы, II этап строительства, временная перемычка), 4,8 км (ориентировочно, 3 фазы, III этап строительства).

7. КЛ 10 кВ (I, II, III этап строительства) – 2,8 км (3 фазы, I этап строительства, вынос), 2,8 км (ориентировочно, 3 фазы, III этап строительства).

4.4 Результаты предыдущих этапов технологического и ценового аудита

Технологический и ценовой аудит инвестиционного проекта «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ Сименс (ПС 500 кВ Пахра)» проводился в 2017 году Мосгосэкспертизой, выдано Заключение о проведении публичного технологического и ценового аудита № 35-ТЦА/МГЭ/73-135/17-(0)-0 от 28.08.2017.

5 Анализ необходимости реализации инвестиционного проекта

5.1 Анализ соответствия инвестиционного проекта заявленным целям

Исполнитель отмечает, что реализация инвестиционного проекта «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ Сименс (ПС 500 кВ Пахра)» обеспечивает выполнение заявленных целей: повышение эксплуатационных качеств и надежности объекта, обеспечение надежного электроснабжения Московской области и возможности подключения новых потребителей.

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. Оценка полной стоимости инвестиционного проекта – 4 441,54 млн. руб. с НДС в прогнозных ценах соответствующих лет.
2. Остаток финансирования капитальных вложений на 01.01.2017 – 4 123,29 млн. руб. с НДС в прогнозных ценах соответствующих лет.
3. Сроки реализации – 2008–2021 год.

Исполнитель отмечает, что проектная документация по титулу «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ Сименс (ПС 500 кВ Пахра)» впервые была разработана ОАО «Институт «Энергосетьпроект» в 2011 году и подвергалась корректировке в 2014 году – ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС», и в 2017 году – ООО «Энергетическое строительство» (на 1 этап строительства), ОАО «ВНИИР» (на 2-4 этапы строительства).

Исполнитель обращает внимание, что для выполнения строительно-монтажных работ в объеме 1 этапа строительства заключен договор с ООО «Энергетическое строительство» на сумму 4 948,07 млн. руб. с НДС, сведения о заключенных договорах на 2-4 этапы строительства отсутствуют.

5.4 Анализ необходимости и достаточности принятых технико-экономических показателей

Исполнитель отмечает, что основные технико-экономические показатели претерпели значительные изменения. В ходе реализации инвестиционного проекта проектная документация два раза подвергалась корректировке в части изменения компоновочных решений и выделения этапов строительства.

Исполнитель отмечает, что принятые технико-экономические показатели необходимы и достаточны. В составе рассматриваемого инвестиционного проекта предусматривается строительство здания ЗВН для нужд Домодедовского РМЭС, что оценивается как избыточное решение.

5.5 Анализ наличия возможных альтернативных вариантов реализации инвестиционного проекта

Исполнитель отмечает, что рассмотрение вариантов реализации инвестиционного проекта выполнено на ранних стадиях реализации, принятый вариант строительства объекта не был реализован, проектная документация подверглась корректировкам, в связи с чем рекомендуется выполнить повторную вариантную проработку.

Выводы о необходимости, обоснованности и целесообразности реализации инвестиционного проекта

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

Исполнитель рекомендует выполнить повторную вариантную проработку в связи со значительными изменениями первоначально принятых решений.

6 Анализ исходно-разрешительной и правоустанавливающей документации

6.1 Перечень представленной исходно-разрешительной и правоустанавливающей документации

Для проведения технологического и ценового аудита Заказчиком представлены реквизиты следующей исходно-разрешительной и правоустанавливающей документации:

1. Техническое задание на разработку проекта «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ Пахра», утвержденное Первым заместителем Председателя Правления ОАО «ФСК ЕЭС» 24.01.2007; Дополнения и изменения к Техническому заданию на разработку проекта «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ Пахра», утвержденные Первым заместителем Председателя Правления ОАО «ФСК ЕЭС» в 2011 году; Дополнения и изменения № 2 к Заданию на проектирование по титулу «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ Пахра», утвержденные Первым заместителем Председателя Правления ОАО «ФСК ЕЭС» 19.10.2011 № 106/4п.

2. Задание на проектирование на корректировку проектной документации по титулу «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ Пахра. Корректировка», утверждённое Первым заместителем Председателя Правления – главным инженером ОАО «ФСК ЕЭС» 03.07.2013 № 45/4п; Дополнение к Заданию на проектирование на корректировку проектной документации по титулу «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ Пахра. Корректировка», утверждённое врио заместителя Председателя Правления – главного инженера ПАО «ФСК ЕЭС» 22.06.2017 № 49/4п; Дополнение к Заданию на проектирование № 2 по титулу «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ Пахра. Корректировка», утверждённое и.о. заместителя Председателя Правления – главного инженера ПАО «ФСК ЕЭС» 06.04.2018 № 25/4п (далее – Техническое задание).

3. Градостроительный план земельного участка для реконструкции подстанции 500 кВ «Пахра» № RU50308000-GP61 с кадастровым номером 50:28:0010105:33 и площадью 20,73 га, утвержденный постановлением городского округа Домодедово Московской области от 06.02.2012 № 389.

4. Градостроительный план земельного участка RU5030800-MSK008395 от 22.12.2017 с кадастровым номером 50:28:0010105:33, площадью 17,55 га.

5. Градостроительный план земельного участка RU5030800-MSK008397 от 22.12.2017 с кадастровым номером 50:28:0000000:573, площадью 0,45 га.

6. Договор на аренду земельного участка № 649-КИЗ/11 от 28.09.2011 с Комитетом по управлению имуществом администрации городского округа Домодедово Московской области, кадастровый номер 50:28:0010105:33 (срок аренды – 49 лет).

7. Договор на аренду земельного участка № 96-КИЗ/13 от 12.03.2013 с Комитетом по управлению имуществом администрации городского округа Домодедово Московской области, кадастровый номер 50:28:0000000:573 (срок аренды – 47 лет).

8. Свидетельство о государственной регистрации права собственности № 50-нг 270303 от 11.02.2009 на электросетевой комплекс «Подстанция 500 кВ Пахра (ПС № 509) с линиями электропередачи 220 кВ».

9. Условия подключения (технологического присоединения) к централизованной системе холодного водоснабжения № 2295/67 от 15.11.2017, к централизованной системе водоотведения № 2296/67 от 15.11.2017 и к централизованной системе ливневой канализации № 35/1 от 23.10.2017 МУП «Домодедовский водоканал».

10. Технические условия на реконструкцию канализационных и водопроводных сетей № 36/1 от 23.10.2017 МУП «Домодедовский водоканал».

11. Разрешения Администрации городского округа Домодедово Московской области на размещение объектов «Подъездная дорога», «Водопровод», «Переподключение кабельной линии 10 кВ», «Канализация», «Ливневая канализация», «Переподключение кабеля связи».

12. Технические отчеты по комплексным инженерным изысканиям на площадке ПС 500 кВ Пахра в объеме 1 этапа строительства, выполненные ООО «Энергетическое строительство» и ООО НПО «Инжгеопроект» по договору с ООО «Энергетическое строительство» в 2017 году (шифры 0209-1-19-2-СМ/17-ИГДИ12.7, 0209-1-19-2-СМ/17-ИГИ12.8.1, 0209-1-19-2-СМ/17-ИГИ12.8.2, 0209-1-19-2-СМ/17-ИЭИ12.9, 0209-1-19-2-СМ/17-ИГДИ12.7, 0209-1-19-2-СМ/17-ИГМИ12.10).

13. Технические заключения по результатам обследования опор на заходах ВЛ 220 кВ на ПС 500 кВ Пахра и порталов 110 и 500 кВ в объеме 1 этапа строительства, выполненные ООО «ИЦ ОРГРЭС» по договору с ООО «Энергетическое строительство» в 2017 году (шифры 0209-1-19-2-СМ/17-ТЗ12.5, 0209-1-19-2-СМ/17-ТЗ12.6).

14. Расчеты режимов работы сети 110-500 кВ и статической и динамической устойчивости в объеме 1 этапа строительства, выполненные ООО «Инжиниринговый центр МЭИ» по договору с ООО «Энергетическое строительство» в 2017 году (шифры 0209-1-19-2-СМ/17-РР12.1, 0209-1-19-2-СМ/17-РР12.2).

15. Письмо Министерства культуры Московской области от 10.08.2010 № 16-3364/1-24 об отсутствии объектов культурного наследия на рассматриваемом земельном участке.

16. Письмо главного управления культурного наследия Московской области от 21.03.2018 № 24Исх-3215 об отсутствии объектов культурного

наследия и ограничений, связанных с государственной охраной культурного наследия на рассматриваемом земельном участке.

17. Письмо главного управления культурного наследия Московской области от 08.06.2018 № 32Исх-3336 об отсутствии объектов культурного наследия и ограничений, связанных с государственной охраной культурного наследия на рассматриваемом земельном участке.

6.2 Анализ достаточности исходно-разрешительной и правоустанавливающей документации

Исполнитель отмечает, что исходно-разрешительная документация представлена в достаточном объеме.

6.3 Анализ обоснованности выбора места размещения объекта

Место размещения объекта не меняется и определяется расположением существующей ПС 500 кВ Пахра и заходов ВЛ 110-500 кВ.

Исполнитель отмечает, что в рамках инвестиционного проекта предусматривается реконструкция объектов капитального строительства. Выбор места размещения объектов строительства является обоснованным.

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

7 Анализ качества и полноты представленной документации

7.1 Перечень представленной документации

Для проведения технологического и ценового аудита Заказчиком представлена следующая документация:

1. Проектная документация по титулу «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ Пахра. Корректировка» I этап строительства, разработанная ООО «Энергетическое строительство» в 2017 году.

2. Положительное заключение государственной экспертизы ФАУ «Главгосэкспертиза России» № 437-18/ГГЭ-7677/02 от 23.04.2018 по проектной документации и результатам инженерных изысканий.

3. Экспертная оценка ООО «ПБ № 1» № 6-2-1-0108-18 от 07.09.2018 по сметной документации.

4. Проектная документация по титулу «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ Пахра. Корректировка» II, III, IV этап строительства, разработанная ОАО «ВНИИР» по договору с ООО «Энергетическое строительство» в 2018 году.

7.2 Анализ качества и полноты представленной документации

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

Проектная документация на 2-4 этап строительства разработана в необходимом и достаточном объеме, по составу и содержанию соответствует требованиям Положения о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, утвержденного постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 № 87.

7.3 Анализ соответствия представленной документации требованиям Технического задания

Исполнитель отмечает, что представленная документация соответствует требованиям Технического задания.

Исполнитель обращает внимание, что в Техническом задании была указана необходимость проектирования жилого дома для размещения эксплуатационного персонала, которое в дополнении было заменено на строительство здания ЗВН для нужд Домодедовского РМЭС и выделено в отдельный 4 этап строительства.

7.4 Анализ соответствия представленной документации правоустанавливающей документации и техническим условиям

Исполнитель отмечает, что проектная документация, включая результаты инженерных изысканий, по титулу «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ Пахра. Корректировка» 1 этап строительства получила положительное заключение ФАУ «Главгосэкспертиза России» № 437-18/ГГЭ-7677/02 от 23.04.2018, по проектной документации на 2-4 этап строительства положительное заключение отсутствует.

7.5 Анализ выполнения рекомендаций технологического и ценового аудита

Технологический и ценовой аудит инвестиционного проекта «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ Сименс (ПС 500 кВ Пахра)» ранее проводился на стадии «Строительство».

В связи с выполнением корректировки проектной документации в рамках настоящего технологического и ценового аудита инвестиционный проект рассматривается на стадии «Проектирование».

Выводы о достаточности представленной документации

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

8 Технологический аудит

8.1 Анализ основных технических и технологических решений

8.1.1 Схема присоединения к сети

ПС 500/220/110 кВ Пахра расположена на территории предприятия электрических сетей филиала ПАО «МОЭСК» – Южные электрические сети и является частью системообразующей сети ОЭС Центра. Обслуживаемая территория филиала ПАО «МОЭСК» Южные электрические сети включает в себя 11 административных районов и городских округов Московской области: Подольский, Ленинский, Люберецкий, Раменский, Домодедовский, Чеховский, Серпуховский, Каширский, Ступинский, Серебряно-Прудский, Жуковский.

На территории филиала ПАО «МОЭСК» Южные электрические сети расположено 98 подстанций, из них: 220 кВ – 2 подстанции, 110 кВ – 65 подстанций, 35 кВ – 31 подстанция.

Площадка ПС 500/220/110 кВ Пахра расположена в Домодедовском районе Московской области. На ПС 500/220/110 кВ Пахра в настоящее время установлены:

- два автотрансформатора напряжением 220/110 кВ мощностью 125 МВА каждый (АТ-1, год ввода 1964 г. и АТ-2, год ввода 1970 г.);

- два автотрансформатора напряжением 500/110 кВ мощностью 250 МВА каждый (АТ-3, год ввода 1977 г. и АТ-4, год ввода 2001 г.).

Схема на стороне 500 кВ – «трансформатор – шины» с присоединением линий через 2 выключателя. Схема на стороне 220 кВ – «две рабочие и обходная система шин с обходным и шиносоединительным выключателями». Схема на стороне 110 кВ – «две рабочие секционированные выключателями и обходная система шин с двумя обходными и двумя шиносоединительными выключателями» с присоединением линий через три выключателя, трансформаторов через два выключателя.

ПС 500/220/110 кВ Пахра связана с энергосистемой:

1. ЛЭП 500 кВ:

- ВЛ 500 кВ Пахра – Чагино (36,5 км, 3хАС-480, 1963/1982);
- ВЛ 500 кВ Пахра – ТЭЦ-26 (17,0 км, 3хАС-480, 1961/1977);
- ВЛ 500 кВ Новокаширская – Пахра (129,6 км, 3хАС-480, 1960).

2. ЛЭП 220 кВ:

- ВЛ 220 кВ Пахра – Борисово (ВЛ 220 кВ Борисовская) (20,8 км, АСУ-400, 1937/1978);

- КВЛ 220 кВ Пахра – Чагино (26,2 км, АС-400, 2XS(FL) 1х2000/265-127/220, 1936/1976);

- ВЛ 220 кВ Пахра – Мячково (20,2 км, АС-400);

- ВЛ 220 кВ Пахра – Стекольная (25,4 км, АС-400)

- ВЛ 220 кВ Пахра – Ступино (62,7 км, АС-400, 1936/2016);

- ВЛ 220 кВ Лесная – Пахра (30,7 км, АС-400, 1986).

3. ЛЭП 110 кВ:

- ВЛ 110 кВ Пахра – Апаренки с отпайками (17,5 км, АС-240, 1981/1996);
- ВЛ 110 кВ Пахра – Борисово с отпайками (19,96 км, АС-150, 1934/1995);
- ВЛ 110 кВ Пахра – Садовая I цепь (0,53 км, АС-150, 2008);
- ВЛ 110 кВ Пахра – Садовая II цепь (0,53 км, АС-150, 2008);
- ВЛ 110 кВ Видное – Пахра (11,57 км, АС-150, 1927/1986);
- ВЛ 110 кВ Расторгуево – Пахра (8,2 км, АС-150, 1927/1986);
- ВЛ 110 кВ Пахра – Сырово (12,7 км, АС-150, 1964);
- КВЛ 110 кВ Пахра – Грач (11,6 км, АС-150, ПвПу2Г 1*630, 1964);
- ВЛ 110 кВ Пахра – Подольск I цепь (12,1 км, АС-150, 1964);
- ВЛ 110 кВ Пахра – Подольск II цепь с отпайкой на ПС Новоцементная (12,1 км, АС-150, 1964);
- ВЛ 110 кВ Барыбино – Пахра с отпайкой на ПС Санаторная (35,37 км, АС-150, 1984/1992);
- ВЛ 110 кВ Тишково – Пахра с отпайкой на ПС Транспортная (63,6 км, АС-150, 1951/1995);
- ВЛ 110 кВ Пахра – Новодомодедово I цепь (1,3 км, АС-240, 1963);
- ВЛ 110 кВ Пахра – Новодомодедово II цепь (1,3 км, АС-240, 1963);
- ВЛ 110 кВ Пахра – Яковлево (20,2 км, АС-150, 1956);
- КВЛ 110 кВ Пахра – Тураево с отпайками (35,1 км, АС-150, ПвПу 2Гж 1х800/24, 1956/1973).

В день зимнего контрольного замера 21.12.2016 загрузка автотрансформаторов ПС 500 кВ Пахра составила АТ-1 – 97,7 МВА, АТ-2 – 97,6 МВА, АТ-3 – 159,9 МВА и АТ-4 – 192,8 МВА.

Максимальная загрузка ЛЭП для сети 500 кВ составила 894,3 А (ВЛ 500 кВ Пахра – ТЭЦ-26), для сети 220 кВ – 560,5 А (КВЛ 220 кВ Пахра – Чагино) и для сети 110 кВ – 347,6 А (ВЛ 110 кВ Барыбино – Пахра с отпайкой на ПС Санаторная).

Зимний контрольный замер показал, что максимальная токовая загрузка ЛЭП, отходящих от ПС 500 кВ Пахра, составила для ЛЭП 500 кВ – 44,7 %, для ЛЭП 220 кВ – 56,1 % и для ЛЭП 110 кВ – 59,8 %. Максимальная загрузка АТ на ПС 500 кВ Пахра составила 78,2 %.

Таким образом, загрузка электросетевого оборудования ПС 500 кВ Пахра на день зимнего контрольного замера 2016 года не превышает предельно допустимых значений.

Реконструкция ПС 500/220/110 кВ Пахра (Сименс) предполагает установку на подстанции:

- 2-х автотрансформаторов напряжением 500/220 кВ, мощностью 500 МВА каждый;
- 2-х автотрансформаторов напряжением 220/110/10 кВ, мощностью 250 МВА каждый;

– 2-х трансформаторов напряжением 220/10 кВ, мощностью 100 МВА каждый.

По результатам анализа выполненных расчетов электроэнергетических режимов выявлены перегрузки ЛЭП и оборудования.

Уровни напряжений во всех рассмотренных электроэнергетических режимах находятся в допустимом диапазоне. Установка СКРМ не требуется.

Результаты расчетов токов короткого замыкания показали, что отключающая способность выключателей, установленных на некоторых подстанциях, не удовлетворяет расчетным значениям. Рекомендованы мероприятия по переводу (перефиксации) КВЛ 110 кВ Пахра – Грач на 1 СШ 110 кВ ПС 500 кВ Пахра и замена выключателей на ПС 220 кВ Лесная, ПС 220 кВ Мячково, ПС 220 кВ Гулево и ПС 110 кВ Сырово.

В соответствии с выполненными предварительными расчетами в КРУЭ 220 кВ ПС 500 кВ Пахра рекомендуется установка выключателей с отключающей способностью не менее 63 кА, в КРУЭ 110 кВ и КРУЭ 500 кВ – не менее 50 кА.

Расчеты показали, что в режимах одностороннего включения ЛЭП 220-500 кВ уровни напряжения не выходят за допустимые пределы. Таким образом, по условию одностороннего включения потребности в установке дополнительных СКРМ нет.

подключены 3 (три) ВЛ 500 кВ и два автотрансформатора мощностью 250 МВА, напряжением 500/110/10 кВ (АТ-3, АТ-4);

- ОРУ 220 кВ, выполненное по схеме № 220–13Н «Две рабочие и обходная система шин». К ОРУ 220 кВ подключены 6 (шесть) ВЛ 220 кВ и два автотрансформатора мощностью 125 МВА, напряжением 220/110/10 кВ (АТ-1, АТ-2);

- ОРУ 110 кВ, выполненное по схеме № 110–14 «Две рабочие секционированные выключателями и обходная система шин с двумя обходными и двумя шиносоединительными выключателями». К ОРУ 110 кВ подключены 16 (шестнадцать) ВЛ 110 кВ, два автотрансформатора мощностью 125 МВА, напряжением 220/110/10 кВ (АТ-1, АТ-2) и два автотрансформатора мощностью 250 МВА, напряжением 500/110/10 кВ (АТ-3, АТ-4);

- два автотрансформатора типа АТДЦТНГ-125000/220/110-У1 мощностью 125 МВА и напряжением 220/110/10 кВ (АТ-1 и АТ-2);

- два автотрансформатора типа АТДЦТН-250000/500/110-У1 мощностью 250 МВА и напряжением 500/110/10 кВ (АТ-3 и АТ-4);

- один трансформатор типа ТДГ-63000/110 мощностью 63 МВА и напряжением 110/10 кВ (Т–СК1);

- один синхронный компенсатор типа КСВ 50000-11, мощностью 50 МВАр;

- компенсатор подключен к обмотке НН трансформатора 63 МВА, 110/10 кВ, который в свою очередь подключен в отпайку связи «ОРУ 110 кВ – автотрансформатор 125 МВА, 220/110/10 кВ (АТ-1)»;

- КРУ 10 кВ – двухсекционное. Секции подключены к обмоткам НН автотрансформаторов мощностью 125 МВА и напряжением 220/110/10 кВ (АТ-1 и АТ-2) через токоограничивающие реакторы.

При комплексном техническом перевооружении и реконструкции на ПС 500 кВ Пахра предполагается установить следующее трансформаторное оборудование:

- два автотрансформатора типа АТДЦТН-500000/500/220–У1 мощностью 500 МВА, напряжением 500/220/10 кВ (АТ-1, АТ-2);

- два автотрансформатора типа АТДЦТН-250000/220/110–У1 мощностью 250 МВА, напряжением 220/110/10 кВ (АТ-3, АТ-4);

- два трансформатора типа ТРДЦН-100000/220–У1 мощностью 100 МВА, напряжением 220/10-10 кВ (Т-5, Т-6).

РУ 500 кВ предусматривается в исполнении КРУЭ по схеме «Трансформаторы – шины с присоединением линий через два выключателя» (№500-15). К РУ 500 кВ присоединяются три ВЛ 500 кВ и два автотрансформатора АТ-1 и АТ-2.

РУ 220 кВ выполнено на базе КРУЭ и состоит из двух частей, соединенных ШСВ, каждая из которых выполнена по схеме «Полуторная схема» (№ 220-17). К РУ 220 кВ присоединяются шесть ВЛ 220 кВ, два

автотрансформатора АТ-1 и АТ-2, два автотрансформатора АТ-3 и АТ-4, два трансформатора Т-5 и Т-6.

Данная схема применяется для РУ при 5 (пяти) и более линий, подключаемых в полуторные цепочки, и при необходимости подключения линий через два выключателя, что обеспечивает надежность электроснабжения потребителей и сохранение транзита мощности через ПС, а также сохранение в работе каждого присоединения при отключении выключателя присоединения по любой причине, кроме повреждения самого присоединения. Для уменьшения значения токов короткого замыкания на шинах 220 кВ предусматривается их секционирование. В перспективе РУ 220 кВ предусматривает возможность расширения на 4 (четыре) линейных присоединения с установкой двух полуторных цепочек.

РУ 110 кВ выполнено на базе КРУЭ по схеме, состоящей из двух систем шин, соединенных шиносоединительными выключателями, каждая из которых выполняется по схеме «Одна рабочая секционированная система шин с подключением трансформаторов через развилку из выключателей» (четырёхсекционное РУ). К РУ 110 кВ присоединяются шестнадцать ВЛ 110 кВ, два автотрансформатора АТ-3 и АТ-4.

Для увеличения надежности транзита мощности через РУ 110 кВ на ПС 500 кВ Пахра трансформаторы АТ-3, АТ-4 подключены к секциям систем сборных шин 110 кВ через два выключателя. Указанное подключение обеспечивает надежный транзит мощности через РУ 110 кВ при выводе в ремонт или ревизии системных сборных шин РУ 110 кВ.

В перспективе РУ 110 кВ предусматривает возможность расширения на 5 (пять) линейных присоединений.

Абонентское РУ 10 кВ выполнено в закрытом исполнении с применением 56 шкафов КРУ 10 кВ по схеме «Две одиночные секционированные системы шин».

РУ состоит из четырех секций, разделенных на две пары секций, не имеющих связи друг с другом. Секции абонентского РУ 10 кВ запитаны от обмоток низшего напряжения трансформаторов мощностью 100 МВА, напряжением 220/10-10 кВ (Т-5, Т-6).

Для ограничения токов короткого замыкания на секциях до 12 кА предусматривается установка токоограничивающих реакторов.

Для компенсации емкостных токов замыкания на землю, на каждой из абонентских секций РУ 10 кВ, предусмотрена установка устройств компенсации емкостных токов замыкания на землю.

В связи со стесненными условиями площадки, комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ Пахра осуществляется с применением оборудования КРУЭ.

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» и

СТО 56947007-29.240.10.028-2009 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ».

8.1.3 Компонентные решения

Строительством (реконструкцией) ПС 500 кВ Пахра предусмотрено выделение следующих этапов:

1. I этап строительства:

- строительство КРУЭ 220 кВ;
- АТ-3, АТ-4 250000/220/110/10 кВ;
- подключение АТ-3, АТ-4 250000/220/110/10 кВ к КРУЭ 220 кВ по постоянной схеме;
- временное подключение АТ-1 с т. и А Т-2 с т. в ячейки Т-5, Т-6 без подключения к существующему ОРУ 110 кВ;
- подключение АТ-3, АТ-4 250000/220/110/10 кВ к существующему ОРУ 110 кВ с использованием временных перемычек 110 кВ;
- перезавод ВЛ 220 кВ;
- ЗРУ 10 кВ (в объеме, необходимом для реализации мероприятий по технологическому присоединению абонентов 10 кВ с заявленной мощностью 32,8 МВт);

– организация питания СН;

– строительство зданий и сооружений;

– демонтажные работы.

2. II этап строительства:

- КРУЭ 500 кВ;
- АТ-1, АТ-2 500000/500/220/10 кВ;
- подключение АТ-1, АТ-2 500000/500/220/10 кВ к КРУЭ 500 кВ по постоянной схеме;
- подключение АТ-1, АТ-2 500000/500/220/10 кВ к КРУЭ 220 кВ по постоянной схеме;
- перезавод ВЛ 500 кВ;
- организация питания СН;
- строительство зданий и сооружений;
- демонтажные работы.

3. III этап строительства:

- КРУЭ 110 кВ;
- подключение АТ-3, АТ-4 250000/220/110/10 кВ к КРУЭ 110 кВ по постоянной схеме;
- перезавод ВЛ 110 кВ;
- отключение (демонтаж) АТ-1 ст. и АТ-2 ст. с переводом нагрузки на Т-5, Т-6;
- Т-5, Т-6 100000/ 220/10-10 кВ;

– подключение Т-5, Т-6 100000/220/10-10 кВ к КРУЭ 220 кВ по постоянной схеме;

- организация питания СН;
- строительство зданий и сооружений;
- – демонтажные работы.

4. IV этап строительства:

- строительство здания ЗВН для нужд Домодедовского РМЭС;
- демонтажные работы, рекультивация.

На I этапе реконструкции подстанции проектной документацией предусматривается строительство следующих зданий и сооружений:

- здание комплектного распределительного устройства (КРУЭ 220 кВ);
- два автотрансформатора АТ-3 и АТ-4 250 МВА 220/110/10 кВ;
- открытый переходной пункт (ОПП 220 кВ);
- открытый переходной пункт временный (ОПП 220 кВ);
- открытый переходной пункт временный (ОПП 110 кВ);
- блок-контейнер для размещения ДГУ 0,4 кВ;
- очистные сооружения с маслосборником $V=360 \text{ м}^3$;
- защитное сооружение ГО;
- емкость аккумулирующая $V=750 \text{ м}^3$ с очистными сооружениями дождевой канализации;
- насосная дождевой канализации;
- насосная станция пожаротушения;
- здание проходной № 1;
- мачты молниезащиты;
- кабельный туннель;
- здание ЗРУ 10 кВ № 1 (БМЗ);
- здание ЗРУ 10 кВ № 2 (БМЗ);
- временное открытое распределительное устройство (ОРУ 10 кВ) (временное);
- портал 500 кВ.

На II этапе реконструкции подстанции проектной документацией предусматривается строительство следующих зданий и сооружений:

- здание комплектного распределительного устройства (КРУЭ 500 кВ);
- две автотрансформаторные группы 500 МВА 500/220/10 кВ (АТ-1, АТ-2);
- открытый переходной пункт 220 кВ (ОПП 220 кВ);
- открытый переходной пункт 500 кВ (ОПП 500 кВ);
- открытый переходной пункт временный (ОПП 110 кВ);
- мачты молниезащиты.

На III этапе реконструкции подстанции проектной документацией предусматривается строительство следующих зданий и сооружений:

- здание комплектного распределительного устройства (КРУЭ 110 кВ);

- два трансформатора Т5 и Т6 100 МВА 220/10-10 с токоограничивающими реакторами;
- блочно-модульное здание ЗРУ 10 кВ;
- четыре дугогасящих реактора;
- открытые переходные пункты 110 кВ (ОПП 110 кВ),
- кабельные эстакады 110 кВ;
- мачты молниезащиты;
- БКТП;
- ТП 10/0,4 кВ.

На IV этапе реконструкции подстанции проектной документацией предусматривается строительство следующих зданий и сооружений:

- здание вспомогательного назначения Домодедовской РЭС;
- крытая автостоянка на 10 грузовых и 20 легковых автомобилей.

Исполнитель отмечает, что принятые компоновочные решения соответствуют требованиям Технического задания, требованиям нормативных документов, современному уровню развития технологий. Компоновочные решения приняты с учетом необходимости выполнения реконструкции в границах существующей действующей подстанции.

8.1.4 Оборудование

На ПС 500 кВ Пахра в рамках 1 этапа строительства предполагается к установке следующее основное оборудование:

- автотрансформатор АТДЦТН-250000/220/110 У1 мощностью 250 МВА, напряжение 220/110/10 кВ – 2 шт.;
- комплектное распределительное устройство элегазовое КРУЭ 220 кВ, 4000 А, 63 кА – 1 компл.;
- комплектное распределительное устройство 10 кВ, 1000 А, 16 кА, в составе 16 ячеек – 1 компл.;
- комплектное распределительное устройство 10 кВ, 3150 А, 16 кА, в составе 16 ячеек – 1 компл.;
- трансформатор собственных нужд ТСЗ-1000/10 мощностью 1000 кВА, напряжение 10/0,4 кВ – 2 шт.;
- реактор токоограничивающий 10 кВ, 1000 А, 0,4 Ом – 2;
- ограничитель перенапряжений нелинейный 220 кВ – 24 фазы;
- ограничитель перенапряжений нелинейный 110 кВ – 12 фаз;
- ограничитель перенапряжений нелинейный 10 кВ – 6 фаз;
- кабельная муфта концевая 220 кВ – 30 фаз;
- кабельная муфта концевая 110 кВ – 12 фаз;
- муфта концевая элегазового ввода 220 кВ – 36 фаз.

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

Исполнитель отмечает, что проектной документацией не определен производитель оборудования (отечественный или импортные), однако с большой долей вероятности производителем КРУЭ 220 кВ будет являться иностранная компания в связи с отсутствием на территории Российской Федерации предприятий, способных изготовить данное оборудование с указанными параметрами.

8.1.5 Сроки и этапы реализации

Согласно представленным документам сроки реализации титула – с 2008 по 2021 годы.

Проектная документация впервые разработана в 2011 году и получила положительное заключение государственной экспертизы в 2012 году.

Корректировка проектной документации в объеме 1 этапа строительства выполнена в 2017 году. Корректировка проектной документации в объеме 2-4 этапов строительства выполнена в 2018 году.

Согласно СТО 56947007-29.240.121-2012 «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35-1150 кВ» срок до начала строительства ПС 500 кВ составляет 35-42 месяца, срок строительства ПС 500 кВ – 30-48 месяцев. С учетом текущей стадии реализации инвестиционного проекта (проектирование) и выделения этапов строительства остаточный срок реализации проекта оценивается в 80-90 месяцев (6,5-7,5 лет).

Исполнитель отмечает, что сроки реализации проекта, предусмотренные в инвестиционной программе, оцениваются как завышенные, одновременно с этим срок окончания проекта (2021 год) оценивается как неосуществимый.

8.2 Анализ обоснованности выбора конструктивных, технических и технологических решений

Исполнитель отмечает, что в представленной проектной документации выбор основных конструктивных, технических и технологических решений обоснован необходимостью реконструкции подстанции в границах существующей действующей подстанции.

Исполнитель рекомендует повторно выполнить вариантное проектирование в связи с длительной нереализацией инвестиционного проекта и изменением проектных решений при корректировке проектной документации.

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 соответствуют действующим нормативно-правовым актам Российской Федерации, нормативно-технической документации, отраслевой документации.

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

Исполнитель отмечает, что принятые технические и технологические решения соответствуют современному уровню развития технологий, ограничения на используемые технологии отсутствуют, необходимость использования уникального специализированного оборудования отсутствует, оборудование КРУЭ с проектными параметрами возможно только импортной поставки.

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).

Техническими решениями для предотвращения воздействия на окружающую среду в соответствии с требованиями СТО 56947007-29.240.10.028-2009 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС)» предусматривается:

- мероприятия по снижению напряженности электрического и магнитного полей до допустимых значений, по предотвращению выноса потенциала за пределы подстанции;
- мероприятия по снижению шумового воздействия;
- мероприятия по снижению загрязнения почвы и водных объектов при аварийном выбросе масла из маслонаполненного оборудования;
- мероприятия по снижению загрязнения воздуха элегазом;
- расчет санитарно-защитной зоны подстанции.

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

8.6 Анализ возможности оптимизации принятых технических и технологических решений

Исполнитель отмечает, что оптимизации решений возможна при повторном выполнении вариантного проектирования.

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

Оптимизация технических решений не требуется.

9 Ценовой аудит

9.1 Оценка стоимостных показателей

9.1.1 Анализ качества и полноты расчетов сметной стоимости

Сметная документация инвестиционного проекта «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ Сименс (ПС 500 кВ Пахра)» представлена не комплектно. Представлена сметная документация «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ Пахра. Корректировка» 1 этап строительства (сводный сметный расчет, объектные сметные расчеты, локальные сметные расчеты без подписей, прайс-листы). Не представлена сметная документация по 2-4 этапам строительства.

Сметная стоимость строительства по 1 этапу составляет 1 193,3 млн. руб. в базисном уровне цен 2001 г. без НДС и 7 931,4 млн. руб. с НДС в текущем уровне цен II кв. 2018 г.

Сметная документация по I этапу получила положительное заключение негосударственной экспертизы ООО «Проектное бюро №1» от 07.09.2018 г. № 6-2-1-0108-18.

Локальные сметы (далее – ЛС) составлены базисно-индексным методом с применением территориальных сметных нормативов (ТСНБ-2001) Московской области, утвержденных приказом Минстроя России от 21.09.2015 г. № 675/пр.

Стоимость строительных материалов, изделий и конструкций, оборудования, отсутствующих в сборниках цен ТССЦ-2001, определена на основании данных прайс-листов и коммерческих предложений заводов-изготовителей.

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

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

Сводный сметный расчет по 1 этапу составлен в базисном уровне цен на 01.01.2000 г. с пересчетом индексами изменения сметной стоимости строительства в текущий уровень цен по состоянию на II кв. 2018 г., согласно письму Минстроя России от 19.07.2018 г. №31500-ХМ/09:

- строительно-монтажные работы – 8,11;
- оборудование – 4,46;
- прочие работы – 8,79;
- проектные работы – 3,83;
- изыскательские работы – 3,91.

Затраты на строительство временных зданий и сооружений приняты в процентах от сметной стоимости строительных и монтажных работ по итогам глав 1 – 7 сводных сметных расчетов по нормам «Сборника сметных норм затрат на строительство временных зданий и сооружений» (ГСН 81-05-01-2001).

Резерв средств на непредвиденные работы и затраты принят в размере 3% в соответствии с Методикой определения стоимости строительной продукции на территории Российской Федерации (МДС 81-35.2004).

Отмечаются следующие затраты, включенные в главы 9-10 сводных сметных расчетов по этапам строительства, размер которых обоснован внутренними документами:

– затраты на содержание службы заказчика-застройщика (технического надзора) сметной стоимостью 163,1 млн. руб. без НДС в текущих ценах II кв. 2019 г. определены согласно приказов ОАО «ФСК ЕЭС» от 05.08.2011 № 467 и от 28.12.2016 № 501;

– затраты на усиленную охрану строящегося объекта сметной стоимостью 3,6 млн. руб. без НДС в текущих ценах II кв. 2018 г. определены согласно приказа ОАО «ФСК ЕЭС» от 26.11.2012 г. № 725;

– затраты на проведение пусконаладочных работ «вхолостую» сметной стоимостью 713,8 млн. руб. без НДС в текущих ценах II кв. 2018 г. согласно приказа ОАО «ФСК ЕЭС» от 26.11.2012 г. № 725;

– затраты на перевозку рабочих автомобильным транспортом сметной стоимостью 12,9 млн. руб. без НДС в текущих ценах II кв. 2018 г. согласно приказа ОАО «ФСК ЕЭС» от 26.11.2012 г. № 725;

– затраты на первичную техническую инвентаризацию сметной стоимостью 8,6 млн. руб. без НДС в текущих ценах II кв. 2018 г. согласно приказа ОАО «ФСК ЕЭС» от 26.11.2012 г. № 725.

Указанные затраты составляют 901,9 млн. руб. без НДС в текущих ценах II кв. 2018 г.

Представленная сметная документация по рассматриваемому проекту с учетом положительного заключения экспертизы оценивается в целом как соответствующая действующей методологии ценообразования и сметного нормирования.

9.1.2 Анализ стоимости с использованием Укрупненных нормативов цены

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

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*	Количество, ед.	Единица измерения	Стоимость единицы, тыс. руб.	Стоимость всего, тыс. руб.
1 этап						
1	Автотрансформатор 220/110/10 250 МВА	T1-11-6	2	шт.	141 597	283 194
2	Ячейка выключателя 220 кВ	B1-03	20	шт.	28 880	577 600
3	Ячейка выключателя 10 кВ	B22-01	26	шт.	1 660	43 160
4	Подготовка и благоустройство территории	B1-04	47333	кв. м	2,107	99 731
5	Постоянная часть ПС	31-05	1	ед.	481 440	163 690
6	ПИР ПС	П1-07	1	ед.	178 829	178 829
7	КЛ 220 кВ (медь, 1600 кв. мм)	K2-17-5	2,77	км	61 488	170 322
8	КЛ 220 кВ (медь, 400 кв. мм)	K2-10-5	1,12	км	28 526	31 949
9	КЛ 110 кВ (медь, 2000 кв. мм)	K2-18-4	0,9	км	60 076	54 068
10	КЛ 10 кВ (алюминий, 120 кв. мм)	K1-05-2	0,19	км	1 722	327
11	КЛ 10 кВ (алюминий, 240 кв. мм)	K1-08-2	0,53	км	2 421	1 283
12	КЛ 10 кВ (медь, 240 кв. мм)	K2-08-2	0,03	км	5 920	178
13	КЛ 10 кВ (алюминий, 400 кв. мм.)	K1-10-2	0,44	км	3 186	1 402
14	КЛ 10 кВ (алюминий, 500 кв. мм)	K1-11-2	0,22	км	3 560	783
15	Подготовка места прокладки кабеля 110 кВ, 220 кВ	K3-03-1	4,79	км	4 694	22 484
16	Подготовка места прокладки кабеля 10 кВ	K3-01-1	1,41	км	591	833
17	ПИР КЛ 110 кВ, 220 кВ	П5-02	4,79	км	4 461	21 368
18	ПИР КЛ 10 кВ	П5-01	1,41	км	611	862
19	Итого по 1 этапу:	-	-	-	-	1 652 063
2 этап						
20	Автотрансформатор 500/220/10 500 МВА	T2-04-4	2	шт.	207 029	414 058
21	Ячейка выключателя 500 кВ	B1-05	6	шт.	79 382	476 292
22	Подготовка и благоустройство территории	B1-04	63233	кв. м	2,107	133 233
23	Постоянная часть ПС	31-05	1	ед.	481 440	158 875
24	КЛ 500 кВ (медь, 1600 кв. мм)	K2-17-7	1,2	км	246 653	295 984
25	КЛ 220 кВ (медь, 1600 кв. мм)	K2-17-5	0,5	км	61 488	30 744
26	Подготовка места прокладки кабеля 500 кВ	K3-04-1	1,2	км	10 023	12 028
27	Подготовка места прокладки кабеля 220 кВ	K3-03-1	0,5	км	4 694	2 347

28	ПИР КЛ 500 кВ, 220 кВ	П5-02	1,7	км	4 461	7 584
29	Итого по 2 этапу:	-	-	-	-	1 531 144
3 этап						
30	Трансформатор 220/10-10 100 МВА	Т1-08-4	2	шт.	68 646	137 292
31	Ячейка выключателя 110 кВ	В1-02	22	шт.	16 543	363 946
32	Ячейка выключателя 10 кВ	В22-01	13	шт.	1 660	21 580
33	Подготовка и благоустройство территории	Б1-04	19000	кв. м	2,107	40 033
34	Постоянная часть ПС	31-05	1	ед.	481 440	158 875
35	КЛ 220 кВ (медь, 1600 кв. мм)	К2-17-5	0,5	км	61 488	30 744
36	КЛ 110 кВ (медь, 1600 кв. мм)	К2-17-4	4,8	км	50 025	240 120
37	КЛ 10 кВ (медь, 1600 кв. мм)	К2-11-2	2,8	км	10 968	30 710
38	Подготовка места прокладки кабеля 110 кВ, 220 кВ	К3-03-1	5,3	км	4 694	24 878
39	Подготовка места прокладки кабеля 10 кВ	К3-01-1	2,8	км	591	1 655
40	ПИР КЛ 110 кВ, 220 кВ	П5-02	5,3	км	4 461	23 643
41	ПИР КЛ 10 кВ	П5-01	2,8	км	611	1 711
42	Итого по 3 этапу:	-	-	-	-	1 075 188
43	Всего стоимость в ценах 2015 г. без НДС	-	-	-	-	4 258 395

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

Примененные нормативы цены не учитывают следующие виды затрат:

- затраты, связанные с оформлением прав на земельный участок;
- компенсационные затраты, связанные с выполнением технических условий по переустройству сооружений и коммуникаций инфраструктуры при пересечении;
- затраты на автоматизированную информационно-измерительную систему коммерческого учета электроэнергии.

Стоимость указанных затрат согласно представленной смете составляет 168,6 млн. руб. в ценах 2018 года без НДС.

Таким образом, стоимость реализации проекта на основании УНЦ оценивается в 5 223,9 млн. руб. с НДС в ценах 2015 года (табл. 2).

Таблица 2 – Расчет стоимости реализации проекта с использованием укрупненных нормативов цены

Показатель	Стоимость, тыс. руб. в уровне цен 2015 г.
Стоимость по УНЦ без НДС	4 258 395
Стоимость затрат, не учтенных УНЦ, без НДС	168 608
Стоимость всего без НДС	4 427 002
Стоимость всего с НДС	5 223 863

Стоимость реализации проекта на основании УНЦ в текущем уровне цен 2018 года, с учетом накопленного индекс-дефлятора, оценивается в 6 425,2 млн. руб. с НДС.

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

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

Годы прогнозируемого периода	Стоимость в ценах соответствующих лет, тыс. руб.	Накопленный индекс-дефлятор
до 2015 года (включительно)	0	1,07
2016 год	495 853	1,14
2017 год	301 345	1,18
2018 год	588 168	1,24
2019 год	1 371 624	1,30
2020 год	2 122 204	1,36
2021 год	2 040 998	1,42
ВСЕГО	6 920 192	-

Примечание: * – Прогноз индексов дефляторов и индексов цен производителей по видам экономической деятельности до 2019 г. / Минэкономразвития России. URL: <http://economy.gov.ru/minec/activity/sections/macro/2016241101/>.

Таким образом, стоимость реализации проекта на основании УНЦ оценивается в 6 920,2 млн. руб. с НДС в уровне цен соответствующих лет до 2021 года.

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

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

Расчет стоимости реализации проекта	Стоимость строительства, тыс. руб. с НДС		Источник информации
	в текущем уровне цен	в прогнозном уровне цен	
Объем финансовых потребностей	6 425 218	6 920 192	расчет Исполнителя (на основе укрупненных нормативов цены)
Оценка полной стоимости инвестиционного проекта	-	4 441 540	инвестиционная программа ПАО «ФСК ЕЭС», утв. Приказом Минэнерго России от 18.12.2015 г. № 980 с изменениями, внесенными приказами Минэнерго России от 28.12.2016 г. № 1432 и от 27.12.2017 г. №31@
Сметная стоимость строительства	7 931 389	-	Сметная стоимость 1 этапа строительства

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

Превышение сметной стоимости на 1 этапе строительства, согласно сводного сметного расчета, над объемом финансовых потребностей, определенным на основе УНЦ в текущем уровне цен, оценивается в объеме 1 506,2 млн. руб. с НДС.

В соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 12.11.2016 г. № 1157 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике», инвестиционные программы, предусматривающие строительство объектов электроэнергетики, утверждаются при условии 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.

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

9.1.3 Анализ стоимости с использованием Укрупненных стоимостных показателей

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

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

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

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

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

Результаты оценки стоимости реализации проекта представлены в табл. 5.

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

№ п/п	Наименование работ	Количество, ед.	Единица измерения	Стоимость единицы, тыс. руб. без НДС	Стоимость всего, тыс. руб. без НДС
1 этап					
ПС 500 кВ Пахра					
1	Автотрансформатор 220/110/10 250 МВА	2	шт	41 300	82 600
2	Выключатель 220 кВ	20	шт	21 096	421 920
3	Выключатель 10 кВ	26	шт	130	3 380
4	Токоограничивающий реактор 10 кВ	2	шт	466	932

5	Постоянная часть ПС	1	ед.	65 240	22 182
6	Затраты, сопутствующие строительству**	23,10%	% от п. 1-5	-	117 540
Заходы КЛ 220 кВ					
7	КЛ 220 кВ (1600 мм.кв.)	2,77	км	21 560	59 721
8	КЛ 220 кВ (400 мм.кв.)	1,12	км	15 836	17 736
9	Кабельный тоннель	1	шт	40 000	40 000
10	Затраты, сопутствующие строительству**	24,00%	% от п. 7-8	-	28 190
Заходы КЛ 110 кВ					
11	КЛ 110 кВ (2000 кв.мм)	0,9	км	17 245	15 521
12	Затраты, сопутствующие строительству**	24,00%	% от п. 11	-	3 725
Итого стоимость 1 этапа в ценах 2001 г.					813 447
2 этап					
ПС 500 кВ Пахра					
13	Автотрансформатор 500/220/10 500 МВА	2	шт	76 800	153 600
14	Выключатель 500 кВ	6	шт	46 906	281 436
15	Постоянная часть ПС	1	ед.	65 240	21 529
16	Затраты, сопутствующие строительству**	23,10%	% от п. 13-15	-	100 493
Заходы КЛ 220 кВ					
17	КЛ 220 кВ (1600 кв. мм)	0,5	км	21 560	10 780
18	Затраты, сопутствующие строительству**	24,00%	% от п. 17	-	2 587
Заходы КЛ 500 кВ					
19	КЛ 500 кВ (1600 кв. мм)	1,2	км	30 238	36 286
20	Затраты, сопутствующие строительству**	24,00%	% от п. 19	-	8 709
Итого стоимость 2 этапа в ценах 2001 г.					615 420
3 этап					
ПС 500 кВ Пахра					
21	Трансформатор 220/10-10 100 МВА	2	шт	26 600	53 200
22	Выключатель 110 кВ	22	шт	11 675	256 850
23	Выключатель 10 кВ	13	шт	130	1 690
24	Токоограничивающий реактор 10 кВ	4	шт	466	1 864
25	Постоянная часть ПС	1	ед.	65 240	21 529
26	Затраты, сопутствующие строительству**	23,10%	% от п. 21-25	-	72 443
Заходы КЛ 220 кВ					
27	КЛ 220 кВ (1600 мм кв.)	0,5	км	21 560	10 780
28	Затраты, сопутствующие строительству**	24,00%	% от п. 27	-	2 587
Заходы КЛ 110 кВ					

29	КЛ 110 кВ (1600 мм кв.)	4,8	км	17 245	82 776
30	Затраты, сопутствующие строительству	24,00%	% от п.29	-	19 866
Итого стоимость 3 этапа в ценах 2001 г.		-	-	-	523 585
Всего стоимость в ценах 2001 г.		-	-	-	1 952 452

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

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

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

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

Стоимость указанных затрат согласно представленной смете составляет 140,2 млн. руб. в ценах 2018 года без НДС.

Оценка стоимости строительства в текущем уровне цен с учетом доли расходов на строительно-монтажные работы, оборудование, проектно-изыскательские и прочие работы приведена в табл. 6-9.

Таблица 6 – Оценка стоимости строительства ПС 500 кВ в текущем уровне цен II кв. 2018 г.

Стоимость строительства	Стоимость в базисном уровне цен, тыс. руб. без НДС	Доля расходов	Индексы приведения* в текущий уровень цен	Стоимость в текущем уровне цен, тыс. руб. без НДС
СМР	419 429	26,0%	7,83	3 284 128
Оборудование	984 045	61,0%	4,46	4 388 839
Прочие	104 857	6,5%	8,79	921 695
ПИР	104 857	6,5%	3,83	401 603
ВСЕГО	1 613 188	100,0%	-	8 996 266

Примечание: * – Индексы приведения в текущий уровень цен приведены согласно письмам Минстроя России от 07.06.2018 г. № 24818-ХМ/09 и от 19.07.2018 г. № 31500-ХМ/09.

Таблица 7 – Оценка стоимости строительства КЛ 500 кВ в текущем уровне цен II кв. 2018 г.

Стоимость строительства	Стоимость в базисном уровне цен, тыс. руб. без НДС	Доля расходов	Индексы приведения* в текущий уровень цен	Стоимость в текущем уровне цен, тыс. руб. без НДС
СМР	32 846	73,0%	7,83	257 182
Оборудование	4 499	10,0%	4,46	20 067
Прочие	4 499	10,0%	8,79	39 550
ПИР	3 150	7,0%	3,83	12 063
<i>ВСЕГО</i>	44 994	100,0%	-	328 862

Примечание: * – Индексы приведения в текущий уровень цен приведены согласно письмам Минстроя России от 07.06.2018 г. № 24818-ХМ/09 и от 19.07.2018 г. № 31500-ХМ/09.

Таблица 8 – Оценка стоимости строительства КЛ 220 кВ в текущем уровне цен II кв. 2018 г.

Стоимость строительства	Стоимость в базисном уровне цен, тыс. руб. без НДС	Доля расходов	Индексы приведения* в текущий уровень цен	Стоимость в текущем уровне цен, тыс. руб. без НДС
СМР	129 286	75,0%	7,83	1 012 312
Оборудование	4 049	9,0%	4,46	18 061
Прочие	12 067	7,0%	8,79	106 066
ПИР	15 514	9,0%	3,83	59 420
<i>ВСЕГО</i>	172 382	100,0%	-	1 195 859

Примечание: * – Индексы приведения в текущий уровень цен приведены согласно письмам Минстроя России от 07.06.2018 г. № 24818-ХМ/09 и от 19.07.2018 г. № 31500-ХМ/09.

Таблица 9 – Оценка стоимости строительства КЛ 110 кВ в текущем уровне цен II кв. 2018 г.

Стоимость строительства	Стоимость в базисном уровне цен, тыс. руб. без НДС	Доля расходов	Индексы приведения* в текущий уровень цен	Стоимость в текущем уровне цен, тыс. руб. без НДС
СМР	134 458	78,0%	7,83	1 052 804
Оборудование	1 350	3,0%	4,46	6 020
Прочие	15 514	9,0%	8,79	136 371
ПИР	17 238	10,0%	3,83	66 022
<i>ВСЕГО</i>	121 888	100,0%	-	1 261 218

Примечание: * – Индексы приведения в текущий уровень цен приведены согласно письмам Минстроя России от 07.06.2018 г. № 24818-ХМ/09 и от 19.07.2018 г. № 31500-ХМ/09.

Стоимость строительства в текущем уровне цен II кв. 2018 г. оценивается в сумме 11 782,2 млн. руб. без НДС.

Таким образом, стоимость реализации проекта на основании УСП с учетом затрат, не учтенных УСП, оценивается в 14 068,4 млн руб. с НДС в текущем уровне цен II кв. 2018 г. (табл.10).

Таблица 10 – Расчет стоимости реализации проекта с использованием УСП в уровне цен II кв. 2018 г.

Показатель	Стоимость, тыс. руб.
Стоимость по УСП, без НДС	11 782 204
Стоимость затрат, не учтенных УСП, без НДС	140 153
Стоимость всего, без НДС	11 922 358
Стоимость всего, с НДС	14 068 382

Пересчет стоимости реализации проекта в прогнозный уровень цен (до 2021 г.) выполнен с учетом графика реализации проекта в инвестиционной программе ПАО «ФСК ЕЭС» (утверждена приказом Минэнерго России от 18.12.2015 г. № 980 с изменениями, внесенными приказами Минэнерго России от 28.12.2016 г. № 1432 и от 27.12.2017 г. №31@) на основе индексов-дефляторов по виду экономической деятельности «Инвестиции в основной капитал (капитальные вложения)», согласно прогнозу Минэкономразвития России (табл. 11).

Таблица 11 – 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
2016 год	1 087 517	1,00
2017 год	660 916	1,00
2018 год	1 289 984	1,00
2019 год	3 008 278	1,05
2020 год	4 654 469	1,10
2021 год	4 476 366	1,14
ВСЕГО	15 177 530	-

Стоимость строительства в уровне цен различных лет оценивается в сумме 15 177,5 млн. руб. с НДС.

Сравнительный анализ заявленной стоимости реализации проекта с оценкой Исполнителя приведен в табл. 12.

Таблица 12 – Сравнительный анализ стоимости реализации проекта

Уровень цен	Оценка Заказчика, млн руб.		Оценка* Исполнителя, млн руб.		Разница в оценке Исполнителя и Заказчика, млн руб.	Разница в оценке Исполнителя и Заказчика, %
	полная стоимость (согласно инвестиционной программе)	сметная стоимость 1 этапа строительства	объем финансовых потребностей по укрупненным нормативам цены (УНЦ)	стоимость по аналогам (УСП)		
Базовый уровень цен (без НДС)	-	1 193	-	1 952	-	-
Текущий уровень цен, 2018 (с НДС)	-	7 931	6 425	14 068	6 137	77%
Прогнозный уровень цен, до 2021 (с НДС)	4 442	-	6 920	15 178	10 736	242%

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

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

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

Стоимость строительства в текущем уровне цен, оцененная на основе расчета по укрупненным стоимостным показателям, на 77% выше сметной стоимости, согласно сводного сметного расчета по 1 этапу строительства.

Стоимость строительства в прогнозном уровне цен, оцененная на основе расчета по укрупненным стоимостным показателям, на 242% выше полной стоимости строительства, определенной согласно инвестиционной программе ПАО «ФСК ЕЭС».

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

9.1.4 Анализ стоимости с использованием объектов-аналогов

Анализ стоимости инвестиционного проекта с использованием объектов-аналогов выполнен методом регрессионного моделирования.

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

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

Критерии подбора аналогов:

- класс напряжения (на стороне высшего напряжения) – 500 кВ;
- наличие трансформаторной мощности;
- установка выключателей РУ – 110 кВ;
- установка выключателей РУ – 220 кВ;
- установка выключателей РУ – 500 кВ;
- проектная документация – разработана;
- положительное заключение экспертизы по сметам – имеется.

Перечень объектов-аналогов, удовлетворяющих критериям отбора, представлен в табл. 13.

Таблица 13 – Перечень объектов-аналогов

№ пп	Наименование проекта
1	Комплексная реконструкция ВЛ 220 кВ Холмогоры – Аврора – Пуль-Яха – Муравленковская
2	ПС 220 кВ Борская
3	ВЛ 500 кВ Красноармейская – Газовая с расширением ПС 500 кВ Красноармейская и ПС 500 кВ Газовая
4	ВЛ 500 кВ Восход – Витязь
5	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Южная – Ново-Свердловская ТЭЦ на ПС 220 кВ Надежда ориентировочной протяженностью 12,4 км (для ТП «ЕЭСК», ПАО «МРСК Урала»)
6	Реконструкция ПС 220/110/35 кВ Саратовская в г. Саратове

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

Регрессионная модель, построенная по результатам анализа, характеризуется высоким значением коэффициента детерминации: R-квадрат – 0,97.

Ошибка аппроксимации модели – 21 %.

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

- трансформаторная мощность (МВА);
- выключатель 500 кВ (шт);
- выключатель 220 кВ (шт);
- выключатель 110 кВ (шт).

В соответствии с полученным регрессионным уравнением сформирована модель аналога, факторные показатели которого соответствуют ТЭП объекта «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ Сименс (ПС 500 кВ Пахра)». Расчетная стоимость

модели аналога с учетом ошибки аппроксимации лежит в пределах от 11 238,5 до 17 213,3 млн. руб. с НДС в текущих ценах 2018 г.

Сметная стоимость строительства рассматриваемого объекта на рассмотрение не представлена.

Таким образом, заявленные стоимостные показатели рассматриваемого проекта предположительно находятся в вышеуказанных пределах.

9.1.5 Сравнительный анализ укрупненных стоимостных показателей инвестиционного проекта

Стоимостные показатели рассматриваемого проекта в текущих ценах 2018 г. представлены следующими значениями:

– сметная стоимость 1 этапа строительства согласно сводного сметного расчета (далее – данные ССР) – 7 931,4 млн. руб. с НДС;

– стоимость, рассчитанная на основании сборника УНЦ (далее – данные по УНЦ) – 5 223,9 млн. руб. с НДС;

– стоимость, рассчитанная на основании сборника УСП (далее – данные по УСП) – 14 068,4 млн. руб. с НДС.

Выполнен сравнительный анализ стоимостных показателей отдельных элементов ПС и ПИР в текущих ценах 2018 года (табл. 14).

Таблица 14 – Сравнительный анализ стоимостных показателей отдельных элементов ПС и ПИР, тыс. руб. без НДС

№	Наименование элемента	Кол-во, шт	Данные ССР*	Данные по УНЦ**	Отклонение данных ССР от данных по УНЦ	Данные по УСП**	Отклонение данных ССР от данных по УСП
1	Автотрансформатор АТДЦТН-250000/220/110 У1	2	351 694	350 900	794	276 632	75 062
2	КРУЭ 220 кВ	20	1 693 517	715 693	977 824	1 413 035	280 482
3	КРУЭ 10 кВ	26	96 384	53 479	42 905	11 320	85 064
4	ПИР	-	1 237 364	249 128	988 237	267 445	969 919

Примечание: * – включены следующие затраты: стоимость оборудования (основного и вспомогательного) и материалов, строительные-монтажные работы;

** – включены следующие затраты: стоимость оборудования (основного и вспомогательного) и материалов, стоимость панелей управления, защиты и автоматики, строительные-монтажные работы.

На основании проведенного анализа сметная стоимость строительства отдельных элементов ПС и ПИР превышает средние отраслевые показатели:

– по ячейке автотрансформатора – в среднем на 37,9 млн. руб. без НДС;

– по КРУЭ 220 кВ – в среднем на 629,2 млн. руб. без НДС;

– по КРУЭ 10 кВ – в среднем на 64,0 млн. руб. без НДС;

– по ПИР – в среднем на 979,1 млн. руб. без НДС.

9.2 Финансово-экономическая оценка инвестиционного проекта

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

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

9.2.1 Анализ финансово-экономической модели

Финансово-экономическая модель проекта не представлена.

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

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

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

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

Расчет тарифов основан на оценке необходимой валовой выручки сетевой организации (приказ ФСТ России «Об утверждении методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке» от 06.08.2004 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):

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

где:

НВВ – необходимая валовая выручка;

Р – расходы, связанные с производством и реализацией продукции;

ВК – возврат инвестированного капитала;

ДК – доход на инвестированный капитал;

ДельтаЭОР – экономия операционных расходов;

ДельтаЭП – экономия от снижения технологических потерь;

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

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

Ежегодные расходы, связанные с производством и реализацией продукции, оцениваются в размере 7,1% от капитальных вложений по подстанции и 4,7% – 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 17,6% – по линиям электропередач. С учетом расчета стоимости капитальных вложений, выполненного Исполнителем по укрупненным стоимостным показателям, необходимая валовая выручка сетевой организации увеличится ориентировочно на 2 191,4 млн руб.

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

Объем подключаемой нагрузки в результате реализации рассматриваемого проекта не определен.

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

Сметная документация инвестиционного проекта «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ Сименс (ПС 500 кВ Пахра)» на рассмотрение не представлена.

При отсутствии материалов о сметной стоимости рассматриваемого инвестиционного проекта, провести анализ капитальных затрат не представляется возможным.

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 – 2,0% от капитальных вложений;
- расходы на ремонт – 0,5% 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 4,7% по линиям электропередач.

9.4 Анализ возможностей оптимизации стоимостных показателей

Сметная стоимость строительства объекта на 1 этапе строительства определена базисно-индексным методом на основании сборников территориальных единичных расценок ТЕР-2001, ТССЦ-2001. Стоимость материалов, отсутствующих в сметно-нормативной базе ТССЦ-2001, принята по прайс-листам в текущем уровне цен с пересчетом в базисный уровень цен 2001 года (на 01.01.2000 г.) методом «обратного счета».

Исполнитель выборочно провел конъюнктурный анализ стоимости ячейки выключателя U = 220 кВ в составе КРУЭ 220 кВ, стоимость которого в локальных расчетах принята по прайс-листу (табл. 18).

Таблица 15 – Конъюнктурный анализ ячейки выключателя 220 кВ

Показатели сравнительного анализа	Заявленные стоимостные показатели	Конъюнктурный анализ Мосгосэкспертизы		
		ЗАО "Завод Высоковольтного Оборудования "Союз""	Корпорация "Хесон"	средняя по аналогам
Поставщик	Hyundai Electric&Energy Systems Co	ЗАО "Завод Высоковольтного Оборудования "Союз""	Корпорация "Хесон"	средняя по аналогам
Источник информации	КП от 22.03.2018 № MOSRO-20180321/01	КП от 14.06.2012 г. № 241-05	КП от 05.04.2010 г. № HS-7-100405-01	-
Цена за 1 комплект с НДС, тыс. руб.	1 998 350	253 572	551 548	402 560

Количество выключателей в комплекте, шт	20	4	6	-
Цена за 1 выключатель в составе комплекта с НДС в текущих ценах 2018 г., тыс. руб.**	99 918	78 549	91 925	85 237

Примечание: * – стоимость оборудования представлена в КП в валюте «евро» и пересчитана в рубли по курсу на 24.12.2018 г.;

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

Общее возможное снижение сметной стоимости объекта по рассмотренному оборудованию оценивается в сумме до 293,6 млн. руб. с НДС.

Рекомендуется проводить конъюнктурный анализ рынка по данным непосредственно заводов-изготовителей. Нетиповое оборудование рекомендуется учитывать в смете при подтверждении стоимостных показателей на основе расчетно-калькуляционных материалов.

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. В связи наличием оборудования в рассматриваемом проекте валютный риск как высокий (см. рис. 2).

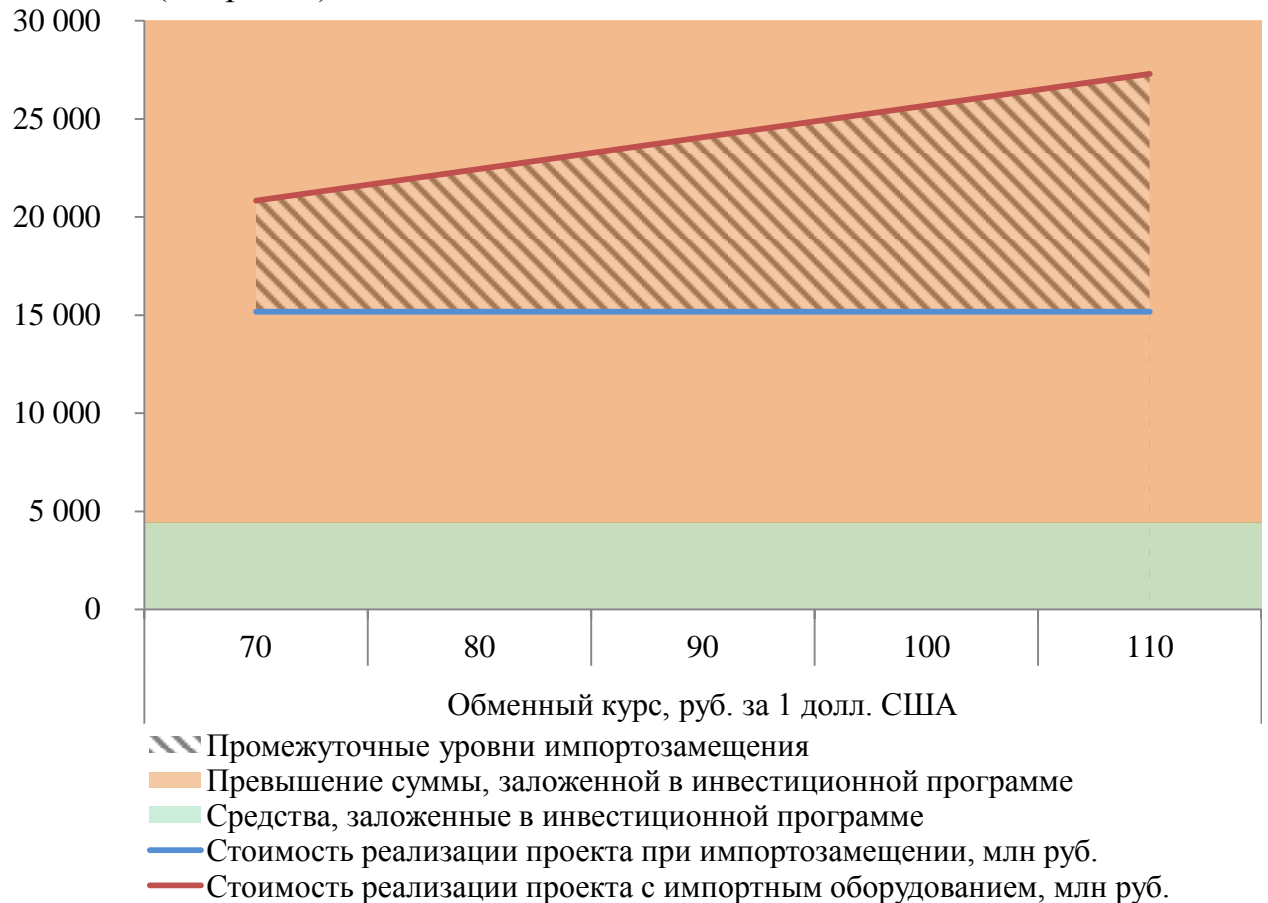


Рисунок 2 – Оценка валютных рисков

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

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

9.6 Оценка рисков инвестиционного проекта

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

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

Результаты оценки представлены на рисунке 3.

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

Рисунок 3 – Результаты оценки рисков инвестиционного проекта

10 Заключение

Проектные решения изменены. Рекомендуется выполнить повторное вариантное проектирование.

Риски оцениваются как умеренные при учете сделанных рекомендаций.

Сроки реализации проекта представляются необоснованно завышенными.

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

Возможное снижение сметной стоимости объекта по рассмотренному в ходе конъюнктурного анализа оборудованию оценивается в сумме до 293,6 млн. руб. с НДС.

Реализация проекта характеризуется отсутствием выраженного положительного экономического эффекта для потребителей.

В целом рассматриваемый инвестиционный проект оценивается как целесообразный с учетом сделанных рекомендаций.

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. Кадуйский